

Wyzwania rozliczeniowe związane ze stacjami regazyfikacji LNG z perspektywy OSD

Custody transfer challenges related to satellite LNG plant from the DSO perspective

Andrzej Żero^{*)}

Słowa kluczowe: małe LNG, stacja regazyfikacji, pomiar LNG.

Streszczenie

Przyjęcie gazu w postaci LNG do zbiorników stacji regazyfikacji LNG wiąże się z prawidłowym określeniem ilości przyjętego LNG. Artykuł przedstawia zmianę w podejściu do określania ilości wprowadzanego do stacji regazyfikacji LNG gazu w postaci skroplonej przez pryzmat rozwoju rynku małego LNG.

Keywords: small scale LNG, satellite LNG regasification plant, measurement of LNG.

Abstract

Filling of cryogenic tanks on satellite LNG plant is associated with the correct determination of the amount of the received LNG. The article presents a change in the approach to determining the amount of liquefied gas introduced to the LNG satellite plant (small scale LNG) installation from the perspective of the development of the small LNG market.

Wstęp

Ostatnia dekada XXI wieku jest okresem dynamicznego rozwoju stacji regazyfikacji LNG w Polsce. O ile na przełomie XX i XXI wieku stacje regazyfikacji LNG w Polsce były obiektami, które występowały sporadycznie, o tyle w 2022 r. stacje regazyfikacji na stałe zagościły w systemie dostaw paliwa gazowego i są obiektami wykorzystywanymi, zarówno przez przedsiębiorstwa prywatne (np. hale magazynowe, hotele, baseny), małych operatorów systemów dystrybucyjny (OSD) zintegrowanych pionowo, jak również duże OSD, nie będącymi sprzedawcą paliwa gazowego na podstawie art. 4 ust. 2 Prawa Energetycznego [18]. Przykład typowej stacji regazyfikacji LNG z dwoma zbiornikami do przechowywania LNG o pojemności wodnej ok. 60 m³ oraz zespołem podwójnych parownic produktowych o przepustowości około 1250 Nm³/h przedstawiono na Rys. 1.

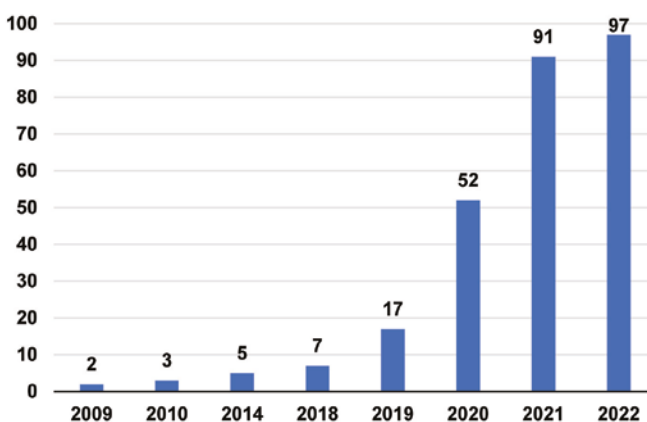


Rys. 1. Przykładowa stacja regazyfikacji LNG (źródło: zdjęcie własne autora.)

Fig. 1. An example of satellite LNG plant (source: own picture)

Wraz ze wzrostem liczby stacji regazyfikacji LNG (Rys. 2) nastąpiło zwiększenie świadomości uczestników procesu oraz porządkowanie i strukturyzowanie rozwiązań w zakresie potrzeb rozliczeniowych związanych z dostawami LNG do stacji regazyfikacji LNG.

Nie bez znaczenia dla postępujących zmian w procesie rozliczeń miało również przejście, od dnia 1 sierpnia 2014 r., w rozliczeniach paliwa gazowego z jednostek objętości na jednostki energii [16].



Rys. 2. Zmiana liczby stacji regazyfikacji LNG PSG w latach 2009-2022 (źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSG, stan na dzień 31.08.2022 r.)

