

# Jakość danych wejściowych a poziom niezbilansowania gazowego systemu przesyłowego

## Input data quality versus gas transmission system imbalance level

Andrzej J. Osiadacz, Piotr Podworski<sup>\*</sup>

**Słowa kluczowe:** transport gazu, bilansowanie systemu, dane pomiarowe, jakość danych pomiarowych

### Streszczenie

W artykule omówiono wpływ jakości danych pomiarowych na stopień niezbilansowania systemu przesyłowego. Omówiono także sposób obliczania niezbilansowania.

**Keywords:** gas transport, system balancing, metering data, quality of metering data

### Abstract

The article discusses the impact of the quality of metering data on the degree of imbalance of the transmission system. It also discusses how imbalance is calculated.

## 1. Wstęp

**Niezbilansowanie fizyczne** taki stan, w którym w gazowym układzie przesyłowym powstaje różnica pomiędzy ilościami zmierzonymi na wejściach, a ilościami zmierzonymi na wyjściach, przy uwzględnieniu zmiany akumulacji w sieci.

Fakt, że niezbilansowanie fizyczne oznacza w praktyce możliwość wystąpienia nadmiaru lub braku pewnej ilości przesyłanego gazu, skutkuje bezpośrednim wpływem na wyniki finansowe działalności przedsiębiorstwa. Konieczność poniesienia dodatkowych kosztów, związanych z okresowym dokupieniem brakujących ilości gazu, powoduje pogorszenie wyników finansowych w okresie, w którym występuje niezbilansowanie. Aby ograniczyć stopień niezbilansowania systemu należy w pierwszej kolejności określić czynniki, które mają wpływ na jego powstawanie a następnie dążyć do ich minimalizacji. Należy tu jednak zaznaczyć, że każdorazowo analiza techniczna problemu powinna być przeprowadzana równoległe z analizą ekonomiczną planowanych zmian.

Podejmowane działania to przede wszystkim analiza istniejących systemów (urządzeń) pomiarowych oraz stosowanych algorytmów obliczeniowych.

## 2. Niepewność bilansowania systemu przesyłowego

Modernizacja systemu SCADA i elementów składowych aparatury kontrolno-pomiarowej wiąże się z koniecznością określenia, w jakim zakresie przewidywane zmiany mają uzasadnienie ekonomiczne. Działanie w sposób przypadkowy może

bowiem prowadzić do sytuacji, gdy znaczne inwestycje nie przyniosą oczekiwanych rezultatów technicznych i finansowych. Szczegółowa analiza techniczno-ekonomiczna pozwala w tym przypadku na określenie, czy dodatkowe inwestycje mające na celu zwiększenie poziomu dokładności określenia wybranych parametrów fizyko-chemicznych będą opłacalne dla inwestora.

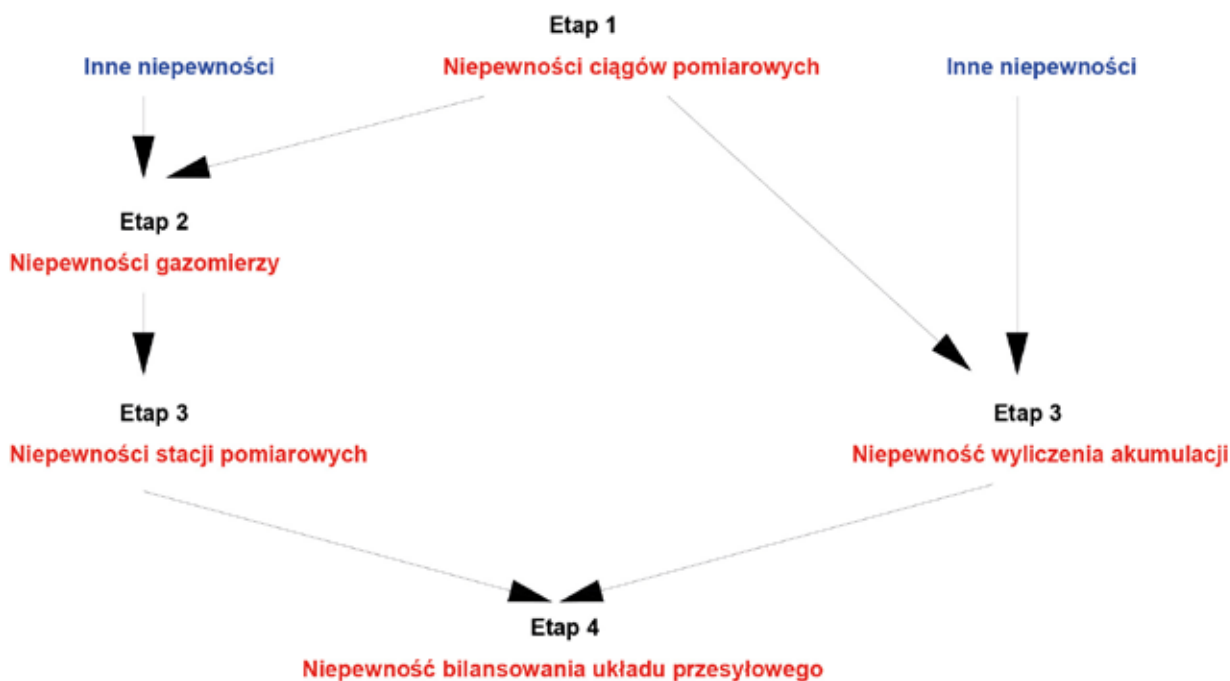
Określenie wypadkowej niepewności pomiarowej układu przesyłowego należy przeprowadzić w określonej kolejności. Etap pierwszy to określenie niepewności urządzeń pomiarowych na wejściu i wyjściu systemu (urządzenia do pomiaru natężenia przepływu gazu, chromatografy procesowe, przetworniki ciśnienia, ciśnienia różnicowego i temperatury oraz przetworniki ciśnienia i temperatury zainstalowane na części liniowej gazociągów). Następnie, określenie niepewności poszczególnych ciągów pomiarowych. Określenie niepewności obliczania akumulacji w gazociągu pozwoliło na wykonanie ostatniego etapu, tj. wyznaczenie niepewności bilansowania całego układu przesyłowego. Kolejność poszczególnych etapów analizy przedstawiono na rys.1.

