

Sterowanie przepływem gazu w sieci na podstawie wyników symulacji przepływu

Steering of the gas flow in the network based on the gas flow simulation results

JOLANTA SZOPLIK, MARTA CIUKSZA

DOI 10.36119/15.2020.4.3

W pracy przedstawiono przykład zastosowania wyników symulacji przepływu mieszaniny gazu ziemnego i paliwa alternatywnego (wodoru lub biometanu) w sieci rurociągów niskiego ciśnienia do sterowania nadciśnieniem strumienia mieszaniny w zależności od wielkości strumienia gazu ziemnego w sieci. Na podstawie rzeczywistych danych o zapotrzebowaniu na energię w przyłączy sieci zaprezentowano metodykę wyznaczania dobowego oraz godzinowego zapotrzebowania na gaz o dowolnej wartości ciepła spalania w zależności od temperatury otoczenia. Dane te były następnie stosowane w symulacjach przepływu w sieci do opracowywania charakterystyki sieci w postaci rozkładów strumieni, prędkości oraz nadciśnienia mieszanin gazowych w rurociągach sieci w celu wyznaczenia minimalnej wartości nadciśnienia strumienia mieszaniny wprowadzanej do sieci.

Słowa kluczowe: sieć gazowa niskiego ciśnienia, sterowanie przepływem, symulacje przepływu

The paper presents an example of the application of the flow simulation results of a mixture of natural gas and alternative fuel (hydrogen or biomethane) in low pressure gas network pipelines to control the overpressure of the mixture stream depending on the size of the natural gas stream in the network. On the basis of actual data on energy demand at the network connections, the methodology for determining the daily and hourly demand for gas with any value of combustion heat depending on the ambient temperature was presented. These data were then used in network flow simulations to develop network characteristics in the form of stream distributions, velocities and overpressure of gas mixtures in network pipelines to determine the minimum overpressure value of the mixture stream entering the network.

Keywords: low pressure gas network, flow steering, flow simulations

Wprowadzenie

Energia, niezbędna do życia każdej istoty lub funkcjonowania systemu, może być transportowana w postaci pierwotnej (gaz ziemny, ropa naftowa) lub przetworzonej (gotowe wyroby). Jednak niezależnie od jej postaci i sposobu transportu istotne jest, aby transport był niezawodny, bezpieczny i ekonomicznie opłacalny. Za niezawodność i bezpieczny transport gazu do odbiorców odpowiadają spółki gazownicze, natomiast w obniżaniu kosztów transportu mogą uczestniczyć projektanci, informatycy i inżynierowie systemów, którzy, korzystając z nowoczesnych narzędzi, mogą proponować nowe metody lub rozwiązania wspomagające transport. Stosowanie nowoczesnych narzędzi informatycznych w projektowaniu sieci i symulowaniu przepływu w rurociągach sieci jest bardzo popularne zarówno w przypadku sieci gazowych [1-4], jak

i sieci wodociągowych lub kanalizacyjnych [5, 6].

Metody symulacyjne w obliczeniach parametrów charakteryzujących przepływ płynu w złożonych układach sieci rurociągów dostarczają wielu informacji o pracy układu w nietypowych warunkach (awaria, rozbudowa) i są dobrym narzędziem, zwłaszcza w przypadku układów, które charakteryzują się zmiennością przepływu płynu w czasie. Zmienność zapotrzebowania na energię zależy między innymi od czynników pogodowych, kalendarzowych czy nawet ekonomicznych lub politycznych i jest analizowana w wielu pracach naukowych [7-10]. Natomiast obecność zmienności przepływu płynu w sieci rurociągów, chociaż utrudnia zarządzanie transportem, to może być z powodzeniem opisywana prostymi zależnościami od wybranych czynników [11] lub prognozowana za pomocą bardziej złożonych narzędzi, jak sztuczne sieci neuronowe [9, 10].

Wyniki symulacji przepływu gazu w sieci rurociągów dostarczają także cennych informacji o zmianach parametrów opisujących zmiany w strumieniu płynu w rurociągu. Reddy i wsp. [12], Sun [13] oraz Domavandi i wsp. [14] proponują stosowanie wyników symulacji przepływu do wykrywania i lokalizowania wycieków gazu z sieci, Lochner [15] pokazuje możliwość stosowania wyników symulacji przepływu do usprawniania transportu gazu lub zwiększania przepustowości rurociągów sieci. Przykład sterowania nadciśnieniem strumienia gazu zasilającego sieć opisany w pracy [2] pozwala minimalizować straty gazu z rurociągów sieci w przypadku nieszczelności lub awarii, natomiast analiza zdolności magazynowej sieci gazowej dla paliw alternatywnych [16] pozwala wskazać słabe strony transportu mieszanin gazu i paliw alternatywnych w rurociągach sieci niskiego ciśnienia.

dr hab. inż. Jolanta Szoplik, prof. ZUT, <https://orcid.org/0000-0003-1020-1079>; mgr inż. Marta Ciuksza, doktorantka w Szkole Doktorskiej ZUT w Szczecinie, <https://orcid.org/0000-0002-0094-9297>. Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie, Wydział Technologii i Inżynierii Chemicznej, Katedra Inżynierii Chemicznej i Procesowej. Adres do korespondencji/Corresponding author: Jolanta.Szoplik@zut.edu.pl.