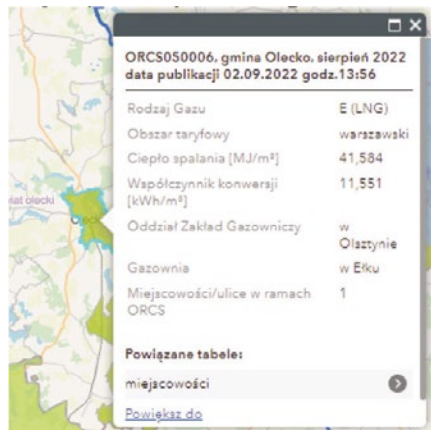
Fig. 2. Changing the number of LNG PSG regasification plants in 2009-2022 (source: own study based on PSG data as at 31.08.2022)

Zarys problemu

Niezależnie od tego, czy odbiorcy paliwa gazowego korzystają z sieci gazowej podłączonej do krajowego systemu dystrybucji, czy też z sieci

^{*)} Andrzej Żero – dr inż. – Ekspert ds. Wsparcia Rozwoju LNG, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., Departament Rozwoju, Biuro Rozwoju LNG, andrzej.zero@psgaz.pl.

wyspowych zasilanych stacjami regazyfikacji LNG, pobór paliwa gazowego z ich perspektywy mierzony jest z wykorzystaniem gazomierzy oraz przeliczany na jednostki energii, z wykorzystaniem współczynnika konwersji właściwego dla danego obszaru rozliczeniowego ciepła spalania (ORCS). Przykład ORCS dla obszaru zasilanego ze stacji regazyfikacji LNG przedstawia Rys. 3.



Rys. 3. Współczynnik konwersji dla wybranego obszaru (źródło: <https://mapa.psgaz.pl/> dostęp: 06.09.2022 r.)

Fig. 3. Conversion factor for selected area (source: <https://mapa.psgaz.pl/> accessed: 06.09.2022)

Również rozliczenia pomiędzy OSD a sprzedawcami paliwa gazowego odbywają się na bazie wskazań odpowiednich urządzeń pomiarowych.

W przypadku dostaw LNG do terminali morskich, system rozliczeń związany z dostawami LNG od dawna oparty jest o jednostki energii w oparciu o równanie (1) [6]:

$$E = (V_{LNG} \times D_{LNG} \times GCV_{LNG}) - E_{Gas\ displaced} \pm E_{Gas\ to\ ER} \quad (1)$$

gdzie: E – energia netto dostarczona do terminala (najczęściej w [MMBTU]),

V_{LNG} – objętość LNG [m^3],

D_{LNG} – gęstość gazu LNG [kg/m^3],

GCV_{LNG} – ciepło spalania LNG w stosunku do masy LNG [MJ/kg],

$E_{Gas\ displaced}$ – oznacza Boil Off Gas – BOG [MMBTU],

$E_{gas\ to\ ER}$ – oznacza energię zużytą do ewentualnego zasilania na statku (silniki, agregaty itp.) o ile ma zastosowanie (wyrażone w [MMBTU] oraz wymaga przeliczenia jednostek z MJ na MMBTU. Jest to jednak złożony system oparty o wiele pomiarów, wykonywanych zarówno na statku jak i na terminalu i nie jest stosowany w stacjach regazyfikacji LNG, gdyż są to obiekty bardzo małe w porównaniu do terminali a ilości dostarczanego LNG o kilka rzędów wielkości mniejsze.

Na styku autocysterna – stacja regazyfikacji LNG, szczególnie w przypadku, gdy strony procesu dostawy, regazyfikacji i dystrybucji paliwa gazowego oraz jego sprzedaży są odrębnymi podmiotami gospodarczymi, zachodzi zmiana odpowiedzialności za paliwo gazowe. Jednak wykorzystywane technologie (zdecydowanie prostsze) i zasady stosowane do rozładunku oraz rozliczeń LNG, wynikające m.in. z ilości przetłaczanego LNG, mogły stanowić źródło rozbieżności rozliczeniowych pomiędzy przedsiębiorstwami.

