
Rola gazu ziemnego w transformacji energetycznej Polski w stronę neutralności klimatycznej.

Analiza uzasadniająca, dlaczego gaz ziemny jest konieczny ze względów ekonomicznych, społecznych i środowiskowych do transformacji energetycznej Polski i powinien być uznawany za paliwo przejściowe w transformacji energetycznej UE w stronę neutralności klimatycznej.

Executive summary



29 październik 2020 r.

Lista stosowanych skrótów

BAT	Best Available Technology
CCS	Carbon Capture & Storage
CCU	Carbon Capture & Utilisation
CCUS	Carbon Capture, Utilisation & Storage
CHP	Combined Heat & Power
CNG	Compressed Natural Gas
DSO	Distribution System Operator
DUC	Danish Underground Consortium
EBA	European Biogas Association
EGD	European Green Deal
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EIA	Energy Information Administration
FSRU	Floating Storage Regasification Unit
GtL	Gas to Liquids
GtM	Gas to Methanol
IED	Industrial Emission Directive
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IGCP	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie
IGG	Izba Gospodarcza Gazownictwa
IEA	International Energy Agency
ISE	Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o.
KOWR	Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	Liquefied Natural Gas
MAP	Ministerstwo Aktywów Państwowych
MR	Ministerstwo Rolnictwa
NGL	Natural Gas Liquids
NGVA	Natural Gas Vehicles Association
OZE	Odnawialne źródła energii
PEP2040	Polityka Energetyczna Polski do roku 2040 (projekt), z listopada 2019 wraz z jego zmianą z 8 września 2020 r.
PCI	Projects of Common Interest
PMG	Podziemne magazyny gazu
PPEJ	Program polskiej energetyki jądrowej
PSG	Polska Spółka Gazownictwa
PtG, P2G	Power-to-Gas
PTPiREE	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej
RED	Renewable Energy Directive
SNG	Synthetic Natural Gas
UE	Unia Europejska

Executive summary

Polska gospodarka, w tym również cały sektor gazowniczy, od wielu lat podlega uwarunkowaniom związanym z wdrażaniem polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej. Obecnie przed Polską, tak jak przed innymi krajami członkowskimi, stoją wyzwania związane z dwoma horyzontami czasowymi, w których weryfikowane będą wypracowane wspólnie decyzje. A są to m.in.:

- W horyzoncie roku 2030:

„W ramach Europejskiego Zielonego Ładu we wrześniu 2020 r. Komisja zaproponowała zwiększenie docelowego poziomu redukcji emisji gazów cieplarnianych, z uwzględnieniem emisji i pochłaniania emisji, do co najmniej 55 proc. do 2030 r. w stosunku do poziomu z 1990 r. Po przeanalizowaniu działań wymaganych we wszystkich sektorach, m.in. w zakresie zwiększenia efektywności energetycznej i wykorzystania energii odnawialnej, Komisja rozpocznie teraz proces opracowania wniosków ustawodawczych, który potrwa do czerwca 2021 r., aby skutecznie zrealizować te ambitne cele. Umożliwi to UE przejście na gospodarkę neutralną dla klimatu i wypełnienie zobowiązań wynikających z porozumienia paryskiego poprzez aktualizację unijnego wkładu ustalonego na szczeblu krajowym. Ramy polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030 zawierają ogólnounijne założenia i cele polityki na lata 2021-2030.

Najważniejsze cele na 2030 r.:

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

Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 40 proc. jest realizowane za pomocą unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji, rozporządzenia w sprawie wspólnego wysiłku redukcyjnego z celami redukcyjnymi państw członkowskich i rozporządzenia w sprawie użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa. W ten sposób wszystkie sektory przyczynią się do osiągnięcia 40-proc. celu redukcji emisji CO₂ poprzez zmniejszenie emisji i zwiększenie pochłaniania gazów cieplarnianych.

Wszystkie trzy kluczowe akty prawne dotyczące klimatu zostaną teraz poddane aktualizacji pod kątem osiągnięcia celu redukcji emisji gazów cieplarnianych netto o co najmniej 55 proc. Do czerwca 2021 r. Komisja przedstawi odpowiednie wnioski ustawodawcze¹.

- W horyzoncie roku 2050 Komisja Europejska chce, by neutralna dla klimatu stała się do 2050 r. Unia Europejska jako całość. Warto zwrócić uwagę, że byłoby to znaczne zaostrenie zobowiązań w stosunku do przyjętych w horyzoncie roku 2020:
 - ograniczenie o 20% emisji gazów cieplarnianych w stosunku do 1990 r.;
 - 20% udział energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii w UE;
 - zwiększenie o 20% efektywności energetycznej.

¹ https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_pl

Spełnienie zobowiązań na rok 2020 było dla Polski poważnym wyzwaniem, z uwagi na wyjściową sytuację polskiej gospodarki na początku XXI wieku – zależność energetyki od węgla, niewielki udział w miksie energetycznym odnawialnych źródeł energii, duży udział przemysłu energochłonnego i ciągle niezadowolającą efektywność energetyczną. Przynajmniej część z tych problemów została już zaadresowana.

Dla realizacji celów polityki klimatyczno-energetycznej UE na lata 2030 i 2050, u których podstaw leży przede wszystkim chęć powstrzymania katastrofy klimatycznej, organy Unii Europejskiej wypracowują szereg strategii, przekładanych następnie na regulacje unijne, które z kolei są implementowane do prawodawstwa poszczególnych państw. Najnowsze z tych dokumentów, ściśle związane z przyszłością sektora gazowego i całej energetyki, to:

- Europejski Zielony Ład (European Green Deal) kładący fundament pod nową strategię rozwoju gospodarczego Unii Europejskiej, której celem jest *„przekształcenie UE w sprawiedliwe i prosperujące społeczeństwo żyjące w nowoczesnej, zasobooszczędnej i konkurencyjnej gospodarce, która w 2050 r. osiągnie zerowy poziom emisji gazów cieplarnianych netto i w ramach której wzrost gospodarczy będzie oddzielony od wykorzystania zasobów naturalnych”*.
- Europejskie prawo o klimacie (European Climate Law), poprzez które polityczne decyzje Rady Europejskiej odnośnie celów klimatycznych mają nabrać mocy prawnej. Zakończenie negocjacji tego rozporządzenia w formule trilogów spodziewane jest podczas portugalskiej prezydencji w Radzie UE w pierwszej połowie 2021 r.
- Nowa strategia przemysłowa dla Europy²: *„W oparciu o pomysłne rozwiązania w zakresie sojuszy sektorów przemysłu ustanowiony zostanie Europejski Sojusz na rzecz Czystego Wodoru. Następnym w kolejności powinien być sojusz na rzecz niskoemisyjnych gałęzi przemysłu, sojusz na rzecz przemysłowych chmur obliczeniowych i platform przemysłowych oraz sojusz na rzecz surowców”*.
- Strategia Wodorowa, opublikowana przez Komisję Europejską 8 lipca 2020 r.³, mająca pobudzić rozwój sektora zielonego wodoru.
- Strategia Metanowa, opublikowana przez Komisję Europejską 14 października 2020 r.⁴, mająca doprowadzić do redukcji emisji metanu.
- Strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego⁵ (EU Strategy for Energy System Integration), której podstawą ma być skoordynowane planowanie i zarządzanie systemem energetycznym jako całością: *„Inteligentna integracja odnawialnych źródeł energii, efektywności energetycznej i innych zrównoważonych rozwiązań we wszystkich sektorach pozwoli obniżyć emisyjność najniższym możliwym kosztem”*.
- Rozporządzenie w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje⁶ oraz towarzyszące mu akty delegowane w sprawie kryteriów dotyczących zrównoważonej

² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0102&qid=1610462287586>

³ COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe COM/2020/301 final <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1596807561238&uri=CELEX:52020DC0301>

⁴ COMMUNICATION 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; https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu_methane_strategy.pdf

⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0299&qid=1610462203898>

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32020R0852>

środowiskowo działalności gospodarczej, mające istotny wpływ sektora gazowego na dostęp do usług finansowych.

- Instrumenty wieloletnich ram finansowych na lata 2021-2027 oraz Next Generation EU, w szczególności Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego, Fundusz Spójności, InvestEU, Instrument na rzecz Odbudowy i Wzmacniania Odporności mające kontrybuować do realizacji celu 30% łącznych wydatków ze wszystkich programów UE na cele klimatyczne oraz rewizja rozporządzenia w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej (TEN-E) i instrument „łącząc Europę”.

