

Przegląd obecnie istniejących instalacji LNG na świecie, aspekty techniczne pojedynczej stacji oraz prognozowanie zużycia gazu. Część 1: Przegląd istniejącej infrastruktury

Overview of currently existing LNG facilities worldwide, technical aspects of an individual station, and forecasting gas consumption part 1 – review of existing infrastructure

Tomasz Cieślík, Piotr Narloch, Andrzej Żero^{*)}

Słowa kluczowe: przesył gazu ziemnego, dystrybucja gazu ziemnego, prognozowanie, instalacja LNG, rynek gazu ziemnego, gazyfikacja, LNG, sztuczne sieci neuronowe

Streszczenie

W części pierwszej publikacji skupiono się na przeglądzie istniejących instalacji LNG na świecie, możliwości gazyfikacji wyspowych z wykorzystaniem LNG oraz omówiono budowę stacji gazyfikacji LNG. Proces prognozowania zostanie przedstawiony w drugiej części artykułu.

W ciągu ostatnich lat proces gazyfikacji przebiegał bardzo intensywnie w zakresie zwiększenia liczby odbiorców gazu oraz rozwoju infrastruktury sieciowej. W Polsce są obszary, które nie posiadają sieci gazowej a jej budowa jako inwestycja liniowa jest nieopłacalna lub nie ma odpowiedniej przepustowości w istniejącej i relatywnie blisko danego obszaru położonej sieci gazowej. W takiej sytuacji pojawia się możliwość wykorzystania stacji regazyfikacji LNG, które zasilają wyspowe obszary w paliwo gazowe.

Keywords: natural gas transmission, natural gas distribution, LNG installations, forecasting, natural gas market, gasification, LNG, artificial neural networks.

Abstract

The first part of the publication focused on a review of existing LNG installations in the world, the possibilities of island gasification using LNG, and the construction of LNG gasification stations was discussed. The forecasting process will be presented in part 2 of the article.

Over the past few years, the gasification process has been intensively developing in terms of increasing the number of gas consumers and expanding the infrastructure of the gas network. In Poland, there are areas that do not have a gas network, and constructing a linear investment for this purpose is not profitable or the existing gas network nearby does not have sufficient capacity to serve the given area. In such a situation, the possibility arises to utilize LNG regasification stations to supply gas fuel to isolated areas.

1. Wstęp

Na świecie od lat 60. XX wieku dostrzega się ciągły wzrost zużycia gazu. Na przestrzeni ostatnich 50 lat średnioroczny wzrost światowego zużycia gazu wyniósł około 3,5%, natomiast w ciągu ostatnich 10 lat było to 2,5% (rys 1) [14].

Obecnie 22,7% energii pierwotnej pochodzi z gazu i jest to zmiana (wzrost) w stosunku do roku 2000, gdy udział wyniósł 18% [18].

Również systematycznie wzrasta zużycie gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej, i tak w latach 1990, 2000, 2010 i 2021 produkcja energii elektrycznej z gazu wynosiła kolejno: 15%, 17,8%, 22,7% i 22,9% [18].

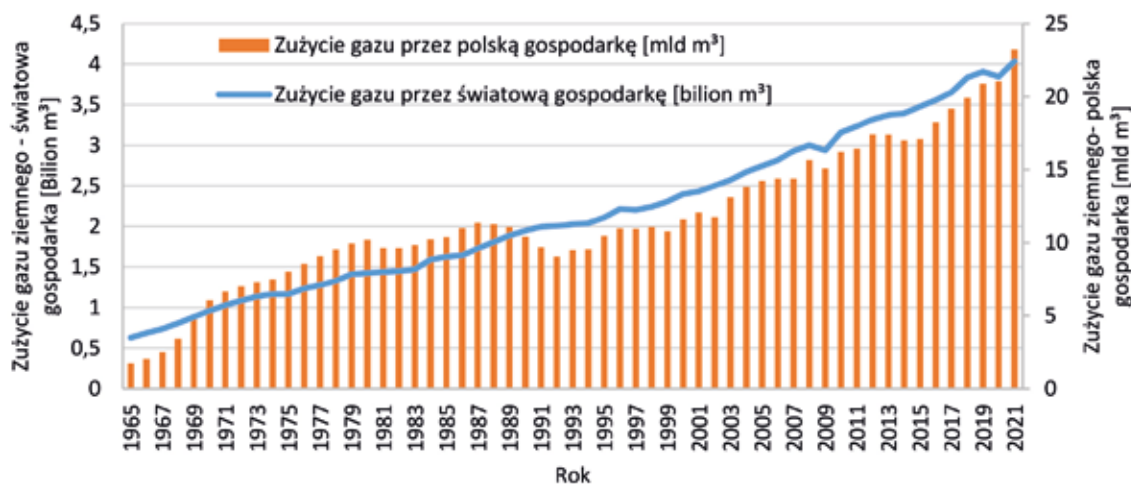
W krajach rozwijających się jest dostrzegana zależność pomiędzy wzrostem PKB a wzrostem zużycia gazu (Feedback hypothesis) [2]. W krajach rozwiniętych występuje brak zależności (Neutrality hypothesis) [4].

W Polsce dostrzega się systematyczny wzrost zużycia gazu ziemnego, który w 2021r. wyniósł około 20,45 mld m³. W wspomnianym okresie 27,4 % zużycia gazu to były gospodarstwa domowe [9].

2. Rola i poziom rozwoju infrastruktury LNG

Wojna na Ukrainie pokazała jak ważna jest niezależność infrastrukturalna w kwestii zabezpieczenia dostaw gazu. Unia Europejska w ramach solidarności już 23 lutego 2022 r. nałożyła pierwszy pakiet sankcji na Federację Rosyjską [24]. Działania krajów solidaryzujących się w walce o integralność terytorialną Ukrainy, spotykała się z odwetowym działaniem Federacji Rosyjskiej, w postaci wstrzymania dostaw gazu. Rosja jako eksporter gazu już 26.04.2022 r. wstrzymała dostawy gazu do Polski i Bułgarii. W tym przypadku oba te kraje nie zgodziły się płacić za gaz w ru-

^{*)} Tomasz Cieślík, Politechnika Krakowska im. Tadeusza Kościuszki, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Instytut Fizyki Jądrowej im. Henryka Niewodniczańskiego Polskiej Akademii Nauk, Piotr Narloch, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Wiertnictwa Nafty i Gazu, Katedra Inżynierii Gazowniczej, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., Andrzej Żero, Państwowa Akademia Nauk Stosowanych im. Ignacego Mościckiego, Wydział Inżynierii i Ekonomii, andrzej.zero@pansim.edu.pl, Polska Spółka Gazownictwa Sp. o.o.