Dostawy LNG do stacji regazyfikacji odbywają się przy wykorzystaniu autocystern oraz węży kriogenicznych. Jak wskazuje doświadczenie historyczne do pierwszych stacji regazyfikacji LNG rozliczenia dostaw ilości gazu w postaci LNG były realizowane z wykorzystaniem pomiaru masy autocysterny, co skutkowało również tym ograniczeniem, że odbiorowi podlegał „cały” ładunek LNG. Pomiar ten polegał na zważeniu autocysterny bez oraz z ładunkiem LNG na terminalu załadunkowym LNG, a następnie na założeniu, że cały ładunek LNG został przetłoczony do stacji regazyfikacji LNG. Przy tym założeniu proces rozładunku nie uwzględniał potencjalnych strat gazu podczas transportu, ewentualnych strat podczas tankowania czy gazu pozostałego w autocysternie po re-

gazyfikacji, w celu wytworzenia odpowiedniego ciśnienia do przetoczenia LNG. Ważenie autocysterny jest oczywiście uzasadnione z punktu widzenia dopuszczalnej masy całkowitej zespołu pojazdów – w tym przypadku 40 ton [17] i odpowiedzialności przewoźnika za transport, jednak oparcie dostaw gazu o system pomiaru masy cysterny prowadził do różnicy w ilościach dostarczanego LNG, co wynika z natury procesu tankownia stacji regazyfikacji LNG.

Proces rozładunku autocysterny (bez pompy kriogenicznej) odbywa się na zasadzie różnicy ciśnień pomiędzy zbiornikiem w stacji regazyfikacji LNG (w których ciśnienie fazy gazowej może zawierać się w przedziale od 3-11 barów) a ciśnieniem w zbiorniku autocysterny. Ciśnienie wewnątrz zbiornika autocysterny jest wytwarzane przez regazyfikację LNG (znajdującego się w autocysternie) z wykorzystaniem parownicy odbudowy ciśnienia w autocysternie. Wobec tego widać wyraźnie, że nie jest fizycznie możliwe, aby całe LNG znajdujące się w autocysternie mogło być przetoczone do stacji regazyfikacji LNG. Wynika to z faktu, że część LNG z autocysterny podlega regazyfikacji w parownicy odbudowy ciśnienia autocysterny i powraca do autocysterny w postaci lotnej w celu wytworzenia ciśnienia w zbiorniku niezbędnego do przetoczenia LNG z autocysterny do zbiornika procesowego LNG. W związku z tym, po osiągnięciu równowagi ciśnień, w autocysternie pozostaje pewna ilość zregazyfikowanego LNG.

Proces tankowania, z uwzględnieniem zmian ciśnienia w zbiorniku kriogenicznym stacji regazyfikacji LNG, przedstawia Rys. 4 a jego opis można odnaleźć w [21]. Dodatkowo w porównaniu z równaniem (1) w stacji regazyfikacji LNG nie ma zjawiska związanego z powrotem fazy gazowej do zbiornika autocysterny ($E_{Gas\ displaced}$) oraz wykorzystania gazu na potrzeby pojazdu ($E_{gas\ to\ ER}$) a więc tankowanie stacji regazyfikacji polega jedynie na przetoczeniu (lub przepompowaniu) LNG ze zbiornika pojazdu do zbiornika instalacji.



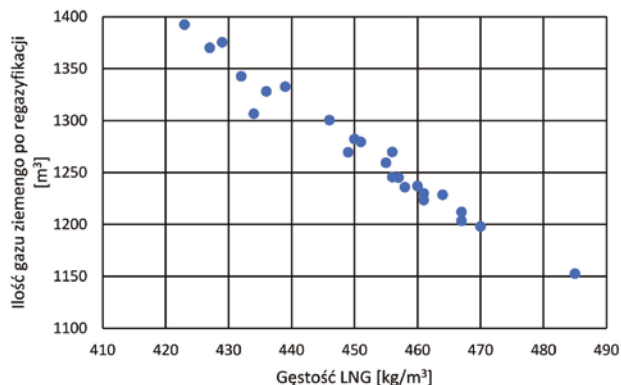
Rys. 4. Zmiany ciśnienia w zbiorniku podczas napełnienia LNG (źródło: PSG, pomiary z telemetrii)

Fig. 4. Pressure changes in cryogenic vessel during LNG filling (source: PSG, telemetry)

- Linia czerwona – zmiany ciśnienia w zbiorniku stacji regazyfikacji LNG podczas tankowania.
- Linia żółta – ilość LNG w zbiorniku stacji regazyfikacji.
- Linia niebieska – poziom napełnienia zbiornika stacji regazyfikacji.

