

MARTA GBURZYŃSKA

Państwowa Akademia Nauk Stosowanych im. Ignacego Mościckiego w Ciechanowie

<https://orcid.org/0000-0002-1311-0618>marta.gburzynska@pansim.edu.pl

Biometaan i mieszaniny gazu ziemnego z wodorem jako narzędzia dekarbonizacji systemów ciepłowniczych na przykładzie Elektrociepłowni Ciechanów

Biomethane and Natural Gas-Hydrogen Blends as Tools for Decarbonising District Heating Systems: The Case of the Ciechanów CHP Plant

STRESZCZENIE

Ewolucja europejskiej polityki klimatycznej, w tym Europejski Zielony Ład, pakiet „Fit for 55” i strategia REPowerEU przyspiesza dekarbonizację systemów ciepłowniczych oraz rozwój gospodarki paliw niskoemisyjnych. W przypadku lokalnych systemów ciepłowniczych istotne staje się jednak nie tylko wskazanie technicznych możliwości wdrożenia nowych paliw, lecz także ocena ich realności infrastrukturalnej, ekonomicznej i regulacyjnej na poziomie konkretnego przedsiębiorstwa. Artykuł przedstawia analizę koncepcyjną uwarunkowań technicznych, regulacyjnych i ekonomicznych związanych z wykorzystaniem mieszanin gazu ziemnego z wodorem oraz biometanu w dekarbonizacji systemu ciepłowniczego na przykładzie Elektrociepłowni Ciechanów. Punkt wyjścia stanowi lokalny kontekst transformacji źródeł ciepła, rozwój kogeneracji gazowej i biomasowej oraz rosnące znaczenie gazów odnawialnych i niskoemisyjnych w polityce energetycznej UE.

SŁOWA KLUCZOWE: gaz ziemny, wodór, biometan, system ciepłowniczy, Elektrociepłownia Ciechanów, dekarbonizacja

ABSTRACT

The evolution of European climate policy, including the European Green Deal, the 'Fit for 55' package and the REPowerEU strategy, is accelerating the decarbonisation of district heating systems and the development of an economy based on low-emission fuels. In the case of local district heating systems, however, it becomes crucial not only to assess the technical feasibility of introducing new fuels, but also to evaluate their infrastructural, economic and regulatory viability at the level of a specific company. The article presents a conceptual analysis of the technical, regulatory and economic conditions associated with the use of natural gas-hydrogen blends and biomethane in the decarbonisation of a district heating system, using the Ciechanów CHP plant as an example. The starting point is the local context of heat source transformation, the development of gas and biomass cogeneration, and the growing importance of renewable and low-emission gases in EU energy policy.

KEYWORDS: natural gas, hydrogen, biomethane, district heating system, Ciechanów CHP plant, decarbonisation

Wprowadzenie

Zmiany w europejskiej polityce energetycznej, ukierunkowane na osiągnięcie neutralności klimatycznej, sprawiają, że dekarbonizacja systemu ciepłowniczego staje się koniecznym kierunkiem rozwoju. Nadrzędne cele polityki Unii Europejskiej, sformułowane w ramach Europejskiego Zielonego Ładu oraz pakietu „Fit for 55”, zakładają głęboką redukcję emisji gazów cieplarnianych i istotne zwiększenie udziału gazów odnawialnych w miksie energetycznym do 2030 roku.

W tym kontekście szczególnego znaczenia nabiera wykorzystanie istniejącej infrastruktury gazowej do transportu mieszanin gazu ziemnego i wodoru oraz biometanu. Rozwiązanie to umożliwia stopniową dekarbonizację bez konieczności natychmiastowej, kosztownej wymiany całej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej. Implementacja technologii wodorowych oraz biometanu do sieci gazowych wymaga jednak precyzyjnego modelowania, oceny wpływu wodoru i biometanu na parametry jakościowe paliwa i urządzenia odbiorcze oraz zapewnienia zgodności z obowiązującymi normami metrologicznymi¹.

Celem artykułu jest identyfikacja uwarunkowań technicznych, regulacyjnych i ekonomicznych związanych z potencjalnym zastosowaniem mieszanin gazu ziemnego z wodorem oraz biometanu w Elektrociepłowni Ciechanów.

¹ PN-EN ISO 6976:2016-11, *Gaz ziemny – obliczanie ciepła spalania, wartości opałowej, gęstości, gęstości względnej i liczby Wobbe'go na podstawie składu*; *Global Hydrogen Review 2023*, International Energy Agency, „International Energy Agency”, 2023, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>, dostęp: 8 marca 2026 r.

Metodyka

Praca ma charakter przeglądowo-analityczny i opiera się na studium przypadku Elektrociepłowni Ciechanów. W analizie wykorzystano cztery grupy źródeł: literaturę naukową dotyczącą właściwości paliw, mieszanin gazu ziemnego z wodorem, biometanu, akty prawne i dokumenty regulacyjne, publicznie dostępne materiały strategiczne Elektrociepłowni Ciechanów oraz informacje uzupełniające dotyczące strategii paliwowej przedsiębiorstwa i relacji cenowych paliw.

Zakres analizy obejmuje trzy warianty odniesienia: gaz ziemny jako paliwo bazowe, mieszaniny gazu ziemnego z wodorem jako rozwiązanie potencjalne oraz biometan jako paliwo niskoemisyjne bliższe aktualnej strategii przedsiębiorstwa. Ocenę przeprowadzono na podstawie następujących kryteriów: kompatybilność z istniejącą infrastrukturą, bezpieczeństwo eksploatacyjne, zgodność regulacyjna, relacja kosztowa względem gazu ziemnego oraz realność wdrożeniowa w warunkach lokalnych.

W części technicznej uwzględniono wpływ składu paliwa na ciepło spalania, gęstość energii, przenikalność, warunki spalania i pracę sieci. W części ekonomicznej zastosowano uproszczone porównanie cen paliw oraz jakościową ocenę kosztów adaptacyjnych, bez budowy pełnego modelu finansowego, co wynika z braku dostępu do kompletnych danych inwestycyjnych i eksploatacyjnych przedsiębiorstwa.

Studium przypadku

Zgodnie z publicznie dostępną strategią rozwoju Elektrociepłowni Ciechanów system źródeł obejmował na koniec 2023 r. źródła węglowe o łącznej mocy 71,1 [MW], kogenerację gazową o mocy 3,542 [MW] oraz kogenerację na biomasę o mocy 9,5 [MW]. Łączna moc cieplna podłączona do sieci wynosiła 84,142 [MW], co potwierdza, że jest to obiekt o istotnym znaczeniu dla lokalnego systemu ciepłowniczego.