Celem niniejszej pracy jest przedstawienie przykładu sterowania transportem gazu ziemnego w sieci gazociągów niskiego ciśnienia w oparciu o wyniki symulacji przepływu mieszaniny gazu ziemnego wysokometanowego i alternatywnego paliwa gazowego (wodoru lub biometanu) na podstawie informacji o wielkości strumienia i ciepła spalania powstałej mieszaniny. W pracy wykorzystano rzeczywiste dane o obciążeniu istniejącej sieci gazowej niskiego ciśnienia, które opisano zależnością od temperatury otoczenia.

Charakterystyka sieci rurociągów do transportu gazu ziemnego

Sieć rurociągów do przesyłania gazu ziemnego pod niskim ciśnieniem ilustruje rys. 1. Sumaryczna długość rurociągów stalowych ($D_{nom} = 32 \div 200$ [mm]) oraz polietylenowych ($D_{nom} = 63 \div 180$ [mm]) w sieci wynosi 14,5 [km]. Prezentowana sieć zasilana jest za pomocą jednej stacji redukcyjno-pomiarowej Z1, a rurociągami przesyłany jest gaz ziemny wysokometanowy do grupy 1020 odbiorców komunalnych, skupionych przy 354 przyłączach sieci. Do najważniejszych parametrów charakteryzujących przepływ gazu w sieci należy prędkość gazu w rurociągu, która powinna być mniejsza niż 5 [m/s] oraz nadciśnienie gazu w rurociągach, które powinno zawierać się w przedziale 1700 ÷ 2500 [Pa]. Niedotrzymanie tych warunków utrudnia odbiorcom swobodne i bezpieczne korzystanie z gazu w sieci. Głównym zadaniem stacji redukcyjnej Z1 jest obniżenie nadciśnienia strumienia gazu zasilającego sieć od wartości średniej do wartości z zakresu 1700 ÷ 2500 [Pa]. Wielkość tego nadciśnienia jest uzależniona od obciążenia sieci, czyli wielkości strumienia gazu pobieranych przez odbiorców, które zależą między innymi od temperatury otoczenia, pory dnia lub dnia tygodnia. Znajomość zależności między wielkością strumienia gazu zasilającego sieć i temperaturą o-

toczenia umożliwia sterowanie nadciśnieniem strumienia gazu wprowadzanego do sieci i utrzymywanie go na możliwie najniższym poziomie, dzięki czemu ewentualne straty gazu w sieci będą najmniejsze w wyniku nieszczelności starych rurociągów stalowych lub awarii sieci. Przykład sterowania nadciśnieniem gazu w sieci i oszacowane oszczędności wynikające z zastosowania takiego systemu analizowano w pracach [1, 2].

Opracowanie zależności, umożliwiającej sterowanie przepływem w złożonych systemach rurociągów, jest możliwe na przykład na podstawie wyników symulacji przepływu gazu w sieci wykonanych dla wielu zestawów danych, przedstawiających obciążenie sieci w różnych warunkach (dla różnych temperatur otoczenia, godzin doby, dni tygodnia, miesiąca itp.).

Przygotowanie danych do symulacji przepływu

Jednym z programów umożliwiającym wykonanie symulacji przepływu gazu w rurociągach sieci niskiego ciśnienia i zebranie danych o parametrach gazu podczas przepływu, takich jak: wielkość strumienia i prędkość gazu oraz nadciśnienie gazu jest GasNet. Danymi wejściowymi do symulacji przepływu gazu w sieci są godzinowe strumienie gazu pobierane we wszystkich 354 przyłączach sieci, które zależą od temperatury otoczenia oraz pory dnia. Na podstawie danych o ilości energii zużytej w danym okresie obrachunkowym w każdym przyłączu sieci opracowano indywidualne zależności (1) do szacowania dobowego zapotrzebowania na energię E w zależności od temperatury otoczenia T, którą przedstawiono jako wskaźnik stopniodni S_d grzania (2).

$$E = a \cdot S_d + b \text{ [kWh/dzień]} \quad (1)$$

$$S_d = 18 - T \quad (2)$$

Przykładowe dane do zaprezentowa-

nia metodyki wyznaczenia parametrów a oraz b modelu (1) zamieszczono w tabeli 1, natomiast wyniki obliczeń przedstawiają równania (3) oraz (4). Na podstawie równania (5) można oszacować dobowe zapotrzebowanie na energię w danym przyłączu sieci w zależności od temperatury otoczenia. W analogiczny sposób wyznaczono parametry modelu dla wszystkich przyłączy sieci.