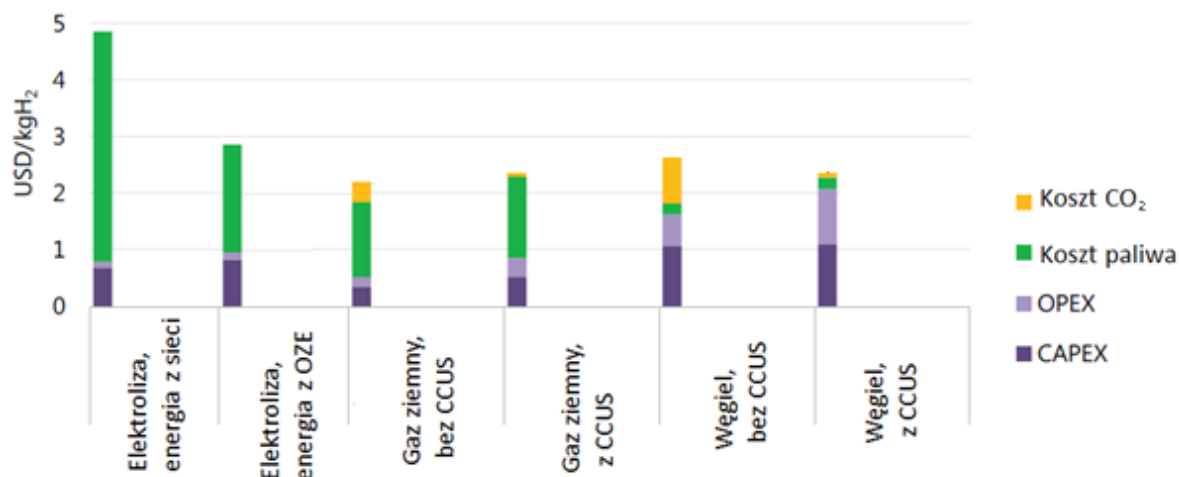
Przejście od gospodarki zorientowanej na wytwarzanie energii z paliw kopalnych na neutralną klimatycznie, wymaga pozyskiwania energii ze źródeł nieemisyjnych lub emisyjnie neutralnych. W tym zakresie pomocny jest szybko rozwijający się obszar nowych technologii, przy czym do dominującej przez lata energetyki wiatrowej doszła w ostatnich latach dynamicznie rozwijająca się fotowoltaika, oraz – najbardziej interesujący dla sektora gazowego – cały szereg zielonych i niskoemisyjnych gazów. Przy czym znaczna część technologii, wykorzystywanych do wytwarzania, a następnie zużycia tzw. nowych gazów, jest znana od lat. W polskich realiach gaz ziemny pozostanie w dłuższym horyzoncie czasowym co najmniej paliwem przejściowym, jeżeli nie nawet paliwem drugiego wyboru po węglu. Dynamiczny wzrost wolumenów przyłączy w Gaz-System pozwala na stwierdzenie, że w perspektywie co najmniej 2030 r., a prawdopodobnie do 2050 r., gaz ziemny utrzyma swoją dynamikę wzrostu. Więcej na ten temat na stronach 93-96.

Scharakteryzujemy pokrótce zielone i niskoemisyjne gazy i ich rolę dla gospodarki przyszłości.

Wodór

Wodór obecnie używany w procesach przemysłowych podzielony został na „rodzaje”, w zależności od pochodzenia. **Wodór „szary”** to surowiec pozyskiwany z paliw kopalnych, przede wszystkim z gazu ziemnego lub w procesach zgazowania węgla kamiennego. **Wodór „niebieski”** to wodór pozyskiwany w sposób analogiczny do „szarego”, ale z wykorzystaniem technologii sekwestracji ditlenku węgla (CCS). Z uwagi na odchodzenie od paliw kopalnych niebieski wodór jest technologią mogącą służyć w okresie przejściowym do uzyskania efektu skali, ale długoterminowo wodór szary i niebieski prawdopodobnie będą eliminowane z procesów gospodarczych.

Najważniejszym w przyszłości rodzajem wodoru będzie prawdopodobnie **wodór „zielony”**, tzn. gaz pozyskiwany wyłącznie z udziałem energii odnawialnej, np. w procesie elektrolizy. Realizowane obecnie projekty wielkoskalowej produkcji zielonego wodoru dotyczą przede wszystkim budowy elektrolizerów z wykorzystaniem nadmiarowej energii wiatrowej lub fotowoltaicznej, jednakże koszty zielonego wodoru są wciąż znacząco wyższe od kosztów wodoru szarego i niebieskiego. Biorąc pod uwagę ocenę Departamentu Energii Stanów Zjednoczonych, iż do szerokiego rozwoju technologii wodorowych konieczne jest obniżenie kosztów produkcji zielonego wodoru do 2 USD/kg, konieczny jest dalszy postęp technologiczny. Obecnie koszty produkcji zielonego wodoru z elektrolizy, dla której wykorzystywana jest energia z OZE, wynoszą prawie 3 USD/kg, a najtańsza technologia – wywarzanie z gazu ziemnego bez CCUS, i tak (choć nieznacznie) przekracza graniczne koszty 2 USD/kg.



Rysunek 1 Koszty produkcji wodoru w zależności od technologii [USD/kg]

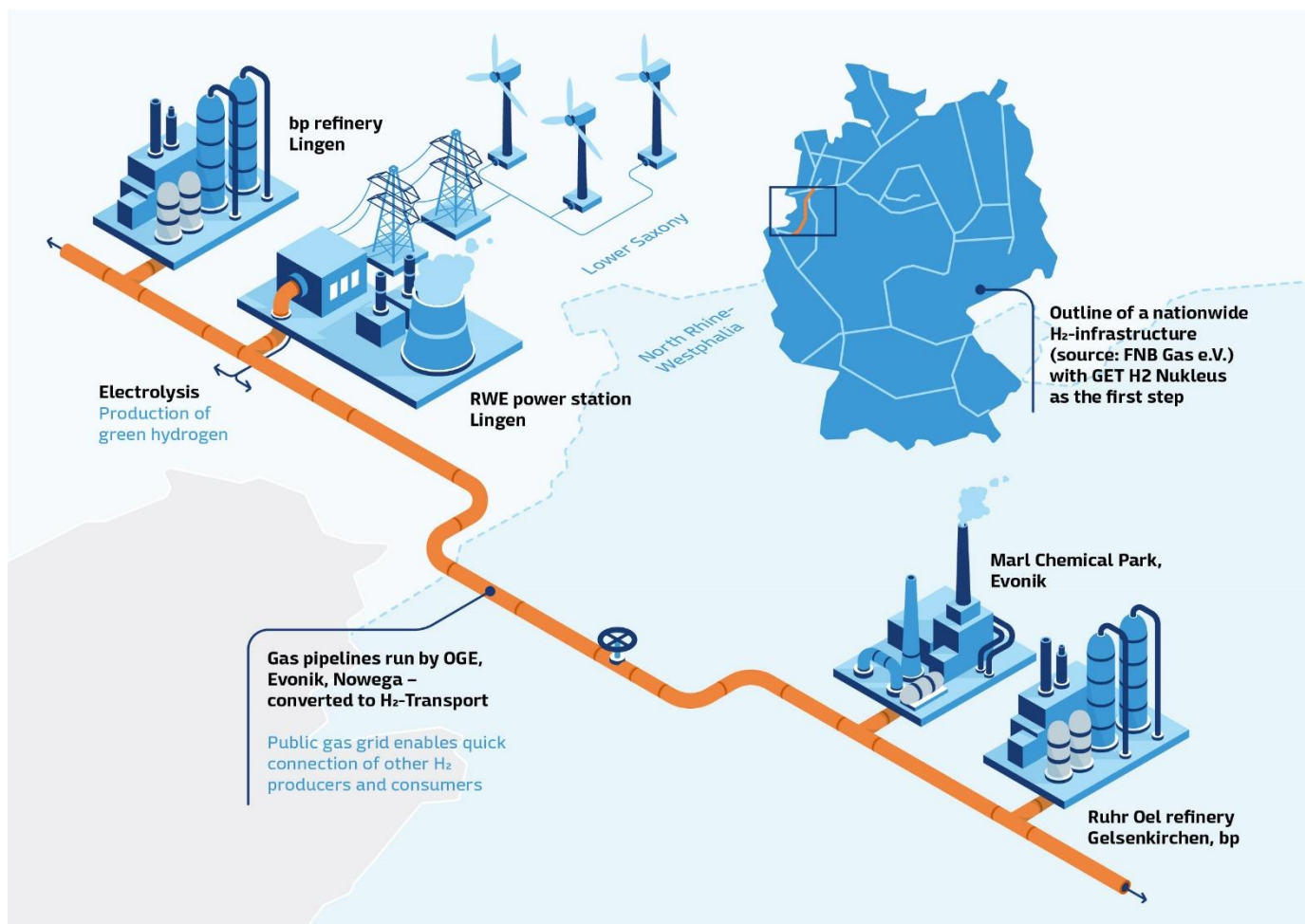
Źródło: IEA, „The Future of Hydrogen 2019”

Należy przy tym zauważyć, iż proces elektrolizy wymaga – oprócz energii – również dużych ilości wody, co w przypadku Polski, z relatywnie niewielkimi zasobami wodnymi, może być problemem. W sytuacji, gdy nawet największe polskie rzeki notują okresowo bardzo niskie stany wód jedynym stabilnym źródłem wody dla przemysłowych procesów elektrolizy może być Bałtyk. Przy czym wytwarzanie zielonego wodoru wymaga energii z OZE, której w Polsce nie ma obecnie w nadmiarze, a także rozwiązania szeregu problemów technologicznych (np. związanych z kosztami odsalania wody morskiej) i środowiskowych.

Entuzjazm dotyczący technologii wodorowych wynika z kilku przesłanek. Wodór jest bardzo wydajnym paliwem, mogącym mieć zarówno zastosowanie w małej skali (np. jako paliwo samochodowe), jak i w wielkoskalowej generacji czy magazynowaniu energii.

Wodór (na dziś głównie szary) ma szerokie zastosowanie w przemyśle chemicznym, petrochemicznym i rafineryjnym (produkcja nawozów, tworzyw sztucznych i paliw). Poza tymi obszarami gospodarki wodór używany jest przede wszystkim jako paliwo silnikowe (ogniwa paliwowe), jednakże w niewielkim (w globalnej skali) zakresie. Dalszy rozwój zastosowań wodoru (pierwotnie szarego i niebieskiego, w przyszłości zielonego) uzależniony jest od rozbudowy infrastruktury (sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, stacji tankowania) oraz wytworzenia dodatkowego popytu (uzyskania efektu skali).