Znaczenie tego przypadku polega na tym, że przedsiębiorstwo jest już w trakcie transformacji paliwowej, ale nie znajduje się na etapie pełnej przebudowy systemu pod dedykowaną gospodarkę wodorową. Praktyczny kierunek strategiczny koncentruje się obecnie na wykorzystaniu biometanu jako paliwa niskoemisyjnego, podczas gdy technologie wodorowe pozostają rozwiązaniem rozważanym w dalszej perspektywie rozwoju przedsiębiorstwa.

Tym samym Elektrociepłownia Ciechanów stanowi nie tyle modelowy przykład wdrażania wodoru, ile raczej przykład przedsiębiorstwa, które powinno porównywać różne ścieżki dekarbonizacji paliw gazowych z punktu widzenia lokalnej racjonalności technicznej i ekonomicznej.

Transformacja Elektrociepłowni Ciechanów znajduje odzwierciedlenie w strukturze produkcji ciepła. Według danych za 2023 r. 66% energii cieplnej wytwarzano jeszcze z węgla, natomiast 17% pochodziło z biomasy, 14% z kogeneracji gazowej oraz 3% z ciepła odpadowego. Oznacza to, że przedsiębiorstwo znajduje się w fazie przejściowej pomiędzy systemem opartym na paliwach kopalnych a modelem wykorzystującym odnawialne źródła energii i paliwa niskoemisyjne. Strategia rozwoju na lata 2024–2030 zakłada dalsze ograniczanie udziału paliw kopalnych poprzez rozwój źródeł OZE, wykorzystanie ciepła odpadowego oraz przygotowanie systemu do wdrażania paliwa wodorowego jako alternatywy dla przyszłych inwestycji gazowych².

Analiza paliw

W procesie dekarbonizacji systemów ciepłowniczych coraz większe znaczenie przypisuje się paliwom gazowym, które mogą częściowo lub stopniowo zastępować paliwa wysokoemisyjne. Wśród nich szczególną uwagę zwracają gaz ziemny, wodór oraz biometan, różniące się właściwościami fizykochemicznymi, parametrami spalania, oddziaływaniem na infrastrukturę oraz dojrzałością wdrożeniową.

Gaz ziemny

Gaz ziemny wysokometanowy grupy E pozostaje podstawowym paliwem odniesienia dla oceny innych gazów wykorzystywanych w ciepłownictwie. Charakteryzuje się on wysokim ciepłem spalania, stabilnymi parametrami jakościowymi oraz szeroką kompatybilnością z istniejącą infrastrukturą przesyłową, dystrybucyjną i odbiorczą.

Według danych notowanie TGE base_Y_2027 wynosi 181,36 [zł/MWh], kontrakt M_06_26 215,50 [zł/MWh], natomiast cena możliwego kontraktowania na 2028 rok została wskazana na poziomie 144,20 [zł/MWh]³.

Przy tych poziomach cenowych gaz ziemny pozostaje obecnie rozwiązaniem wyraźnie najtańszym spośród rozważanych paliw gazowych. Z tego względu każdy wariant dekarbonizacyjny musi być oceniany nie tylko przez pryzmat zgodności z celami klimatycznymi, lecz także przez relację kosztową wobec paliwa bazowego.

² Strategia rozwoju Elektrociepłowni Ciechanów na lata 2024–2030.

³ Towarowa Giełda Energii S.A., *Rynek Terminowy Towarowy Gazu (RTTg), notowania kontraktów terminowych BASE_Y_2027, M_06_2026 oraz dane rynkowe dotyczące kontraktowania na rok 2028*, dostęp: 8 marca 2026 r.

Wodór

Gęstość wodoru w warunkach normalnych ($0,0899 \text{ [kg/m}^3\text{]}$) jest wielokrotnie niższa niż gazu ziemnego ($0,72\text{--}0,76 \text{ [kg/m}^3\text{]}$), a współczynnik przenikalności przez ścianki rurociągów jest dla wodoru ok. czterokrotnie wyższy niż dla metanu, co wpływa na efektywność transportu i wymagania dotyczące szczelności infrastruktury. Z punktu widzenia bezpieczeństwa procesowego krytyczne znaczenie ma szeroki zakres granic wybuchowości wodoru (ok. $4\text{--}75,6\%$ obj.), istotnie szerszy niż dla metanu (ok. $4,4\text{--}17\%$ obj.), co zwiększa ryzyko zapłonu mieszanin gazowopowietrznych w przypadku nieszczelności.

Wodór jest paliwem o wysokim potencjale dekarbonizacyjnym, lecz jednocześnie o właściwościach znacząco odmiennych od gazu ziemnego. Ciepło spalania wodoru w przeliczeniu na jednostkę objętości wynosi ok. $12,75 \text{ [MJ/m}^3\text{]}$, a więc jest istotnie niższe niż w przypadku gazu ziemnego, którego wartość mieści się zwykle w przedziale $39\text{--}40 \text{ [MJ/m}^3\text{]}$.

Technicznie możliwe jest mieszanie wodoru z gazem ziemnym na poziomie od 2% do 10% objętościowo przy niewielkich modyfikacjach infrastruktury, a badania wskazują, że nawet do 20% udziału wodoru jest wykonalne⁴.

W polskich warunkach eksploatacyjnych najczęściej analizowane są udziały wodoru na poziomie od kilku do kilkunastu procent objętościowych, przy czym ich dopuszczalność zależy od wymagań operatora systemu, parametrów jakościowych paliwa oraz kompatybilności urządzeń odbiorczych⁵.

Koszt energii chemicznej wodoru odnawialnego pozostaje obecnie istotnie wyższy niż gazu ziemnego, co ogranicza jego konkurencyjność ekonomiczną w zastosowaniach ciepłowniczych bez dodatkowych mechanizmów wsparcia. Według analiz IEA i IRENA koszt energii chemicznej wodoru odnawialnego odpowiada obecnie ok. $1400\text{--}1600 \text{ [zł/MWh]}$, co oznacza poziom ok. trzykrotnie wyższy od biometanu i kilkukrotnie wyższy od gazu ziemnego. Wymusza to stosowanie zaawansowanych metod monitorowania jakości gazu i modelowania procesów przepływu, aby zapewnić prawidłowe rozliczenia odbiorców oraz stabilność systemu w warunkach zmiennego składu mieszaniny⁶.

⁴ Q. Zeng i in., *Steady-state analysis of integrated energy systems with power-to-gas and gas-to-power technologies*, Applied Energy, 2016; European Commission, *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the Internal Markets for Renewable and Natural Gases and for Hydrogen*, Brussels 2023, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A804%3AFIN>, dostęp: 8 marca 2026 r.; Polska Izba Przemysłu Chemicznego, *Wodór – paliwo przyszłości. Rola czystego wodoru w procesie dekarbonizacji gospodarki*, „PIPC”, b.d., <https://pipc.org.pl/wodor-paliwo-przyszlosci-rola-czystego-wodoru-w-procesie-dekarbonizacji-gospodarki/>, dostęp: 8 marca 2026 r.

⁵ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 23 marca 2022 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, Dz.U. z 2022 r. poz. 799.

