

# Zarządzanie zróżnicowaniem jakości gazu w systemach gazowniczych

## Managing the diversification of gas quality in pipeline networks

Maciej Chaczykowski, Andrzej J. Osiadacz<sup>\*)</sup>

**Słowa kluczowe:** zarządzanie siecią gazową, jakość gazu, dywersyfikacja źródeł gazu, technologie power-to-gas, komputerowa symulacja sieci

### Streszczenie

W wielu krajach struktura rynku gazu ulega istotnym zmianom, spowodowanym głównie dążeniem do ograniczenia emisji energii ze źródeł odnawialnych, rozwojem globalnego i lokalnego handlu gazem (w tym przede wszystkim LNG), działalnością instytucji regulacyjnych (liberalizacja rynków, zasada TPA), czy wreszcie wyzwaniami związanymi z magazynowaniem energii odnawialnej (wodór i syntetyczny metan). Wyżej wymienione procesy prowadzą do wzrostu liczby rozproszonych punktów wejścia w systemie gazowniczym, którym towarzyszy znaczące zróżnicowanie jakości gazu. W artykule dokonano przeglądu nowoczesnych technologii związanych z zarządzaniem sieciami gazowymi w warunkach zróżnicowanej jakości gazu oraz rozwiązań wspierających wprowadzanie gazów odnawialnych do systemów gazowniczych. Przedstawione zostały przykłady instalacji dostarczających biometan i wodór do sieci, omówiono doświadczenia wybranych krajów w zakresie integracji LNG i gazu sieciowego, oraz przedstawione zostały nowoczesne techniki śledzenia zmian jakości gazu w sieci w oparciu o komputerową symulację sieci.

**Keywords:** Gas network operation, gas quality, diversification of gas sources, power-to-gas technologies, network simulation

### Abstract

In many countries, the structure of the gas market is undergoing significant changes, driven mainly by the decarbonization of energy sources (renewable gases), the development of global and local gas trade (including primarily LNG), the activities of regulatory institutions (liberalization of markets, TPA principle), or, finally, the challenges of renewable energy storage (hydrogen and synthetic methane). The above-mentioned processes lead to an increase in the number of distributed entry points in the gas network, accompanied by a significant diversification of gas quality. The article reviews modern technologies related to the management of gas networks under diversified gas quality conditions, and solutions supporting the introduction of renewable gases into the pipeline systems. Examples of biomethane and hydrogen injection plants are presented, the experience of selected countries in integrating LNG and pipeline gas is discussed, and modern techniques for software-based gas quality tracking systems in the networks are presented.

## 1. Wstęp

Dążenie do czystej energii, wymuszone międzynarodowymi zobowiązaniami do zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub>, powoduje korzystną sytuację dla rozwoju rynku gazu ze źródeł odnawialnych. Widoczny jest również rosnący wolumen obrotu na globalnym rynku LNG, prowadzący do rozwoju regionalnych/lokalnych rynków gazu i poprawy ich płynności. W powiązaniu z liberalizacją rynków, przy jednocześnie wyraźnym trendzie do ścisłej regulacji usług transportowych i dystrybucyjnych, tworzy to sprzyjające warunki do różnicowania dostaw gazu, których efektem są zmiany jakości gazu w sieciach. Dodatkowo nasila się problem magazynowania energii, będący rezultatem upowszechnienia odnawialnych źródeł energii, wykorzystujących energię wiatrową i słoneczną, charakteryzującą się dużą nierównomiernością podaży. Wynika on z faktu, że energia elektryczna nie może być magazynowana w systemie elektroenergetycznym, w ilościach zapewniających możliwość bilansowania nierównomierności popytu i podaży, przy dużym udziale ze źródeł odnawialnych. Nadwyżki energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych mogą być wykorzystane do produkcji wodoru w procesie elektrolizy, który po załoczeniu do sieci gazowej będzie pełnił funkcję magazynu energii odnawialnej.

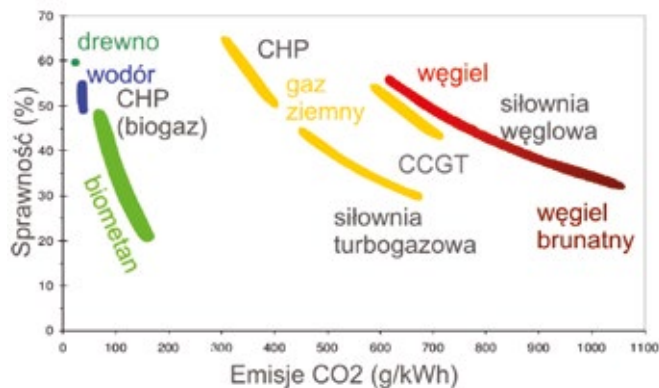
## 2. Dywersyfikacja jakości gazu w sieciach

Przez dziesięciolecia źródła dostaw gazu ziemnego do danej lokalizacji pozostawały stabilne pod względem składu i kaloryczności. Lokalne sieci dystrybucyjne gazu ziemnego zasilane były zwykle z jednego, ewentualnie dwóch źródeł o danym składzie, a dostawy realizowane były na podstawie długoterminowych kontraktów. Jednak w wielu miejscach na świecie powyższy model działalności spółki dystrybucyjnej gazu ziemnego przestał już funkcjonować. Przez ostatnich kilka lat sytuacja uległa zasadniczej zmianie, przy czym ostatnio proces ten wyraźnie się nasila. Istnieje kilka przyczyn takiego stanu rzeczy:

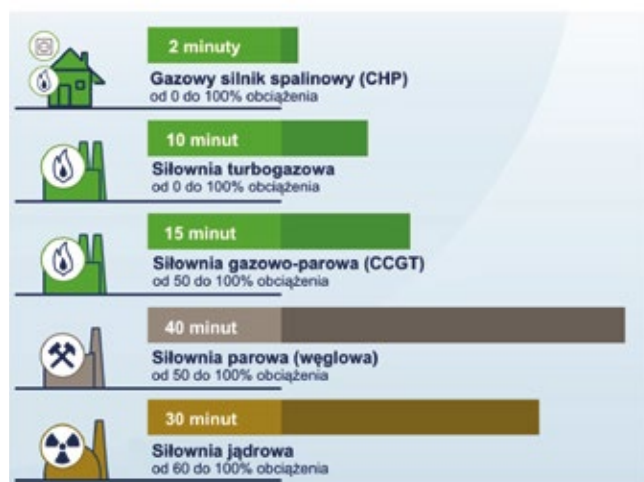
- wprowadzenie zasady dostępu strony trzeciej do sieci i możliwość wyboru dostawcy gazu,
- dywersyfikacja źródeł dostaw gazu z tytułu kontraktów krótkoterminowych,
- alternatywne zasilanie gazem „sieciowym” oraz LNG,
- rozwój lokalnych złóż gazu, zwykle niekonwencjonalnych, np. gazu łupkowego,
- zwiększenie udziału gazu ze źródeł odnawialnych w procesie dekarbonizacji gospodarki: biometan, wodór, syntetyczny metan.