W przyszłości może być stosowany np. w hutnictwie do produkcji żelaza, zastępując wysoce emisyjne elektrody węglowe. Przykładem szerokiego zastosowania zielonego wodoru jest realizowany w Niemczech nowatorski projekt GET H2 NUKLEUS, łączący w sobie elektrolizę wody z wykorzystaniem energii z farm wiatrowych, z zastosowaniem tak uzyskanego wodoru do: generacji energii elektrycznej, zasilania samochodów oraz produkcji przemysłowej (rafineria, zakład chemiczny). Ten projekt pokazuje zarówno złożoność nowych projektów wodorowych, jak i konieczność współpracy różnorodnych podmiotów obecnych dziś w obszarze gazownictwa, a w przyszłości – wodoru. Jest on mianowicie realizowany zarówno przez gazowe firmy przesyłowe (Gascade, Nowega, Open Gas Europe oraz Thyssengas), jak i duże koncerny przemysłowe (BP, Evonik). Jest to projekt pilotażowy, jednakże pokazuje zarówno możliwości tkwiące w zielonym wodorze, jak i w istniejącej i możliwej do zaadaptowania do gospodarki wodorowej infrastrukturze przesyłowej i przemysłowej.



Rysunek 2 Projekt GET H2 NUKLEUS

Źródło: <https://www.get-h2.de/en/get-h2-nukleus/>

W niektórych państwach Unii Europejskiej trwają prace nad szeroko zakrojonym wdrażaniem nowoczesnych technologii wodorowych, przy czym najbardziej intensywne badania nad właściwościami wodoru i jego zastosowaniem na skalę przemysłową są realizowane przede wszystkim w Niemczech i Francji, a poza UE – np. w Japonii, Chinach czy Stanach Zjednoczonych. Podstawowym problemem we wdrażaniu technologii wodorowych jest brak (z uwagi na wysoki koszt) infrastruktury oraz związany z nim (dodatkim sprzężeniem zwrotnym) brak popytu. Kluczowe zagadnienia, hamujące w skali całego świata rozwój zielonych technologii wodorowych, to konieczność:

- wypracowania długoterminowych strategii wodorowych;
- wdrożenia efektywnych metod produkcji zielonego wodoru oraz jego magazynowania i transportu;
- wykreowania wysokiego popytu na zielony wodór (poszukiwanie efektu skali);
- maksymalnego wykorzystania istniejącej infrastruktury gazowej.

Z uwagi na powyższe – konieczność rozwoju technologii i zbudowania runku konsumentów zielonego wodoru – plany stworzenia infrastruktury wodorowej są rozpisane na wiele lat. Przykładem jest tu ogłoszona w II kwartale 2020 r. inicjatywa budowy europejskiej sieci przesyłowej dla wodoru: European Hydrogen Backbone, planowana z horyzontem 30-letnim. Plan ten, stworzony przez jedenastu europejskich OSP zakłada, iż do roku 2040, dzięki nakładom inwestycyjnym szacowanym na 27 do 64

mld EUR (z czego 60% zostanie przeznaczone na budowę/modyfikację rur, a 40% na stacje kompresorów), z istniejącej obecnie sieci przesyłowej o długości 6800 km powstanie sieć o długości 23 000 km, łącząca źródła wytwarzania wodoru z głównymi miejscami jego konsumpcji. Przewiduje się, iż 25% sieci to będą odcinki zbudowane całkowicie od nowa, a 75% zmodernizowane, istniejące obecnie sieci przesyłu gazu ziemnego. Ostatecznym celem jest stworzenie dwóch równoległych sieci transportu gazu: dedykowanej sieci wodoru i dedykowanej sieci (bio)metanowej. Sygnatariusze porozumienia zakładają, iż uśredniony koszt przesyłu wodoru wyniesie od 0,09 do 0,17 EUR za kg wodoru na 1000 km, co umożliwi opłacalny transport wodoru na duże odległości w całej Europie.

Jak podaje IEA⁷, wielkość światowej produkcji wodoru to ok. 70 mln ton rocznie w formie czystej i dalsze 45 mln ton bez uprzedniej separacji, a ponieważ jest on wytwarzany głównie z udziałem paliw kopalnych, powoduje emisje CO₂ szacowane na 830 mln ton rocznie.

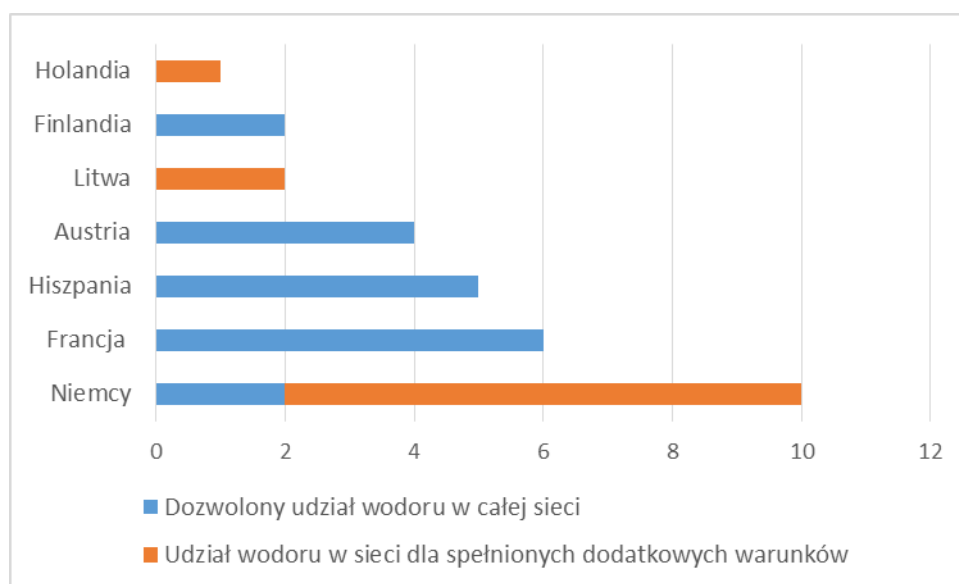
W Polsce podejmowane są pierwsze inicjatywy zmierzające do rozwoju i wdrażania technologii wodorowych. Ciekawym przykładem jest Polskie Porozumienie Wodorowe z lipca 2020 r., wspólna inicjatywa m.in.: PGNiG; PKN Orlen, GAZ-SYSTEM i Grupy Azoty. W ramach tego Porozumienia GAZ-SYSTEM ma analizować potencjalne możliwości transportu wodoru własną siecią przesyłową, wskazując dwie możliwości: z jednej strony dostosowania istniejącej infrastruktury do przesyłu wodoru, z drugiej - tworzenia sieci dedykowanych i nowej sieci przesyłowej. Analizując możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury przesyłowej do transportu gazu ziemnego z dodatkiem wodoru należy wziąć pod uwagę szereg aspektów zarówno technicznych, jak i ekonomicznych.

GAZ-SYSTEM S.A. prowadzi analizy w odniesieniu do istniejącej infrastruktury w zakresie możliwości zatłaczania domieszek wodoru, mając na uwadze jej stan techniczny, rozptył mieszaniny gazu w sieci, zastosowanych rozwiązań konstrukcyjnych, urządzeń występujących w infrastrukturze przesyłowej czy też wartości energetycznej dostarczanego medium do odbiorców końcowych i wyzwań związanych z dopełnieniem wymagań kontraktowych, oraz możliwości otrzymywania gazu z domieszkami wodoru przez odbiorców końcowych. Ze względu na ilość informacji, które należy przeanalizować oraz czasochłonność tego typu analiz, na chwilę obecną – zgodnie z informacją GAZ-SYSTEM – jest zbyt wczesnie, aby można było wskazać konkretne ilości wodoru, jakie mogłyby być transportowane z wykorzystaniem polskiego systemu przesyłowego.

Biorąc pod uwagę obecny stan prac, określenie wielkości nakładów koniecznych do dostosowania polskich sieci do przesyłu wodoru, jest trudne do określenia.

Na dziś dodawanie niewielkich ilości wodoru do sieci przesyłowych gazu ziemnego, jest dozwolone jedynie w kilku krajach europejskich (np. 2% w sieciach niemieckich).

⁷ IEA, "The Future of Hydrogen", 2019



Rysunek 3 Możliwości blendowania wodoru z gazem ziemnym w sieciach przesyłowych [%, objętościowo]

Źródło: Na podstawie: IEA, „The Future of Hydrogen 2019” wraz z uaktualnieniem na 12/03/2020: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/current-limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-and-gas-demand-per-capita-in-selected-locations>

Biogaz i biometan

Biogaz, czyli gaz powstający z przetworzenia różnych związków zawartych w biomacie, może znaleźć szerokie zastosowanie w gospodarce przyszłości, w jednym z dwóch procesów. Albo spalany na miejscu, służąc do generacji energii (z uwagi na różnorodny skład, zależny od rodzaju pierwotnego surowca oraz samej instalacji, transport biogazu na większe odległości raczej nie ma sensu). Albo, po oczyszczeniu do biometanu, o składzie analogicznym do gazu ziemnego, zatłaczany do sieci i używany identycznie jak gaz ziemny (podobnie jak wodór w energetyce i przemyśle, przede wszystkim rafineryjnym, chemicznym i petrochemicznym). Zgodnie z danymi GUS z 2018 roku krajowy biogaz zawiera średnio 55% metanu.

Z punktu widzenia polityki klimatyczno-energetycznej podstawową zaletą biogazu/biometanu jest ich emisyjna neutralność. Natomiast pozostałości biomasy, z której biogaz został wytworzony, mogą być wykorzystane w rolnictwie jako nawóz.

W Europie działa ponad pół tysiąca biogazowni produkujących biometan, natomiast w kraju mamy biogazownie działające na potrzeby lokalne, niepodłączone do sieci gazowej, co wiąże się z istnieniem niewystarczających systemów wsparcia oraz barier infrastrukturalnych.

Z informacji PGNiG wynika, iż krajowy potencjał produkcji biometanu sięga 8 mld m³ rocznie, w tym co najmniej 4 mld m³ rocznie możliwych do wytworzenia do roku 2030. Aby to było realne w ciągu 10 lat w Polsce powinno pojawić się 1,5-2 tys. biometanowni, co będzie kosztować ok. 70 mld PLN. Wykorzystanie biometanu znajduje szerokie wsparcie w PEP2040, ale realizacja tych wizji będzie możliwa wyłącznie w przypadku rozwiązania wszystkich kwestii regulacyjnych i technologicznych, zarówno na poziomie krajowym, jak i Unii Europejskiej.