Tabela 1. Dane do wyznaczenia parametrów modelu (1)

Table 1. Data for determining model parameters (1)

Numer okresu	Liczba dni w okresie, n	$\sum S_d$ okres	E kWh okres
I	141	1444	39736,4
II	61	0	3634,9
III	142	735	24948,8
\sum (I,II,III)	344	2179	68320,1

$$b = \frac{E_{(II)}}{n_{(II)}} = \frac{3634,9}{61} = 59,6 \quad (3)$$

$$a = \frac{\sum E_{d(I+II+III)} - (\sum n_{d(I+II+III)} \cdot b)}{\sum S_{d(I+II+III)}} = \frac{68320,1 - (344 \cdot 59,6)}{2179} = 21,9 \quad (4)$$

$$E = 21,9 \cdot S_d + 59,6 \text{ [kWh/dzień]} \quad (5)$$

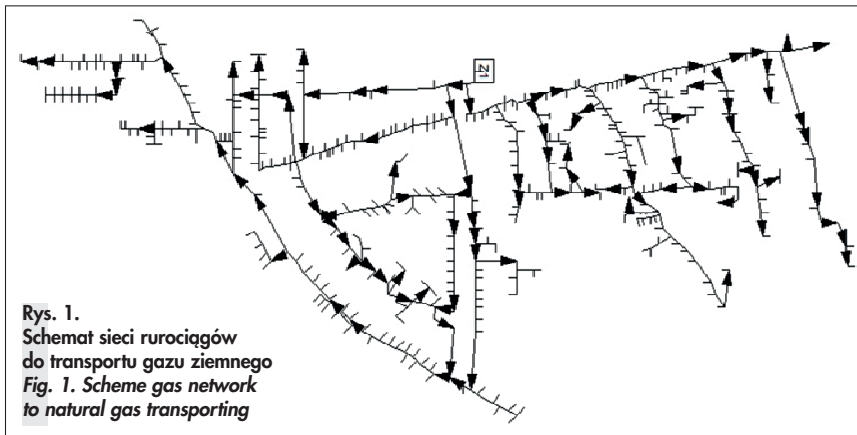
Dobowe zapotrzebowanie na energię zależy tylko od temperatury otoczenia, natomiast objętościowy Q [m³/doba] strumień paliwa gazowego transportowanego siecią zależy dodatkowo od wielkości ciepła spalania gazu H_s .

$$Q = E \cdot H_s \text{ [m}^3\text{/doba]} \quad (6)$$

W tabeli 2 zestawiono wyniki przedstawiające obciążenie sieci gazowej w zależności od temperatury otoczenia dla trzech przykładowych wartości ciepła spalania gazu transportowanego siecią.

Tabela 2. Wyniki obliczeń dobowego strumienia Q gazu transportowanego siecią w zależności od wielkości ciepła spalania H_s i temperatury otoczenia T

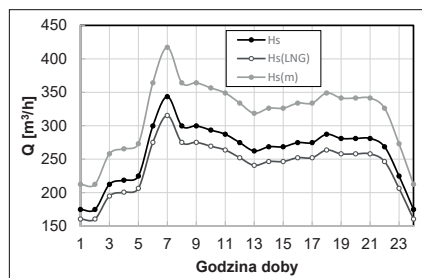
E kWh doba	T [°C]		
	-20	0	≥ 18
34	758,9	4034,9	839,0
41,306	6244,1	3321,2	690,6
45	5731,5	3048,6	633,9



Rys. 1. Schemat sieci rurociągów do transportu gazu ziemnego
Fig. 1. Scheme gas network to natural gas transporting

Wielkość ciepła spalania gazu zależy od składu gazu, a w obliczeniach przyjęto najmniejszą wartość ciepła spalania $H_{s(m)} = 34 \text{ [MJ/m}^3\text{]}$ mieszaniny gazu, który może być transportowany siecią gazową na terenie kraju, największą $H_{s(LNG)} = 45 \text{ [MJ/m}^3\text{]}$ wielkość ciepła spalania regazyfikowanego gazu ziemnego LNG oraz ciepło spalania $H_s = 41,306 \text{ [MJ/m}^3\text{]}$ gazu ziemnego wysokometanowego. Obniżenie ciepła spalania gazu lub temperatury otoczenia wpływają na wzrost zapotrzebowania na gaz i większe obciążenie sieci gazowej.