Rys. 1. Zmiany zużycia gazu na świecie i w Polsce (opracowanie własne na podstawie [14])

Fig.1. Changes in natural gas consumption worldwide and in Poland (source: own study based on [14])

blach [25]. W drugim kwartale 2022 r. wystąpiły cykliczne przerwy w przesyłaniu gazu przez gazociąg Nord Stream 1 [NS1], spowodowane remontem turbiny i wykryciem nieszczelności na agregacie tłoczni. Ostatecznie wstrzymano przesył gazu po wybuchu, jaki miał miejsce 26 września 2022 r. w okolicy gazociągu NS1 i który spowodował jego rozszczelnienie [12]. Powyższe informacje pokazują jak istotną rolę w niezależności dostaw i bezpieczeństwa energetycznego pełni infrastruktura LNG (ang: Liquefied Natural Gas).

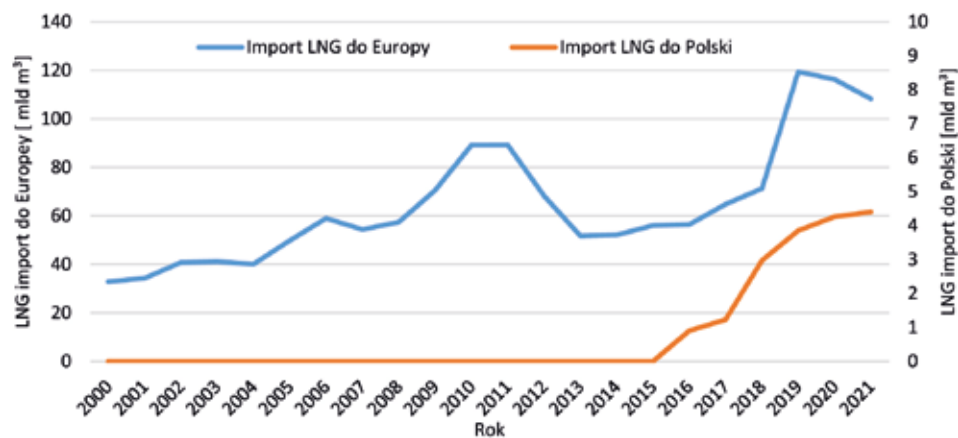
2.1. Zużycie LNG w Europie w Polsce

W Unii Europejskiej od 2000 r. zauważalny jest wzrostowy trend wykorzystania LNG w gospodarce. Dwa okresy, które cechują się spadkiem importu LNG do UE to rok 2011 (okres wycho-

dzenia z kryzysu [3] i dostępność taniego węgla z USA [8] oraz rok 2020, będący okresem światowej pandemii COVID-19. Na skutek „lockdownu” kraje, które wykorzystują LNG, zmniejszyły jego zużycie (Włochy, Hiszpania, Japonia), z uwagi na spadek zużycia gazu w przemyśle i energetyce (rys. 2) [1].

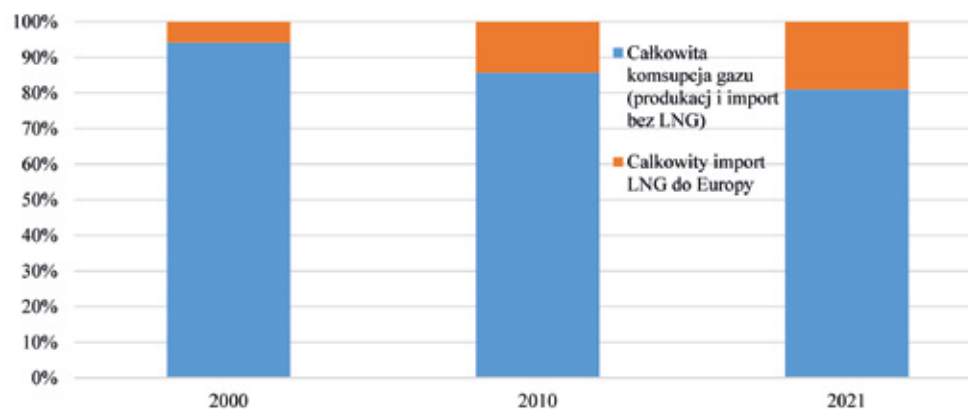
Należy zaznaczyć, że w 2000 r. tylko 6% gazu na europejskim rynku stanowiło LNG. W 2010 r. udział wzrósł do 14%, a w 2021 r. wyniósł już 19% względem całkowitej konsumpcji gazu w Europie (rys. 3) [14].

Polska dzięki terminalowi LNG w Świnoujściu od 2015 r. może importować gaz skroplony z różnych kierunków dostaw. W 2021 r. udział LNG w zaspokojeniu potrzeb polskiej gospodarki wyniósł ok 21% [9].



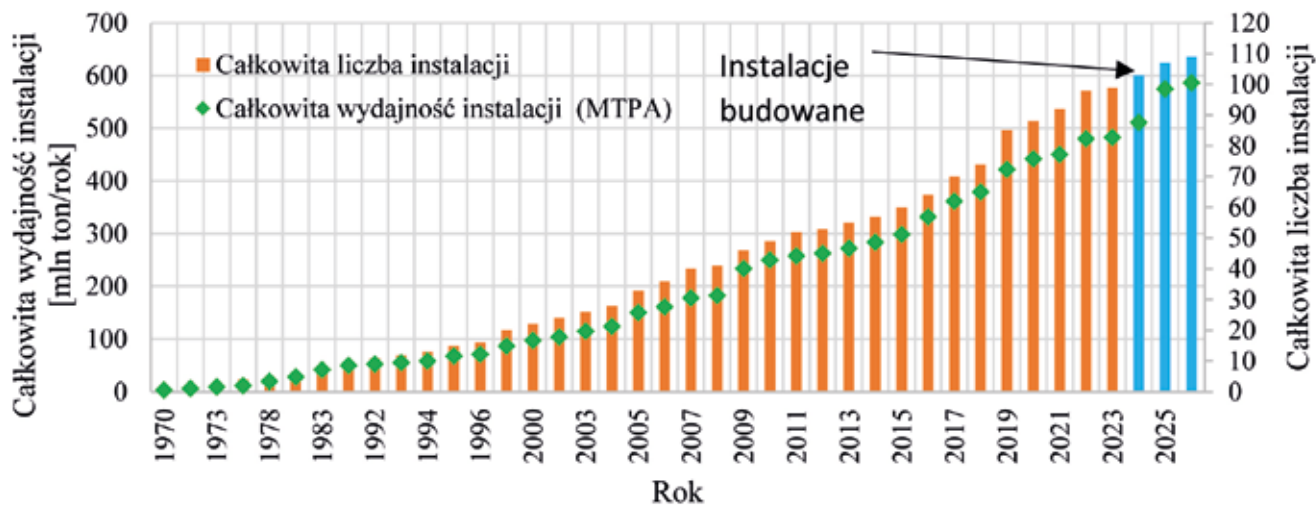
Rys. 2. Import LNG do Europy i Polski (opracowanie własne na podstawie [14])