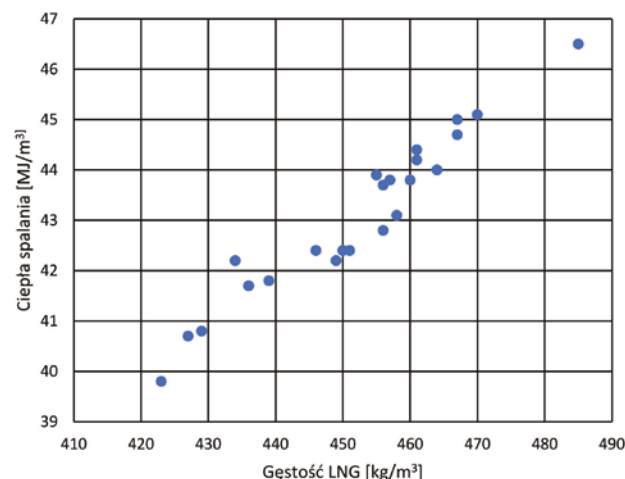
Kolejnym źródłem, wpływającym potencjalnie na rozbieżności w ilości paliwa gazowego w postaci LNG, było przyjmowanie stałego współczynnika uzysku: z 1 tony LNG uzyskuje się np. 1300 czy 1338,4 m^3 gazu ziemnego po regazyfikacji lub, że 1 m^3 LNG daje odpowiednio 600 m^3 gazu po regazyfikacji. Na wczesnym etapie rozwoju rynku małego LNG, również w literaturze (lub w historycznie dostępnych regulaminach świadczenia usług regazyfikacji), występowały zarówno stałe równoważniki ilości gazu ziemnego po regazyfikacji LNG, np. [2], [3], [19], jak i jednocześnie w wielu publikacjach były wykorzystywane określenia „około 600 razy” w stosunku do objętości oraz „około 1340” w stosunku

do masy LNG np. [10], [4] czy [1]. Na podstawie analiz współczynników uzysku przedstawionych w raporcie [7] widać wyraźnie, że zarówno wartości ciepła spalania jak i współczynniki uzysku są różne i zależą od składu LNG, a tym samym gęstości. Zmianę spalania od gęstości (a tym samym) składu LNG przedstawiono na Rys. 5 i Rys. 6, przy czym należy zauważyć, że z uwagi na właściwości metanu oraz węglowodorów wyższych gęstość LNG maleje wraz ze wzrostem zawartości metanu w LNG a jednocześnie ciepło spalania rośnie wraz ze wzrostem gęstości LNG, co jest spowodowane większym udziałem węglowodorów wyższych w składzie LNG.



Rys. 5. Zależność ilości gazu ziemnego w postaci lotnej od gęstości LNG (źródło: opracowanie własne na podstawie [13])

Fig. 5. Dependence of the amount of natural gas on LNG density (source: own study based on [13])



Rys. 6. Zależność ciepła spalania gazu ziemnego od gęstości LNG (źródło: opracowanie własne na podstawie [13])

Fig. 6. Dependence of the GCV of natural gas on LNG density (source: own study based on [13])

Tego typu podejście do zagadnień związanych z dostawami LNG do instalacji regazyfikacji mogło powodować różnice rozliczeniowe, jednak z uwagi na małe ilości LNG dostarczane do stacji regazyfikacji, to zagadnienie w początkowej fazie rozwoju rynku, szczególnie przy jednorodnych źródłach dostaw, nie stanowiło istotnego problemu.