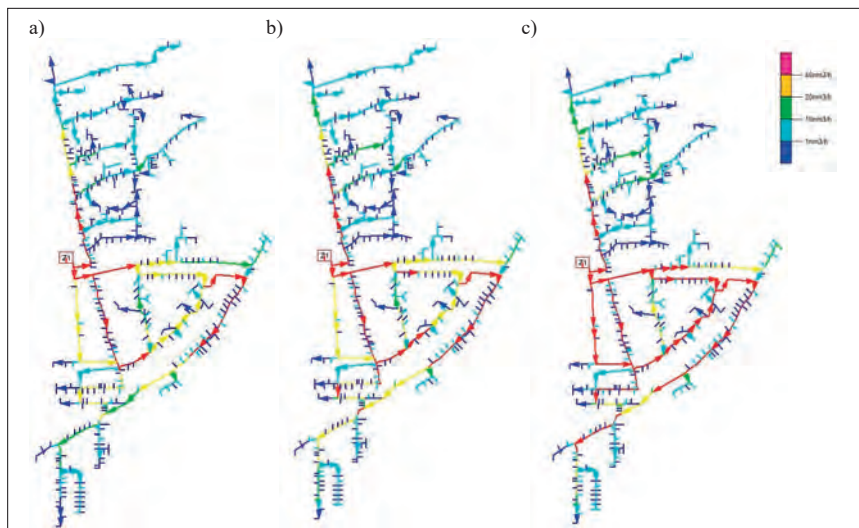
Natomiast godzinowe strumienie gazu transportowanego siecią wyznaczono na podstawie wzorców procentowego zapotrzebowania na gaz w funkcji godziny doby, które charakteryzują daną sieć i odbiorców. Na rys. 2 przedstawiono obciążenie sieci w zależności od wielkości ciepła spalania paliwa gazowego w kolejnych godzinach doby o średniej temperaturze otoczenia $T = -20 \text{ [}^\circ\text{C]}$. Największe obciążenie sieci gazowej obserwuje się o godzinie 7 rano (niezależnie od rodzaju paliwa gazowego), natomiast najmniejsze w godzinach nocnych.



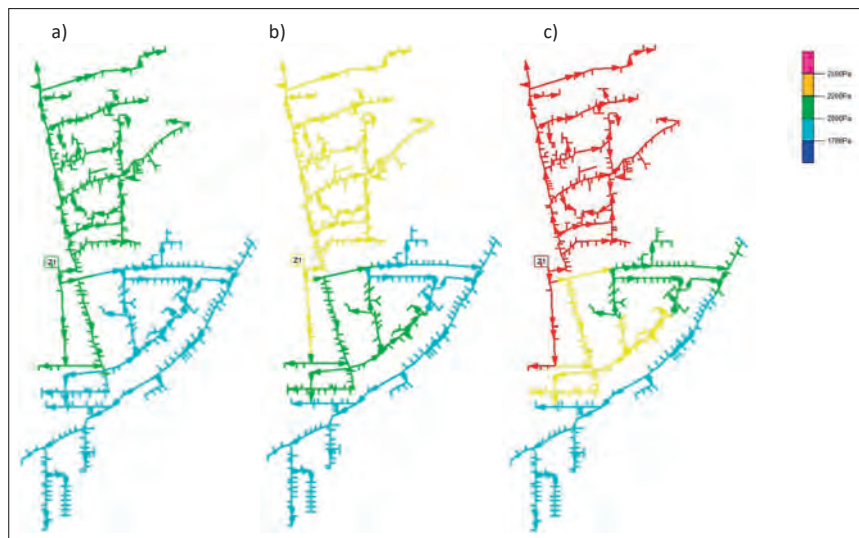
Rys. 2.
Zmienność godzinowa obciążenia sieci gazowej
Fig. 2. Hourly variability of gas network load

Wyniki symulacji przepływu gazu w sieci

Charakterystykę sieci gazowej w postaci rozkładów strumieni, prędkości oraz nadciśnienia paliwa gazowego w sieci przygotowano na podstawie wielu zestawów danych wejściowych o zapotrzebowaniu na gaz dla różnych temperatur otoczenia oraz godzin doby. Wyniki symulacji, wykonanych w programie GasNet w postaci rozkładów najważniejszych parametrów opisujących dynamikę gazu w sieci, przedstawiono na rys. 3 oraz rys. 4 dla przykładowych danych wejściowych charakteryzujących godzinę o największym obciążeniu sieci (temperatura otoczenia $T = -20 \text{ [}^\circ\text{C]}$, godzina 7 rano). Charakterystyka sieci wykonana na podstawie wyników symulacji przepływu w sieci umożliwia analizę pracy sieci w zmiennych warunkach temperatury i w różnych porach dnia w celu wyznacze-