⁶ J. Szoplik, *Simulation of natural gas flow with hydrogen addition in low-pressure networks*, 2012.

Biometan

Biometan jest paliwem odmiennym od wodoru pod względem wdrożeniowym. Choć jego rozwój napotyka bariery techniczne i legislacyjne, to z perspektywy parametrów spalania oraz kompatybilności infrastrukturalnej jest on znacznie bliższy gazowi ziemnemu niż wodór, a zatem łatwiejszy do integracji z istniejącą siecią i źródłami wytwórczymi.

Biometan należy uznać za wariant bardziej realistyczny wdrożeniowo niż wodór w przypadku Elektrociepłowni Ciechanów. Wynika to zarówno z deklarowanej strategii przedsiębiorstwa, jak i z wyraźnie niższego kosztu energii w porównaniu z wodorem⁷.

Cena biometanu z biogazu została wskazana na poziomie 538 [zł/MWh], a biometanu z biogazu rolniczego na poziomie 545 [zł/MWh]⁸. Są to wartości istotnie wyższe niż ceny gazu ziemnego, jednak wielokrotnie niższe od ceny wodoru, co czyni biometan rozwiązaniem bardziej wiarygodnym z punktu widzenia potencjalnej ścieżki przejściowej.

Jednocześnie należy podkreślić, że rozwój tego rynku nadal napotyka bariery techniczne i legislacyjne, a bez wsparcia operacyjnego i bodźców regulacyjnych przewaga ekonomiczna gazu ziemnego pozostaje bardzo duża. Oznacza to, że biometan jest dziś wariantem bardziej perspektywicznym niż wodór, ale nadal wymagającym odpowiedniego otoczenia instytucjonalnego.

Analiza porównawcza uwarunkowań technicznych i ekonomicznych

Różnice pomiędzy analizowanymi paliwami mają bezpośrednie znaczenie dla ich praktycznego wykorzystania w systemach ciepłowniczych. Gaz ziemny i biometan są do siebie zbliżone pod względem właściwości użytkowych, natomiast wodór wyróżnia się znacznie niższą gęstością energii i większą wrażliwością infrastrukturalną⁹.

⁷ *Strategia rozwoju Elektrociepłowni Ciechanów na lata 2024–2030.*

⁸ Dane wewnętrzne Elektrociepłowni Ciechanów dotyczące analiz ekonomicznych paliw alternatywnych, 2025.

⁹ R.K. Ahluwalia, D.D. Papadakis, *Hydrogen permeability and its impact on fuel cell system performance*, Argonne National Laboratory, Argonne 2010.

Tab. 1. Wybrane właściwości fizykochemiczne gazu ziemnego, wodoru i biometanu¹⁰

Parametr	Jednostka	Gaz ziemny (E)	Wodór (H ₂)	Biometan
Ciepło spalania (H _v)	[MJ/m ³]	ok. 39–40	12,75	35–40
Gęstość (p _n , T _n)	[kg/m ³]	0,72–0,76	0,0899	0,70–0,75
Współczynnik przenikalności (P)	[cm ³ medium/ m·MPa·doba]	0,56	2,20	Zbliżony do gazu E (ok. 0,5–0,6)
Granice wybuchowości (DGW–GGW)	[% obj.]	4,4 – 17,0	4,0 – 75,6	Zbliżone do gazu E (ok. 2,4–17,0)

Źródło: opracowanie własne na podstawie Q. Zeng i in., *Steady-state analysis of integrated energy systems with power-to-gas and gas-to-power technologies*, „Applied Energy” 2016, vol. 186, s. 1483–1492.

Różnice we właściwościach gazów przekładają się bezpośrednio na warunki ich przesyłu i spalania. W przypadku wodoru obniżenie ciepła spalania mieszaniny powoduje konieczność zwiększenia przepływu objętościowego, co może prowadzić do większych spadków ciśnienia i wymagać dodatkowej weryfikacji pracy sieci, armatury oraz układów pomiarowych.

W przypadku biometanu konsekwencje techniczne są zwykle mniej dotkliwe, ponieważ jego parametry są bardziej zbliżone do gazu ziemnego. Dlatego w warunkach istniejących miejskich systemów ciepłowniczych biometan może być postrzegany jako paliwo łatwiejsze do wdrożenia, podczas gdy wodór wymaga najczęściej podejścia etapowego, pilotażowego i silniej monitorowanego.

Tab. 2. Porównanie analizowanych wariantów paliwowych¹¹

Wariant	Udział H ₂	Konieczne modernizacje	Ryzyko techniczne	Ocena ekonomiczna
Gaz ziemny	0%	Brak	Niskie	Wysoka
Blend NG/H ₂	5%	Minimalne	Umiarkowane	Niska
Blend NG/H ₂	10%	Układy pomiarowe	Wysokie	Niska
Biometan	-	Ograniczone	Umiarkowane	Umiarkowana

Źródło: opracowanie własne.

¹⁰ Q. Zeng i in., *Steady-state analysis of integrated energy systems with power-to-gas and gas-to-power technologies*, „Applied Energy” 2016, vol. 186, s. 1483–1492.

¹¹ R.K. Ahluwalia, D.D. Papadias, *Hydrogen permeability and its impact on fuel cell system performance*, dz. cyt.; S. Szwaja, *Hydrogen resistance to knock combustion in spark ignition internal combustion engines*, „Combustion Engines” 2011, t. 144, nr 1, s. 13–19, DOI: 10.19206/CE-117118.

Ocena opłacalności ma charakter jakościowy i została przeprowadzona na podstawie relacji cen paliw przedstawionych w rozdziale 5 oraz przewidywanych kosztów adaptacji infrastruktury.

Dodatkowym czynnikiem wpływającym na ocenę opłacalności wariantów paliwowych są koszty uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS. W dłuższej perspektywie wzrost cen emisji może stopniowo ograniczać przewagę ekonomiczną gazu ziemnego względem paliw niskoemisyjnych, mimo że obecnie pozostaje on rozwiązaniem najbardziej konkurencyjnym kosztowo.

W celu porównania analizowanych wariantów paliwowych przeprowadzono uproszczoną analizę ekonomiczną uwzględniającą cenę paliwa, potencjalne koszty modernizacji infrastruktury oraz wpływ emisji CO₂.

Tab. 3. Porównanie cen gazu ziemnego, biometanu i wodoru w przeliczeniu na 1 [MWh]

Wariant	Cena
Gaz ziemny	Ok. 180–210 [zł/MWh] (w hurcie). Dla odbiorców końcowych po doliczeniu opłat dystrybucyjnych koszt wynosi ok. 400–480 [zł/MWh]
Biometan (z biogazu)	538 [zł/MWh] (cena referencyjna)
Biometan rolniczy	545 [zł/MWh] (cena referencyjna)
Wodór	Ok. 1400–1600 [zł/MWh] (równowartość ok. 50–69 zł za 1 kg paliwa)

Źródło: opracowanie własne na podstawie TGE, danych EC Ciechanów, IEA i IRENA.