<sup>\*)</sup> Maciej Chaczykowski, dr hab. inż., prof. uczelni; Andrzej J. Osiadacz, prof. dr hab. inż., Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych WIBHIŚ, Politechnika Warszawska, e-mail:andrzej.osiadacz@pw.edu.pl

Celem strategicznym wielu spółek gazowniczych staje się zapewnienie konkurencyjności gazu ziemnego, przy jednoczesnym zwiększeniu udziału gazów odnawialnych w wolumenie gazu transportowanego siecią gazową. Działania te wymuszają ambitne cele w zakresie ochrony klimatu i ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>. Oprócz zróżnicowanych dostaw gazów odnawialnych, do znaczącego spadku emisji CO<sub>2</sub> oraz cząstek stałych, przyczynia się przede wszystkim postępujący proces substytucji węgla i ropy naftowej gazem ziemnym i biogazem w różnych, zwykle mniej energochłonnych sektorach gospodarki oraz w energetyce (rys. 1). Systemy energetyczne zasilane gazem ziemnym, dzięki elastyczności wyrażonej możliwością szybkich zmian obciążenia, stanowią istotne wsparcie dla odnawialnych źródeł energii, takich jak turbiny wiatrowe i ogniwa fotowoltaiczne (rys. 2).



Rys. 1. Sprawność i emisyjność różnych form produkcji energii  
 Fig. 1. Efficiency and emissivity of various forms of energy production



Rys. 2. Elastyczność różnych form produkcji energii elektrycznej.  
 Fig. 2. Flexibility of different forms of electricity production.

Operatorzy systemów gazowniczych w coraz większym stopniu będą konfrontowani z problemem zmian jakości gazu w sieci. Rodzi się pytanie: jakie działania może podjąć operator sieci gazowej w przypadku przekroczenia norm jakości gazu? W celu uniknięcia działań radykalnych – przerw w dostawach do odbiorców, bądź przerw w odbiorze od dostawcy, powodującego przekroczenia parametrów gazu w sieci, w dłuższym okresie należy spodziewać się działań zmierzających do złagodzenia wymagań w zakresie jakości gazu w odniesieniu do sieci, instalacji gazowych i odbiorników gazu. Jednocześnie zmiany jakości gazu w sieci wymuszają wzrost stopnia opomiarowania sieci kalorymetrami i chromatografami procesowymi, a także rozwój nowoczesnych rozwiązań w zakresie softwarowej diagnostyki sieci gazowej pozwalającej na śledzenie zmian jakości gazu w sieci.

## 1. Integracja LNG i gazu sieciowego

Pilotowy projekt ujednoczenia jakości gazu w UE[21] (Marcogaz, 2014) zakładał specyfikację liczby Wobbego w zakresie (46 54) MJ/m<sup>3</sup> (15°C, V(15°C)), co odpowiada (13,47 15,81) kWh/m<sup>3</sup> (25°C, V(0°C)), natomiast podstawowy akt prawny zawierający specyfikację jakości gazów ziemnych w Polsce, tj. rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego) (Dz. U. z dnia 22 lipca 2010 r. nr 133 poz. 891) określa zakres wartości liczby Wobbego dla gazu ziemnego wysokometanowego grupy E od 45,0 MJ/m<sup>3</sup> do 54,0 MJ/m<sup>3</sup>.

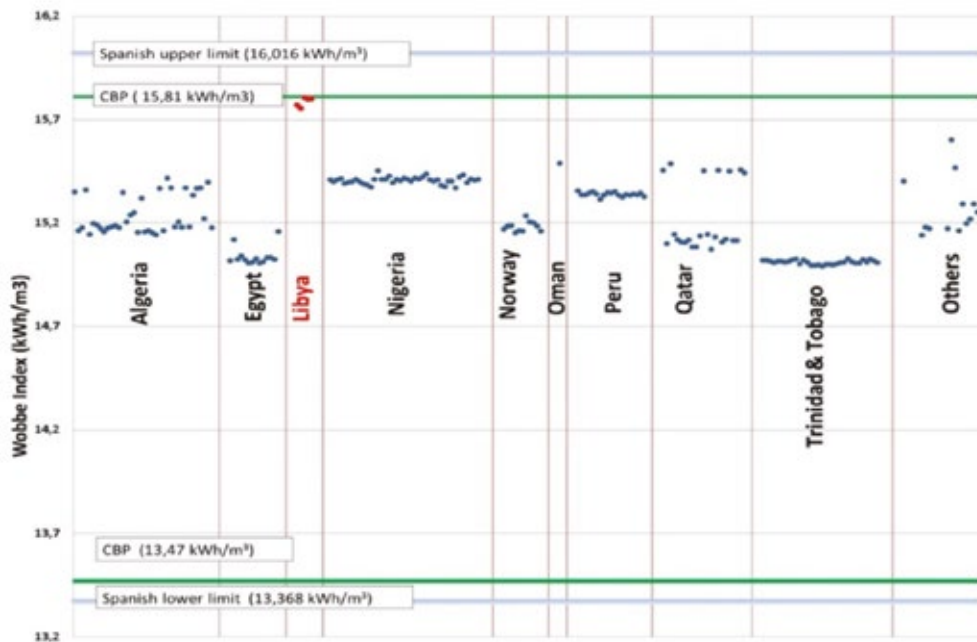
Problematykę dostarczania skroplonego gazu ziemnego do sieci podejmowano w wielu pracach, między innymi[40][19] (Wood i Mokhabat, 2007 oraz Kavalov i in., 2009). W pracy[40] (Wood i Mokhabat, 2007) wskazano wyższą efektywność ekonomiczną procesów usuwania węglowodorów C<sub>2+</sub> lub C<sub>3+</sub> z mieszaniny skroplonego gazu ziemnego, w porównaniu z domieszaniami gazu niepalnego, np. azotu, w przypadku zbyt wysokiej kaloryczności LNG. W raporcie Kavalov i in. (2009) porównano właściwości fizyczne gazu „przewodowego” w 12 krajach Europy oraz 13 krajach eksportujących LNG, przyjmując jako kryteria: liczbę Wobbego, ciepło spalania, oraz gęstość względną gazu. Stwierdzono, że LNG charakteryzuje się wyższymi wartościami kaloryczności i liczby Wobbego w porównaniu z gazem ziemnym stosowanym wcześniej w Europie. Podobne wnioski sformułowano w raporcie (IGU, 2011), w którym wskazano częstą potrzebę uzdatniania LNG przed wprowadzeniem do sieci.

Przykładem kraju, w którym system gazowniczy dostosowany jest do zasilania gazem ziemnym z wielu kierunków (i o różnym składzie) jest Hiszpania. W 2013 roku kraj ten importował gaz ziemny z 12 krajów: Algierii (51%), Francji (12%), krajów zatoki perskiej (12%), Nigerii (10%), Trinitadu i Tobago (6%), Norwegii (4%), Peru (4%) i innych (1%). Jednocześnie skroplony gaz ziemny miał 46 procentowy udział w rynku gazu w Hiszpanii, przy czym kraj ten był i nadal jest prawie całkowicie uzależniony od importu. Zakres dopuszczalnych wartości liczby Wobbego w punktach wejścia hiszpańskiego systemu gazowniczego wynosi (45,7 – 54,7) MJ/m<sup>3</sup>, co odpowiada wartościom (13,37 16,02) kWh/m<sup>3</sup>. Na rys. 3 przedstawiono wartości liczby Wobbego skroplonego gazu ziemnego dostarczanego do hiszpańskiego systemu gazowniczego w latach 2011-2012. Dane zostały wyznaczone dla warunków odniesienia ciepła spalania H<sub>s</sub>(15°C) i objętości V(15°C, 1,01325 bar). Wartości widoczne na rys. 3. świadczą o tym, że kaloryczność skroplonego gazu ziemnego w Hiszpanii mieści się w górnym zakresie dopuszczalnych wartości i nie ma potrzeby uzdatniania (mieszania) skroplonego gazu ziemnego przed wprowadzeniem go do systemu.