Gaz syntezowy, metan syntetyczny

Gaz syntezowy (mieszanina tlenków węgla i wodoru) jest podstawowym surowcem chemicznym, obecnie wytwarzanym w Polsce przede wszystkim z gazu ziemnego. Na gazie syntezowym oparta jest współcześnie niemal cała światowa produkcja metanolu, synteza alkoholi OXO czy węglowodorów wyższych, jak też nawozów sztucznych – podstawowego produktu polskiego przemysłu chemicznego.

Syntetyczny metan, uzyskiwany w procesie P2G, może być zielonym gazem, jeśli uzyskiwany jest w procesach w pełni neutralnych klimatycznie (np. z wodoru z hydrolizy, w efekcie wykorzystania energii pochodzącej z OZE). Mimo iż wydaje się, że jest to technologia przyszłościowa, badana ciągle i rozwijana w czołowych gospodarkach światowych, w Polsce znajduje się w początkowym stadium działań.

W maju 2015 roku PGE i GAZ-SYSTEM podpisały list intencyjny w sprawie przygotowania „Studium Wykonalności budowy instalacji Power-to-Gas”. Partnerzy porozumienia nie podjęli decyzji o realizacji projektu polegającego na budowie takiej instalacji, z uwagi na brak przesłanek ekonomicznych.

Modele transformacji energetyki w wybranych państwach członkowskich UE

Transformacje gospodarek poszczególnych krajów, szczególnie w sektorze energetycznym, należy rozpatrywać zarówno w kontekście ich stanu początkowego (np. w roku 2014, „startu” poprzednich zobowiązań wynikających z polityki klimatyczno-energetycznej), jak i posiadanych środowiska geograficznego oraz uwarunkowań społecznych. Dlatego też modele transformacji, mimo że zmierzają ostatecznie do tego samego celu, zasadniczo się od siebie różnią. Popatrzmy na trzy kraje z północnej części Europy, posiadające – przynajmniej teoretycznie – podobne do Polski potrzeby energetyczne.

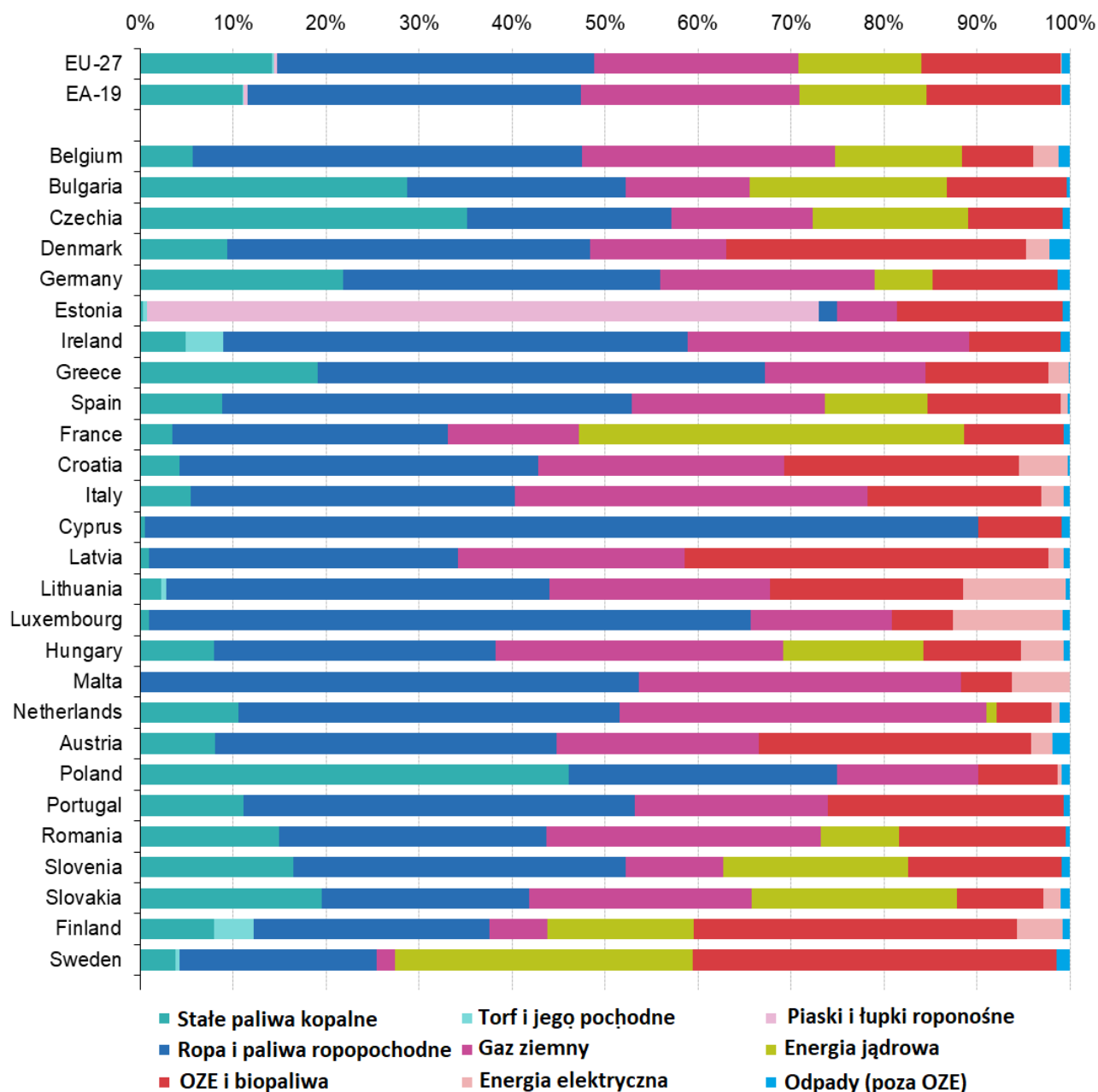
W Niemczech, w których w przeszłości podjęto decyzję o szybkich inwestycjach w OZE i odejściu od energetyki jądrowej, dużo trudniejszą decyzją było odejście od węgla (najpierw kamiennego, następnie brunatnego). Warto też wskazać, iż o ile udział energii odnawialnej (głównie wiatrowej, w mniejszym stopniu solarnej) już dominuje w miksie energetycznym (40% w 2019 roku), to sumaryczny udział węgla kamiennego (importowanego, głównie z Rosji) i brunatnego (którego Niemcy posiadają ogromne złoża) jest identyczny (odpowiednio 15% i 25%). Pozostała część energii pochodziła po 10% z elektrowni jądrowych i energetyki gazowej. Mówiąc o Niemczech warto dostrzec istotną rolę ciepłownictwa systemowego – Niemcy są krajem posiadającym najdłuższą sieć ciepłowniczą i wytwarzającym najwięcej ciepła systemowego w Europie, przy czym ponad 50% wytwarzanego w tym obszarze ciepła pochodzi z gazu ziemnego.

Dania, posiadająca bardzo dobrze rozwiniętą linię brzegową i doskonałe warunki do generacji energii wiatrowej już ponad 50% zużywanej energii wytwarza z OZE. Udział gazu ziemnego systematycznie spada (14% w roku 2019), ale warto nadmienić, iż Dania finansuje transformację energetyki w dużym stopniu z przychodów pochodzących z wydobycia gazu ziemnego z Morza Północnego. Natomiast w obszarze ciepłownictwa Dania odchodzi od jednostek opalanych gazem ziemnym i paliwami ropopochodnymi w kierunku szerokiego wykorzystania ciepła ze spalania odpadów.

Natomiast Szwecja jest przykładem gospodarki idącej w kierunku pełnej elektryfikacji gospodarki, w tym również ciepłownictwa. Szwecja postawiła sobie za cel wytwarzanie 100% energii elektrycznej w roku 2040 ze źródeł odnawialnych, co jest to możliwe dzięki jej wyjątkowej charakterystyce na tle innych krajów europejskich: na koniec 2018 roku 55% energii pochodziło ze źródeł odnawialnych.

W generacji energii dominują hydroelektrownie (energia płynących wód) oraz energetyka jądrowa (te dwa obszary odpowiadają za wytwarzanie ok. 80% energii elektrycznej), a w generacji ciepła – wykorzystanie biomasy i odpadów.

Polska, posiadająca zarówno odmienny punkt startu w energetyce, jak i inne środowisko geograficzne, znajduje się w efekcie w całkiem innej sytuacji niż powyższe kraje.



Rysunek 4 Struktura krajowego zużycia energii brutto w podziale na paliwa w krajach członkowskich UE w roku 2018 [%]

Źródło: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview#Primary_energy_production

Polski sektor energetyczny – wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła

Specyfika polskiej energetyki wynika zarówno z jej historii, jak i środowiska geograficznego.

W Polsce obecnie ok. 70% energii elektrycznej jest generowane z węgla, podobna sytuacja występuje w ciepłownictwie. Jest to zasadnicza różnica w porównaniu chociażby do początków XXI wieku, kiedy praktycznie 100% energii elektrycznej było wytwarzanej z węgla, czy nawet do roku 2010, gdy ta wielkość wynosiła 81%. Ta sytuacja jest efektem posiadanych przez Polskę dużych złóż węgla kamiennego i brunatnego, ale również niezbyt korzystnych warunków dla rozwoju OZE.

Dla energetyki wiatrowej najlepsze dla lokalizacji farm są tereny środkowej i północnej Polski, oraz farmy off-shore położone na szelfie bałtyckim (ale trzeba pamiętać o stosunkowo krótkiej, w porównaniu np. do Danii, długości wybrzeża morskiego). Teoretyczny potencjał polskich farm wiatrowych na Bałtyku to 28 GW (z możliwością produkcji ok. 140 TWh rocznie) do roku 2050, jednakże takie inwestycje wymagają rozwiązania szeregu problemów (niezdefiniowane, ale na pewno bardzo wysokie koszty infrastruktury energetycznej; problemy środowiskowe; konieczność współistnienia z transportem morskim). Obecne projekty budowy polskich farm wiatrowych na Bałtyku to 10 GW do roku 2030.