## 3. Charakterystyka systemu przesyłowego

Rozpatrywany odcinek układu przesyłowego obejmuje stacje pomiarowe na wejściu i wyjściach z układu, cztery odcinki gazociągu i pięć stacji przetłoczonych. Jedna stacja pomiarowa na wejściu do systemu pomiarowego, trzy stacje na wyjściach z systemu oraz stacje lokalne na poszczególnych tłoczniach gazu.

Schematycznie przedstawiono to na rys.2.

<sup>\*</sup> Andrzej J. Osiadacz, prof.dr hab.inż. – Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych, Politechnika Warszawska, Piotr Podworski, dr inż. – ENGIE EC Słupsk Sp. z o.o.



Rys. 1. Kolejność etapów określania niepewności bilansowania układu przesyłowego.

Fig.1. Sequence of steps for determining transmission system balancing uncertainty



Rys. 2. Schemat lokalizacji pomiarów w rozpatrywanym systemie przesyłowym.

Fig.2. Diagram of the location of metering in the transmission system under consideration.

### 3.1 Stacje pomiarowe

Wykaz poszczególnych stacji pomiarowych rozpatrywanego układu przesyłowego wraz z liczbą ciągów pomiarowych i przepustowością maksymalną przedstawiono w tab.1.

### 3.2 Część liniowa

Części liniowe rozpatrywanego układu są wyposażone w urządzenia pomiarowe, zamontowane w zespołach zaporowo upustowych (ZZU), które są zlokalizowane w określonej odległości od siebie na całej części liniowej. Na trasie gazociągu wybudowanych jest 5 zespołów przyłączeniowych tłoczni (ZPT). Przed i za

Tabela 1. Wykaz stacji pomiarowych

Table 1. List of measuring station

Stacja pomiarowa główna	Przepływ maksymalny	Liczba ciągów
	[m <sup>3</sup> /h w 0°C]	[szt.]
Wejście	4 470 000	6
Wyjście - 1	326 000	3
Wyjście-2	217 000	2
Wyjście - 3	3 725 000	5

Tabela 2. Struktura części liniowej  
Table 2. Structure of the linear section

Typ obiektu		Liczba obiektów	Rodzaj przetwornika	Liczba przetworników na obiekcie	Całkowita liczba przetworników
ZZU	typowy	14	ciśnienia	2	24
			temperatury gazu	1	14
	przed i za przekroczeniem rzeki	10	ciśnienia	3	30
			temperatury gazu	1	10
ZPT		5	ciśnienia	4	20
			temperatury gazu	-	-
			temperatury gruntu	1	5
OZZU		10	ciśnienia	2	20
			temperatury gazu	1	10
ZP		2	ciśnienia	2	4
			temperatury gazu	2	2
		Σ=41			

każdym ZPT znajduje się ochronny zespół zaporowo-upustowy (OZZU), co daje łącznie 10 takich obiektów. W miejscach poboru gazu z gazociągu przesyłowego znajdują się zespoły przyłączeniowe (ZP).