Rys. 3.
Rozkład strumieni w rurociągach sieci: a) wyniki dla gazu regazyfikowanego $Q_{(LNG)} = 315,2 \text{ [m}^3\text{/h]}$; b) wyniki dla gazu NG wysokometanowego i paliwa alternatywnego (wodór lub biometan) $Q_{(m)} = 417,2 \text{ [m}^3\text{/h]}$; c) wyniki dla mieszaniny NG-gazu i paliwa alternatywnego (wodór lub biometan) $Q_{(m)} = 417,2 \text{ [m}^3\text{/h]}$
Fig. 3. Distribution of streams in network pipelines: a) results for regasified gas $Q_{(LNG)} = 315.2 \text{ [m}^3\text{/h]}$; b) results for high-methane gas $Q_{(NG)} = 343.4 \text{ [m}^3\text{/h]}$; c) results for a mixture of high-methane gas and alternative fuel (hydrogen or biomethane) $Q_{(m)} = 417.2 \text{ [m}^3\text{/h]}$



Rys. 4.
Rozkład nadciśnienia gazu w rurociągach sieci: a) wyniki dla regazyfikowanego LNG $p_{min} = 2173 \text{ [Pa]}$; b) wyniki dla gazu NG wysokometanowego $p_{min} = 2366 \text{ [Pa]}$; c) wyniki dla mieszaniny gazu wysokometanowego i paliwa alternatywnego (wodór lub biometan) $p_{min} = 2773 \text{ [Pa]}$
Fig. 4. Distribution of gas overpressure in network pipelines: a) results for regasified LNG $p_{min} = 2173 \text{ [Pa]}$; b) results for high-methane NG gas $p_{min} = 2366 \text{ [Pa]}$; c) results for the mixture of high-methane gas and alternative fuel (hydrogen or biomethane) $p_{min} = 2773 \text{ [Pa]}$

nia potencjalnych obszarów w sieci, gdzie występują rezerwy gazu i można podłączyć nowych odbiorców lub należy zwiększyć średnicę rurociągu. Ponadto wyniki symulacji mogą być z powodzeniem wykorzystane na przykład do wyznaczenia minimalnego nadciśnienia strumienia gazu zasilającego sieć, zależnego od wielkości tego strumienia lub do szacowania wielkości strumienia paliwa alternatywnego, które można magazynować w rurociągach sieci i dostarczać odbiorcom gazu. Wielkość strumienia gazu w rurociągu zależy od wartości cie-

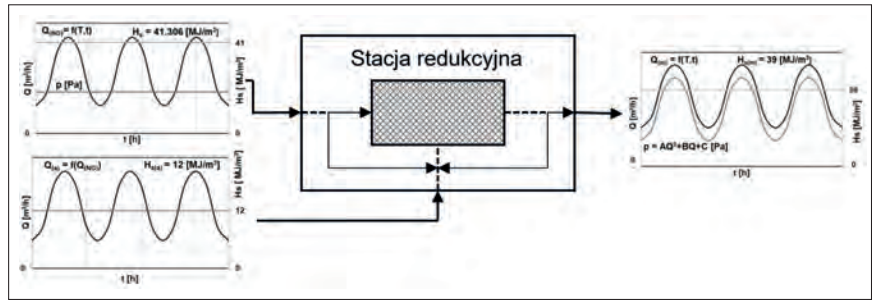
pła spalania gazu, stąd na rys. 3 można zauważyć, że większe obciążenie sieci jest charakterystyczne dla mieszaniny gazu ziemnego i paliwa alternatywnego w porównaniu do transportu siecią gazu wysokometanowego lub regazyfikowanego gazu LNG. Transport większych strumieni gazu wymaga natomiast zastosowania większego nadciśnienia strumienia zasilającego sieć, stąd na podstawie wyników zamieszczonych na rys. 4 łatwo zauważyć, że prezentowaną siecią nie można transportować mieszaniny o ciepłe spalania $H_{s(m)} = 34 \text{ [MJ/m}^3\text{]}$ w sezonie

zimowym, ponieważ nadciśnienie mieszaniny w połowie rurociągów sieci jest znacznie wyższe niż maksymalne dopuszczalne w sieci niskiego ciśnienia, które wynosi 2500 [Pa]. Podczas symulacji można oszacować minimalne nadciśnienie strumienia o dowolnej wartości ciepła spalania, które zapewni bezpieczny i prawidłowy transport gazu do odbiorców. Ponadto wyniki symulacji wykonanych dla szerokiego zakresu zmian temperatury otoczenia oraz godzin doby umożliwiają opracowanie zależności między nadciśnieniem strumienia gazu a obciążeniem sieci, zależnym od ciepła spalania gazu i temperaturą otoczenia. Modelowanie przepływu gazu w sieci pozwala w krótkim czasie zgromadzić dużo informacji o pracy sieci w różnych warunkach, dzięki czemu możliwe jest sterowanie przepływem gazu w rurociągach sieci, w celu obniżenia kosztów transportu gazu.