Dane dotyczące minimalnych i maksymalnych wartości liczby Wobbego w punktach wejścia hiszpańskiego systemu przesyłowego w latach 2001-2011 przedstawiono na rys. 4. Widocznym jest, że przez wiele lat obserwowane były stabilne wartości liczby Wobbego przy dostawach LNG, w pobliżu górnej granicy dopuszczalnego zakresu. Dla porównania minimalna wartość liczby Wobbego zarejestrowana w punktach wejścia systemu w 2011 r. dla biometanu wynosiła 13,47 kWh/m<sup>3</sup>. Zgodnie z informacjami przedstawionymi przez operatora systemu przesyłowego Enagás, względne zmiany liczby Wobbego w krótkim okresie czasu mogą wynosić 6%, jednak nie powodują one problemów w funkcjonowaniu odbiorników gazu.

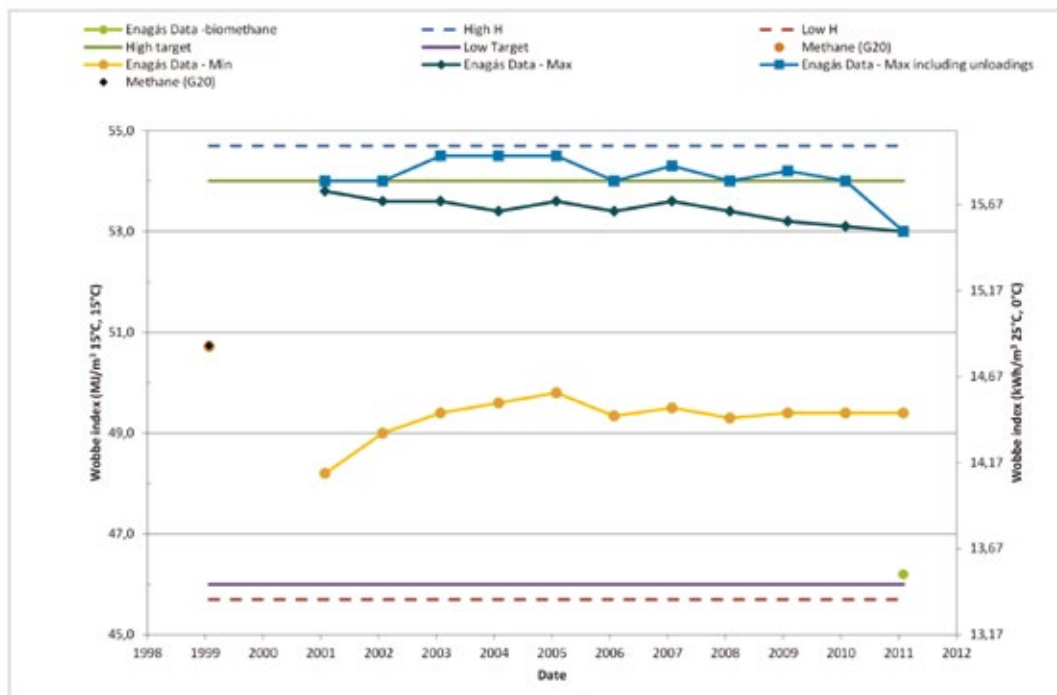
## 2. Dostawy biometanu i wodoru do sieci

Wiele projektów demonstracyjnych, mających na celu wykazanie możliwości dostarczania gazu ze źródeł odnawialnych do sieci gazowej, jest prowadzonych w Europie i na świecie. Obejmują one rozproszone dostawy metanu produkowanego z biogazu[1][35][11] (Bekkering i in. 2010; Smyth i in., 2011; Hengeveld i in., 2014) oraz z gazu syntezowego[6][29][32] (Graf i Kolb, 2012; Rauch i in., 2014; De Saint Jean, 2014), a także dostawy wodoru[4][39][5][8][33] (Gahleitner, 2013; Winkler-



Rys. 3. Jakość skroplonego gazu ziemnego importowanego do Hiszpanii w latach 2011-2012, wyrażona wartością liczby Wobbego. (IGU WOC4, 2015)

Fig. 3. Quality of LNG imported to Spain in 2011-2012, expressed by Wobbe index (IGU WOC4, 2015)



Rys. 4. Jakość gazu ziemnego w punktach wejścia systemu przesyłowego w Hiszpanii w latach 2001-2011, wyrażona wartością liczby Wobbego. (IGU WOC4, 2015)

Fig. 4. Quality of natural gas at the entry points of the transmission system in Spain from 2001 to 2011, expressed by Wobbe index

-Goldstein i Rastetter, 2013; Garmisiri et al, 2014; Guandalini i in., 2015; Schiebahn i in., 2015). Traktuje się je jako potencjalnie bardzo użyteczne, nowe punkty wejścia w systemie, pozwalające na dywersyfikację dostaw gazu, a także jako nowy sposób magazynowania energii odnawialnej. Według raportu końcowego projektu ISAAC (ISAAC, 2016) w 2014 roku istniało w Europie ponad 360 instalacji zatłaczania biometanu do sieci.

Na tle ogółu instalacji produkujących biogaz, głównie na potrzeby skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej w układach CHP, instalacje zatłaczające biometan do sieci gazowej nie są liczne. Według danych z 2015 r. z około 7500 instalacji biogazu w Niemczech zaledwie 151 instalacji dostarcza uzdatniony gaz do sieci. Odpowiednie liczby w przypadku Austrii wynoszą: 7 instalacji zatłaczających gaz do sieci przy ogółem 100 instalacjach produkujących biogaz. Ograniczenia w upowszechnieniu technologii wynikają przede wszystkim z kosztów związanych z potrzebą dodatkowego uzdatniania biogazu. Przed wprowadzeniem gazu do sieci należy oczyścić go z zanieczyszczeń: najpierw z cząstek stałych, kondensatów, siloksanów, merkaptanów, itp., a następ-

nie przeprowadza się kolejno: odsiarczanie gazu, osuszanie i separację CO<sub>2</sub>. W przypadku nieodpowiedniej kaloryczności gazu stosuje się domieszanie propanu lub azotu. Najważniejszym etapem oczyszczania biogazu jest usuwanie CO<sub>2</sub>. Do tego celu można wykorzystać adsorpcję zmiennociśnieniową, płuczkę wodną, aminową, lub technologie separacji membranowej. Przykładem jednej z pierwszych instalacji, zatłaczających biometan do sieci gazowej, jest oddana do użytku w 2005 r. instalacja w Pucking (Austria). W instalacji o wydajności 6 m<sup>3</sup>/h wykorzystano adsorpcję zmiennociśnieniową. Aktualnie w siedmiu instalacjach pracujących na terenie Austrii, produkowanych i zatłaczanych do sieci gazowej jest łącznie 1000 m<sup>3</sup>/h biometanu. Dojrzałym rynkiem produkcji i zatłaczania biometanu do sieci gazowej w Europie jest rynek niemiecki, na którym obowiązuje obszerna lista standardów technicznych, związanych z tą działalnością: DVGW G 260 (Jakość gazu), DVGW G 262 (Jakość gazów ze źródeł odnawialnych), DVGW G 685 (Pomiary rozliczeniowe gazu), DVGW G 265 (Instalacje do uzdatniania biogazu i wprowadzania do sieci), G 415 (Wytyczne do projektowania, budowy i eksploatacji



gazociągów z biogazem), G 291 (Pytania i odpowiedzi dot. problemów technicznych zatłaczania biogazu do sieci).