Całkowitą liczbę sygnałów pomiarowych przekazywanych z części liniowej gazociągu przedstawiono w tab.2.

#### 4. Metodyka obliczeń

##### Pomiary zwężkowe

Przepływ masowy obliczany jest zgodnie z normą ISO 5167-1:1995 [2].

$$q_m = C \cdot \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}} \cdot \varepsilon \cdot d^2 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \sqrt{2 \cdot \rho \cdot \Delta p} = \frac{\pi \sqrt{2}}{4} \frac{C}{\sqrt{1-\beta^4}} \varepsilon \cdot d^2 \sqrt{\rho \cdot \Delta p} \quad (1)$$

Po przekształceniach otrzymujemy:

$$q_n = 207,61067 \cdot \frac{C}{\sqrt{1-\beta^4}} \cdot \varepsilon \cdot d^2 \cdot \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p}{\rho_n \cdot T \cdot K}}$$

##### Oznaczenia

Symbol	Nazwa wielkości	Jednostka
$q_n$	strumień objętości w warunkach normalnych	$m^3/h$
C	współczynnik przepływu	-
$\beta$	przewężenie kryzy	-
$\varepsilon$	liczba ekspansji	-
d	średnica kryzy w warunkach pomiaru	mm
$\Delta p$	ciśnienie różnicowe mierzone na kryzie	MPa
p	ciśnienie	MPa
$\rho_n$	gęstość gazu w warunkach normalnych obliczana na podstawie składu gazu	$kg/m^3$
T	temperatura gazu	K
K	względny współczynnik ściśliwości $K=Z/Z_n$	-

<sup>2</sup> ISO 5167-1, "Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices, Part 1: Orifice plates, nozzles, and Venturi tubes inserted in circular cross-section conduits running full". Reference number: ISO 5167-1:1991

#### Akumulacja

Akumulacja określana jest na podstawie sumowania akumulacji poszczególnych odcinków gazociągu, które na obydwu końcach mają urządzenia pomiarowe umożliwiające pomiar ciśnienia i temperatury. Końcami odcinków mogą być: zespoły zaporowo-upustowe (ZZU), ochronne zespoły zaporowo-upustowe (OZZU) i zespoły przyłączeniowe tłoczni (ZPT) na wejściu lub wyjściu z tłoczni.

##### Bilans systemu przesyłowego

Bilans systemu przesyłowego opiera się na algebraicznym zsumowaniu ilości zmierzonych na wejściach i wyjściach z systemu w danym okresie bilansowania przy uwzględnieniu zmiany akumulacji za ten sam okres.

$$bilans = Q_{wej} - Q_{wyj-1} - Q_{wyj-2} - Q_{wyj-3} - Q_{PL} + \Delta aku \quad (2)$$

##### Oznaczenia

Symbol	Nazwa wielkości	Jednostka
bilans	Niezbilansowanie fizyczne	$m^3$
$Q_{wej}$	Ilość gazu, która została zmierzona w stacji pomiarowej-wejście	$m^3$
$Q_{wyj-1}$	Ilość gazu, która została zmierzona w stacji pomiarowej-wyjście-1	$m^3$
$Q_{wyj-2}$	Ilość gazu, która została zmierzona w stacji pomiarowej-wyjście-2	$m^3$
$Q_{wyj-3}$	Ilość gazu, która została zmierzona w stacji pomiarowej-wyjście-3	$m^3$
$Q_{PL}$	Ilość gazu, która została zmierzona w lokalnych stacjach pomiarowych-wyjścia z systemu przesyłowego	$m^3$
$\Delta aku$	Zmiana akumulacji gazu w systemie	$m^3$

#### 5. Metodyka obliczania niepewności

Niepewność pomiaru zgodnie z definicją zawartą w przewodniku Głównego Urzędu Miar [3] jest parametrem charakteryzującym rozrzut wartości (szerokość przedziału), który można

<sup>3</sup> „Wyrażanie niepewności pomiaru: Przewodnik”, Główny Urząd Miar, Warszawa 1999.

w uzasadniony sposób przypisać wielkości mierzonej. Wyniki pomiarów przedstawiamy jako: najlepsze przybliżenie mierzonej wielkości  $\pm$  niepewność

### Niepewność wyznaczenia strumienia przepływu dla gazomierza zwężkowego

Niepewność standardowa wyznaczenia strumienia objętości wyznaczana jest zgodnie z poniższym wzorem :

$$u(q_n) = \left[ \sum_{i=1}^k \left( \frac{\partial q_n}{\partial i} \right)^2 u(i)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3)$$

gdzie:  $u(i)$  – niepewność standardowa zmiennej  $i$ ,  
 $\left( \frac{\partial q_n}{\partial i} \right) = c_i$  – współczynniki wrażliwości.