Fig. 2. Import of LNG to Europe and Poland (source: own study based on [14])



Rys. 3. Udział LNG w zaspokojeniu potrzeb gospodarki UE (opracowanie własne na podstawie [14])

Fig. 3. The share of LNG in meeting the needs of the EU economy (source: own study based on [14])



Rys. 4 Liczba instalacji i wielkość mocy wytwórczych z zależności od roku (opracowanie własne na podstawie [19])

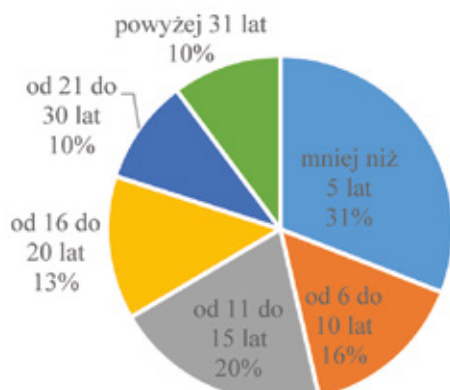
Fig. 4 Number of installations and installed capacity size depending on the year. (source: own study based on [19])

2.2. Infrastruktura LNG na świecie

2.2.1 Produkcja

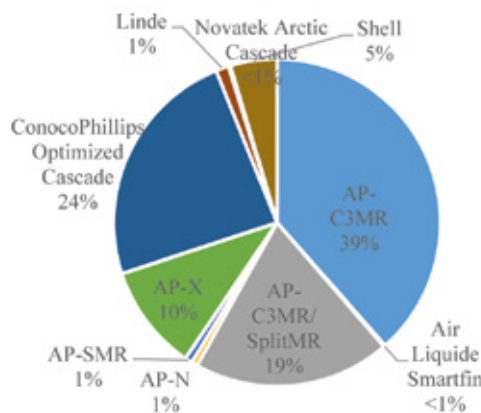
W 1917 r. pomyślnie skroplono gaz ziemny w instalacji w Stanach Zjednoczonych. Pierwszą instalację komercyjną wybudowano w Cleveland w stanie Ohio w USA w 1941 r. Jednak rozwój LNG na dużą skalę nastąpił w latach 60. XX wieku. Pierwszy terminal LNG, czyli miejsce przeznaczone do importu, przechowywania i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, został otwarty w 1964 r. w miejscowości Arzew w Algierii. Ten terminal, znany jako Arzew LNG, był pierwszym komercyjnym projektem eksportu LNG na świecie. Od tego czasu do roku 2022 uruchomiono na świecie 98 instalacji. Całkowita moc wytwórcza wynosi 480 MTPA (ang. milion tons per annum). To co jest niezmiernie istotne to fakt, że od początku uruchomienia pierwszej instalacji dostrzega się systematyczny wzrost mocy wytwórczych oraz liczby instalacji. (rys. 4) [19] [15].

Należy zwrócić uwagę, iż ponad 67% mocy wytwórczych ma mniej niż 15 lat (rys. 5). W obecnie działających instalacjach 39% wykorzystuje technologie Ap-C3MR do skraplania, a 24% w rozwijanych od końca lat 60. technologii Conoco-Phillips Optimized Casdada (rys. 6). Wskazane technologie były wielokrotnie opisywane w literaturze [7].



Rys. 5. Podział mocy wytwórczych ze względu na wiek (opracowanie własne na podstawie [19])

Fig. 5. Division of power generation capacity by age (source: own study based on [19])



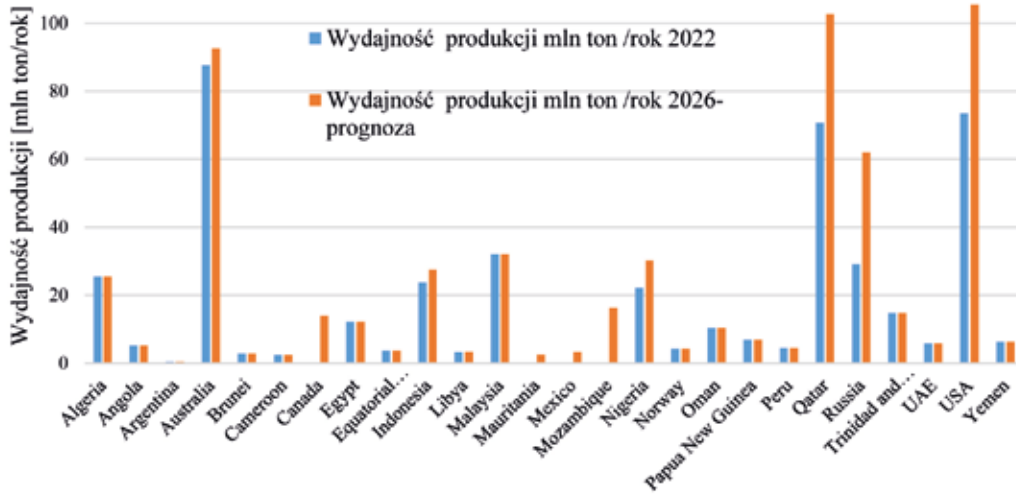
Rys. 6. Udział zainstalowanych technologii w całkowitej produkcji (opracowanie własne na podstawie [19])

Fig. 6. Share of installed technologies in total production (source: own study based on [19])

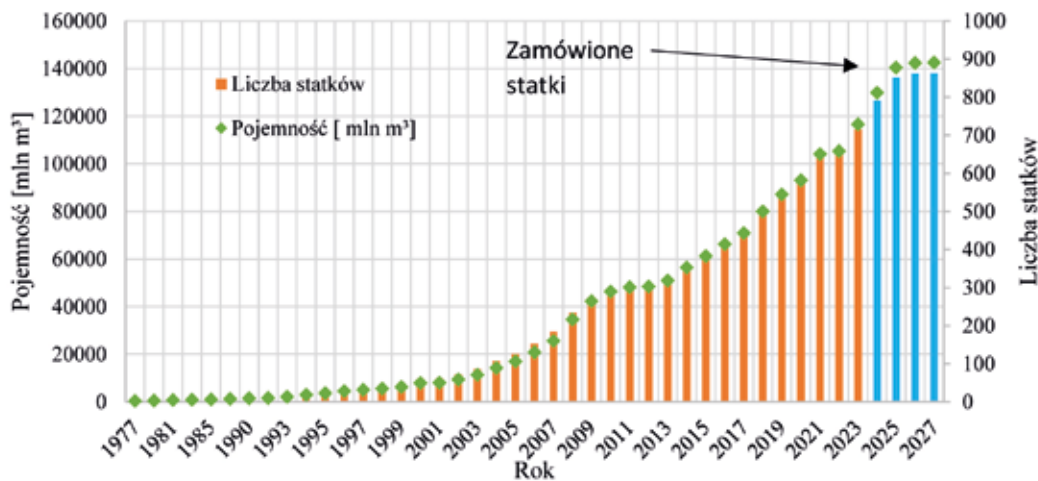
W roku 2022 trzy kraje miały moce produkcyjne powyżej 50% i były to: Australia – 87 mln ton/rok (19%), Katar – 70,7 mln ton/rok (15%) oraz USA – 105,4 mln ton/rok (16,4%) (rys. 7). Wszystkie te kraje do roku 2026 planują uruchomić nowe instalacje wytwórcze [19]. Również wśród krajów o największej produkcji LNG planuje uplasować się Rosja. Jest to jednak na tę chwilę wątpliwe, ze względu na szereg sankcji [24], [20], w wyniku których potentat gazowy, który miał odpowiadać za budowę wymienników ciepła, opuścił Rosję w 2022 r. (Nowy Przemysł 2023).