Sterowanie przepływem gazu w sieci rurociągów

Sterowanie przepływem gazu w sieci polega na wprowadzaniu do sieci strumienia mieszaniny gazu o znanej wielkości ciepła spalania pod nadciśnieniem możliwie niskim, ale zapewniającym poprawny transport gazu do wszystkich przyłączy sieci. Jednym ze sposobów sterowania przepływem w sieci jest automatyczne dostosowywanie wielkości nadciśnienia strumienia do wielkości strumienia gazu zasilającego sieć. Przykład opracowywania algorytmu do sterowania nadciśnieniem gazu na podstawie wyników symulacji przepływu opisano w pracy [2]. Innym sposobem sterowania przepływem gazu w sieci, w której dodatkowo istnieje możliwość magazynowania dowolnego alternatywnego paliwa gazowego (wodoru lub biometanu), pozyskanego z odnawialnych źródeł energii jest dostosowywanie nadciśnienia strumienia mieszaniny gazu w zależności od wielkości ciepła spalania $H_{s(m)}$ wytworzonej mieszaniny gazów.

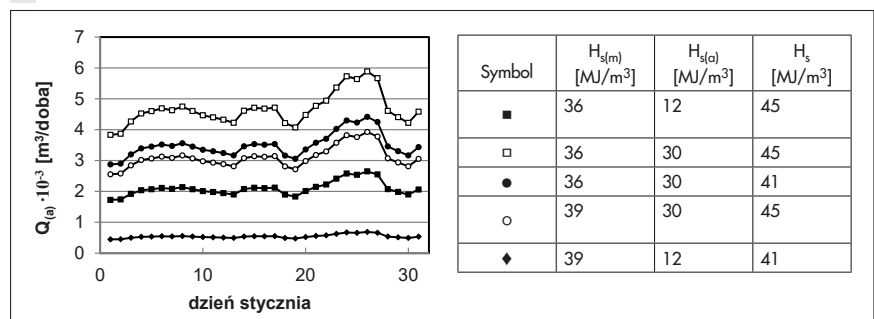
Przykładowy schemat sterowania nadciśnieniem mieszaniny gazu ziemnego i paliwa alternatywnego, wprowadzonej do sieci gazowej niskiego ciśnienia, ilustruje rys. 5. Sieć rurociągów zasilana jest za pomocą stacji redukcyjnej niskiego ciśnienia wyjściowego, do której dopływa gaz ziemny wysokometanowy $Q_{(NG)}$ lub regazyfikowany gaz $Q_{(LNG)}$ o stałym w czasie t ciepła spalania $H_s = \text{const}$ i nadciśnieniu $p = \text{const}$ oraz strumieniu zależnym od temperatury otoczenia T . W celu wykorzystania nadwyżek energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych do stacji



Rys. 5. Przykładowy schemat sterowania przepływem mieszaniny gazów w sieci
Fig. 5. Example of flow control scheme for gas mixtures in the network

doprowadzany jest także strumień $Q_{(a)}$ paliwa alternatywnego (wodór lub biometan), zależny od wielkości zapotrzebowania na gaz w danej godzinie ($Q_{(NG)}$ lub $Q_{(LNG)}$) oraz stałej w czasie wartości ciepła spalania $H_{s(a)} = \text{const}$. Strumienie gazu ziemnego i paliwa alternatywnego łączą się w stacji w takich proporcjach, aby mieszanina opuszczająca stację redukcyjną charakteryzowała się niezmienną w czasie zadaną wartością ciepła spalania $H_{s(m)}$. W przypadku stwierdzenia zbyt małej wartości ciepła spalania wytworzonej mieszaniny przesyłany jest automatycznie sygnał w celu zmniejszenia strumienia paliwa alternatywnego dodawanego do mieszaniny. Ponadto zastosowanie systemu sterowania nadciśnieniem strumienia mieszaniny zasilającej sieć umożliwia automatyczne dostosowywanie wielkości nadciśnienia do wielkości strumienia mieszaniny. Dzięki takiemu podejściu w sieci utrzymywane jest możliwie niskie nadciśnienie mieszaniny gazu ziemnego i paliwa alternatywnego o znanej wartości ciepła spalania, co umożliwia prawidłowe rozliczanie odbiorców za zużyty energię. W tym przypadku wyniki symulacji przepływu gazu w sieci wykorzystywane są do opracowania charakterystyki sieci i oszacowania maksymalnej wielkości strumienia paliwa alternatywnego wprowadzanego do sieci na podstawie informacji o rozkładzie nadciśnienia mieszaniny gazów w rurociągach sieci.