Po uwzględnieniu wszystkich zmiennych wejściowych otrzymujemy:

$$u(q_n) = \left[ \begin{aligned} & \left( \frac{\partial q_n}{\partial C} \right)^2 u(C)^2 + \left( \frac{\partial q_n}{\partial \varepsilon} \right)^2 u(\varepsilon)^2 + \\ & \left( \frac{\partial q_n}{\partial d_{20}} \right)^2 u(d_{20})^2 + \left( \frac{\partial q_n}{\partial \gamma_d} \right)^2 u(\gamma_d)^2 + \\ & \left( \frac{\partial q_n}{\partial p} \right)^2 u(p)^2 + \left( \frac{\partial q_n}{\partial T} \right)^2 u(T)^2 + \\ & \left( \frac{\partial q_n}{\partial X_{N_2}} \right)^2 u(X_{N_2})^2 + \left( \frac{\partial q_n}{\partial X_{CO_2}} \right)^2 u(X_{CO_2})^2 + \\ & \left( \frac{\partial q_n}{\partial \kappa} \right)^2 u(\kappa)^2 + \left( \frac{\partial q_n}{\partial \mu} \right)^2 u(\mu)^2 + \\ & \left( \frac{\partial q_n}{\partial D_{20}} \right)^2 u(D_{20})^2 + \left( \frac{\partial q_n}{\partial \gamma_D} \right)^2 u(\gamma_D)^2 + \\ & \left( \frac{\partial q_n}{\partial \Delta p} \right)^2 u(\Delta p)^2 + \left( \frac{\partial q_n}{\partial \rho_n} \right)^2 u(\rho_n)^2 + \\ & \left( \frac{\partial q_n}{\partial K} \right)^2 u(K)^2 \end{aligned} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (4)$$

### Niepewność wyznaczenia względnego współczynnika ścisłości

Niepewność standardowa wyznaczenia względnego współczynnika ścisłości jest wyznaczana zgodnie z poniższym wzorem :

$$u(K) = \sqrt{\left( \frac{\partial K}{\partial Z} u(Z) \right)^2 + \left( \frac{\partial K}{\partial Z_n} u(Z_n) \right)^2} \quad (5)$$

### Niepewność wyznaczania akumulacji

Niepewność standardowa określenia akumulacji gazociągu jest wyznaczana jako suma niepewności wszystkich odcinków gazociągu:

$$u(aku) = \sqrt{\sum_{i=1}^n u(aku_{odc})^2} \quad (6)$$

Niepewność standardowa określenia akumulacji danego odcinka jest wyznaczana zgodnie ze wzorem :

$$u(aku_{odc}) = \left[ \begin{aligned} & \left( \frac{\partial aku_{odc}}{\partial p_{sr}} \right)^2 u(p_{sr})^2 + \left( \frac{\partial aku_{odc}}{\partial T_{sr}} \right)^2 u(T_{sr})^2 + \left( \frac{\partial aku_{odc}}{\partial L} \right)^2 u(L)^2 + \\ & \left( \frac{\partial aku_{odc}}{\partial D_{20}} \right)^2 u(D_{20})^2 + \left( \frac{\partial aku_{odc}}{\partial \gamma_D} \right)^2 u(\gamma_D)^2 + \left( \frac{\partial aku_{odc}}{\partial K} \right)^2 u(K)^2 \end{aligned} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (7)$$

Niepewność określenia zmiany akumulacji w układzie przesyłowym obliczamy ze wzoru:

$$u(\Delta aku) = \sqrt{2} \cdot u(aku) \quad (8)$$

### Niepewność bilansowania systemu przesyłowego

Niepewność standardowa bilansowania systemu przesyłowego w danym okresie bilansowania jest określana zgodnie ze wzorem (3) i składa się z sumy niepewności pomiaru ilości gazu na poszczególnych stacjach pomiarowych i niepewności wyznaczenia zmiany akumulacji systemu przesyłowego w tym okresie:

$$u(bilans) = \sqrt{u(Q_{wyj})^2 + u(Q_{wyj-1})^2 + u(Q_{wyj-2})^2 + u(Q_{wyj-3})^2 + u(Q_{wz})^2 + u(\Delta aku)^2} \quad (9)$$

### Weryfikacja numeryczna współczynników wrażliwości

W podejściu analitycznym wartości współczynników wrażliwości  $c_i$  otrzymuje się poprzez różniczkowanie wielkości  $Y$  względem zmiennej  $X_i$ .