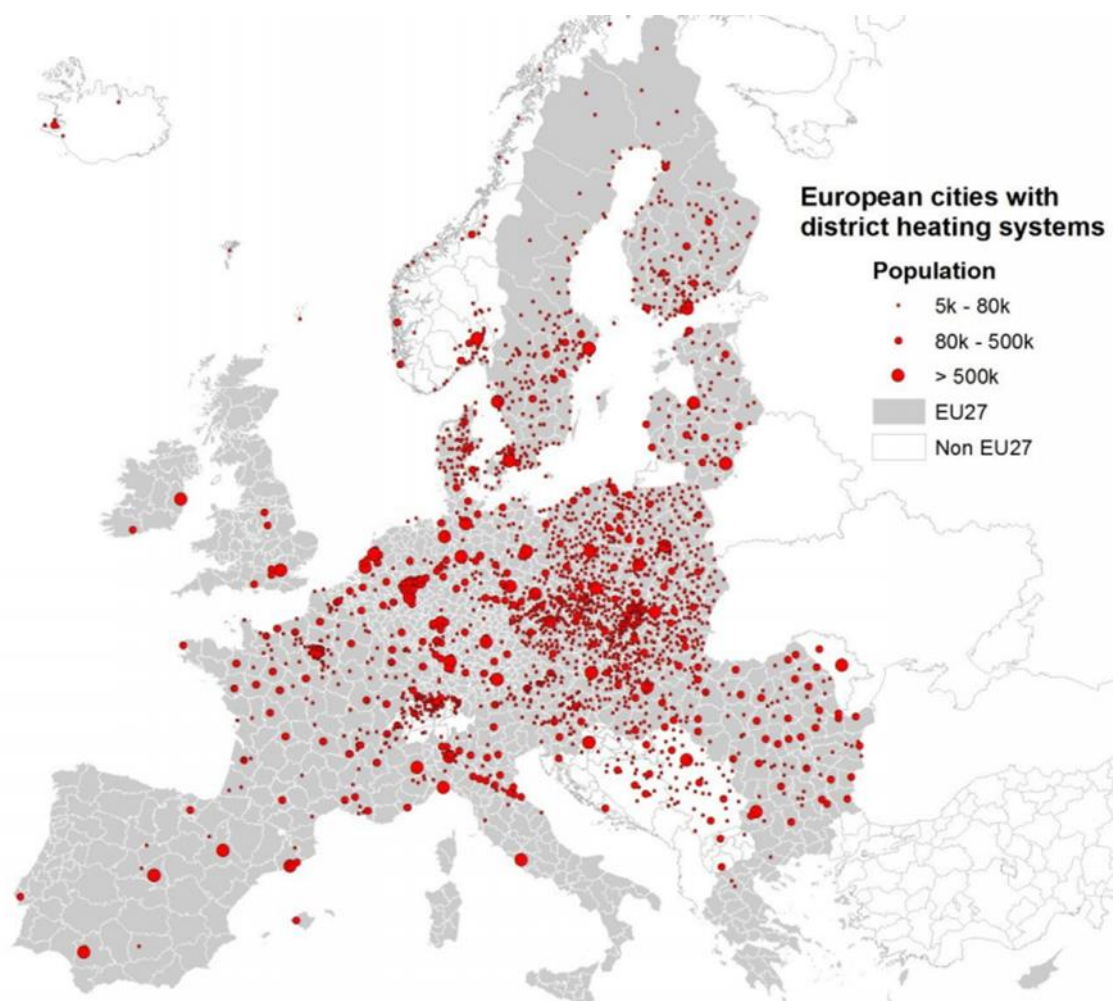
Dla źródeł fotowoltaicznych, dla których najlepsze warunki rozwoju są w Polsce południowo-zachodniej, całkowity potencjał rozwoju nie został jeszcze określony, ale należy pamiętać, że w porównaniu do południowej Europy warunki dla generacji solarnej są w Polsce znacznie gorsze (mniejsza ilość dni słonecznych i mniejszy kąt padania promieni słonecznych), co oznacza, że do jej rozwoju niezbędne są silne zachęty finansowe.

W efekcie powyższych uwarunkowań w 2019 r. udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto wyniósł 12,18%, przy czym największy udział w wytwarzaniu energii odnawialnej (66%) ma biomasa, spalana zarówno przez energetykę zawodową, jak i gospodarstwa domowe. Z pozostałych OZE istotne udziały mają wiatr (14%) i biopaliwa (10%). Udział fotowoltaiki, mimo stosunkowo szybkiego wzrostu, był do tej pory mało istotny.

Dlatego też polska energetyka jest specyficzna na tle państw UE. W pierwszej połowie 2020 r. wytworzyliśmy więcej energii z węgla niż Niemcy i więcej niż pozostałe 25 krajów UE (bez Niemiec). I nie dotyczy to wyłącznie generacji energii elektrycznej, ale również ciepłownictwa.

Polska ma bardzo rozbudowany segment ciepłownictwa systemowego, praktycznie wszystkie miasta powyżej 50 tys. ludności mają sieci ciepłownicze, w których 71% ciepła wytwarzano w 2019 r. z paliw węglowych. Polska ma trzecią pod względem długości sieć ciepłowniczą w Europie (po Niemczech i Szwecji) oraz drugie miejsce w wytwarzaniu ciepła systemowego (po Niemczech).

Ze wskazanych powyżej powodów ogrzewania dużych miast nie da się w krótkim terminie zastąpić przez OZE, szczególnie w sytuacji słabego rozwoju generacji ciepła z odpadów komunalnych. Natomiast w procesie odchodzenia od węgla w ciepłownictwie gaz ziemny może odegrać kluczową rolę, pozwalając w stosunkowo krótkim czasie znacząco zredukować emisje CO₂ z ciepła systemowego oraz niskie emisje PM, SO_x i NO_x z obszarów miast bez ciepła systemowego. Równocześnie konieczna jest integracja w ciepłownictwie źródeł OZE (zwłaszcza biometanu/biogazu i biomasy), a przede wszystkim zwiększanie efektywności energetycznej ciepłowni, sieci ciepłowniczych i budynków.



Rysunek 5 Miejskie sieci ciepłownicze w UE

Źródło: Aalborg University, „Heat Roadmap Europe 2050”

W obszarze wytwarzania energii elektrycznej najefektywniejsze dla redukcji emisji jest zastępowanie węgla przez OZE (tak szybko i tak ekonomicznie jak się da), natomiast gaz ziemny, w przyszłości może być zastępowany przez zielone i niskoemisyjne gazy. Potrzebne jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii (bez gazu ziemnego ceny energii – szczególnie ciepłej, dla gospodarstw domowych – znacznie wzrosną i dużym grupom ludności zagrozi ubóstwo energetyczne).

Elektryfikacja ciepłownictwa w polskim kontekście wiąże się z dużymi kosztami dla gospodarstw domowych i jedynie w ograniczonym stopniu przyczynia się do redukcji emisji gazów cieplarnianych (jeśli np. rezygnujemy z domowego pieca starego typu). Dlatego w przypadku wielu gospodarstw domowych optymalnym rozwiązaniem, które z jednej strony powoduje redukcję emisji gazów cieplarnianych i z drugiej strony jest dostępne ekonomicznie (uwzględniając nakłady inwestycyjne oraz koszty eksploatacji) jest ogrzewanie gazowe (indywidualne bądź sieciowe). W przypadku pozbawienia gospodarstw domowych możliwości wyboru optymalnego dla nich rozwiązania skazemy wiele osób na ubóstwo energetyczne, narażając się jednocześnie na wzrost społecznej niechęci wobec transformacji energetycznej.

Gaz ziemny zapewnia obecnie najbardziej efektywną technologię stabilizowania niestabilnych z natury OZE (wiatr i słońce), zwiększając bezpieczeństwo energetyczne kraju. W projekcie PEP2040⁸ zapisano zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego jako mocy rezerwowej dla OZE. Eksperti ISE szacują, że dla każdego 100 MW z OZE jako moc rezerwowa niezbędne jest do stabilizowania systemu od 10 do 20 MW elastycznych jednostek wytwórczych – czyli np. turbin (lub innych jednostek) gazowych. Natomiast koszty bilansowania niestabilnych źródeł OZE – np. elektrowni wiatrowych – źródłami gazowymi, wraz z kosztem wzmocnienia sieci przesyłowych, eksperci ISE oceniają na 2,2-3,5 €/MWh przy udziale energii z wiatru poniżej 25% oraz ok. 5,0-8,0 €/MWh przy 40% udziale wiatru w miksie energetycznym. Jeśli zakładamy systematyczne odchodzenie od węgla, przy braku (co najmniej do roku 2033) elektrowni jądrowych oraz mało wydajnych i niezwykle kosztownych technologii magazynowania energii elektrycznej, trudno wyobrazić sobie metodę stabilizacji źródeł OZE niewykorzystujących gazu ziemnego.

W sytuacji deklarowanego przez Polskę odchodzenia od energetyki węglowej gaz ziemny, co najmniej w perspektywie roku 2030, jest paliwem mogącym realnie przejąć rolę węgla w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski, umożliwiającym stopniowe wprowadzanie do sieci zielonych i niskoemisyjnych gazów (w tym wodoru).