2.2.2 Transport morski LNG

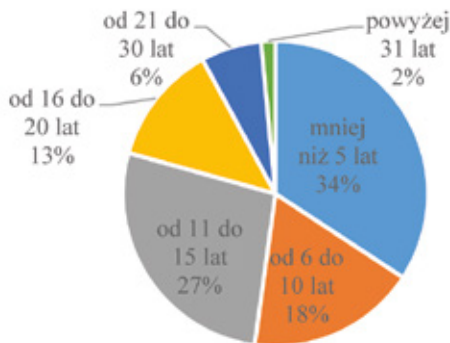
W roku 2022 było zarejestrowanych 648 jednostek pływających o łącznej pojemności 105334 m³. Liczba jednostek systematycznie wzrasta od roku 1977 [19]. Można jednocześnie wyróżnić dwa okresy stabilizacji: pierwszy w latach od 2009 do 2011 r., kiedy miał miejsce globalny kryzys ekonomiczny, w wyniku którego nastąpiło spowolnienie wzrostu gospodarczego oraz drugi w latach 2020 – 2021, w okresie pandemii Covid-19 (rys. 8). Ponad 50% statków ma mniej niż 10 lat (rys. 9). Aż 83% statków ma strukturę membranową, natomiast 16% sferyczną (rys. 10). Obecnie 4 główne stocznie budujące statki do transportu LNG to: Daewoo 29%, Samsung 25%, Hyundai 21% i Mitsubishi 7% (rys. 11) [19].



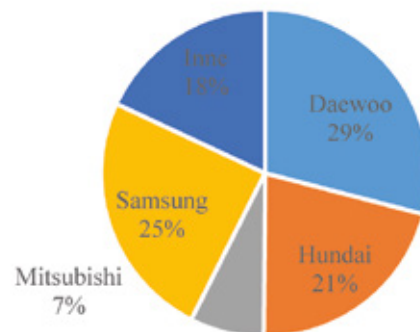
Rys. 7. Podział instalacji LNG ze względu na kraje w których się znajdują (opracowanie własne na podstawie [19])
 Figure 7. Division of LNG installations by countries they are located (source: own study based on [19])



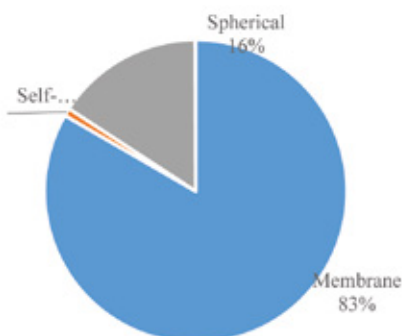
Rys. 8. Liczba statków i ich pojemność w zależności od roku budowy (opracowanie własne na podstawie [19])
 Fig. 8. Number of vessels and their capacity depending on the year of construction (source: own study based on [19]).



Rys. 9. Podział pojemności całkowitej statków ze względu na wiek (opracowanie własne na podstawie [19])
 Fig. 9. Division of total ship capacity based on age (source: own study based on [19])



Rys. 11. Udział statków w zależności od firmy która je wybudowała (opracowanie własne na podstawie [19])
 Fig. 11. The share of ships based on the company that built them (source: own study based on [19])

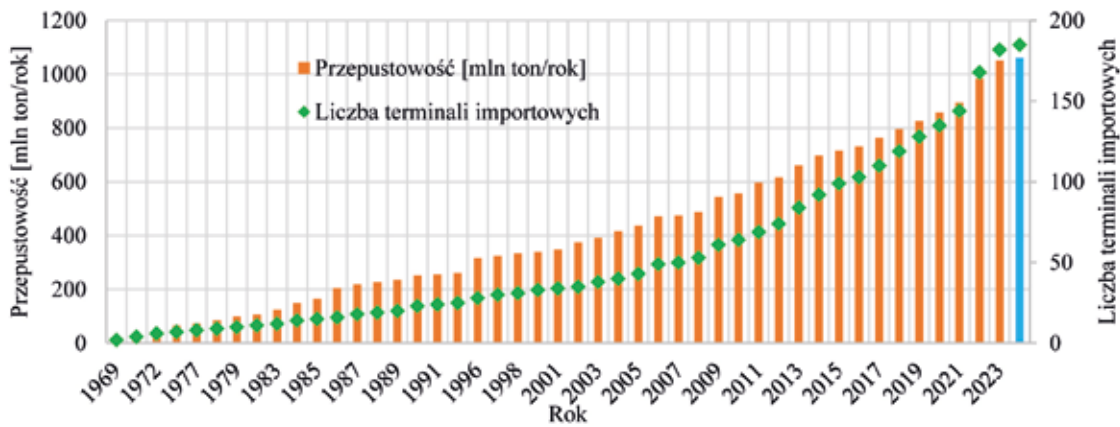


Rys. 10. Udział statków w zależności od technologii SSP – Self-Supporting Prismatic (opracowanie własne na podstawie [19])
 Figure 10. The share of ships based on technology SSP – Self-Supporting Prismatic (source: own study based on [19])

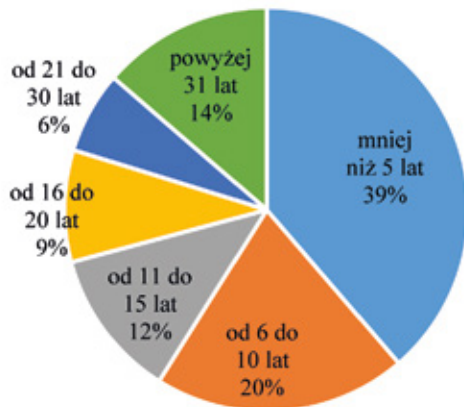
2.2.3 Terminale importowe

Pierwszy terminal importowy na świecie został wybudowany Japonii (1969 r.), natomiast w Europie w Hiszpanii, (1969 r.) oraz we Włoszech (1971 r.) [19].