Interesującym rozwiązaniem, prowadzącym do zwiększenia udziału odnawialnych źródeł gazu, jest produkcja wodoru w procesie elektrolizy z wykorzystaniem nadwyżek energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (fot. 1). Stosowane mogą być elektrolizery alkaliczne, z polimerową membraną wymiany protonów oraz stałotlenkowe. Poziomy gotowości ww. technologii są różne, a ich krótką charakterystykę podano w tab. 1. Dane techniczne przykładowego, komercyjnie dostępnego elektrolizera alkalicznego przedstawiono w tab. 2.

Należy podkreślić, iż zatłaczanie wodoru do sieci niesie ze sobą szereg pytań, związanych z wrażliwością poszczególnych elementów systemu na podwyższone stężenia wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym [22] (Melaina i in., 2013). Generalnie, dopuszczalna ilość wodoru w sieci gazowej powinna być określana indywidualnie, biorąc pod uwagę strukturę sieci, skład gazu ziemnego, strumień gazu, wyposażenie odbiorców w urządzenia gazowe. Jednakże, poszczególnie kraje starają się uogólnić wytyczne w tym zakresie. Na przykład dopuszczalne stężenie wodoru w gazie ziemnym w sieci przesyłowej w Holandii wynosi 2% (obj.) [7] (Grond i in., 2013), natomiast



Fot. 1. Instalacja elektrolizerów w Falkenhagen, Niemcy (źr. E.ON)  
Photo 1. Electrolyzer plant in Falkenhagen, Germany (source. E.ON)

Tabela 1. Typowe właściwości elektrolizerów: alkalicznych, PEM i SOE [3] (Cudny, 2015)  
Table 1. Typical properties of electrolyzers: alkaline, PEM and SOE [3] (Cudny, 2015)

Technologia		Alkaliczny	PEM	SOE
Stopień zaawansowania		Zaawansowane	Demonstracyjne	B+R
Temperatura ogniwa	°C	60-80	50-80	900-1000
Ciśnienie ogniwa	Bar	<30	<30	<30
Gęstość prądu	A/cm <sup>2</sup>	0,2-0,4	0,6-2	0,3-1
Napięcie w ogniwie	V	1,8-2,4	1,8-2,2	0,95-1,3
Gęstość mocy	W/cm <sup>2</sup>	do 1	do 4,4	-
Sprawność napięciowa	%	62-82	67-82	81-86
Właściwe zapotrzebowanie na energię	kWh/m <sup>3</sup>	4,5-7	4,5-7,5	2,5-3,5
Zakres obciążenia częstotliwościowego	%	20-40	0-10	-
Powierzchnia ogniwa	m <sup>2</sup>	<4	<300	-
Produkcja wodoru	m <sup>3</sup> /h	<760	<30	-
Okres eksploatacji ogniw	H	<90000	<20000	<40000
Okres eksploatacji instalacji	lata	20-30	10-20	-
Czystość wodoru	%	>99,8	99,999	-
Czas rozruchu	min	15	<15	>60

Tabela 2. Parametry serii elektrolizerów HySTAT™ [14] (Hydrogenics, 2015)  
Table 2. Parameters of the HySTAT™ electrolyzers [14] (Hydrogenics, 2015)

Model	HySTAT®-10-10	HySTAT®-15-10	HySTAT®-30-10	HySTAT®-45-10	HySTAT®-60-10
Ciśnienie nominalne	11 bar				
Nominalny przepływ wodoru	10 m <sup>3</sup> /h	15 m <sup>3</sup> /h	30 m <sup>3</sup> /h	45 m <sup>3</sup> /h	60 m <sup>3</sup> /h
Liczba stosów paliwowych	1	1	2	3	4
Zakres obciążenia (przepływ wodoru)	40-100% (25-100% opcjonalnie)				
Czystość wodoru (przed HPS*)	99,9%; O <sub>2</sub> < 1,000 ppm				
Czystość wodoru (po HPS)	99,998% (99,999% opcjonalnie); O <sub>2</sub> < 2 ppm; N <sub>2</sub> < 12 ppm; Atm. Punkt rosy: - 60°C (opcjonalnie - 75°C)				
Zużycie prądu zmiennego (wszystkie elementy)	5,4 kWh/m <sup>3</sup> – przy pełnej mocy		5,2 kWh/m <sup>3</sup> – przy pełnej mocy		
Napięcie	3 x 400 VAC ± 3% (3 x 480 lub 575 VAC ± 3% opcjonalnie)				
Częstotliwość	50 Hz ± 3% / 60 Hz ± 3% (opcjonalnie)				
Zainstalowana moc	100 + 35 kVA	120 + 35 kVA	240 + 35 kVA	120 + 240 + 35 kVA	2 x 240 + 35 kVA
Zużycie wody bieżącej	1,5 – 2 litrów/m <sup>3</sup> H <sub>2</sub>				
Elektrolit	H <sub>2</sub> O + 30% KOH				
Ilość elektrolitu	220 L	240 L	360 L	480 L	610 L
Zakres temperatury zewnętrznej	od - 20°C do +40°C (od - 40°C do +50°C opcjonalnie)				
Wymiary	6,10 m x 2,44 m x 2,90 m (+1,60 m z chłodnicą powietrzną)				
Masa	około 16 ton				

\*Hydrogen Purification System (HPS) – system dodatkowego oczyszczania wodoru.