Korzyści ekologiczne i społeczne związane z szybkim zwiększeniem wykorzystania gazu ziemnego w sektorze energetycznym i ciepłowniczym

W ostatnich latach Polska emituje corocznie do atmosfery ok. 300 mln ton CO₂, będąc jednym z czołowych emitentów gazów cieplarnianych w UE. Jednakże od początku transformacji w 1990 sektor energetyczny ograniczył emisje o 33%, przede wszystkim dzięki redukcji wykorzystania paliw węglowych, poprawie efektywności energetycznej i transformacji sektorów energochłonnych. Niemniej jednak, mimo coraz wyższej świadomości zmian klimatycznych, emisje CO₂ nie są traktowane przez ogół Polaków podobnie jak pozostałe emisje, bo ich skutki są odczuwalne raczej w skali globalnej niż lokalnej oraz w długim horyzoncie czasu, a sam ditlenek węgla, jako gaz bezbarwny i bezwonny, nie wywołuje bezpośrednich reakcji społecznych. Dlatego też, o ile wymiana paliw węglowych na gazowe w niskiej emisji (np. ogrzewanie mieszkań) daje stosunkowo szybki i widoczny efekt (mniejsza ilość sadzy – PM – w powietrzu, zmiana zapachu powietrza), o tyle zmniejszenie ilości emitowanego CO₂ da (daje) efekt słabo przemawiający do wyobraźni, bo odczuwalny globalnie a i dopiero po upływie dziesięcioleci.

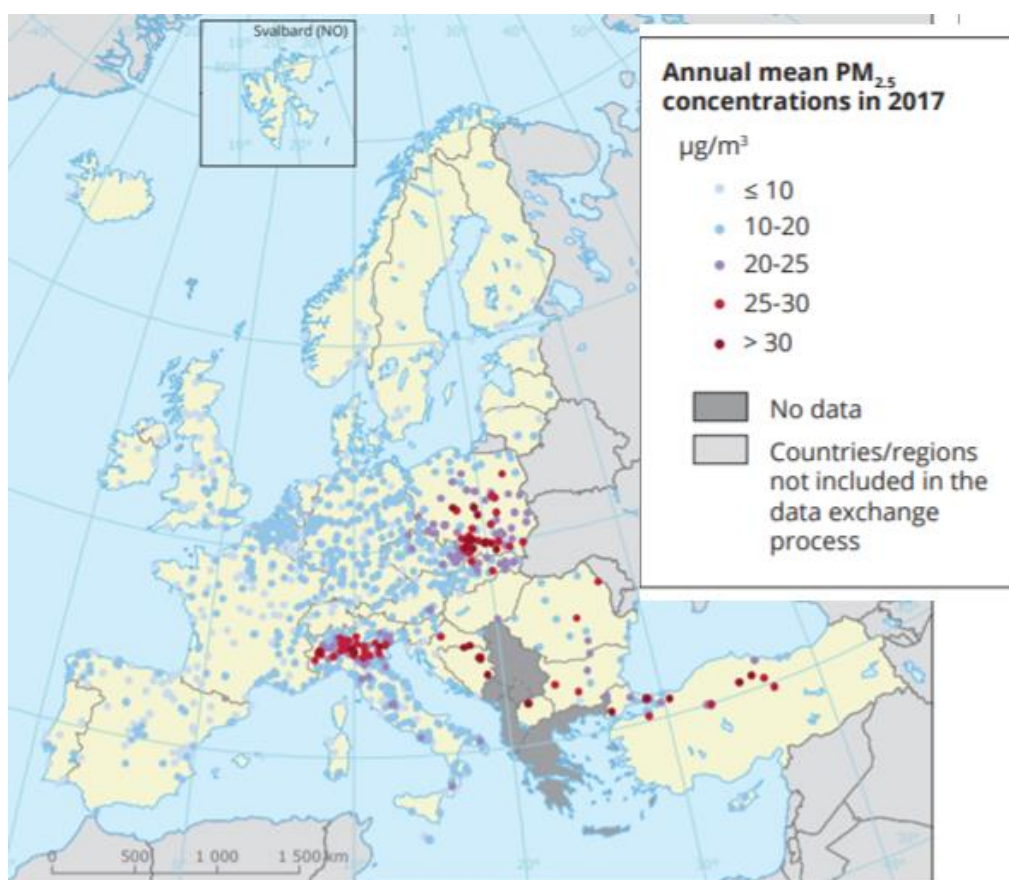
Jakie są konsekwencje stosowania paliw węglowych w „niskiej emisji”, która w krótkim horyzoncie czasowym i bez generowania znacznego obszaru ubóstwa energetycznego realnie może być zastąpiona wyłącznie przez ciepło systemowe (w miastach) – optymalnie wysokosprawną kogenerację lub gaz ziemny uzupełniany przez OZE, w tym biometan (miasta i wieś)?

Zgodnie z szacunkami Ministerstwa Przedsiębiorczości i Technologii tylko w 2016 roku 19 tys. zgonów można było przypisać emisji zanieczyszczeń z sektora bytowo-komunalnego, a koszty zdrowotne wyniosły między 12,9 a 30,0 mld EUR. Podobnie alarmujące dane podawał Narodowy Fundusz Zdrowia, jednoznacznie łącząc je z zanieczyszczeniem powietrza.

⁸ „Polityka Energetyczna Polski do roku 2040. Projekt w. 2.1 – 08.11.2019”, z listopada 2019 wraz z jego zmianą z 8 września 2020 r.

Europejska Agencja Środowiska (European Environment Agency) w raporcie z 2020 r. oceniła, iż „[...] W Europie narażenie na pył drobny powoduje około 400 000 przedwczesnych zgonów rocznie, a szczególnie ten problem jest nasilony w przypadku państw Europy Środkowo-Wschodniej”. Przy czym Polska znajduje się w grupie krajów, w których występowanie w powietrzu pyłów zawieszonych PM_{2,5} skraca ludzkie życie (na 100 tys. osób) w największym stopniu. Oprócz Polski, a szczególnie rejonu Górnego Śląska i Małopolski, podobne problemy występują jedynie w północnych Włoszech i w Czechach. Jakie są główne źródła zanieczyszczeń powietrza w Polsce?

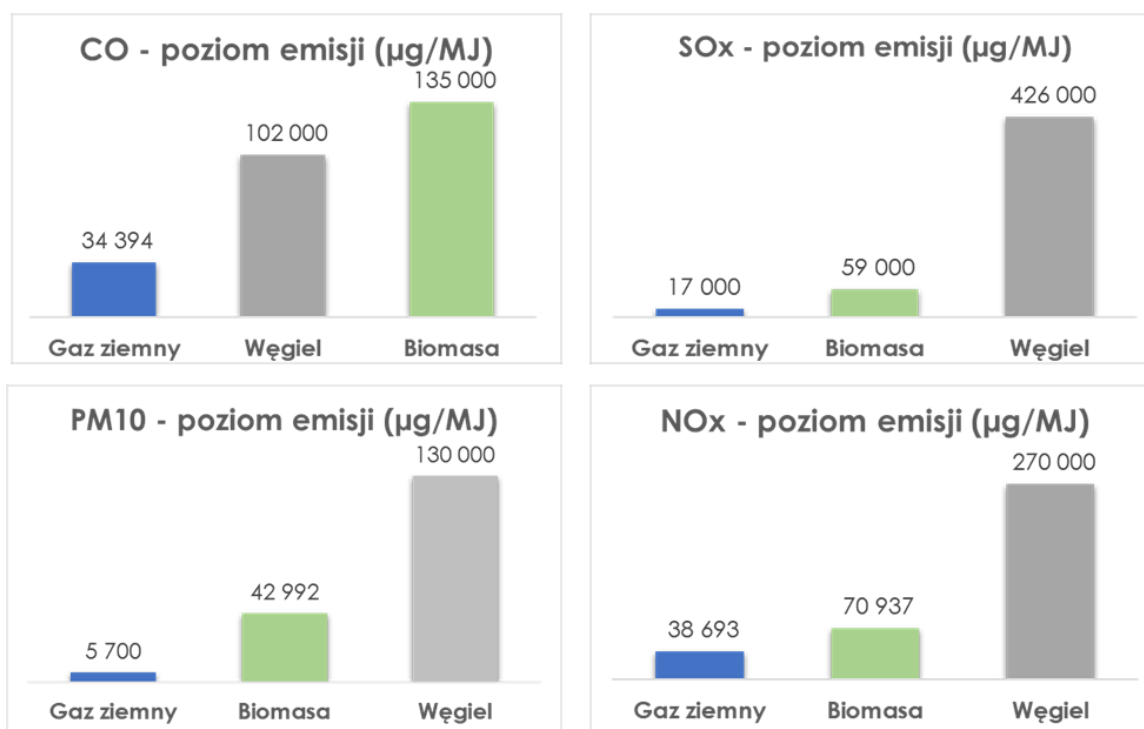
- Głównym źródłem pyłów w Polsce są domowe indywidualne instalacje grzewcze. Niska emisja odpowiada za 46,5% emisji PM₁₀ i PM_{2,5}, energetyka i przemysł (wytwarzanie energii i procesy produkcyjne) to „tylko” 24% emisji PM₁₀ i 30% PM_{2,5}.
- W przypadku tlenków azotu głównym źródłem emisji jest transport drogowy – 37% oraz energetyka i przemysł – 33,3%.



Rysunek 6 Koncentracja PM_{2,5} w krajach UE w roku 2017

Źródło: Europejska Agencja Środowiska, „Air quality in Europe — 2019 report”

W ostatnich latach, celem zmniejszenia problemów związanych z niską emisją, z uwagi na znacznie niższą emisyjność gazu ziemnego względem paliw stałych, wprowadzane są lokalne zakazy palenia paliwami stałymi (węgiel, drewno) i promowane jest ciepło systemowe, oparte na gazie ziemnym, co dotyczy przede wszystkim obszarów miejskich.