Oznacza to, że koszt energii chemicznej wodoru jest ok. 7–8 razy wyższy od gazu ziemnego i ok. 3 razy wyższy od biometanu. W przypadku mieszanin gazu ziemnego z wodorem należy dodatkowo uwzględnić koszty modernizacji palników, układów pomiarowych oraz systemów monitorowania jakości gazu. Wzrost udziału wodoru powoduje również obniżenie wartości opałowej mieszaniny, co skutkuje koniecznością zwiększenia przepływu objętościowego paliwa i może wpływać na koszty przesyłu oraz eksploatacji sieci.

Całkowity koszt jednostkowy wariantu paliwowego określono według zależności:

$$K_c = K_p + K_{co_2} + K_m + K_{eks}$$

gdzie:

K_c – całkowity koszt jednostkowy wariantu [zł/MWh],

K_p – koszt zakupu paliwa [zł/MWh],

K_{co_2} – koszt emisji CO₂ [zł/MWh]

K_m – jednostkowy koszt dostosowania infrastruktury [zł/MWh],

K_{eks} – dodatkowy koszt eksploatacyjny wynikający m.in. ze wzrostu przepływu objętościowego [zł/MWh].

Koszt emisji CO₂ dla gazu ziemnego obliczono według wzoru:

$$K_{co_2} = EF_{co_2} \cdot C_{co_2}$$

gdzie:

EF_{co_2} – wskaźnik emisji gazu ziemnego, przyjęty orientacyjnie jako 0,202 [MgCO₂/MWh],

C_{co_2} – cena uprawnienia do emisji CO₂, przyjęta przykładowo jako 300 [zł/MgCO₂].

Dla gazu ziemnego:

$$K_{co_2} = 0,202 \cdot 300 = 60,6 \text{ [zł/MWh]}$$

W przypadku mieszanin gazu ziemnego z wodorem koszt paliwa zależy od udziału energetycznego wodoru, który jest niższy od udziału objętościowego ze względu na niższe ciepło spalania wodoru. Udział energetyczny wodoru obliczono według wzoru:

$$U_{H_2,E} = \frac{x_{H_2} \cdot H_{H_2}}{x_{H_2} \cdot H_{H_2} + (1 - x_{H_2}) \cdot H_{CH_4}}$$

gdzie:

x_{H_2} – udział objętościowy wodoru,

H_{H_2} – ciepło spalania wodoru,

H_{CH_4} – ciepło spalania gazu ziemnego.

Dla 10% H₂:

$$U_{H_2,E} = \frac{0,10 \cdot 12,75}{0,10 \cdot 12,75 + 0,90 \cdot 39,5} = 0,0346$$

czyli 10% objętościowo wodoru odpowiada jedynie ok. 3,46% udziału energetycznego.

Przyjęto orientacyjne ceny paliw: gaz ziemny 200 [zł/MWh], biometan 542 [zł/MWh], wodór odnawialny 1500 [zł/MWh]. Koszt paliwa dla mieszaniny obliczono według wzoru:

$$K_p = U_{H_2,E} \cdot C_{H_2} + (1 - U_{H_2,E}) \cdot C_{gaz}$$

Dla mieszaniny 10% H₂:

$$K_p = 0,0346 \cdot 1500 + 0,9654 \cdot 200 = 245,0 \text{ [zł/MWh]}$$

Tab. 4. Uprozczone porównanie kosztów wariantów paliwowych

Wariant	Koszt paliwa [zł/MWh]	Koszt CO ₂ [zł/MWh]	Koszt modernizacji [zł/MWh]	Koszt eksploatacyjny [zł/MWh]	Koszt łączny [zł/MWh]
Gaz ziemny	200	60,6	0	0	260,6
NG/H ₂ 5%	221,7	59,6	10–20	ok. 1	292,3–302,3
NG/H ₂ 10%	245,0	58,5	25–50	ok. 2	330,5–355,5
NG/H ₂ 20%	297,1	56,1	60–100	ok. 4	417,2–457,2
Biometan	542	0	5–10	0	547–552

Źródło: opracowanie własne.

Przedstawione wartości mają charakter orientacyjny i służą porównaniu skali kosztów poszczególnych wariantów paliwowych. Nie stanowią pełnego rachunku inwestycyjnego, ponieważ nie obejmują szczegółowych nakładów CAPEX, kosztów finansowania, amortyzacji ani rzeczywistych danych eksploatacyjnych Elektrociepłowni Ciechanów.

Tab. 5. Analiza ekonomiczna wariantów paliwowych

Element kosztowy	Gaz ziemny	Blend NG/H ₂	Biometan
Koszt paliwa	niski	wysoki	średni
Koszt emisji CO ₂	wysoki	średni	niski
Koszt modernizacji palników	brak	wysoki	niski
Koszt układów pomiarowych	brak	wysoki	niski
Wpływ na koszt przesyłu	brak	podwyższony	znikomy

Źródło: opracowanie własne.

Elektrociepłownia Ciechanów realizuje konsekwentną strategię odchodzenia od węgla poprzez inwestycje w kogenerację gazową, elektrociepłownię na biomasę oraz modernizację sieci ciepłowniczej, co znacząco obniża emisyjność systemu i zwiększa udział OZE w lokalnym miksie energetycznym. Kluczowymi uwarunkowaniami dla planowania mieszanin gazu ziemnego z wodorem są: maksymalne dopuszczalne udziały wodoru wynikające z norm i raportów krajowych, charakterystyka lokalnych odbiorców ciepła oraz zmienność sezonowego obciążenia systemu ciepłowniczego⁶. Z perspektywy Elektrociepłowni Ciechanów oznacza to, że zarówno wodór, jak i biometan powinny być analizowane nie w oderwaniu od

istniejącego systemu, lecz jako paliwa wchodzące do układu zaprojektowanego pierwotnie dla gazu ziemnego. To właśnie ta relacja determinuje zakres wymaganych modernizacji, poziom ryzyka technicznego oraz granice ekonomicznej opłacalności transformacji paliwowej.

Analiza scenariuszy udziału wodoru w mieszaninie gazowej

Wprowadzenie wodoru do istniejących sieci gazowych wiąże się z wieloma barierami technicznymi, m.in. zwiększonym ryzykiem wybuchu wynikającym z szerokiego zakresu palności wodoru, wyższą przenikalnością przez ścianki rur i uszczelnienia oraz potencjalnym oddziaływaniem na trwałość materiałów (kruchość wodorowa)¹². Raporty Instytutu Nafty i Gazu – PIB wskazują, że bezpieczne stężenia wodoru muszą uwzględniać zarówno aspekty przeciwwybuchowe, jak i ograniczenia metod przeliczania współczynnika ściśliwości oraz wymagania dotyczące urządzeń odbiorczych, co prowadzi do konieczności zróżnicowanego podejścia do limitów H_2 w zależności od typu sieci i odbiorców¹³.