Jeżeli dostępna zależność matematyczna jest bardzo złożona, jak w przypadku współczynnika ścisłości  $Z$  obliczanego metodą SGERG, łatwiejsze jest przybliżone, numeryczne obliczenie współczynników wrażliwości.

Współczynnik wrażliwości wyznacza się wtedy ze wzoru:

$$c_i \approx \frac{\Delta Y}{\Delta X_i} = \frac{Y(X_i + \Delta X) - Y(X_i)}{\Delta X_i} \quad (10)$$

Obliczone analitycznie współczynniki wrażliwości zostały zweryfikowane numerycznie.

Jako kryterium poprawności obliczeń współczynnika wrażliwości przyjęto spełnienie poniższego warunku:

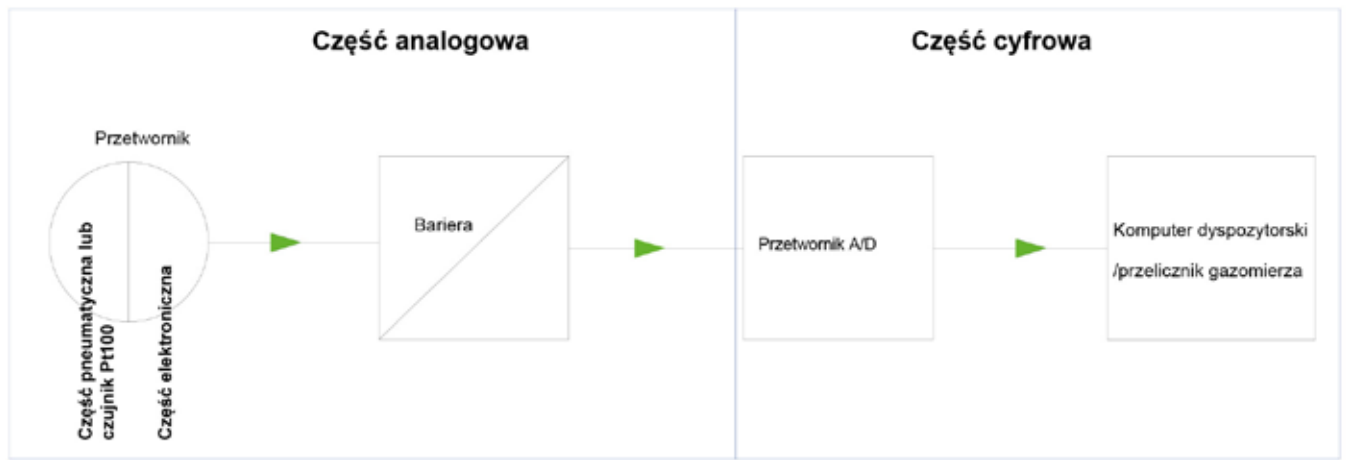
$$\left| \frac{c_{i \text{ numeryczne}} - c_{i \text{ analityczne}}}{c_{i \text{ analityczne}}} \cdot 100\% \right| \leq 0,1\%$$

### Wyznaczanie niepewności ciągów pomiarowych

Niepewności obliczone dla określonych ciągów pomiarowych są wynikiem uwzględnienia niepewności wszystkich elementów składowych poszczególnych ciągów. Niepewności wynikowe ciągów pomiarowych są zależne zarówno od dokładności urządzeń biorących udział w procesie pomiaru i konwersji danych, jak i od warunków środowiskowych mających wpływ na ich parametry pracy.

Ciąg pomiarowy składa się z:

1. przetwornika temperatury lub ciśnienia;
2. czujnika Pt100 w przypadku przetwornika temperatury;



Rys. 3. Ogólny schemat ciągu pomiarowego  
Fig.3 General scheme of the measurement line

3. bariery iskrobezpiecznej;
4. przetwornika analogowo-cyfrowego;
5. komputera dyspozytorskiego/przelicznika gazomierza.

Ogólny schemat ciągu pomiarowego przedstawiono na rys. 3.

### Przetworniki części liniowej

W tab.3 podano obliczone niepewności standardowe przetworników (podane w nawiasach) i ciągów pomiarowych zainstalowanych na obiektach.