Rys. 6. Zmienność strumienia $Q_{(a)}$ w kolejnych dniach stycznia
Fig. 6. Variability of the $Q_{(a)}$ stream in the following days of January



Udział paliwa alternatywnego y_a [%] dodawanego do gazu w sieci zależy od wielkości ciepła spalania H_s gazu w sieci oraz ciepła spalania paliwa alternatywnego $H_{s(a)}$ można przedstawić za pomocą równania (7):

$$y_a = a \cdot H_{s(a)} + (b \cdot H_s + c) \quad (7)$$

Wyniki obliczeń współczynników a , b oraz c równania (7) dla trzech przykładowych wielkości ciepła spalania $H_{s(m)}$ mieszaniny gazu i paliwa alternatywnego oraz dwóch rodzajów gazu ziemnego H_s zestawiono w tabeli 3.

Tabela 3. Parametry modelu (7)
Table 3. Model parameters (7)

$H_{s(m)}$ [MJ/m³]	34		36		39	
H_s [MJ/m³]	41	45	41	45	41	45
a	2,22	2,22	1,55	1,83	0,61	1,22
b	2,25		1,67		0,915	
c	-94,75		-70,0		-37,845	

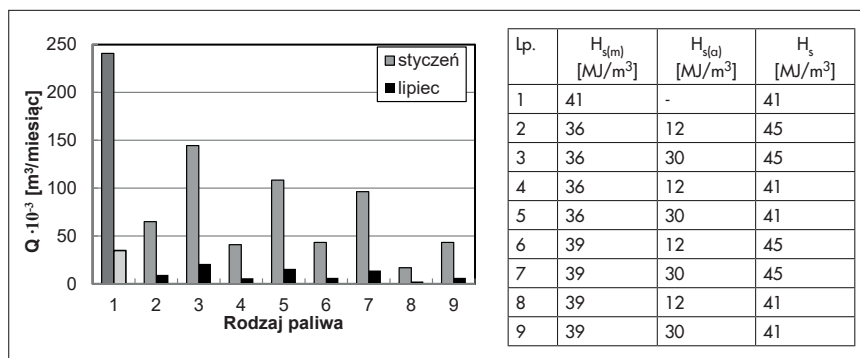
Procentowy udział dowolnego paliwa alternatywnego o znanym ciepła spalania można oszacować na podstawie modelu (7). Natomiast z zależności (5) i (6) oraz na podstawie danych na rys. 2 można wyznaczyć wielkość strumienia paliwa alternatywnego, który można wprowadzać do gazu w sieci w danym dniu o zadanej temperaturze otoczenia. Wyniki obliczeń strumienia paliwa alternatywnego $Q_{(a)}$ dla przykładowych wartości ciepła spalania gazu, paliwa alternatywnego oraz miesza-

niny w kolejnych dniach stycznia zamieszczono na rys. 6. Zmienność strumienia $Q_{(a)}$ w czasie jest spowodowana zmianą temperatury otoczenia w tych dniach miesiąca. Największe strumienie paliwa alternatywnego można wprowadzać do regazyfikowanego gazu LNG, gdy ciepło spalania paliwa alternatywnego jest możliwe wysokie a ciepło spalania wytworzonej mieszanki możliwe niskie.

Ponadto większy strumień paliwa alternatywnego można magazynować w sieci w miesiącach zimowych, gdy obciążenie sieci jest większe niż latem. Na rys. 7 porównano miesięczny strumień paliwa alternatywnego $Q_{(a)}$ wprowadzany do sieci w styczniu lub lipcu dla kilku wybranych danych o ciepłocie spalania paliwa alternatywnego, gazu w sieci oraz mieszanki.

Podsumowanie

Sterowanie przepływem gazu w sieci może być realizowane na wiele sposobów, jednak niezależnie od wyboru jest skuteczną metodą obniżania kosztów transportu gazu. Zastosowanie metod symulacyjnych w obliczeniach sieci jest dobrą i bezpieczną metodą pozyskiwania danych o pracy sieci i sprawdzania potencjalnych możliwości wykorzystania pojemności rurociągów sieci, na przykład do transportu zwiększonych strumieni gazu na skutek wprowadzania do gazu w sieci innych paliw gazowych. Zastosowanie w praktyce obecnych już na rynku urządzeń do ciągłego pomiaru zawartości metanu lub ciepła spalania strumienia gazu oraz systemu do automatycznego dostosowywania nadciśnienia strumienia paliwa alternatywnego do wielkości strumienia gazu ziemnego może być sprawniejsze, dzięki wykorzystaniu wyników symulacji przepływu gazu w sieci.