Wdrażanie wodoru do pracy Elektrociepłowni Ciechanów musi uwzględniać krajowe progi dopuszczalnego udziału H_2 w gazie grupy E oraz ograniczenia wynikające z parametrów urządzeń wytwórczych i odbiorczych. Na etapie pilotażowym najbardziej racjonalne jest przyjęcie udziałów wodoru w zakresie 5–10%, które nie wymagają głębokich modyfikacji konstrukcyjnych urządzeń, a zarazem umożliwia walidację wpływu mieszanin na stabilność spalania, pracę systemów zabezpieczeń oraz dokładność pomiarów energii. W miarę pozytywnych wyników testów oraz ewentualnych modernizacji można rozważać zwiększanie udziału wodoru do poziomów 15–23%, z zachowaniem szczegółowych analiz bezpieczeństwa, w tym dla stref zagrożenia wybuchem (ATEX) i odcinków sieci o wrażliwych elementach konstrukcyjnych¹⁴.

Istotnym elementem strategii jest także uwzględnienie zmienności obciążenia sieci ciepłowniczej – w sezonie zimowym duże przepływy gazu sprzyjają lepszemu „rozcieńczeniu” wodoru, co zwiększa elastyczność dopuszczalnych udziałów H_2 przy zachowaniu bezpieczeństwa i stabilności jakości paliwa. Proces zatłaczania

¹² R.K. Ahluwalia, D.D. Papadias, *Hydrogen permeability and its impact on fuel cell system performance*, dz. cyt.; M. Karczewski, S. Szwaja, *Hydrogen as a fuel for internal combustion engines*, dz. cyt.

¹³ *Badania wpływu domieszek wodoru na infrastrukturę gazową*, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Kraków 2021.

¹⁴ Orlen, *PKN Orlen buduje Mazowiecką Dolinę Wodorową, Orlen – zrównoważony rozwój*, b.d., <https://www.orlen.pl/pl/zrownowazon-y-rozwoj/projekty-transformacyjne/wodor/aktualnosci-o-wodorze/pkn-orlen-buduje-mazowiecka-doline-wodorowa>, dostęp: 8 marca 2026 r.

wodoru musi być prowadzony w sposób kontrolowany, z ciągłym monitoringiem ciśnień w węzłach sieci oraz stężeń H_2 , tak aby uniknąć przekroczenia dolnej granicy wybuchowości w przypadku potencjalnych awarii lub nieszczelności.

Tab. 6. Porównanie scenariuszy mieszanin gazu ziemnego z wodorem w Elektrociepłowni Ciechanów

Scenariusz	Udział H_2	Zakres modernizacji	Ryzyko techniczne	Realność wdrożeniowa
Wariant pilotażowy	5%	Niewielkie dostosowania pomiarowe i kontrolne	Niskie – umiarkowane	Wysoka
Wariant przejściowy	10%	Modernizacja części układów pomiarowych i palników	Umiarkowane	Ograniczona
Wariant zaawansowany	20%	Konieczne analizy materiałowe, bezpieczeństwa i szczelności	Wysokie	Niska

Źródło: opracowanie własne.

Biometan jako paliwo przejściowe

Biometan po odpowiednim oczyszczeniu z dwutlenku węgla, siarkowodoru, wilgoci i innych zanieczyszczeń może osiągać parametry umożliwiające zatłaczanie do istniejącej infrastruktury gazowej oraz wykorzystanie w standardowych urządzeniach spalających przy relatywnie niewielkim zakresie dostosowań.

Z tego względu główne wyzwania związane z biometanem nie wynikają przede wszystkim z niekompatybilności spalania lub przesyłu, lecz z zapewnienia stabilnej jakości paliwa, ciągłości dostaw oraz opłacalności jego wytwarzania i oczyszczania. W praktyce oznacza to, że biometan może być traktowany jako paliwo przejściowe lub częściowo docelowe dla systemów ciepłowniczych, które chcą obniżyć emisję bez wejścia w wysokie ryzyko techniczne charakterystyczne dla wodoru.

W przypadku gazu ziemnego techniczne warunki przesyłu i spalania są dobrze rozpoznane, a istniejące sieci, armatura i urządzenia odbiorcze są do niego w pełni dostosowane. Oznacza to, że jego wykorzystanie nie generuje dodatkowych obciążeń eksploatacyjnych poza standardowymi wymaganiami bezpieczeństwa, kontroli jakości i bilansowania systemu.

W przypadku biometanu wpływ na hydraulikę sieci oraz warunki spalania jest zwykle zbliżony do gazu ziemnego, jeśli paliwo spełnia wymagania jakościowe dla zatłaczania do sieci. Z technicznego punktu widzenia oznacza to mniejszą ska-

lę ingerencji w infrastrukturę niż przy mieszaninach gazu ziemnego z wodorem, a zatem także niższe ryzyko zaburzeń parametrów pracy systemu ciepłowniczego.

W odróżnieniu od wodoru, stosowanie biometanu nie powoduje zazwyczaj tak istotnych zmian w zakresie ciepła spalania, prędkości przepływu i warunków pracy urządzeń końcowych, pod warunkiem utrzymania odpowiednich parametrów jakościowych paliwa. Z tego względu kluczowe znaczenie ma tu nie tyle przebudowa infrastruktury odbiorczej, ile zapewnienie właściwego standardu oczyszczania, kontroli składu oraz zgodności z wymaganiami operatora systemu gazowego¹⁵.

Znaczenie liczby Wobbego i parametrów jakościowych paliwa

Jednym z najważniejszych parametrów jakościowych paliw gazowych wykorzystywanych w systemach ciepłowniczych jest liczba Wobbego, określająca zdolność paliwa do dostarczania energii przy określonych warunkach przepływu. Parametr ten ma bezpośredni wpływ na stabilność spalania oraz kompatybilność paliwa z urządzeniami odbiorczymi. Utrzymanie odpowiednich parametrów jakościowych gazu stanowi jeden z podstawowych warunków bezpiecznej eksploatacji sieci gazowych i urządzeń końcowych, szczególnie w przypadku stosowania mieszanin o zmiennym składzie. Znaczenie liczby Wobbego oraz pozostałych parametrów jakościowych gazu podkreślają zarówno normy PNEN ISO 6976, jak i krajowe opracowania dotyczące bezpieczeństwa stosowania mieszanin gazowowodorowych w istniejących sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych¹⁶.

Wprowadzenie wodoru do gazu ziemnego powoduje obniżenie liczby Wobbego mieszaniny, co może prowadzić do zmian charakterystyki spalania, temperatury płomienia oraz parametrów pracy palników i układów automatyki. W praktyce oznacza to konieczność ścisłej kontroli jakości mieszaniny gazowej oraz monitorowania parametrów eksploatacyjnych urządzeń, zwłaszcza przy wyższych udziałach wodoru.