Tabela 3. Niepewności standardowe przetworników i ciągów pomiarowych  
Table 3. Standard uncertainties of transducers and measurement lines

	p	T	$\Delta p$
Część liniowa	0,150bar (0,140)	0,157°C (0,085)	
Stacje pomiarowe główne	0,036bar (0,028)	0,143°C (0,074)	0,495mbar (0,403)
Stacje lokalne	0,028bar (0,025)	0,134°C (0,055)	0,370mbar (0,223)

Tabela 4. Budżet niepewności przepływu dla przepływomierza zwężkowego na stacji pomiarowej  
Table 4. Uncertainty budget for a venturi flowmeter at a measuring station

Wielkość wejściowa $x_i$	Jednostka miary	Wartość średnia	Niepewność standardowa $u(x_i)$	Względna niepewność standardowa $u^*(x_i)$	współczynnik wrażliwości $c_i$	$c_i \cdot u(x_i)$	$(c_i \cdot u(x_i))^2$
C	[-]	0,602	0,0020	0,337%	1 586 084	3 224	10 393 039
$\varepsilon$	[-]	0,996	0,0002	0,020%	958 716	194	37 710
$\kappa$	[-]	1,3745	0,0137	1,000%	2 489	34	1 171
$\mu$	[Pa*s]	1,21E-05	0,0000	1,500%	7 352 112	1	2
$d_{20}$ (kryza)	[mm]	389,437	0,112	0,029%	6 061	681	464 227
$\gamma_d$	[mm/°C]	1,66E-05	2,5E-07	1,500%	-11 802 173	-3	9
$D_{20}$ (rura)	[mm]	576,98	0,999	0,173%	-781	-780	608 805
$\gamma_D$	[mm/°C]	1,10E-05	1,7E-07	1,500%	2 252 540	0	0
p	[MPa]	6,1	0,004	0,059%	78 931	284	80 743
T	[K]	288,15	0,143	0,050%	-1 626	-232	54 036
$\Delta p$	[MPa]	0,0620	4,95E-05	0,080%	7 648 799	379	143 350
$\rho_n$	[kg/m <sup>3</sup> ]	0,731	0,00078	0,106%	-653 603	-509	258 979
$X_{N_2}$	[-]	0,00813	0,000067	0,823%	595	0	0
$X_{CO_2}$	[-]	0,00033	0,000023	6,962%	22	0	0
K	[-]	0,886	0,00073	0,082%	-539 324	-392	153 991
$q_n$ (0°C)	[m <sup>3</sup> /h]	<b>955 294,36</b>	<b>3 492,29</b>	<b>0,366%</b>			$\Sigma(c_i \cdot u(x_i))^2 = 12 196 061$

## 6. Wyznaczanie niepewności przepływu przez stacje pomiarowe

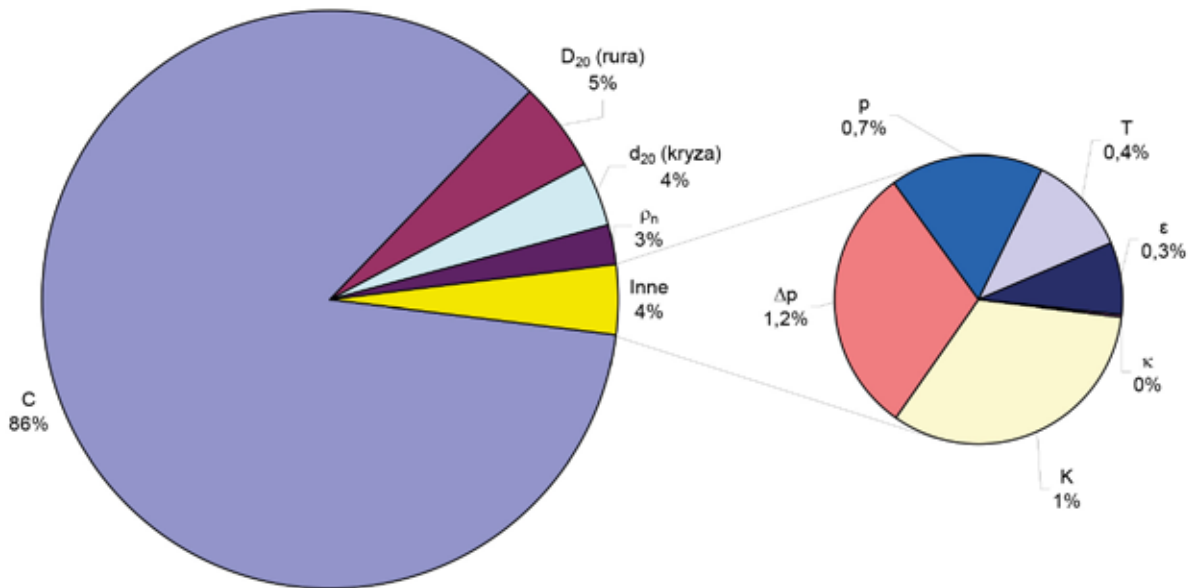
### Wyznaczenie niepewności przepływu przez przepływomierz zwężkowy

Obliczenie niepewności przepływu przez przepływomierz zwężkowy odbywa się w oparciu o dane wejściowe: ciśnienie, temperaturę i spadek ciśnienia, tj. przy założeniu określonego punktu pracy urządzenia. Tak określony punkt pracy implikuje wartość niepewności pomiarowej zarówno w wartościach bezwzględnych, jak i wartościach wyrażanych w procentach przepływu.