Obecnie na świecie jest 168 terminali LNG, z możliwością magazynowania o pojemności 983 mln ton/rok (rys. 12). Aż 39% terminali ma poniżej 5 lat, natomiast w przypadku przepustowości jest to aż 25% (rys.13). Cztery kraje dysponują ponad 55% przepustowości i są nimi Japonia (22%), Chiny (13%), Korea Południowa 14% oraz Indie (6%) (rys. 14) [19].

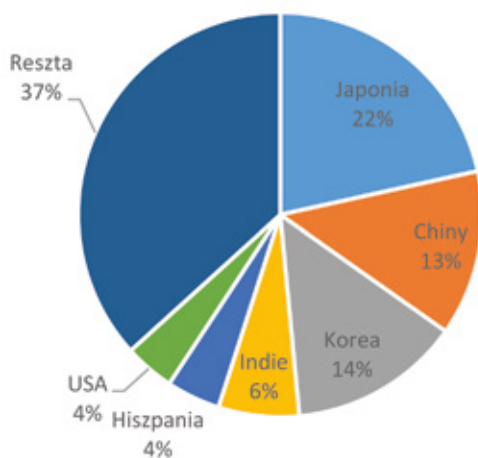


Rys. 12. Liczba terminali importowych i przepustowość w z zależności od roku budowy (opracowanie własne na podst. [19])
 Fig. 12. Number of import terminals and capacity based on the year of construction: (source: own study based on [19])



Rys. 13. Podział przepustowości całkowitej terminali ze względu na wiek (opracowanie własne na podstawie [19])

Fig. 13. Division of the total throughput of import terminals by age (source: own study based on [19])



Rys. 14. Podział przepustowości ze względu na wybrane kraje w których występują terminale (opracowanie własne na podstawie [19])

Fig. 14. Performance breakdown by selected countries with import terminals (source: own study based on [19])

3. Stan gazyfikacji w Polsce

3.1. Poziom gazyfikacji Polski

Polski system gazowniczy dzieli się na sieć tranzytową, przesyłową oraz dystrybucyjną. Za dostawy paliwa do większości odbiorców końcowych odpowiada system dystrybucyjny. Według przeprowadzonych analiz, na koniec 2021 r. w Polsce działało 49 operatorów systemów dystrybucyjnych o różnym stopniu ak-

tywności i zasięgu sieci gazowej. Z 2477 gmin 1808 posiadało dostęp do paliwa gazowego (rozumianego jako obecność sieci gazowej na terenie gminy) co oznacza około 73% stopień gazyfikacji rozumiany jako procent gmin z dostępem do paliwa gazowego. Należy przy tym podkreślić, że jeden z największych operatorów systemu dystrybucyjnego świadczył usługę dystrybucyjną w 1697 gminach [10].

3.2. Uwarunkowania przy gazyfikacji sieciowej

W celu zapewnienia dostępu do paliwa gazowego, niezbędna jest rozbudowa systemu dystrybucyjnego. Główne uwarunkowania, przy rozbudowie systemu, można podzielić na trzy grupy:

1. Uwarunkowania finansowe, tj. analiza i dobór zakresu rzeczowego inwestycji oraz strony popytowej (odbiorcy końcowi), w celu zapewnienia oczekiwanych wskaźników ekonomicznych takich jak NPV czy IRR. Przez stronę popytową należy rozumieć liczbę i rodzaj odbiorców, w tym wolumen dystrybucji paliwa gazowego.
2. Uwarunkowania techniczne przez które, poza zakresem rzeczowym oraz analizą przebiegu trasy gazociągu, należy rozumieć również zapewnienie odpowiedniej przepustowości oraz dostępności paliwa gazowego w punkcie wejścia do systemu dystrybucyjnego. Również, szczególnie w przypadku podłączenia odbiorców do istniejącej sieci, istotna jest przepustowość techniczna gazociągów oraz dostępność paliwa gazowego.
3. Uwarunkowania prawne, przez które należy rozumieć wszelkie zgody i pozwolenia (w tym administracyjne) do pozyskania na etapie projektowania inwestycji, ze szczególnym uwzględnieniem zgód właścicieli nieruchomości (działek), na których będzie budowany gazociąg.

Biorąc pod uwagę, że polski system dystrybucyjny swoim zasięgiem obejmuje zdecydowaną większość obszarów wysoko zurbanizowanych, to w wielu przypadkach wymienione wyżej czynniki powodują, że projektowanie dystrybucyjnej sieci gazowej do obszaru, bez dostępu paliwa gazowego, jest obecnie nieopłacalne. Wynika to najczęściej z niskiego wolumenu gazu w stosunku do zakresu rzeczowego inwestycji (a tym samym nakładów finansowych), co przekłada się na osiągnięcie ujemnych wyników NPV. Najczęściej w takim przypadku jednym z najlepszych rozwiązań jest wybudowanie stacji regazyfikacji LNG.

4. Możliwości wykorzystania LNG

4.1. Charakterystyka LNG

LNG czyli skroplony gaz ziemny (w ciekłym stanie skupienia) uzyskiwany po schłodzeniu do temperatury około -162°C zmniejsza swoją objętość około 600-krotnie. Oznacza, to że z 1 m^3 gazu w postaci LNG można uzyskać około 600 m^3 gazu w postaci lotnej

w warunkach normalnych. Gęstość gazu ziemnego w postaci LNG, w zależności od jego składu, wynosi od 430 kg/m³ do 470 kg/m³.

LNG jest cieczą lżejszą od wody, nie jest toksyczny, nie rozpuszcza się w wodzie, jest cieczą bezwoną, bezbarwną i nie powoduje korozji. Z uwagi na procesy obróbki kriogenicznej jest również gazem głęboko oczyszczonym z zanieczyszczeń, cząstek wody, rtęci, siarki, siarkowodoru czy dwutlenku węgla. Podczas ogrzewania przechodzi w stan lotny a przy temperaturze około – 110 °C staje się lżejszy od powietrza. Zestawienie właściwości LNG przedstawiono w tab. 1, a porównanie parametrów gazu LNG w stosunku do gazu typu E przedstawiono w tab. 2. Dodatkowo, w zależności od składu LNG, dzieli się na tzw. ciężki LNG, lekki LNG oraz LNG z azotem.