Zmiany w procesie dostaw gazu LNG

Powyżej wskazane zagadnienia oraz zmiana opłat i rozliczeń w gazonictwie z systemu PLN/m³ na PLN/kWh oraz zwiększająca się liczba stacji regazyfikacji LNG spowodowała potrzebę zmian oraz zastosowaniem prostszych rozwiązań.

Jednym z etapów wprowadzania zmian były przeprowadzone badania na stanowisku do tankowania stacji regazyfikacji LNG, z wykorzystaniem urządzenia do masowego pomiaru ilości dostarczanego LNG opartego o przepływomierz Coriolisa (CFM – Coriolis Flow Meter). Zastosowanie

CFM do pomiarów LNG przedstawia np. [20], natomiast opis wykorzystanego urządzenia oraz możliwości jego zastosowania opisuje [14] a samo urządzenie przedstawiono na Rys. 7.



Rys. 7. Urządzenie do pomiaru ilości tankowanego LNG z autocysterny (źródło: zdjęcie własne autora)

Fig. 7. Device for measuring the amount of LNG refueled from a road tanker (source: own picture)

Na etapie badań wskazano, że jednym z źródeł rozbieżności jest przyjmowanie ilości LNG według dokumentów z napełnienia autocysterny, co wynika ze wskazanej wcześniej mechaniki procesu tankowania, z wykorzystaniem różnicy ciśnień pomiędzy zbiornikiem w instalacji regazyfikacji LNG a zbiornikiem autocysterny.

Również podczas porównywania pomiarów z układów pomiarowych poziomu cieczy w zbiorniku LNG, z wykorzystaniem różnicy ciśnień [9], stwierdzono rozbieżności pomiędzy ilością tankowanego LNG według wskazań stacji regazyfikacji a dokumentem wagowym. Jednocześnie w przypadku tankowania zbiorników z wykorzystaniem autocysterny wyposażonej w pomiar masowy LNG różnica pomiędzy pomiarem z wykorzystaniem urządzenia z Rys. 7 a pomiarem na autocysternie wynosiła około 0,02 proc. Przeprowadzone badania prowadziły do wniosku, aby dokonywać tankowania stacji regazyfikacji z wykorzystaniem pomiaru masowego ilości tankowanego LNG.

Każda dostawa LNG do zbiorników instalacji regazyfikacji LNG ma informację o masie LNG znajdującego się w autocysternie Rys. 8 oraz odrębne świadectwo jakości Rys. 9.

3 Dane ilościowe	
Waga pojazdu-cysterny przed napełnieniem LNG	21720 kg
Waga pojazdu-cysterny po napełnieniu LNG	39880 kg
Ilość załadowanego LNG	18160 kg
Ilość załadowanego LNG	275850 kWh
Ciepło spalania załadowanego LNG	15,19 kWh/kg
Ciepło spalania załadowanego LNG	11,81 kWh/Nm ³
Załączniki	Świadectwo jakości LNG Nr 244-18
	Kwili wagowy Nr 3704

Rys. 8. Wybrane dane z raportu napełnienia autocysterny (źródło: dokumenty z tankowania stacji regazyfikacji LNG)

Fig. 8. Selected data from road tanker filling report (source: LNG satellite plant filling report)

Lp.	Parametr	Oznaczenie	Jednostka	Wartość
1	metan	CH ₄	% mol	92,2929
2	etan	C ₂ H ₆	% mol	6,0732
3	propan	C ₃ H ₈	% mol	0,9321
4	izo-butan	i-C ₄ H ₁₀	% mol	0,1302
5	n-butan	n-C ₄ H ₁₀	% mol	0,2827
6	izo-pentan	i-C ₅ H ₁₂	% mol	0,0233
7	n-pentan	n-C ₅ H ₁₂	% mol	0,0053
8	neo-pentan	neo-C ₅ H ₁₂	% mol	0,0000
9	heksan +	C ₆ H ₁₄₊	% mol	0,0000
10	azot	N ₂	% mol	0,2603
11	dwutlenek węgla	CO ₂	% mol	0,0000
12	ciepło spalania	H _s	kWh/kg	15,19
13	ciepło spalania	H _v	kWh/Nm ³	11,81
14	wartość opałowa	H _i	kWh/Nm ³	10,67
15	gęstość gazu	d	kg/Nm ³	0,7775
16	gęstość LNG	TK2012 AID-27	kg/m ³	448,4
17	temp. LNG	TK2012 TI-27	°C	-159,3