analogiczna wartość podana w standardzie technicznym DVGW G 262 dla rynku niemieckiego wynosi 5%. Niemieckie stowarzyszenie inżynierów branży gazowniczej i wodociągowej (DVGW) zleciło partnerom w przemyśle i w ośrodkach naukowych przeprowadzenie badań „w celu określenia maksymalnego dopuszczalnego stężenia wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym w poszczególnych elementach systemu gazowniczego. W raporcie końcowym [23] (Muller-Syring i in., 2012) określonych zostało pięć obszarów funkcjonalnych łańcucha dostaw gazu: (i) transport, (ii) magazynowanie, (iii) pomiar i regulacja, (iv) dystrybucja gazu i (v) użytkowanie, które obejmowały 30 procesów biznesowych. Dla każdego z procesów zostały zidentyfikowane dopuszczalne ilości wodoru, podane za pomocą trzech progów, w których: (i) mieszanie wodoru jest nieszkodliwe, (ii) wymagana jest adaptacja technologiczna, bądź regulacja administracyjna, oraz (iii) prace badawczo-rozwojowe są nadal potrzebne. Na przykład, w odniesieniu do procesów związanych z transportem gazu, zawartości wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym uważane jako „niekrytyczne” zmieniły się od 50% dla materiału rurociągu, poprzez 20% w odniesieniu do pracy sprężarki, do 10% w odniesieniu do pracy turbiny gazowej. Oprócz turbin gazowych, elementami w których podwyższony udział wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym niesie dodatkowe ryzyko są: pojazdy CNG (problemy eksploatacyjne silnika i stalowych zbiorników na CNG), podziemne magazyny gazu (szczególnie w warstwach wodonosnych, ze względu na potencjalne oddziaływanie wodoru na strukturę geologiczną), a także urządzenia pomiarowe (algorytmy

obliczeniowe przeliczników gazu oraz chromatografy procesowe nie dostosowane do nowego składu mieszaniny węglowodorów). Ogólnie, ilość wodoru, który może być bezpiecznie dodany do gazu ziemnego, w dużym stopniu zależy od składu gazu w punkcie zatłaczania oraz od rodzaju urządzeń końcowych (odbiorników gazu), zainstalowanych w punktach wyjścia systemu (u odbiorców).

Układ zatłaczania wodoru do sieci gazowej umożliwiający zatłaczanie z zadaną wartością udziału objętościowego mieszaniny wodoru w gazie ziemnym przedstawiono na rys. 6.

### 3. Konwergencja systemów elektroenergetycznych, gazowniczych i ciepłowniczych

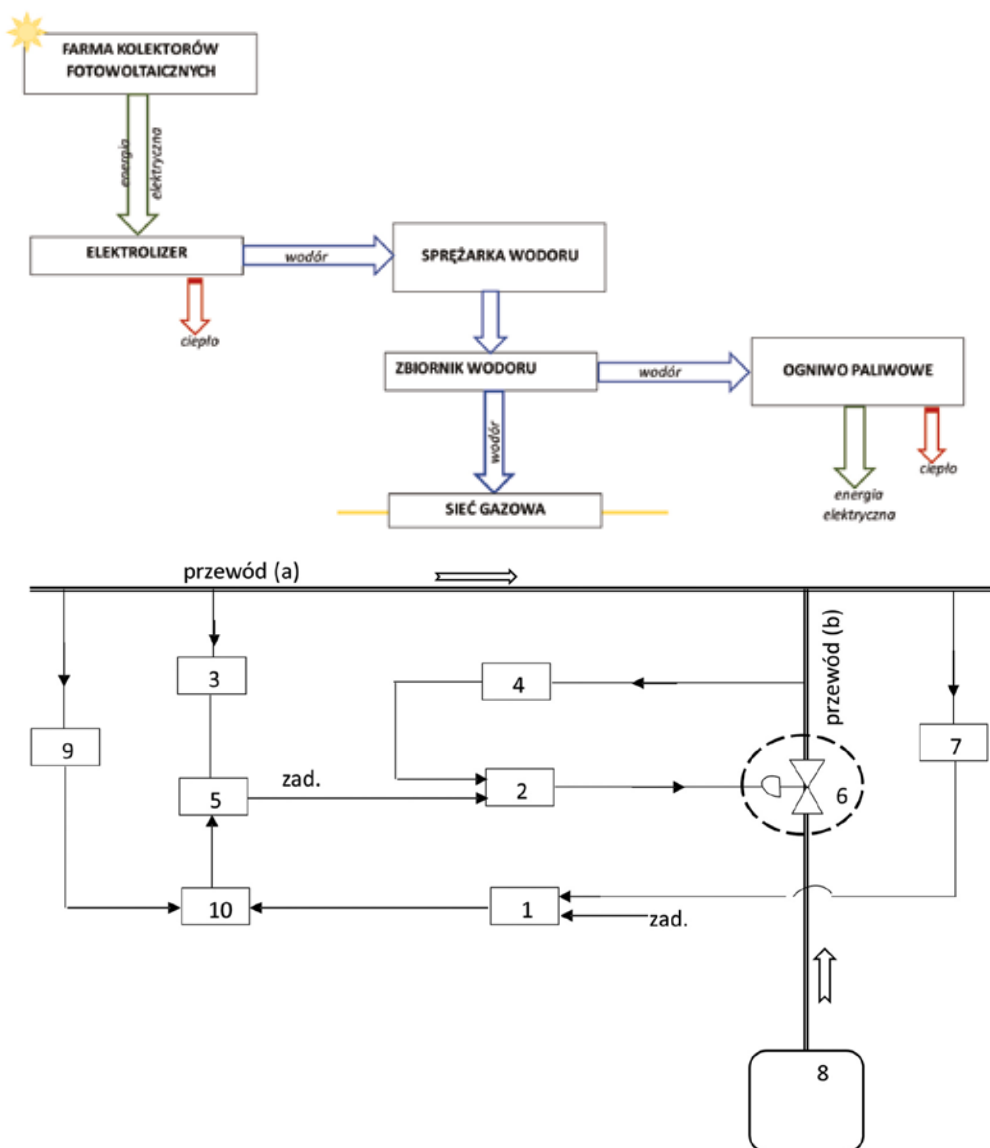
Interesującą koncepcją rozwiązania problemu ograniczeń ilości wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym na potrzeby magazynowania energii odnawialnej w sieci gazowej, jest wykorzystanie dwutlenku węgla do metanizacji wodoru. Rozważane są tutaj procesy metanogenezy biologicznej (przy udziale bakterii metanogennych) oraz proces Sabatiera[30] (Reuter, 2013). Przy produkcji metanu z wodoru mógłby być wykorzystany dwutlenek węgla, obecny w spalinach z turbin gazowych, pracujących w układach CHP lub CCGT w energetyce. Jednocześnie zwiększenie udziału gazowych układów kogeneracyjnych CHP współpracujących z siecią ciepłowniczą, kosztem węglowych źródeł ciepła, pozwoli na dalsze ograniczenie emisyjności w sektorze ciepłowniczym. Zarysowana w ten sposób koncepcja, abstrahując od wysokich nakładów inwesty-

cyjnych, prowadziłaby jednocześnie do rozwiązania problemu niskiej akceptacji technologii CCS (wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub>), której rozwój i komercjalizacja napotyka na silne bariery, ze względu na problemy z akceptacją ze strony opinii publicznej.

Drugim, znacznie prostszym rozwiązaniem, prowadzącym również do integracji systemów elektroenergetycznego i gazowniczego, jest wykorzystanie nadwyżek energii odnawialnej w elektrycznych podgrzewaczach ciepłej wody użytkowej, zasilanych do tej pory przede wszystkim ciepłem z kotłów gazowych. W okresie nadwyżek energii wiatrowej, odpowiednio zaprogramowany sterownik wysłałby informację o odcięciu zasilania podgrzewacza ciepłem z kotła gazowego i do podgrzewania wody wykorzystywana byłaby energia elektryczna, produkowana ze źródeł odnawialnych.