W tab.4 przedstawiono budżet niepewności przepływu w warunkach normalnych  $q_n$  dla przepływomierza zwężkowego na wejściowej stacji pomiarowej.

Wersje graficzną budżetu niepewności przedstawiono na rysunku nr 4.

Największy udział w niepewności pomiaru dla analizowanego przepływomierza zwężkowego ma niepewność wyznaczenia współczynnika przepływu C, wynosi ona 86% i ma dominujący



Rys. 4. Budżet niepewności przepływu dla przepływomierza zwężkowego na stacji pomiarowej  
 Fig.4. Uncertainty budget for a venturi flowmeter at a measuring station

wpływ. Ograniczenie tego udziału nie jest jednak możliwe ze względu na fakt, że niepewność wyznaczenia współczynnika C jest nierozdzielnie związana z zasadą pomiaru zwężkowego. Zgodnie z normą ISO 5167 występowanie niepewności zmiennej pośredniej C jest nieuniknione, gdyż wynika z dopuszczalnych niewielkich zmian kształtu i wymiarów zwężek pomiarowych.

Kolejnym elementem wpływającym na niepewność pomiaru przepływomierza jest niepewność określenia średnicy wewnętrznej rury  $u(D_{20})$ . Zgodnie z normą ISO 5167-2:2003 żądna ze średnic nie powinna się różnić od wartości średniej o więcej niż 0,3%. Zmniejszenie tego udziału możemy osiągnąć poprzez wykonanie kalibrowanych odcinków rur dolotowych przed kryzą o dokładności wykonania wyższej od wymaganej w normie.

Wpływ niepewności określenia średnicy wewnętrznej kryzy  $u(d_{20})$  wynosi 4%. Zgodnie z normą ISO 5167-2:2003 żądna ze średnic kryzy nie powinna się różnić od wartości średniej o więcej niż 0,05%. Zmniejszenie tego udziału możemy osiągnąć w sposób analogiczny jak w przypadku zmniejszania udziału niepewności  $u(D_{20})$ .

Niepewność wyznaczenia gęstości w warunkach normalnych  $u(\rho_n)$  wynosi 3%. Wartość tą można zmniejszyć poprzez stosowanie chromatografów procesowych o większej dokładności pomiarów.

Łączny wpływ pozostałych elementów wykorzystywanych do wyznaczenia przepływu przez gazomierz zwężkowy nie przekracza 4%. Najbardziej znaczący jest wpływ niepewności przetworników ciśnienia i ciśnienia różnicowego, których udziały wynoszą odpowiednio 0,7% i 1,2%. Udział niepewności wyznaczenia względnego współczynnika ściśliwości  $u^*(K)$  w niepewności pomiaru gazomierzem zwężkowym wynosi 1%. Niepewność  $u^*(K)$  zależy od niepewności  $u^*(Z)$  i  $u^*(Z_n)$ , w których z kolei największy udział ma niepewność metody wyznaczania współczynnika ściśliwości określona w normie zakładowej ZN-G-4004:2001 [4]

<sup>4</sup> Norma ZN-G-4004:2001, „Pomiary paliw gazowych. Metody obliczania współczynników ściśliwości gazów ziemnych”.

jako  $U^*(Z_{metody})=0,1\%$ , pod warunkiem zachowania parametrów wejściowych zgodnie z zakresem podawanym przez normę. Wartość ta jest przypisana do stosowanej metody SGERG.

Wpływ niepewności pozostałych zmiennych pośrednich  $u(\varepsilon)$  i  $U(\kappa)$ , podobnie jak wpływ niepewności pomiaru temperatury  $u(T)$ , można pominąć.

### Wnioski:

Niepewność standardowa pomiaru przepływu przez gazomierz zwężkowy na poziomie 0,366% jest z technicznego punktu widzenia wartością akceptowalną. Oznacza to jednak, w ilościach bezwzględnych możliwość niezbilansowania na poziomie  $U(q_n)=6\ 985\text{m}^3/\text{h}$ . Analiza budżetu niepewności tego urządzenia wskazuje na bardzo ograniczone możliwości zmniejszenia tej wartości.