Rys. 9. Wybrane dane ze świadectwa jakości LNG (źródło: dokumenty z tankowania stacji regazyfikacji LNG)

Fig. 9. Selected data from LNG quality certificate (source: LNG satellite plant filling report)

W związku z powyższym w miejsce przyjmowania stałych współczynników uzysku możliwe jest zastosowanie wzorów obliczeniowych, w celu wyznaczenia współczynnika uzysku dla dostawy LNG (Rys. 9) z wykorzystaniem zależności (2) lub (3):

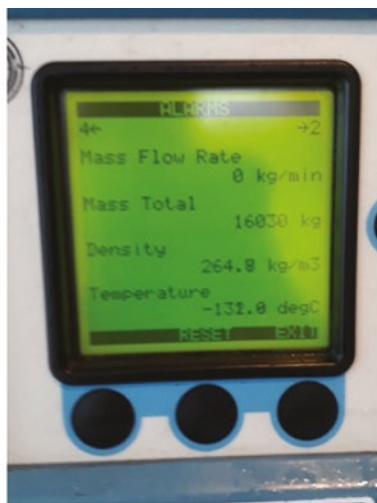
$$W_u = \frac{H_s \left[\frac{kWh}{kg} \right]}{H_s \left[\frac{kWh}{m^3} \right]} \quad (2) \quad W_u = \frac{1}{d \left[\frac{kg}{m^3} \right]} \quad (3)$$

lub poprzez obliczenie gęstości gazu, jego kaloryczności z parametrami ze świadectwa jakości (Rys. 9) z wykorzystaniem normy ISO 6976 [12]. Metoda wskazana zależnością (2) jest najmniej dokładna a najlepsze wyniki daje wykorzystanie normy [12].

Jednak przy zastosowaniu powyższych wzorów w dalszym ciągu dokonuje się przeliczeń dostarczonego LNG do stacji regazyfikacji z jednostek masy na jednostki objętości. Aby uniknąć przeliczeń ilości LNG wprowadzonego do stacji regazyfikacji LNG właściwym podejściem byłoby przyjmowanie LNG również w jednostkach energii według zależności (4), przy założeniu jednak, że pomiar masy tankowanego do instalacji regazyfikacji LNG odbywa się z wykorzystaniem bezpośredniego pomiaru masowego a nie na podstawie dokumentów z napełnienia autocysterny (Rys. 8).

$$E = m [kg] * H_s \left[\frac{kWh}{kg} \right] \quad (4)$$

W takim przypadku ilość zatankowanego LNG do zbiorników instalacji regazyfikacji LNG można wyznaczyć w jednostkach energii jako iloczyn ilości zatankowanego LNG na podstawie pomiaru masowego oraz ciepła spalania wyrażonego w kWh/kg. Przykład ilości zatankowanego LNG, z wykorzystaniem pomiaru masowego po zakończeniu tankowania, przedstawia Rys. 10.

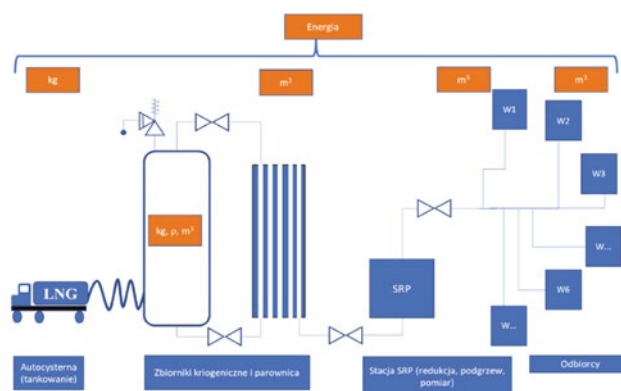


Rys. 10. Pomiar masowy ilości zatankowanego LNG (źródło: PSG)