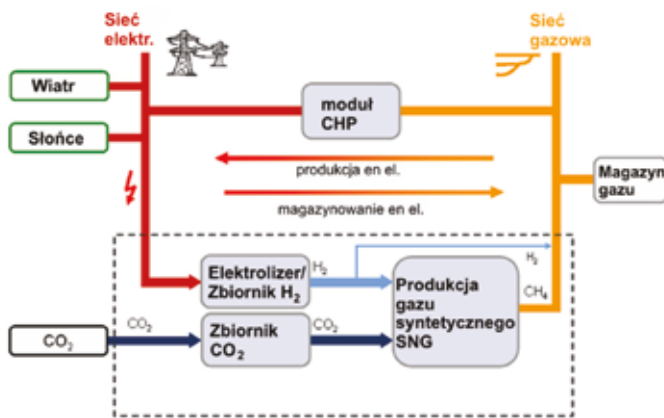
### 4. Śledzenie zmian jakości gazu w sieci

Nowoczesne techniki śledzenia zmian jakości gazu w sieci, oparte są na komputerowej symulacji sieci gazowych, korzystającej z modeli przepływu gazu w rurociągach, które zostały opracowane na podstawie praw fizycznych opisujących procesy przepływu[24] (Osiańczak, 1987),[36] (Thorley i Tiley, 1987). Modelowanie przepływu w gazociągu wymaga dwóch zbiorów danych wejściowych. Po pierwsze, znajomości topologii sieci, w postaci macierzy incydencji węzłów i odcinków sieci oraz danych geometrycznych rurociągów (długość, średnica wewnętrzna, chropowatość), które muszą być uzyskane z systemu GIS. Następnie

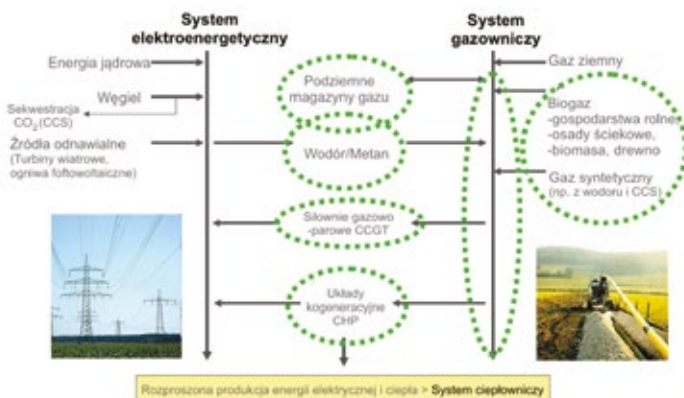


Rys. 5. Schemat dostaw zielonego wodoru do sieci[28] (Osiańczak i in., 2022).  
Fig. 5. Supply scheme of green hydrogen to the grid [28](Osiańczak et al., 2022).

Rys. 6. Układ zatłaczania wodoru do sieci gazowej: 1-regulator główny, 2-regulator pomocniczy, 3,4-przetworniki przepływu, 5,10-układy mnożące, 6-sterowany zawór regulacyjny, 7,9-przetworniki zawartości wodoru, 8-źródło wodoru [27](Osiańczak i in., 2019).  
Fig. 6. Hydrogen injection system into the gas network: 1-main regulator, 2-auxiliary regulator, 3,4-flow measurements, 5,10-multiplier systems, 6-control valve, 7,9-hydrogen fraction measurements, 8-hydrogen source [27] (Osiańczak et al., 2019)



Hys. 7. Iaeowy scenemat procesu metanizacji wodoru w technologii Power-to-Gas  
 Fig. 7. Conceptual scheme of the hydrogen methanation process in Power-To-Gas technology



Hys. 8. Konwergencja systemu elektroenergetycznego, gazowniczego i ciepłowniczego  
 Fig. 8. Convergence of the electricity, gas and district heating system

danych operacyjnych, dotyczących parametrów dostaw w źródłach sieci, parametrów pracy elementów nieliniowych, oraz zapotrzebowania na gaz odbiorców. Co do zasady, każdy punkt wejścia systemu może charakteryzować się inną wartością jakości (kaloryczności) gazu. Często istnieje możliwość identyfikacji fragmentów sieci, mających stałą jakość gazu. W przypadku, gdy struktura sieci wyklucza możliwość segmentacji, przy zastosowaniu jakości gazu jako kryterium, bądź jakości gazu w danym fragmencie sieci ulega zmianom w czasie, stosowany jest algorytm symulacji dynamicznej. Istnieje wówczas możliwość śledzenia zmian wybranego parametru opisującego jakość gazu, na przykład ciepła spalania, w celu kontroli wymagań dotyczących jakości gazu we wszystkich punktach wyjścia systemu. Warunki brzegowe, tj parametry gazu w punktach wejścia (ciśnienie, temperatura, skład gazu) i obciążenia w węzłach dostawy gazu, uzyskuje się z danych pomiarowych lub prognoz dostępnych w systemie SCADA. Dzięki komputerowej symulacji sieci mogą być analizowane różne strategie prowadzenia ruchu sieci w celu zminimalizowania liczby przekroczeń parametrów dostawy gazu. Co więcej, mniejsza ilość sprzętu pomiarowego (przetworników ciśnienia i chromatografów) wymagana jest do zainstalowania na sieci. Zwykle możliwe jest śledzenie godzinowych zmian wartości ciepła spalania we wszystkich węzłach dostawy gazu, a obliczone wyniki mogą być stosowane do celów rozliczeniowych po uzyskaniu oficjalnej zgody administracji miar.

Symulacja przepływu w rurociągu wymaga dokładnej znajomości właściwości termodynamicznych mieszanin gazu ziemnego. Kilka różnych równań stanu, w tym Soave-Redlich-Kwong (SRK), Peng-Robinson, Benedict-Webb-Rubin (BWR), Benedict-Webb-Rubin-Starling (BWR), AGA-8, GERG-88, GERG-2004, a GERG-2008 może być stosowane do opisu parametrów stanu w gazownictwie. Wrażliwość modelu przepływu w gazociągu na wybór równania stanu badano w pracy[2] (Chaczykowski, 2009) dla równań SRK, BWR, AGA-8 i GERG-88, przy wartościach