Jednym z praktycznych sposobów zilustrowania wpływu wodoru na jakość paliwa gazowego jest analiza zmian liczby Wobbego w prostym przykładzie liczbowym.

Liczba Wobbego wyraża się wzorem:

$$W_s = \frac{H_s}{\sqrt{d}}$$

gdzie:

W_s – liczba Wobbego,

H_s – ciepło spalania paliwa gazowego [MJ/m³],

d – gęstość względna gazu względem powietrza.

¹⁵ Biogazownie w Polsce – raport, „Magazyn Biomasa” 2022.

¹⁶ S. Bond, *Fuel Quality and Safety. Gas Quality and Safety Regulations*, 2016.

Tab. 7. Liczba Wobbego

Udział H ₂ w mieszaninie	Ciepło spalania mieszaniny [MJ/m ³]	Gęstość względna	Liczba Wobbego [MJ/m ³]
0% H ₂	39,5	0,60	ok. 51,0
5% H ₂	38,2	0,57	ok. 50,4
10% H ₂	36,8	0,55	ok. 49,8
20% H ₂	34,2	0,49	ok. 48,6

Źródło: opracowanie własne.

Z technicznego punktu widzenia oznacza to umiarkowaną, lecz istotną redukcję zdolności mieszaniny do dostarczania energii przy niezmiennych warunkach przepływu, co przekłada się na konieczność zwiększenia przepływu objętościowego paliwa oraz weryfikacji parametrów pracy palników, układów automatyki i urządzeń pomiarowych w przypadku rozważania wyższych udziałów wodoru.

W przypadku biometanu zmiany liczby Wobbego są zwykle znacznie mniejsze niż przy mieszaninie gazu ziemnego z wodorem, ponieważ właściwości spalania biometanu są bardziej zbliżone do gazu ziemnego wysokometanowego. Z tego względu integracja biometanu z istniejącą infrastrukturą gazową jest zazwyczaj łatwiejsza i wymaga mniejszego zakresu ingerencji technicznej. Kluczowe jest tu osiągnięcie parametrów jakościowych umożliwiających jego wtłaczanie do sieci gazowej zaprojektowanej pierwotnie dla gazu ziemnego. Wymagania operatora systemu przesyłowego w Polsce przewidują, że w obszarze sieci gazu wysokometanowego ciepło spalania paliwa gazowego powinno wynosić nie mniej niż 38,0 [MJ/m³], natomiast liczba Wobbego musi mieścić się w przedziale 45,0–56,9 [MJ/m³]. Badania jakości biometanu oraz normy dedykowane temu paliwu wskazują, że dobrze oczyszczony biogaz, o zawartości metanu rzędu 95–99%, osiąga liczbę Wobbego typowo w przedziale ok. 44–47 [MJ/m³], co oznacza wartości zbliżone do dolnej części zakresu przewidzianego dla gazu wysokometanowego. Potwierdza to, że odpowiednio uzdatniony biometan może być integrowany z istniejącą infrastrukturą gazową przy relatywnie niewielkim zakresie dostosowań, a jego wpływ na warunki spalania i pracę urządzeń odbiorczych jest istotnie mniejszy niż w przypadku mieszanin gazu ziemnego z wodorem.

Wyniki analizy porównawczej wariantów paliwowych

W wyniku przeprowadzonej analizy jakościowo-porównawczej stwierdzono istotne różnice pomiędzy rozpatrywanymi wariantami paliwowymi pod względem technicznym, ekonomicznym i wdrożeniowym.

Gaz ziemny pozostaje obecnie rozwiązaniem najbardziej korzystnym ekonomicznie. Wynika to z wysokiej dostępności paliwa, rozwiniętej infrastruktury przesyłowej oraz pełnej kompatybilności z urządzeniami funkcjonującymi w Elektrociepłowni Ciechanów. Jednocześnie wariant ten nie zapewnia pełnej zgodności z długoterminowymi celami dekarbonizacji sektora energetycznego.

Wariant zakładający wykorzystanie mieszanin gazu ziemnego i wodoru umożliwia stopniowe ograniczanie emisyjności bez konieczności całkowitej przebudowy infrastruktury. Analiza wykazała jednak, że wraz ze wzrostem udziału wodoru rośnie poziom ryzyka technicznego oraz zakres niezbędnych modernizacji. Za najbardziej racjonalny wariant pilotażowy należy uznać udział wodoru na poziomie ok. 5–10% objętościowo, który pozwala ograniczyć skalę ingerencji w istniejący system przy jednoczesnym zdobywaniu doświadczeń eksploatacyjnych.

W świetle przeprowadzonej analizy biometan należy uznać za najbardziej realny wariant dekarbonizacji paliw gazowych w Elektrociepłowni Ciechanów. Wynika to z wysokiej kompatybilności z istniejącą infrastrukturą oraz korzystniejszych warunków wdrożeniowych niż w przypadku wodoru.

Przeprowadzona analiza wskazuje, że w perspektywie krótkoterminowej najbardziej uzasadnione jest dalsze wykorzystanie gazu ziemnego przy równoległym rozwoju rynku biometanu. Wodór natomiast powinien być traktowany przede wszystkim jako rozwiązanie pilotażowe oraz element długoterminowej transformacji energetycznej.

W analizie jakościowej przeprowadzonej na potrzeby niniejszego opracowania pod względem potencjału redukcji emisji CO₂ najwyżej oceniono biometan oraz mieszaniny gazowo-wodorowe. Gaz ziemny pełni funkcję paliwa przejściowego umożliwiającego utrzymanie bezpieczeństwa dostaw energii przy jednoczesnym stopniowym ograniczaniu emisyjności systemu.

Wyniki przeprowadzonej analizy są zgodne z kierunkami rozwoju wskazanymi w strategii Elektrociepłowni Ciechanów. Dokument strategiczny podkreśla konieczność osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. oraz utrzymania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego zgodnie z wymaganiami dyrektyw EED, RED III i EPBD. W strategii wskazano, że wdrażanie paliwa wodorowego należy traktować jako perspektywiczny kierunek rozwoju po 2030 r., natomiast w krótkim i średnim okresie podstawową rolę w procesie dekarbonizacji będą odgrywać biomasa, wysokosprawna kogeneracja gazowa oraz ciepło odpadowe¹⁷.

¹⁷ Strategia rozwoju Elektrociepłowni Ciechanów na lata 2024–2030.

Tab. 8. Ranking analizowanych wariantów paliwowych

Kryterium	Gaz ziemny	Blend NG/H ₂	Biometan
Kompatybilność infrastrukturalna	wysoka	umiarkowana	wysoka
Bezpieczeństwo eksploatacyjne	wysokie	umiarkowane	wysokie
Nakłady adaptacyjne	niskie	wysokie	niskie
Potencjał dekarbonizacji	niski	wysoki	wysoki
Realność wdrożeniowa	bardzo wysoka	ograniczona	wysoka

Źródło: opracowanie własne.