Fig. 10. Mass measurement of the amount of refuelled LNG (source: PSG)

Opisane podejście do dokonywania rozliczeń w stacji regazyfikacji LNG w uproszczeniu przedstawiono na Rys. 11, na którym wskazano wykorzystywane główne jednostki pomiarowe w poszczególnych etapach procesu. W związku z tym widać, że w całym procesie dostaw paliwa gazowego (począwszy od postaci skroplonej do fazy gazowej) możliwe jest rozliczanie w jednostkach energii. Co więcej, zastosowanie pomiaru ilości energii dostarczanej z autocysterny do zbiornika kriogenicznego instalacji w satelitarnej stacji regazyfikacji umożliwia dostawy częściowe, na co zwraca uwagę [11], co jest również istotne w przypadku zbiorników kriogenicznych, których pojemność jest mniejsza od ładunku LNG w autocysternie.

Należy przy tym zauważyć, że odbiorcy końcowi rozliczani są w jednostkach energii na podstawie współczynnika konwersji kWh/m³ właściwego dla danego ORCS. Generuje to potrzebę wyznaczenia średnioważonej wartości ciepła spalania paliwa gazowego [15] oraz współczynnika konwersji, gdyż pomiary paliwa gazowego u odbiorców w zdecydowanej



Rys. 11. Uproszczony schemat przebiegu procesu dostarczania paliwa gazowego LNG do odbiorców (źródło: opracowanie własne na podstawie [22])

Fig. 11. Simplified schematic diagram of the process of LNG delivery to end users (source: own study based on [22])

większości odbywają się w jednostkach objętości. Widać więc, że strony procesu dostaw paliwa gazowego do odbiorców końcowych mogą być zainteresowane informacją o uzyskanej z LNG ilości paliwa gazowego, wyrażonej w jednostkach objętości. Współczynnik konwersji można wyznaczyć w sposób obliczeniowy lub z wykorzystaniem chromatografu procesowego. Zagadnienie to nie jest jednak przedmiotem niniejszej publikacji a jego zasygnalizowanie ma jedynie wskazać czytelnikowi złożoność procesów rozliczeniowych, wynikających z zasilania obszaru dystrybucyjnego gazem skroplonym.

Podsumowanie

Na wczesnym etapie działania rynku, biorąc pod uwagę ilości LNG wprowadzanego do stacji regazyfikacji LNG, rozbieżności wynikające z przyjętych metod pomiarowych można było uznawać za pomijalne. Nadzrędnym celem przedsiębiorstw energetycznych była gazyfikacja terenów niedostępnych do gazyfikacji liniowej, ale jednocześnie dynamiczny rozwój rynku małego LNG był ograniczony stroną podożową do czasu oddania do działalności operacyjnej terminala LNG w Świnoujściu.

Biorąc jednak pod uwagę rozwój rynku małego LNG, rosnącą liczbę stacji regazyfikacji LNG i tym samym zwiększającą się ilość wprowadzanego LNG do stacji regazyfikacji, podjęte na przestrzeni ostatnich kilku lat działania zmierzające do zunifikowania procesów rozliczeniowych są jak najbardziej słuszne i będą sprzyjały dalszemu rozwojowi tego rynku, co widać na przykładzie raportów z Hiszpanii [5], [8] gdzie na przestrzeni lat 2014-2021 nastąpił znaczny wzrost zarówno liczby punktów dostaw LNG jak i samej liczby dostaw.

LITERATURA

- [1] Chen Qi-Sheng, Wegrzyn James, Prasad V. 2004. „Analysis of temperature and pressure changes in liquefied natural gas (LNG) cryogenic tanks”. Cryogenics. Nr 44: 701-709.
- [2] Chłopińska Ewelina, Nowakowska Agata. 2017. „Wykorzystanie skroplonego gazu ziemnego w Polsce”. Autobusy. Nr 6: 1350-1355.
- [3] Chmielewski Dawid, Maruszczak Marianna. 2016. „Wykorzystanie skroplonego gazu ziemnego lng jako alternatywne paliwo dla jednostek pływających”. Wyzwania współczesnej logistyki pod redakcją Jadcza Radosława Stawianej Sylwii. Katedra Badań Operacyjnych Uniwersytetu Łódzkiego. Łódź.
- [4] Chorowski Maciej. 2007. Kriogenika podstawy i zastosowania. IPPU MASTA. Gdańsk.
- [5] ENAGAS. „The Spanish Gas System Report 2021,” [Online]. <https://www.enagas.es/content/dam/enagas/en/files/enagas-communication-room/publications/informe-sistema-gasista/2021-Spanish-Gas-System-Report.pdf>. [Data uzyskania dostępu: 15.09.2022].