Rys. 7.

Porównanie wielkości strumienia $Q_{(a)}$ wprowadzanego do sieci w styczniu lub lipcu dla różnych wielkości ciepła spalania gazu $H_{s(m)}$, paliwa alternatywnego $H_{s(a)}$ oraz mieszanki $H_{s(m)}$

Fig. 7. Comparison of $Q_{(a)}$ stream size introduced to the network in January or July for different values of gas combustion heat $H_{s(m)}$, alternative fuel combustion heat $H_{s(a)}$ and mixture combustion heat $H_{s(m)}$

LITERATURA

- [1] Szoplík J. Analiza zmian przepływu gazu w sieci gazociągów niskiego ciśnienia na podstawie wyników symulacji statycznej. GWiTS, 2012, 5, 200 - 206.
- [2] Szoplík J. Improving the natural gas transporting based on the steady state simulation results. Energy, 2016, 109, 105 - 116.
- [3] Matko D., Geiger G., Gregoritz W. Pipeline simulation techniques. Mathematics and Computers in Simulation, 2000, 52, 211 - 230.
- [4] Fasihzadeh M., Sefti M.V., Torbati H.M., Improving gas transmission network operation using simulation algorithms: Case study of the National Iranian Gas Network. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2014, 20, 319 - 327.
- [5] Glanc S., Domańska M. Funkcje użytkowe programów do projektowania instalacji wodociągowych. INSTAL, 2018, 6, 35 - 39.
- [6] Błażejowski R., Matz R., Nawrot T., Masłowski A. Przegląd programów komputerowych, stosowanych do projektowania sieci i instalacji wodociągowych i kanalizacyjnych. INSTAL, 2017, 2, 44 - 48.
- [7] Bartnicki G., Nowak B. Zużycie ciepła do ogrzewania mieszkań budynku wielorodzinnego w zależności od ich lokalizacji i okresu sezonu grzewczego. INSTAL, 2017, 4, 24 - 30.
- [8] Wątek T., Kaleta P. Zarządzanie energią w budynkach – zaopatrzenie budynków w ciepło, chłód i energię elektryczną z wykorzystaniem paliw gazowych. INSTAL, 2017, 6, 8 - 14.
- [9] Szoplík J. Forecasting of natural gas consumption with artificial neural networks. Energy, 2015, 85, 208 - 220.
- [10] Szoplík J. Zastosowanie metody sztucznych sieci neuronowych do prognozowania obciążenia sieci rurociągów do transportu gazu ziemnego. Inż. I Ap. Chem. 2013, 52, 6, 572 - 574.
- [11] Szoplík J. Ilościowa analiza nierównomierności przepływu gazu w sieci. GWiTS, 2010, 5, 2 - 6.
- [12] Reddy H. P., Narasimhan S., Bhallamudi S. M. Simulation and State Estimation of Transient Flow in Gas Pipeline Networks Using a Transfer Function Model. Ind. Eng. Chem. Res., 2006, 45, 3853 - 3863.
- [13] Sun L. Mathematical modeling of flow in pipeline with a leak. Mathematics and Computers in Simulation, 2012, 82, 2253 - 2267.
- [14] Damavandi M. Y., Kiaei I., Sheikh - El - Eslami M. K., Seifi H. New approach to gas network modeling in unit commitment. Energy, 2011, 36, 6243 - 6250.
- [15] Lochner S. Identification of congestion and valuation of transport infrastructures in the European natural gas market. Energy, 2011, 36, 2483 - 2492.
- [16] Szoplík J., Stelmasińska P. Analysis of gas network storage capacity for alternative fuels in Poland. Energy, 2019, 172, 343 - 353.

„bioz – bezpieczeństwo i ochrona zdrowia na budowie” autor: Krzysztof Karol Booss

Książka zawiera liczne komentarze ułatwiające opracowanie i realizację planu bioz, w których zwrócono uwagę na zagrożenia wynikające z „niedociągnięć” obowiązujących przepisów prawnych.

Z książką tą powinien też zapoznać się inwestor w celu zapewnienia bezpiecznej realizacji swojego obiektu budowlanego, za co zgodnie z Prawem budowlanym ponosi odpowiedzialność.

Książkę wydał i rozpowszechnia:

Ośrodek Informacji „Technika instalacyjna w budownictwie”
02-674 Warszawa, ul. Marynarska 14, tel/fax 22/843 77 71
e-mail: redakcja@informacjainstal.com.pl
www.informacjainstal.com.pl
Cena książki 35 zł + VAT