Wpływ regulacji europejskich na wybór ścieżki dekarbonizacji

Strategia Elektrociepłowni Ciechanów została opracowana z uwzględnieniem wymagań Europejskiego Zielonego Ładu oraz najważniejszych regulacji unijnych dotyczących transformacji energetycznej, w tym dyrektyw ETS, EED, RED III i EPBD. Regulacje te wyznaczają kierunek dalszej dekarbonizacji sektora ciepłowniczego oraz zwiększania udziału energii odnawialnej i ciepła odpadowego.

Istotnym elementem otoczenia regulacyjnego jest przyjęty w 2024 r. unijny pakiet gazowo-wodorowy (Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package) obejmujący rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789 oraz dyrektywę (UE) 2024/1788. Regulacje te tworzą podstawy funkcjonowania rynku wodoru w państwach członkowskich, określają zasady dostępu do infrastruktury oraz wspierają rozwój gazów odnawialnych i niskoemisyjnych.

Należy podkreślić, że w obowiązujących przepisach nie ustanowiono jednolitego prawnego limitu udziału wodoru w gazie ziemnym dla wszystkich systemów gazowych. Ograniczenia udziału wodoru wynikają obecnie głównie z wymagań jakościowych paliwa, warunków technicznych funkcjonowania systemów gazowych, możliwości infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, wymagań metrologicznych oraz kompatybilności urządzeń odbiorczych. Z tego względu wartości 2–10% lub 20% udziału wodoru spotykane w literaturze mają przede wszystkim charakter techniczny i eksploatacyjny, a nie bezpośrednio prawny.

Od 2050 r. systemy ciepłownicze będą musiały wykorzystywać wyłącznie energię odnawialną lub ciepło odpadowe. W wielu międzynarodowych scenariuszach osiągnięcie neutralności klimatycznej związane jest również z rozwojem rynku wodoru odnawialnego i jego wykorzystaniem w sektorach trudnych do dekarbonizacji, w tym w energetyce i ciepłownictwie¹⁸.

¹⁸ *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi 2022.

Ograniczenia analizy

Przedstawiona analiza ma charakter koncepcyjny i jakościowo-porównawczy. Ograniczeniem pracy jest brak dostępu do pełnych danych technicznych oraz ekonomicznych Elektrociepłowni Ciechanów, w szczególności dotyczących parametrów pracy urządzeń, rzeczywistych kosztów modernizacji infrastruktury oraz szczegółowych danych eksploatacyjnych.

Z tego względu artykuł nie stanowi pełnego studium wykonalności wdrożenia wodoru lub biometanu, lecz próbę oceny kierunków transformacji paliwowej lokalnego systemu ciepłowniczego na podstawie dostępnych danych literaturowych, regulacyjnych i strategicznych.

W dalszych badaniach planowane jest rozszerzenie analizy o:

- model hydrauliczny sieci gazowej,
- analizę zmienności liczby Wobbego,
- bilans energetyczny dla różnych udziałów wodoru,
- analizę emisyjności,
- szczegółowy model ekonomiczny obejmujący nakłady inwestycyjne (CAPEX), koszty eksploatacyjne (OPEX), koszty modernizacji infrastruktury oraz ceny uprawnień do emisji CO₂.

Wnioski

1. Z punktu widzenia lokalnych uwarunkowań technicznych i ekonomicznych wodor może być rozważany co najwyżej jako ograniczony wariant pilotażowy, wymagający niskich udziałów objętościowych, ścisłego monitoringu i dodatkowych analiz bezpieczeństwa.
2. Biometan jest obecnie bardziej realistycznym kierunkiem dekarbonizacji paliw gazowych w Elektrociepłowni Ciechanów, ponieważ lepiej odpowiada deklarowanej strategii spółki i wykazuje wyraźnie korzystniejszą relację kosztową niż wódór.
3. Mieszanina gazu ziemnego i wodoru stanowi perspektywiczne narzędzie dekarbonizacji systemów ciepłowniczych, umożliwiające stopniowe obniżanie emisyjności przy wykorzystaniu istniejącej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej¹⁹. W długoterminowej perspektywie osiągnięcie pełnej neutralności klimatycznej sektora ciepłowniczego może wymagać stopniowego zwiększania udziału paliw wodorowych oraz rozwoju dedykowanej infrastruktury dla wodoru²⁰.

¹⁹ Q. Zeng i in., *Steady-state analysis of integrated energy systems with power-to-gas and gas-to-power technologies*, dz. cyt.; R.K. Ahluwalia, D.D. Papadimas, *Hydrogen permeability and its impact on fuel cell system performance*, dz. cyt.; M. Karczewski, S. Szwaja, *Hydrogen as a fuel for internal combustion engines*, dz. cyt.

²⁰ *Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal*, dz. cyt. Pełna dekarbonizacja wymaga wodoru, CIRE – wódór, dostęp: 8 marca 2026 r.

4. Wdrożenie mieszanin gazowowodorowych wymaga uwzględnienia różnic w parametrach fizykochemicznych paliw, w szczególności niższego ciepła spalania wodoru, jego wysokiej przenikalności i szerokiego zakresu wybuchowości, co przekłada się na wyzwania w zakresie bezpieczeństwa i szczelności sieci.
5. Dopuszczalne poziomy udziału wodoru w gazie grupy E zależą od parametrów jakościowych paliwa, rodzaju infrastruktury oraz wymagań odbiorców końcowych i wymagają każdorazowej analizy technicznej²¹.
6. Elektrociepłownia Ciechanów, prowadząca działania związane z transformacją energetyczną i rozwojem gospodarki niskoemisyjnej, może stanowić potencjalne środowisko do prowadzenia pilotażowych badań nad wykorzystaniem mieszanin gazowo-wodorowych oraz technologii Power-to-Gas²².
7. Skuteczne zarządzanie systemem przesyłu mieszanin gazowych wymaga integracji norm metrologicznych, zaawansowanych modeli przepływu oraz narzędzi sztucznej inteligencji do prognozowania składu gazu i ciepła spalania, co umożliwi bezpieczną, ekonomicznie efektywną dekarbonizację miejskich systemów ciepłowniczych²³.
8. Analiza strategii Elektrociepłowni Ciechanów wskazuje, że proces transformacji systemów ciepłowniczych przebiega etapowo. W pierwszej kolejności realizowane są inwestycje w kogenerację gazową, biomasę oraz wykorzystanie ciepła odpadowego, natomiast technologie wodorowe pozostają rozwiązaniem perspektywicznym przewidywanym głównie dla okresu po 2030 r.²⁴
9. Wymagania wynikające z dyrektyw ETS, EED, RED III oraz EPBD powodują, że w długim horyzoncie czasowym paliwa odnawialne, w tym biometan i wodór, będą niezbędnym elementem utrzymania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego i osiągnięcia neutralności klimatycznej²⁵.