Tabela 1. Właściwości fizykochemiczne LNG (opracowanie własne na podstawie [13] [16])
Table 1. Physical and chemical properties of LNG (own study based on [13] [16])

Właściwość	Wartość / opis
Masa cząsteczkowa	16,4 g/mol
Stan skupienia w temp. 20°C	gaz
Barwa	bezbarwny
Zapach	bezzapachowy
Gęstość cieczy	410 do 470 kg/m ³ (w zależności od składu)
Ciepło spalania	39,21 – 44,0 MJ/m ³
Wartość opałowa	35,36 MJ/m ³
Temperatura wrzenia (101,325 kPa)	-162°C (w zależności od składu od – 166°C do – 157°C)
Temperatura samozapłonu	426°C – 580°C
Toksyczność	nietoksyczny (ale duszący)
Korozyjność	niekorozyjny
Kancerogenność	nie stwierdzono
Rozpuszczalność w wodzie	bardzo słaba
Rozpuszczalność	w eterze etylowym
Niebezpieczne reakcje z:	chlor, fluor, trójflorek azotu, dwulflorek tlenu, ciekły tlen

Tabela 2. Porównanie parametrów jakościowych gazu sieciowego i gazu LNG (źródło: opracowanie własne na podstawie parametrów gazu ziemnego dla dwóch losowych lokalizacji sieci PSG oraz dwóch losowych dostaw gazu w postaci LNG z terminala LNG w Świnoujściu)

Table 2. Comparison of the quality parameters of network gas and LNG gas (source: own study based on natural gas parameters for two random locations of the PSG network and two random supplies of gas in the form of LNG from the LNG terminal in Świnoujście)

Parametr	Średnie wartości miesięczne dla gazu ziemnego		Wartości z dwóch dostaw gazu w postaci LNG	
	Lokalizacja nr 1	Lokalizacja nr 2	LNG 1	LNG 2
Metan [% mol]	96,7393	95,1960	92,2929	93,1641
Etan [% mol]	1,7313	3,7451	6,0732	6,5351
Propan [% mol]	0,4102	0,3131	0,9321	0,1070
Azot (N) [% mol]	0,8345	0,5379	0,2603	0,1646
CO ₂ [% mol]	0,0851	0,0890	0,0000	0,0000
i-pentan [% mol]	0,0106	0,0093	0,0233	0,0011
n-pentan [% mol]	0,0076	0,0057	0,0053	0,0000
i-butan [% mol]	0,0671	0,0479	0,1302	0,0083
n-butan [% mol]	0,0616	0,0474	0,2827	0,0198
Węglowodory C ₆₊ [% mol]	0,0522	0,0084	0,0000	0,0000
Ciepło spalania [MJ/m ³]	40,44	41,01	42,51	41,83
Ciepło spalania [kWh/m ³]	11,24	11,39	11,81	11,62
Ciepło spalania [kWh/kg]	nd	nd	15,19	15,26
Gęstość (dotyczy LNG) [kg/m ³]	nd	nd	448,4	441,5

W kontekście transformacji energetycznej oraz celów stawianych przez Politykę Energetyczną Polski do 2040 r., szczególnie w zakresie wykorzystywania gazów zdekarbonizowanych, uwzględniając jednocześnie cele klimatyczne wynikające m.in. w pakiecie Fit for 55 w zakresie osiągnięcia neutralności klimatycznej, warto wskazać, że również biometan o parametrach odpowiadających gazowi ziemnemu typu E (uzyskiwany poprzez uzdatnienie biogazu powstałego w procesie fermentacji metanowej [11]) poza wprowadzaniem do sieci gazowej można również skraplać i dostarczać do stacji regazyfikacji LNG.

4.2. Uwarunkowania przy gazyfikacji LNG

Brak możliwości doprowadzenia sieci gazowej wynika najczęściej z przyczyn ekonomicznych (np. niski wolumen, duży zakres inwestycji), bądź technicznych (np. ograniczenia przepustowości), a rzadziej prawnych (np. obszary chronione wymagające takiego projektowania sieci gazowej, aby je ominąć, czy dostęp do nieruchomości na cele budowy infrastruktury gazowej). Bariery prawne najczęściej nie wykluczają inwestycji (czy to liniowej czy lokowania stacji regazyfikacji LNG), natomiast determinują jej czas i wpływają na nakłady inwestycyjne. W takim przypadku warto rozważyć zasilanie danego obszaru z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG.

Stacja regazyfikacji LNG, a tym samym paliwo gazowe (tj. skroplony gaz ziemny, skroplony biometan), może być z powodzeniem stosowany m.in. jako:

- źródło gazu ziemnego dla odbiorców końcowych na terenach niezgazyfikowanych, jako zasilanie wyspowych stref dystrybucyjnych, i to zarówno do celów gazyfikacji docelowej jak i regazyfikacji w przypadku, gdy dostęp do paliwa gazowego potrzebny jest dla odbiorcy w krótkim czasie, a plany budowy sieci dystrybucyjnej na danym terenie, niezależnie od ich przyczyn, zostaną zrealizowane w późniejszym okresie [21,22,23],
- dodatkowe źródło zasilania istniejącej sieci dystrybucyjnej, na pokrycie szczytowego zapotrzebowania na paliwo gazowe lub w przypadku braku możliwości zwiększenia przepustowości w punktach wejścia do systemu dystrybucyjnego [27],
- źródło zasilania awaryjnego sieci dystrybucyjnej w przypadku usuwania awarii, przeprowadzania remontów lub konserwacji sieci doprowadzającej paliwo gazowe do sieci rozdzielczej,
- jako źródło zasilania rezerwowego w przypadku odbiorców przemysłowych, dla których z przyczyn technologicznych nie można przerwać dostaw energii (np. luty szkła),
- poza wskazanymi zastosowaniami gaz w postaci LNG może być również wykorzystywany jako źródło zimna do celów chłodniczych lub jako paliwo alternatywne do zasilania pojazdów lub statków.

W przypadku stacji regazyfikacji LNG również istotne są tożsame uwarunkowania, jak wskazane przy gazyfikacji sieciowej. Jednak z uwagi na ograniczony zakres inwestycji (najczęściej do obszaru jednej gminy) powoduje, że proces projektowania oraz pozyskiwania pozwoleń, w szczególności decyzji środowiskowej, pozwolenia na budowę, prawa do nieruchomości na cele budowlane oraz zgód właścicieli gruntów, jest procesem zarówno prostszym jak i krótszym. Przy każdej inwestycji niezbędne jest uzyskanie takich parametrów ekonomicznych inwestycji, aby budowa stacji regazyfikacji LNG była opłacalna (osiągnięcie NPV ≥ 0 oraz minimalnego IRR). Do ich określenia niezbędna jest znajomość zakresu rzeczowego inwestycji, jak również rozpoznanie odbiorców w zakresie zapotrzebowania na paliwo gazowe i związany z tym wolumen (godzinowy i roczny), który zapewni opłacalność inwestycji [28]. Odpowiednie zdiagnozowanie zapotrzebowania na paliwo gazowe jest więc kluczowym czynnikiem sukcesu oraz podstawą do przeprowadzania analizy techniczno-ekonomicznej inwestycji i w efekcie do podjęcia decyzji o jej realizacji bądź rezygnacji.