ciśnienia roboczego w gazociągach do 8,4 MPa. Wyniki analizy pokazały, że rodzaj zastosowanego równania stanu nie wpływa w znaczący sposób na parametry przepływu i wartości akumulacji gazu. Analizę wrażliwości modelu przepływu na wybór równania stanu dla rurociągów podmorskich o ciśnieniu na wejściu z zakresu 18-20 MPa zaprezentowano niedawno w artykule[10] (Helgaker i in., 2014). Rozpatrywane były równania SRK, Peng-Robinson, BWR, GERG-88 i GERG-2004. Wybór różnych równań stanu powodował widoczne odchyłki obliczonej wartości ciśnienia na wejściu rurociągu. Przyjmując niedawno opracowany model GERG-2004 jako równanie referencyjne, różnica obliczonej wartości ciśnienia na wejściu pomiędzy GERG-2004 a skalibrowanym BWR wynosiła około 0,1 MPa. Ponieważ rozwiązanie równania GERG-2004 z punktu widzenia zastosowań praktycznych jest dosyć wymagające w sensie nakładu obliczeniowego (z uwagi na to, że jest ono równaniem jawnym ze względu na energię swobodną Helmholtza, z gęstością i temperaturą jako zmiennymi niezależnymi), nadal do obliczeń współczynnika ściśliwości gazu ziemnego w przemyśle powszechnie używane są wirtualne równania stanu (AGA-8 i GERG 88). Jednakże, gdy w mieszaninie węglowodorów pojawiają się nietypowe składniki, na przykład o niskiej wartości opałowej, wysokie frakcje wodoru, bądź, gdy mamy do czynienia z mieszaniną dwuskładnikową wodoru i węglowodoru, należy stosować bardziej dokładne modele opisu stanu gazu. Równanie GERG-2004 [20](Kunz i Wagner, 2008) zostało opracowane w celu dokładnego opisu stanu gazów ziemnych składających się z wysokich frakcji dwutlenku węgla, azotu, wodoru, etanu i wyższych alkanów. Jedyną różnicą pomiędzy modelami GERG-2004 i GERG-2008 jest to, że GERG-2008 zawiera składniki, które nie zostały uwzględnione w GERG-2004, a mianowicie: n-nonan, n-dekan i siarkowodor. W odniesieniu do mieszanin gazów ziemnych i wodoru, porównanie równań GERG-2004 i Soave-Redlich-Kwong (PSRK) do symulacji nieizotermicznego przepływu w rurociągu zostało przeprowadzone w pracy[38] (Uilhoorn, 2013). Różnice w obliczonych wartościach ciśnienia i temperatury na końcu gazociągu pomiędzy GERG-2004 a PSRK wynosiły odpowiednio 0,1 MPa i 1°C.

Problem śledzenia zmian jakości gazu w stanach ustalonych był analizowany przez van der Hoevena (1998). Model przepływu zastosowany do symulacji statycznej zawierał strumień w jednostkach energii (a nie w jednostkach objętości). Ponadto, uwzględniono procesy mieszania gazów w węzłach sieci, dla których parametry jakościowe mieszaniny były wyznaczone jako średnia ważona strumieni dopływających do węzła. Pobory gazu w sieci były również zadawane w jednostkach energii. Na pierwszy rzut oka symulacja procesu mieszania strumieni gazów o różnym składzie wydawała się niezbyt trudnym zadaniem, ale napotkano pewne problemy ze zbieżnością rozwiązań[12] (van der Hoeven, 2004). Najnowsze badania naukowe, dotyczące śledzenia zmian jakości gazu w stanach ustalonych, można znaleźć w pracach[34] (Schley i in., 2011), [25](Osiadacz i Chaczykowski, 2011) oraz (Abeysekera i in., 2014). Wcześniejsze z wymienionych prac wykorzystują strumień objętości gazu jako daną wejściową o poborach gazu, natomiast w późniejszym badaniu wykorzystano dane w jednostkach energii jako dane wejściowe symulatora.

Potrzeba stosowania dynamicznej symulacji sieci gazowej pojawia się wtedy, gdy parametry charakteryzujące źródło gazu oraz zapotrzebowanie na gaz w węzłach dostawy są funkcją czasu, a z drugiej strony, gdy wymiary geometryczne sieci oraz wartości ciśnienia roboczego gazociągów pozwalają na akumulację gazu w systemie. W przeciwieństwie do symulacji w stanach ustalonych, która jest opisana układem równań algebraicznych (ogólnie nieliniowych), symulacja dynamiczna wymaga numerycznego rozwiązania zagadnienia granicznego dla układu równań różniczkowych cząstkowych. Śledzenie zmian jakości gazu w systemie w stanach nieustalonych, jest określone jako problem szacowania parametrów jakościowych gazu, który porusza się z lokalnymi prędkościami przepływu w odcinkach sieci oraz ulega mieszanemu według określonej reguły (udziałów masowych albo molowych) w węzłach sieci. Model matematyczny przepływu jest modelem jednowymiarowego przepływu gazu uzupełnionym o równanie opisujące adwekcyjny transport masy w rurociągu[31][9] (Ryan i in., 1986; Hager i in., 2012).



Należy jednak podkreślić, że wymagane do symulacji dynamicznej dane, dotyczące pomiarów ciśnienia i temperatury w źródłach, jak również dane pomiarowe zawierające pobory gazu w sieci w czasie rzeczywistym, dostępne są głównie dla sieci przesyłowych wysokiego ciśnienia. W przypadku sieci dystrybucyjnych, liczba danych pomiarowych dotyczących zużycia gazu dostępnych online jest ograniczona, co powoduje konieczność oszacowania ich wartości godzinowych na podstawie rocznych lub kwartalnych odczytów [26](Osiaadacz i in., 2012). Zastosowanie standardowych profili obciążenia jest jednym z możliwych rozwiązań [34](Schley, 2011).

## 5. Podsumowanie i wnioski

Postęp w produkcji wodoru ze źródeł odnawialnych spowoduje decentralizację punktów zatłaczania wodoru do systemu gazowego. Wraz ze wzrostem liczby stacji dozowania wodoru, do obowiązków operatora sieci należał będzie także dobór parametrów pracy poszczególnych stacji dozowania wodoru, tak aby zachować stabilizację parametrów mieszaniny gazu i wodoru we wszystkich węzłach sieci, a także równowagę między lokalną produkcją a konsumpcją. Szczególnie istotne będzie zarządzanie siecią w obszarach o wysokiej produkcji i niskim zużyciu i/lub obszarach o mniejszej akceptowalności wodoru. Rozwiązaniem tego problemu może być: metanizacja do zarządzania poziomem wodoru w sieci, rewers z sieci dystrybucyjnej do sieci przesyłowej, separacja wodoru i gazu ziemnego w celu ochrony najbardziej wrażliwych odbiorców. Aby sprostać tym wyzwaniom niezbędne jest odpowiednie oprogramowanie symulacyjne oraz optymalizacyjne. Potrzeby w zakresie symulacji to przede wszystkim oprogramowanie, pozwalające na śledzenie rozprywu wodoru w sieci. W przypadku sieci gazowych wysokiego ciśnienia, wymagane są w tym celu wyniki symulacji sieci w stanach nieustalonych. W przypadku sieci rozdzielczych wymagane są rozwiązania w stanach ustalonych. Optymalizacja rozprywu wodoru w sieci dotyczy przede wszystkim dwóch problemów: hierarchicznego sterowania (nadrzędne elementy decyzyjne ustalają optymalne z globalnego punktu widzenia parametry dla podsystemów) oraz rozproszonego sterowania, polegającego na podzieleniu złożonego problemu na kilka mniejszych podproblemów, z których każdy może być rozwiązywany w sposób niezależny. ■