Rysunek 7 Emisyjność gazu ziemnego względem paliw stałych

Źródło: <https://www.igu.org/resources-data>

Bardzo dobrym przykładem jest zamiana węgla na gaz ziemny w aglomeracji warszawskiej, gdzie Gaz-System podłączył elektrociepłownię Żerań do sieci gazowej i trwają rozmowy odnośnie przyłączenia EC Siekierki i EC Kawęczyn. Podobnie m.in. dotyczy to EC Dolna Odra oraz EC Czechnica pod Wrocławiem. Natomiast, biorąc pod uwagę, iż podstawowym źródłem ciepła dla gospodarstw domowych są dziś piece węglowe – 43%, a ciepło sieciowe jest obecne w 40% gospodarstw domowych (miasta), to piece gazowe, które obecnie stanowią 13% źródeł ciepła dla gospodarstw domowych, są jedyną opłacalną alternatywą dla obszarów wiejskich. Jak pokażemy dalej, energia elektryczna to albo bardzo wysokie koszty inwestycyjne, albo bardzo wysokie koszty ciepła – każde z tych rozwiązań będzie prowadzić do znacznego wzrostu ubóstwa energetycznego.

Gaz ziemny może też wpłynąć na zmniejszenie emisji z silników samochodowych – w tym wypadku dotyczy to tlenków azotu, szczególnie groźnych w dużych miastach. Tutaj alternatywę gazową tworzą zarówno pojazdy napędzane CNG, jak i coraz liczniejsza flota miejskich autobusów zasilanych LNG.

Na podstawie danych GUS można oszacować, iż zużycie węgla w gospodarstwach domowych sięga ok. 20 mln ton rocznie, a jego pełne zastąpienie gazem ziemnym przyczyniłoby się do zmniejszenia emisji:

- CO₂ – o 16 mln ton (ok. 5% całkowitych emisji krajowych)
- SO_x – o 300 tys. ton
- NO_x – o 40 tys. ton
- pyłów – o 200 tys. ton

Powracając do tematu energetyki zawodowej i przemysłowej zużycie węgla kamiennego w 2019 roku wyniosło 36,1 mln ton, a węgla brunatnego – 61,9 mln ton. Porównując emisyjność CO₂ gazu ziemnego oraz węgla, zastąpienie 100% paliw węglowych gazem ziemnym przyczyniłoby się do zmniejszenia emisji CO₂ z tego segmentu gospodarki o ok. 90 mln ton rocznie. W sumie **zastąpienie w polskiej**

gospodarce węgla w całości przez gaz ziemny zmniejszyłoby emisję CO₂ o ok. 106 mln ton, czyli o ok. 1/3.

Krajowa infrastruktura gazowa – stan obecny i wizja przyszłości

W roku 2019 krajowa konsumpcja gazu ziemnego wyniosła 204,3 GWh, przy czym dostawy z zagranicy wyniosły 169,1 GWh, wydobycie krajowe 42,5 GWh, a 7,3 GWh zostało przeznaczone do wypełnienia magazynów gazu. Wydobycie krajowe pokrywa ok. 20% dostaw gazu na rynek krajowy, a import z kierunku wschodniego stanowi poniżej 50% całości dostaw (i maleje).

Gaz ziemny przesyłany do Polski z zagranicy jest dostarczany z wykorzystaniem punktów wejścia znajdujących się na granicach i transportowany systemem przesyłowym należącym do OGP GAZ-SYSTEM, a dystrybuowany z wykorzystaniem sieci należących w zdecydowanej większości (97%) do Polskiej Spółki Gazownictwa.

Prognozy dotyczące zużycia gazu ziemnego w Polsce są zróżnicowane w zależności od przyjętych scenariuszy. Więcej na ten temat na stronach 86-96.

Wielkość inwestycji w Krajowym Systemie Przesyłowym gazu, precyzyjnie określona na najbliższe lata, w dalszej przyszłości zależy od przyszłego modelu energetyki i polityki gospodarczej. Podobna sytuacja dotyczy docelowego kształtu sieci dystrybucyjnych, a także magazynów gazu i terminali LNG.

Energetyka gazowa w ostatnich latach nie rozwijała się zbyt dynamicznie i było to związane zarówno z wysokimi kosztami inwestycji, jak i znacznymi kosztami związanymi z zakupami paliwa. Uruchomienie Terminala LNG w Świnoujściu, podniesienie wymagań środowiskowych oraz wyższe ceny pozwoleń na emisje doprowadziły do sytuacji, w której nie tylko duże grupy kapitałowe, ale również małe i średnie przedsiębiorstwa ciepłownicze podjęły działania związane z inwestycjami w aktywa oparte o paliwa gazowe. Ostatnie scenariusze rozwoju polskiej energetyki zawarte w Programie Polskiej Energetyki Jądrowej wskazują, że w minimalnym wariantcie do roku 2035 Polska może mieć zainstalowane nawet od 6,7 do 11,7 GWe (CCGT) mocy w paliwie gazowym. W obszarze ciepłowni i elektrociepłowni poziom mocy zainstalowanych znajdzie się w przedziale od 1,5 – 2,2 GWe.

W jaki sposób jest wykorzystywana dziś, a jak może być wykorzystywana w przyszłości, infrastruktura gazowa – sieci przesyłowe i magazyny gazu ziemnego?

Przyszłość europejskiego i polskiego sektora gazowego zależy od rozstrzygnięcia dylematu, stojącego dziś przed państwami członkowskimi Unii Europejskiej, a mianowicie: jaką rolę ma do odegrania gaz ziemny w procesie dochodzenia do neutralności klimatycznej w 2050 r. i w jakim tempie będzie zastępowany przez zielone i odnawialne gazy przede wszystkim biometan i wodór. Z tym związane jest pytanie o to, kto powinien ponieść koszty transformacji sektora energetycznego, w tym branży gazowej?

Elektryfikacja vs pozostawienie przejściowej roli gazu ziemnego (a w przyszłości zielonych i niskoemisyjnych gazów)

Jak wspomniano powyżej unijna Strategia inteligentnej integracji systemów energetycznych zakłada integrację systemów przy obniżaniu emisyjności jak najniższym kosztem. Jak się wydaje „najniższy koszt” wiąże się właśnie z wykorzystaniem istniejącej infrastruktury gazowej.

Przemawia za tym:

- Możliwość „tańszej” integracji systemów energetycznych przez gaz (interkonektory), przy redukcji nakładów na budowę sieci energetycznych.

Porównanie kosztów budowy i wielkości przesyłu energii w interkonektorach gazu ziemnego i energii elektrycznej wypada zdecydowanie na korzyść gazu.

Tab. 1 Porównanie kosztów infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej i gazu ziemnego

Nazwa	BritNed (energia elektryczna)	BBL (gaz ziemny)	NEMO (energia elektryczna)	Intrconnector (gaz ziemny)
Moc przesyłowa	1 GW	20 GWh/h	1 GW	27 (UK-> BE) GWh/h 33 (BE->UK) GWh/h
Długość	260 km	230 km	140 km	235 km
Wielkość przesyłu	8 TWh/rok	120 TWh/rok	8 TWh/rok	240 TWh/rok
Koszt budowy	600 mln EUR	500 mln EUR	690 mln EUR	713 mln EUR

Źródło: Hydrogen Europe, "Vision on the role of hydrogen and gas infrastructure", kwiecień 2019

Warto w tym miejscu przedstawić szacunki stworzone na potrzeby gospodarki niemieckiej, zgodnie z którymi zachowanie istniejącej sieci gazowej i wykorzystywanie jej w przyszłości do przesyłu wodoru (ewentualnie innych zielonych i niemisyjnych gazów) do odbiorców końcowych pozwoli na generowanie rocznie, do roku 2050, 12 mld EUR oszczędności w porównaniu do scenariusza pełnej elektryfikacji gospodarki niemieckiej. Przy założeniu 95% dekarbonizacji niemieckiej gospodarki do roku 2050 całkowite oszczędności w „gazowym” scenariuszu sięgną 200-535 mld EUR, w tym np. 113-121 mld EUR dzięki brakowi potrzeb inwestycyjnych związanych z budową energetycznych sieci przesyłowych.

W Polsce transgraniczne sieci przesyłowe gazu ziemnego są znacznie lepiej rozwinięte niż interkonektory energii elektrycznej. Zgodnie z szacunkami Gas for Climate, przedstawionymi w kwietniu 2020 r., maksymalne wykorzystanie różnorodnych gazów wytwarzanych przy użyciu odnawialnych źródeł energii, transportowanych przy użyciu sieci gazowych, pozwoli na zaoszczędzenie każdego roku 217 mld EUR w porównaniu do scenariusza maksymalnej elektryfikacji (dla państw członkowskich EU, w horyzoncie roku 2050).

Wspominaliśmy powyżej o planach stworzenia European Hydrogene Backbone. Należy jednak zauważyć, że w sieciach co najmniej kilku krajów unijnych już dziś dopuszczane jest mieszanie wodoru z gazem ziemnym – np. w Niemczech dopuszczalna ilość wynosi 2%. W Polsce dopiero trwają prace nad przygotowaniem odpowiednich regulacji. Natomiast można byłoby myśleć o zatłaczaniu do sieci biometanu, pod warunkiem wprowadzenia odpowiednich regulacji oraz dostosowania jakości gazu.

- Możliwość magazynowania energii „gazowej” w PMG jest zdecydowanie tańsza niż dla magazynów energii elektrycznej

Jak wskazują wyliczenia dokonane przez ekspertów ISE, porównanie kosztów budowy magazynów: energii elektrycznej Hornsdale Power Reserve oraz gazu ziemnego KPMG Kosakowo, przy zachowaniu tej samej mocy odbioru energii, wskazują na **około 1000 razy mniejsze koszty dla magazynu gazu**. Ponadto obecne technologie magazynowania energii elektrycznej, czy to pod postacią akumulatorów, czy np. elektrowni szczytowo-pompowych, nie zapewniają wolumenów porównywalnych z możliwościami magazynów gazu. Podziemne magazyny gazu ziemnego są warunkiem koniecznym dla utrzymania bezpieczeństwa energetycznego, zapewniają ciągłość dostaw surowca, stabilizację

systemu oraz zapewniają zaspokojenie potrzeb społecznych. W obliczu braku „tanich i wielkoskalowych” magazynów energii elektrycznej, oraz biorąc pod uwagę możliwość wykorzystania w przyszłości istniejących magazynów na potrzeby magazynowania zielonych i niskoemisyjnych gazów (prawdopodobnie po zmodernizowaniu w przypadku magazynowania wodoru), zmniejszanie roli magazynów gazu ziemnego (podobnie jak w przypadku sieci gazowych) nie wydaje się dla Polski rozwiązaniem rozsądnym.