- [6] GHIGNL. 2017. LNG Custody Transfer Handbook 5th Edition.
- [7] GHIGNL. 2019. The LNG industry. GHIGNL annual report 2019.
- [8] Ibrara Rodrigo Diaz. 2015. „LNG market in Spain.”. [Online]. <https://www.kasuyhidistys.fi/wp-content/uploads/2018/12/LNG-market-in-Spain-Reganosa-Rodrigo-Diaz-Ibarra.pdf>. [Data uzyskania dostępu: 15.09.2022].
- [9] Klonowski Kamil. 2021. „Zmodernizowany układ pomiarowy zbiornika LNG jako miejsce rozliczeń dostaw LNG”. *Przemysł Chemiczny*. Nr 8: 743-746.
- [10] Nagy Stanisław. Redaktor Tomu I. 2014. *Vademecum gazownika. Tom I. Podstawy gazownictwa ziemnego: pozyskiwanie, przygotowanie do transportu, magazynowanie*. Wydawnictwo Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego. Kraków.
- [11] PGNiG. [Online]. <https://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/pgnig-legalizuje-dystrybutory-lng-do-tankowania-warszawskich-autobusow/newsGroupId/10184>. [Data uzyskania dostępu: 15.09.2022].
- [12] Polski Komitet Normalizacyjny. PN-EN ISO 6976:2016 Gaz ziemny. Obliczanie wartości kalorycznych, gęstości, gęstości względnej i liczby Wobbego na podstawie składu.
- [13] Rosłonek Grzegorz. 2016. „Skroplony gaz ziemny – LNG. Część I – Zagadnienia ogólne i podstawy procesu rozliczeniowego”. *NAFTA-GAZ*. Nr 2: 87-94.
- [14] Rosłonek Grzegorz, Bogucki Adam, Urbanowicz Adam, Kowalczyk Stanisław. 2019. „Możliwości zastosowania przepływomierzy masowych typu Coriolis do pomiarów rozliczeniowych w obszarze LNG małej skali oraz innych cieczy kriogenicznych”. *NAFTA-GAZ*. Nr 10: 633-639.
- [15] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczególnych warunków funkcjonowania systemu gazowego. Dz.U. 2010 nr 133 poz. 891 z późn. zm.
- [16] Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczególnych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi. Dz.U. 2013 poz. 820.
- [17] Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 31 grudnia 2002 w sprawie warunków technicznych pojazdów oraz zakresu ich niezbędnego wyposażenia. Dz.U. 2002 poz. 2022.
- [18] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne, Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348 z późn. zm.
- [19] Woroch Tomasz, Klonowski Klonowski. 2006. „LNG jako alternatywne źródło energii”. *Nowoczesne Budownictwo Inżynieryjne*. Nr 6 (9): 30-32.
- [20] Wu Thomas Y., Kenebar Asaad, Pruyssen Aart. 2021. „LNG Mass Flowrate Measurement Using Coriolis Flowmeters: Analysis of the Measurement Uncertainties”. *Measurement*. Nr 177.
- [21] Żero Andrzej, Snarski Jan. 2021. „Przyjęcie skroplonego gazu do zbiorników procesowych na stacji regazyfikacji LNG”. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna*. Nr 11/2021: 2-7.
- [22] Żero Andrzej. 2022. „Wyzwania rozliczeniowe na wyspowym obszarze dystrybucyjnym zasilanym stacją regazyfikacji LNG”. VI Konferencja Techniczno-Naukowa ENERGAS 2022. Targanice.