²¹ *Badania wpływu domieszek wodoru na infrastrukturę gazową*, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Kraków 2021.

²² *W Ciechanowie powstanie elektrociepłownia na biomasę*, „Miasto Ciechanów – Aktualności”, Urząd Miasta Ciechanów, b.d., <https://www.umciechanow.pl/main/aktualnosci/W-Ciechanowie-powstanie-elektrociepłownia-na-biomase/idn:6815>, dostęp: 8 marca 2026 r.; Orlen, PKN Orlen buduje Mazowiecką Dolinę Wodorową, dz. cyt.

²³ PNEN ISO 6976:201611, *Gaz ziemny – Obliczanie ciepła spalania...*, dz. cyt.; P. Muchel, *Modelowanie zmienności składu gazu ziemnego metodą sztucznych sieci neuronowych*, rozprawa doktorska, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie, Szczecin 2024.

²⁴ *Strategia rozwoju Elektrociepłowni Ciechanów na lata 2024–2030*.

²⁵ Tamże.

BIBLIOGRAFIA

Akty prawne i normy

- Komunikat Komisji Europejskiej, *REPowerEU Plan*, COM(2022) 230 final, Bruksela 2022.
- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 23 marca 2022 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, Dz.U. z 2022 r. poz. 799.
- Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2022/1214 z 9 marca 2022 r. zmieniające rozporządzenie delegowane (UE) 2021/2139.
- PN-EN ISO 6976:2016-11, *Gaz ziemny – Obliczanie ciepła spalania, wartości opałowej, gęstości, gęstości względnej i liczby Wobbe'go na podstawie składu*.
- Strategia rozwoju Elektrociepłowni Ciechanów na lata 2024–2030*.

Opracowania

- Afryka F. i in., *Power-to-Gas in a Decarbonized European Energy System*, „Store&Go White Paper” 2018.
- Ahlwalia R.K., Papadakis D.D., *Hydrogen permeability and its impact on fuel cell system performance*, Argonne National Laboratory, Argonne 2010.
- Badania wpływu domieszek wodoru na infrastrukturę gazową*, Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, Kraków 2021.
- Biogazownie w Polsce – raport*, „Magazyn Biomasa” 2022.
- Bond S., *Fuel quality and safety, Gas Quality and Safety Regulations*, 2016.
- European Commission, Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the Internal Markets for Renewable and Natural Gases and for Hydrogen*, Brussels 2023.
- Global Hydrogen Review 2023*, International Energy Agency, „International Energy Agency” 2023, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>.
- Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi 2022.
- Muchel P., *Modelowanie zmienności składu gazu ziemnego metodą sztucznych sieci neuronowych*, rozprawa doktorska, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie, Szczecin 2024.
- Pellegrino M. i in., *Natural gas and hydrogen blends: analysis of the effects on the distribution network*, „Energy Procedia” 2016.
- Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040*, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa 2021.
- Qiao Z. i in., *Impact of wind power uncertainty on the operation of integrated electricity and gas systems*, „IEEE Transactions on Power Systems” 2017.
- Standardy Techniczne Izby Gospodarczej Gazownictwa (ST-IGG), Warszawa 2019.
- Szoplik J., *Simulation of natural gas flow with hydrogen addition in low-pressure networks*, „Chemical and Process Engineering” 2012.

Szwaja S., *Hydrogen resistance to knock combustion in spark ignition internal combustion engines*, „Combustion Engines” 2011, t. 144, nr 1, s. 13–19, DOI: 10.19206/CE-117118.

Zeng Q. i in., *Steady-state analysis of integrated energy systems with power-to-gas and gas-to-power technologies*, „Applied Energy” 2016.

Źródła internetowe

Hydrogen, „EU ENERGY”, b.d., European Commission, https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen_en, dostęp: 8 marca 2026 r.

Wodór – paliwo przyszłości. Rola czystego wodoru w procesie dekarbonizacji gospodarki, Polska Izba Przemysłu Chemicznego, „PIPC”, b.d., <https://pipc.org.pl/wodor-paliwo-przyszlosci-rola-czystego-wodoru-w-procesie-dekarbonizacji-gospodarki/>, dostęp: 8 marca 2026 r.

European Hydrogen Backbone grows to meet REPowerEU’s 2030 hydrogen targets European Hydrogen Backbone, „EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE”, b.d., <https://ehb.eu/newsitem/european-hydrogen-backbone-grows-to-meet-repowerEU-s-2030-hydrogen-targets>, dostęp: 8 marca 2026 r.

Pełna dekarbonizacja wymaga wodoru, „CIRE – WODÓR”, b.d., <https://www.cire.pl/artykuly/wodor-materialy-problemowe/pelna-dekarbonizacja-wymaga-wodoru>, dostęp: 8 marca 2026 r.

Mazowiecka Dolina Wodorowa – KAPE partnerem projektu, Krajowa Agencja Poszanowania Energii, „KAPE – AKTUALNOŚCI”, b.d., <https://kape.gov.pl/blog/aktualnosci-kape-1/mazowiecka-dolina-wodorowa-kape-partnerem-projektu-626>, dostęp: 8 marca 2026 r.

PKN ORLEN buduje Mazowiecką Dolinę Wodorową, Orlen „Orlen – zrównoważony rozwój”, b.d., <https://www.orlen.pl/pl/zrownowazony-rozwoj/projekty-transformacyjne/wodor/aktualnosci-o-wodorze/pkn-orlen-buduje-mazowiecka-doline-wodorowa>, dostęp: 8 marca 2026 r.

Powstanie Mazowiecka Dolina Wodorowa, „H2POLAND”, b.d., <https://h2poland.eu/pl/kategorie/doliny-wodorowe/mazowiecka-dolina-wodorowa/powstanie-mazowiecka-dolina-wodorowa/>, dostęp: 8 marca 2026 r.

W Ciechanowie powstanie elektrociepłownia na biomasę, Urząd Miasta Ciechanów, „MIASTO CIECHANÓW – AKTUALNOŚCI”, b.d., <https://www.umciechanow.pl/main/aktualnosci/W-Ciechanowie-powstanie-elektrociepownia-na-biomase/idn:6815>, dostęp: 8 marca 2026 r.

Power-to-gas system enables massive storage of renewable energy, „CORDIS – EU research results”, 2020, <https://cordis.europa.eu/article/id/413313-power-to-gas-system-enables-massive-storage-of-renewable-energy>, dostęp: 8 marca 2026 r.

Powstała Mazowiecka Dolina Wodorowa z udziałem IBE, Instytut Badań Edukacyjnych, „IBE – AKTUALNOŚCI”, b.d., <https://ibe.edu.pl/index.php/pl/aktualnosci/1577-powstala-mazowiecka-dolina-wodorowa-z-udzialem-ibe>, dostęp: 8 marca 2026 r.