4.3. Budowa stacji LNG

Jako przykład stacji regazyfikacji LNG można wskazać jedno z rozwiązań oparte o dwa zbiorniki kriogeniczne do przechowywania LNG o pojemności wodnej około 60 m³ każdy oraz czterech parownic atmosferycznych (pracujących w parach i zwanych również parownicami produktowymi), o wydajności instalacji po regazyfikacji na poziomie 1200Nm³/h, co przedstawia rys. 15.



Rys. 15. Przykład stacji regazyfikacji LNG zasilającej wyspowy obszar dystrybucyjny (zdjęcie Andrzej Żero)

Fig. 15. An example of an LNG regasification station supplying an island distribution area (photo by Andrzej Żero)

Ponadto w skład instalacji wchodzi takie elementy jak: stacja redukcyjno-pomiarowa z nawianialnią i kotłownią, aparatura kontrolno-pomiarowa, instalacja azotu, monitoring, instalacja odgromowa, oświetleniowa, drogi dojazdowe, czy ogrodzenie. Stacje regazyfikacji mogą być budowane zarówno ze zbiornikami pionowymi (rys. 15) jak i poziomymi (rys. 16) Na poniższym przykładzie zastosowano rozwiązanie oparte o dwie parownice atmosferyczne. Natomiast jeśli chodzi o instalacje towarzyszące, są one w zasadzie tożsame ze wskazanymi wcześniej przy instalacji ze zbiornikami pionowymi.



Rys. 16. Stacja regazyfikacji LNG ze zbiornikami poziomymi (zdjęcie Andrzej Żero)

Fig. 16. LNG regasification station with horizontal tanks (photo by Andrzej Żero)

Do zmiany stanu skupienia LNG z ciekłej na gazową służą parownice atmosferyczne (AAV – Ambient Air Vaporizers), pracujące naprzemiennie. W rozwiązaniu tym skroplony gaz przepływa przez rury o niewielkiej średnicy, w których poprzez dostarczanie ciepła z otoczenia następuje zmiana stanu skupienia z ciekłego na gazowy [6]. Dobór parownicy, czyli jej parametrów geometrycznych, jest ważny z punktu widzenia zapewniania wydajności stacji regazyfikacji LNG, ponieważ podczas normalnej pracy parownice ulegają oszronieniu [5]. Jednocześnie należy podkreślić, że proces zmiany stanu skupienia jest procesem endotermicznym, co jest szczególnie istotne w dobie transformacji energetycznej.

Do utrzymania odpowiedniego ciśnienia w zbiorniku kriogenicznym wykorzystywany jest ekonomizer, którego zadaniem jest dostarczanie odpowiedniej ilości LNG do parownicy, z której po procesie regazyfikacji gaz jest przekazywany do górnej części zbiornika kriogenicznego.

Podczas pracy stacji regazyfikacji LNG, naturalnym procesem jest oblodzenie instalacji, zarówno na orurowaniu około zbiornikowym (rys. 17) jak i samych parownic atmosferycznych (rys. 18). Oblodzenie parownic prowadzi do zmniejszenia ilości wymianianego z otoczenia ciepła do płynącego w rurkach parownicy LNG, a tym samym do zmniejszenia sprawności procesu regazyfikacji, co wpływa na eksploatację instalacji. Z tego powodu parownice atmosferyczne pracują naprzemiennie, a przełączaniem pracy parownic steruje sterownik klasy PLC, który najczęściej jest tak skonfigurowany, że zmiana pracującego zespołu parownic następuje po zadanym czasie. Po przełączeniu, parownica przez którą nie przepływa LNG, podlega procesowi samoczynnego odładzania.



Rys. 17. Oblodzenie instalacji około zbiornikowej (zdjęcie Andrzej Żero)

Fig. 17 Icing of the installation around the tank (photo by Andrzej Żero)

Przedstawione powyżej przykłady instalacji regazyfikacji LNG, dobrane i zaprojektowane w zależności od zidentyfikowanego zapotrzebowania na paliwo gazowe, mogą zasilac od kilku do kilku tysięcy odbiorców (w zależności od charakterystyki poboru paliwa gazowego). Odbiorców można podzielić na komunalno-bytowych oraz przemysłowych (niezależnie od skali prowadzonej działalności gospodarczej), charakteryzujących się zmiennym poborem paliwa gazowego w cyklu dobowym czy sezonowym. W zależności od charakterystyki obszaru dystrybucyjnego występuje zmienne zapotrzebowanie na paliwo gazowe w różnych porach roku/okresach produkcji. Wiąże się to z koniecznością prawidłowego prognozowania zapotrzebowania na paliwo gazowe, co w przypadku stacji regazyfikacji LNG, w odróżnieniu od klasycznego systemu sieciowego, oznacza również fizyczny transport LNG z wykorzystaniem autocysterny z miejsca wytwarzania/produkcji LNG lub z terminala (najczęściej odbiorczego terminala morskiego) do lokalizacji w jakiej znajduje się stacja regazyfikacji LNG.



Rys. 18. Obłędzenie parownic atmosferycznych (zdjęcie Andrzej Żero)
Fig. 18. Icing of atmospheric evaporators (photo by Andrzej Żero)

5. Wnioski

Dzięki uruchomieniu terminalu LNG w Świnoujściu, pojawiła się możliwość wykorzystania skroplonego gazu ziemnego do zasilania wyspowych sieci dystrybucyjnych gazu ziemnego. W roku 2021 LNG stanowił 20% importowanego gazu ziemnego do Polski (rys. 1). W przypadku, gdy nie ma możliwości podłączenia danej miejscowości do krajowego systemu dystrybucji gazu ziemnego, należy rozważyć wykorzystanie stacji regazyfikacji LNG. Na przykład na koniec 2022 r. tylko Polska Spółka Gazownictwa eksploatowała na terenie całego kraju 102 własne stacje regazyfikacji LNG [26].

Odnawialne źródła energii, w tym przede wszystkim fotowoltaika oraz farmy wiatrowe, obecnie przeżywają dynamiczny rozwój. Przyjęty przez Parlament Europejski program transformacji energetycznej UE oraz znaczący wzrost cen paliw kopalnych spowodował, że zaczęto poszukiwać nowych alternatywnych źródeł energii. Zastosowanie nowego źródła energii można postrzegać w bardzo szerokiej perspektywie, jako uzupełnienie lub rozwiązanie docelowe, zastępujące paliwa kopalne w przemyśle czy dystrybucji do odbiorców komunalnych. Jest to efekt rosnącego zainteresowania, jak i zapotrzebowania na paliwa pochodzące z źródeł odnawialnych, obecnie aktywnie wspieranych poprzez uruchomione na poziomie Unii Europejskiej programy inwestycyjne. Instalacja LNG idealnie wpisuje się jako element współpracujący z odnawialnymi źródłami energii oraz jako źródło dosilające istniejącą sieć gazową, szczególnie w okresie zimowym.