## LITERATURA

- [1] Bekkering J., A.A. Broekhuis, W.J.T. van Gemert. 2010. "Optimisation of a green gas supply chain – A review" *Bioresour. Technol.* 101, 450–456.
- [2] Chaczykowski M. 2009. "Sensitivity of pipeline gas flow model to the selection of the equation of state", *Chemical Engineering Research and Design* 87: 1596–1603.
- [3] Cudny M. 2015. "Technologie power to gas" Praca dyplomowa magisterska, Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych, Wydział Inżynierii Środowiska, Politechnika Warszawska.
- [4] Gahleitner G. 2013. "Hydrogen from renewable electricity: an international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications". *Int J Hydrogen Energy* 38(5):2039–61.
- [5] Garmsiri S., M.A. Rosen, G.R. Smith. 2014. "Integration of Wind Energy, Hydrogen and Natural Gas Pipeline Systems to Meet Community and Transportation Energy Needs: A Parametric Study" *Sustainability* 6(5), 2506–26.
- [6] Graf F., T. Kolb. 2012. "Injection of gases from renewable sources into the gas grid in Germany – potentials and limits, in Proceedings of the 25th World Gas Conference" WGC 2012 Kuala Lumpur, Volume 2, Pages 996–1012.
- [7] Grond L., P. Schulze, J. Holstein. 2013. Systems analyses Power to Gas: A technology review, TKI Gas project TKIG01038, <www.dnv.com/resources/position\_papers/exploring-power-to-gas-future-dutch-energy-system.asp> [dostęp marzec 2015].
- [8] Guandalini G., s. Campanari, M.C. Romano. 2015. "Power-to-gas plants and gas turbines for improved wind energy dispatchability: Energy and economic assessment" *Applied Energy* 147 (2015) 117–130.
- [9] Hager T., A. Bentele, E.A. Wehmann. 2012. Simulation System with Calorific Value Tracking for Gas Distribution Grids with an Incomplete Measurement Infrastructure, in: Proceedings of the XX IMEKO World Congress, Busan.
- [10] Helgaker J.F., A. Oosterkamp, L.I. Langelandsvik, T. Ytrehus. 2014. "Validation of 1D flow model for high pressure offshore natural gas pipelines". *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 16 pp. 44–56.
- [11] Hengeveld E.J., W.J.T. van Gemert, J. Bekkering, A.A. Broekhuis. 2014. "When does decentralized production of biogas and centralized upgrading and injection into the natural gas grid make sense?" *Biomass and Bioenergy*, Volume 67, August 2014, Pages 363–371.
- [12] Hoeven T. 1998. Gas Quality Control in Simulation, in: Proceedings of the PSIG 20th Annual Meeting, Denver, CO.
- [13] Hoeven T. 2004. "Math in Gas and the art of linearization", Energy Delta Institute, Groningen.
- [14] Hydrogenics (2015) Materiały ze strony www.hydrogenics.com.
- [15] IGU (2011) Guidebook to Gas Interchangeability and Gas Quality, International Gas Union, August 2011.
- [16] IGU WOC4 (2015) International Gas Union Working Committee 4 Distribution, Committee report.
- [17] ISAAC (2016) Increasing Social Awareness and Acceptance of Biogas and Biomethane. Report on the biomethane injection into national gas grid, Materiały ze strony www.isaac-project.it.
- [18] Jenei A. 2014 Changing European gas markets and the unconventional gas potential, w materiałach: Gas Transport and Storage Forum, Berlin.
- [19] Kavalov B., H. Petrić, A. Georgakaki. 2009. Liquefied Natural Gas for Europe – Some Important Issues for Consideration, European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy, Luxembourg.
- [20] Kunz O., W. Wagner. 2012. The GERG-2008 Wide-Range Equation of State for Natural Gases and Other Mixtures: An Expansion of GERG-2004, *J. Chem. Eng. Data*, 57 (11) 3032–91.
- [21] Marcogaz. 2014. EU Gas Quality Harmonisation Implementation Pilot Project, <http://gcpilot.dgc.eu/> [dostęp wrzesień 2015].
- [22] Melaina M. W., O. Antonia, and M. Penev. 2013. Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues Technical Report NREL/TP-5600-51995, National Renewable Energy Laboratory.
- [23] Müller-Syring G., M. Henel, W. Köppel, H. Mlaker, M. Sterner, T. Höcher. 2013. Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW-Projekt G1-07-10.
- [24] Osiaadacz A.J. 1987. Simulation and analysis of gas networks. E. & F.N. Spon Ltd., London.
- [25] Osiaadacz A.J., M. Chaczykowski. 2011. Metody określania energii zawartej w gazie ziemnym – symulacja rozprywu energii w krajowej sieci przesyłowej, w materiałach VI konferencji Top-Gaz, Rogów.
- [26] Osiaadacz A. J., M. Chaczykowski, L. Kotyński, T. Zwiewka. 2012. Symulacja statyczna sieci gazowej miasta Chelмна, w materiałach XV Jubileuszowej Konferencji GAZ-TERM 2012, 14–16 maja 2012 r., Międzyzdroje.
- [27] Osiaadacz A.J., Kwestarz M., Chaczykowski M. (2019) Układ oraz sposób dozowania wodoru do sieci gazowej, Nr pat. PL 237532.
- [28] Osiaadacz A.J., Kotyński L., Chaczykowski M. (2022) Zarządzanie systemem gazowniczym w warunkach zasilania z instalacji power-to-gas. W materiałach 13. Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników, 2–3 czerwca, Bóbrka/Krosno. SITPNIg.
- [29] Rauch r., J. Hrbeek, H. Hofbauer. 2014. Biomass gasification for synthesis gas production and applications of the syngas, Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment Volume 3, Issue 4, July/August 2014, Pages 343–362.
- [30] Reuter M. 2013. Power to Gas: Microbial Methanation, a Flexible and Highly Efficient Method; Micro Energy GmbH; Viessmann; w materiałach: Group Exhibit Hydrogen + Fuel Cells, Hannover Messe.
- [31] Ryan M.J., r.L. Mailloux. 1986. Methods for performing composition tracking for pipeline networks, in: Proceedings of the PSIG Annual Meeting, New Orleans, LA
- [32] Saint Jean M., P. Baurens, C. Bouallou (2014) Parametric study of an efficient renewable power-to-substitute-natural-gas process including high-temperature steam electrolysis, *International Journal of Hydrogen Energy* 39(30) 17024–39.
- [33] Schiebahn S., T. Grube, M. Robinius, V. Tietze, B. Kumar, D. Stolten. 2015. Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany, *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(12) 4285–94.
- [34] Schley P., J. Schenk, A. Hielscher. 2011. Gas Quality Tracking in Distribution Grids, in: Proceedings of the International Gas Research Conference, Seoul.
- [35] Smyth B.M., H. Smyth, J.D. Murphy. 2011. "Determining the regional potential for a grass biomethane industry", *Applied Energy*, 88 (6), pp. 2037–49.
- [36] Thorley A.R.D., C.H. Tiley. 1987. Unsteady and transient flow of compressible fluids in pipelines—a review of theoretical and some experimental studies, *International Journal of Heat and Fluid Flow* 8 (1), pp. 3–15.
- [37] Uilhoorn F.E. 2009. "Dynamic behaviour of non-isothermal compressible natural gases mixed with hydrogen in pipelines", *International Journal of Hydrogen Energy* 34 (16), pp. 6722–29.
- [38] Uilhoorn F.E. 2013. A Comparison between PSRK and GERG-2004 Equation of State for Simulation of Non-Isothermal Compressible Natural Gases Mixed with Hydrogen in Pipelines, *Archives of Mining Sciences* 58(2) 579–590.
- [39] Winkler-Goldstein r., A. Rastetter (2013) Power to Gas: The Final Breakthrough for the Hydrogen Economy? Green, Volume 3, Issue 1, Pages 69–78.
- [40] Wood D., s. Mokhtab (2007) Natural gas interchangeability in focus as sources of LNG widen, LNG journal, Feb. 2007, 14–18.