Jednym ze sposobów na rozwiązanie tego problem mogłoby być np. rozwinięcie efektywnych metod pozyskiwania i magazynowania wodoru, który mógłby przejąć rolę gazu ziemnego w magazynowaniu energii. Jednakże, jak wskazywaliśmy powyżej, na razie nie ma efektywnych (tanich) metod pozyskiwania zielonego wodoru (choć do roku 2025 ma powstać na świecie kilka stosunkowo dużych instalacji). Co więcej w Polsce nie należy spodziewać się w najbliższych latach znacznych nadwyżek „zielonej energii”, którą można by wykorzystać np. do produkcji zielonego wodoru. Jego produkcja będzie i tak niełatwa z uwagi na brak (poza Bałtykiem) dużych zbiorników wodnych i generalnie pogarszającą się sytuację wodną w Polsce.

- Możliwość redukcji krajowych kosztów rozbudowy sieci energetycznej

Przejście na pełną elektryfikację gospodarki krajowej wymagałoby nie tylko prowadzonej obecnie na dużą skalę modernizacji, ale rozbudowy sieci elektroenergetycznej, bo nawet ta istniejąca i tak wymaga dużych nakładów inwestycyjnych z uwagi zarówno na jej stan, bieżące potrzeby energetyczne oraz znacznie mniejszą „gęstość” przesyłowej sieci elektroenergetycznej niż w krajach Europy Zachodniej.



Rysunek 8 Sieci wysokiego napięcia w Europie Środkowej

Źródło: ENTSOE, Interconnected Network of Continental Europe 2019

Analogiczna sytuacja wystąpi w przypadku „wymiany” źródeł węglowych na OZE czy energetykę jądrową, którą to operację można ze względu na redukcję emisji znacznie złagodzić przechodząc, przynajmniej w okresie przejściowym 15-20 lat (horyzont roku 2035, planowany termin uruchomienia pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce), na energetykę gazową (najpierw wykorzystującą gaz ziemny, gaz z odmetanowania kopalń czy nawet biometan, a w przyszłości gazy zielone i niskoemisyjne).

Próba „szybkiej” (np. w horyzoncie roku 2030) eliminacji gazu ziemnego z polskiej gospodarki wymagałaby infrastrukturalnych nakładów inwestycyjnych:

- **dla elektroenergetycznych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych – rzędu 200-300 mld PLN**
Obecne plany PSE zakładają przeznaczenie na inwestycje do roku 2027 kwoty 12,8 mld PLN, czyli kilkunastokrotnie mniejszej.
- **dla mocy wytwórczych – rzędu 150-200 mld PLN**

Poniesienie tych nakładów nie będzie konieczne w przypadku pozostawienia przejściowo gazu ziemnego, a następnie płynnego przechodzenia z gazu ziemnego na jego zielone i niskoemisyjne zamienniki, która to sytuacja wymagałaby w zasadzie prowadzenia „normalnej” działalności modernizacyjnej i inwestycyjnej w infrastrukturę gazową.

- Możliwość uniknięcia wysokich kosztów społecznych

Idea Sprawiedliwej Transformacji, którą ma wspierać Mechanizm Sprawiedliwej Transformacji, zakłada konieczność maksymalnego włączenia całego społeczeństwa w transformację gospodarki i nieobciążania nikogo nadmiernymi kosztami tego procesu. Tymczasem w Polsce wyeliminowanie gazu ziemnego z obiegu gospodarczego i zastąpienie go wyłącznie energią elektryczną musiałoby doprowadzić do znacznego wzrostu obszaru ubóstwa energetycznego. Jakie byłyby tego przyczyny?

Największy koszt pociąga za sobą konieczność dostosowania wszystkich indywidualnych jednostek grzewczych w gospodarstwach domowych do energii elektrycznej, czyli wymiana ok. 7,1 mln urządzeń opalanych paliwami stałymi oraz 4,1 mln opalanych paliwami gazowymi.

Istnieją tutaj dwa rozwiązania alternatywne, ale obydwa trudne do zaakceptowania społecznie: albo kupno zwykłych grzejników elektrycznych i podłączenie ich do domowej sieci elektrycznej (przy czterokrotnym wzroście kosztów energii cieplnej), albo przejście na oszczędną energetycznie instalację pompy ciepła (koszt rzędu 30 – 100 tys. PLN, w zależności od przyjętego rozwiązania).

Tab. 2 Szacunkowe koszty ogrzewania domu w okolicach Warszawy (150 m², 2019)

Jednostka grzewcza	Rodzaj paliwa	Cena 1 KWh	Sprawność [%]	Koszt 1 kW	Koszt jednostki grzewczej [tys. PLN]	Koszt instalacji [tys. PLN]
Piec gazowy dwufunkcyjny	GZ 50 taryfa W3	0,25	105	0,23	5 - 10	10 - 30
Piec węglowy	Ekogroszek	0,11	85	0,13	-----	----
Grzejniki elektryczne	Energia elektryczna taryfa całodobowa	0,54	99	0,55	2 - 5	0
Pompa ciepła powietrzna	Energia elektryczna taryfa całodobowa	0,54	300	0,18	30	10 - 30
Pompa ciepła z dolnym źródłem	Energia elektryczna taryfa całodobowa	0,54	400	0,14	50 - 100	10 - 30

Źródło: <https://www.instalacjebudowlane.pl/3742-23-40-porownanie-kosztow-ogrzewania-roznymi-mediami.html>; sierpień 2020

Tab. 3 Koszty wymiany ogrzewania

	Liczba gospodarstw domowych	Koszt jednostkowy [tys. PLN]	Koszt całkowity [mld PLN]
Gaz na pompy ciepła	4 mln	30 - 100	120 - 400
Gaz na grzejniki elektryczne	4 mln	5 - 40	20 - 160
Węgiel na gaz	7 mln	5 - 40	35 - 280
Węgiel na grzejniki elektryczne	7 mln	3 - 5	21 - 35
Węgiel na pompy ciepła	7 mln	40 - 130	280 - 910

Źródło: Opracowanie własne ISE

Powyższe szacunki ISE wskazują, iż koszty inwestycyjne wymiany ogrzewania w skali całego kraju wynoszą (dla zobrazowania skali zjawiska przyjęliśmy wartości środkowe, gdyż w praktyce wybierane byłyby różnorodne rozwiązania):

- **Pozostawienie gazu ziemnego i wymiana wszystkich pieców węglowych na gaz oznacza koszty inwestycyjne w skali całego kraju na poziomie 160 mld PLN**
- **Zakładając, iż połowa gospodarstw używających dziś węgla i gazu przejdzie na ogrzewanie grzejnikami elektrycznymi, a druga połowa wybierze pompy ciepła (całkowita rezygnacja z węgla i gazu), koszty inwestycyjne sięgną 530 mld PLN, przy czym opcja najtańsza – wybór grzejników (300 mld PLN) – prowadzi do znacznego wzrostu kosztów ogrzewania (czyli długookresowo wzrostu ubóstwa energetycznego) oraz ilości przesyłanej energii (co będzie trudne do zrealizowania w dzisiejszym stanie sieci elektroenergetycznej); natomiast wybór rozwiązania energooszczędnego (pompy ciepła, przy całkowitym koszcie rzędu 860 mld PLN) będzie finansowo niedostępny dla większości społeczeństwa.**

W tych rozważaniach pomijamy ewentualne koszty adaptacji sieci czy rozbudowy mocy wytwórczych, abstrahujemy również od obecnych uwarunkowań polskiego ciepłownictwa, wymagającego gromadzenia w ciągu sezonu wiosennego i letniego znacznych zapasów energii (hałdy węgla i magazyny gazu) zużywanych w sezonie zimowym, dla których na razie brak sensownej alternatywy.

Dodatkowy koszt, w zestawieniu z wcześniejszymi wyliczeniami w zasadzie mało istotny, niósłaby **konieczność wymiany kuchenek gazowych na elektryczne**, co w skali całego kraju, biorąc pod uwagę ich ilość (4,3 mln) oraz średnią cenę niedrogiej kuchenki na poziomie 1,5 tys. PLN, pociągnęłoby za sobą **koszt ok. 6 mld PLN**.

WNIOSKI

W świetle powyższych rozważań wydaje się, iż gaz ziemny powinien być traktowany jako paliwo przejściowe w polskiej gospodarce. Rewolucyjne zmiany, wiążące się z jak najszybszym przejściem do gospodarki zeroemisyjnej, byłyby zbyt wielkim obciążeniem zarówno w skali całego kraju, jak i dużej części społeczeństwa.

Utrzymanie istotnej roli gazu ziemnego w horyzoncie roku 2030 i pozostawienie infrastruktury gazowej nie tylko pozwoli uniknąć znacznej części ogromnych kosztów związanych ze scenariuszem pełnej elektryfikacji, ale również w bezpieczny i stabilny sposób zmierzyć się z wyzwaniami stojącymi przed Polską w perspektywie roku 2050. Porzucenie węgla kamiennego na rzecz OZE, przy ciągle przesuwanym się momencie uruchomienia energetyki jądrowej i niewystarczająco efektywnymi technologiami wielkoskalowego magazynowania energii, nie wydaje się być optymalnym rozwiązaniem.