Obecna sytuacja geopolityczna związana z wojną na Ukrainie oraz przerwaniem przez Rosję dostaw gazu do Polski wskazuje jak ważne miejsce w bezpieczeństwie energetycznym kraju zajmuje terminal LNG. Dzięki elastyczności w doborze dostawcy zagwarantowana jest ciągłość dostaw gazu co jest niezmiernie istotne dla całej gospodarki oraz odbiorców komunalnych. ■

LITERATURA

- [1] Cieślak T., Narloch P., Szurlej A., Kogut K., "Indirect Impact of the COVID-19 Pandemic on Natural Gas Consumption by Commercial Consumers in a Selected City in Poland" *Energies*, 15(4) 2022: 1-18. <https://doi.org/10.3390/en15041393>.
- [2] Gurgul H., Łach Ł., "The electricity consumption versus economic growth of the Polish economy" *Energy Economics*, 34 2012: 500-510. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.10.017>.
- [3] Jankowski M., „Światowy kryzys finansowy 2007 – 2009 i jego skutki społeczne w Polsce” Wrocław: Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu, 2016. https://www.wir.ue.wroc.pl/docstore/download/UEWR103138f0f2f640928011430513a-8daaa/Jankowski_Swiatowy_kryzys_f finansowy.pdf [data dostępu 02.07. 2023].
- [4] Lee C., Mei C., "Dynamic modelling of energy consumption, capital stock and real income in G7 countries." *Energy Economics* 32(3), 2010: 564-581. DOI: 10.1016/j.eneco.2009.08.022.
- [5] Lisowski F., Lisowski E., "Influence of Fins Number and Frosting on Heat Transfer through Longitudinal Finned Tubes of LNG Ambient Air Vaporizers." *Energies*, no. 15(1)/280 (2022). DOI: 10.3390/en15010280.
- [6] Liu S., Jiao W., Ren L., Wang H., Zhang P., "Dynamic heat transfer analysis of liquefied natural gas ambient air vaporizer under frost conditions." *Applied Thermal Engineering*, no. 110 (2017): 999-1006. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.09.016>.
- [7] Metelska K., and Cieślak T., "A review of currently available LNG facilities and means of transport used for supplying terminals in natural gas with a projection of LNG prices in the USA." *AGH Drilling, Oil, Gas*, 2016.
- [8] Metelska K., Biały r., Cieślak T., Szurlej A., "Comparison of electricity generating from natural gas and from other sources in selected EU member states and in the USA – a review." *Transactions of the Institute of Fluid-Flow Machinery*, 2017: 105-121.
- [9] Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych. Warszawa: Ministerstwo Klimatu i Środowiska, 2022. <https://bip.mos.gov.pl/energetyka/sprawozdania-z-wynikow-monitorowania-bezpieczenstwa-dostaw-paliw-gazowych/> [data dostępu 02.07.2023]
- [10] PGNiG. Raport Zintegrowany. <https://pgnig2021.pl/pgnig-w-2021-roku/dystrybucja/opis-segmentu/>. [02.07.2023].
- [11] Podkówa W., (red.) „Biogaz rolniczy odnawialne źródło energii. Teoria i praktyczne zastosowanie”. Warszawa: Powszechnie Wydawnictwo Rolnicze i Leśne Sp. z o.o., 2012.
- [12] Polska Agencja Prasowa. PAP <https://www.pap.pl/aktualnosci/index%2C1%2C%2C-sabotaz-nord-stream.html>. [Data dostępu 02.07.2023]
- [13] Polski Komitet Normalizacyjny. PN-EN ISO 16903 Przemysł naftowy i gazu ziemnego. Właściwości LNG wpływające na projektowanie i dobór materiałów. Warszawa: PKN, 2017.
- [14] Raport BP. Strona internetowa BP. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. [Data dostępu 02.07.2023]
- [15] Rosłonek G., "Zagadnienia ogólne i podstawy procesu rozliczeniowego LNG. Globalna dominacja LNG." *Rynek Polskiej Nafty*, 2015.
- [16] Rosłonek G., "Skroplony gaz ziemny – LNG. Część I – Zagadnienia ogólne i podstawy procesu rozliczeniowego." *NAFTA-GAZ*, no. 2 (2016): 87-94.
- [17] Strona Internetowa World Energy Data. World Energy Data statistics, trends and impacts. <https://www.worldenergydata.org/world-final-energy/>. [data dostępu 02.07.2023]
- [18] Strona internetowa World in Data. <https://ourworldindata.org/>. [Data dostępu 02.07.2023]
- [19] Strona internetowa World LNG Report. World LNG Report-IGU. United Kingdom: International Gas Union, 2022. [data dostępu 02.07.2023]
- [20] Strona internetowa Business Insider. <https://businessinsider.com.pl/gospodarka/rosja-chciala-podbic-swiat-swoim-gazem-lng-nie-wyszlo/tk6q7ds>. [data dostępu 02.07.2023]
- [21] Strona internetowa CIRE.PL Centrum Informacji o Rynku Energii. <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/145873-otwarto-stacje-regazyfikacji-lng-w-monkach> [data dostępu 11.09.2022].
- [22] Strona internetowa Energetyka 24. <https://energetyka24.com/> [data dostępu data dostępu 11.09.2022].
- [23] Strona internetowa <http://www.kepice.pl/aktualnosci/akcja-gazyfikacja-w-kepicach-sprawdz-czy-mozesz-podlaczye-sie-do-sieci-gazowniczej/> [data dostępu 11.09.2022].
- [24] Strona internetowa European Council. "Strona Sekretariatu Generalnego Rady." <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/eu-response-ukraine-invasion/>. [data dostępu 02.07.2023].
- [25] Strona internetowa "Ośrodek Studiów Wschodnich." <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2022-04-27/rosja-wstrzymuje-dostawy-gazu-do-polski-i-bulgarii>. [data dostępu 02.07.2023].
- [26] Strona internetowa: SPRAWOZDANIE ZARZĄDU SPÓŁKI POD FIRMĄ POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA SP. Z O.O. z działalności Spółki w roku obrotowym 2022" <https://ekrs.ms.gov.pl> [data dostępu 24.08.2023].
- [27] Żero A., "Dostawy gazu ziemnego dla odbiorców końcowych z wykorzystaniem stacji regazyfikacji LNG jako źródła zasilania istniejącej sieci dystrybucyjnej," *Gaz Woda i Technika Sanitarna*, no. 7, pp. 242-245, 2018.
- [28] Żero A., "Szacowanie efektywności ekonomicznej stacji regazyfikacji LNG i wyspowej sieci dystrybucyjnej w oparciu o dane statystyczne.," *Gaz Woda i Technika Sanitarna*, no. 8, pp. 278-282, 2018.