### 7. Wyznaczenie niepewności przepływu całkowitego przez stację pomiarowe

Liczba pracujących ciągów jest również zależna od wartości faktycznego przepływu i może być niższa od liczby ciągów dostępnych. Jeden ciąg pomiarowy pełni zawsze rolę ciągu rezerwowego. O liczbie pracujących ciągów każdorazowo decyduje system automatyki w stacji pomiarowej. W tabeli 5 przedstawiono obliczone niepewności w poszczególnych stacjach pomiarowych przyjmując określoną liczbę pracujących ciągów.

Niepewność pomiaru będzie się zmniejszać wraz z liczbą wykorzystywanych do pomiarów ciągów pomiarowych co oznacza wyższe nakłady inwestycyjne oraz większe wydatki na prace serwisowe.

### 8. Wyznaczenie niepewności określania akumulacji

Rozkład ciśnienia i temperatury w gazociągu zależy od parametrów pracy układu przesyłowego, a ten z kolei od narzuconych warunków zewnętrznych w postaci wartości ciśnienia na początku



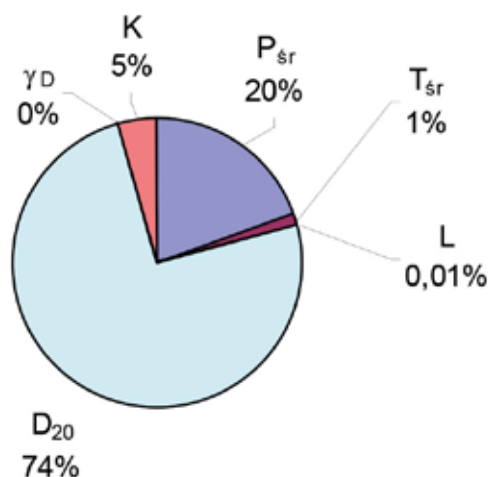
**Tabela 5.** Przykładowe przepływy przez stacje pomiarowe w czasie 24 godzin  
**Table 5.** Examples of flows through measuring stations during 24 hours

	Przepływ	Niepewność względna pomiaru $U^*$ ( $k=2$ )	Niepewność bezwzględna pomiaru $U$ ( $k=2$ )	Liczba ciągów
	[m <sup>3</sup> /dobę w 0°C]		[m <sup>3</sup> /dobę w 0°C]	
Stacja wejściowa	71 034 089	0,422%	299 794	3
Stacja wyjściowa-1	4 851 428	0,497%	24 116	2
Stacja wyjściowa-2	3 336 116	0,701%	23 386	1
Stacja wyjściowa-3	62 834 669	0,385%	241 609	3

gazociągu oraz planowanej ilości gazu do przetłoczenia. Akumulacja i niepewność wyznaczenia akumulacji zależą od liczby pracujących tłoczni i parametrów ich pracy a te z kolei zmieniają się w czasie. Na potrzeby pracy zdecydowano się na przeprowadzenie obliczeń dla wybranego przypadku.

Przykładowy budżet niepewności dla wybranych przypadków pracy gazociągu przedstawiono w tab.6.

Wersję graficzną budżetu przedstawiono na rys. 5.



**Rys. 5.** Budżet niepewności akumulacji wybranego odcinka gazociągu  
**Fig.5.** Accumulation uncertainty budget for the selected pipeline section

**Tabela 6.** Budżet niepewności akumulacji dla wybranego odcinka gazociągu  
**Table 6.** Accumulation uncertainty budget for the selected pipeline section

Wielkość wejściowa $x_i$	Jednostka miary	Wartość średnia	Niepewność standardowa $u(x_i)$	Względna niepewność standardowa $u^*(x_i)$ , %	Współczynnik wrażliwości $c_i$	$c_i \cdot u_i(x_i)$	$(c_i \cdot u_i(x_i))^2$
P <sub>sr</sub>	[bar]	61,76	0,106	0,172%	3 231	343	117 411
T <sub>sr</sub>	[K]	286,14	0,111	0,039%	-693	-77	5 917
L	[m]	2 009,41	0,0663	0,003%	99	7	43
D <sub>20</sub>	[mm]	1383,60	2,31	0,289%	288 406	666	443 615
Y <sub>D</sub>	[mm/°C]	1,10E-05	1,7E-07	1,500%	-2 798 158	0	0
K	[-]	0,881	0,00072	0,082%	-226 486	-164	26 767
<b>aku</b>	<b>[m<sup>3</sup>] 0°C</b>	<b>199 519</b>	<b>770,554</b>	<b>0,386%</b>		<b><math>\Sigma(c_i \cdot u_i(x_i))^2=593 754</math></b>	

Największy wpływ na niepewność wyznaczenia akumulacji  $u(aku)$  ma tolerancja wykonania rur. Jej udział w wyznaczeniu niepewności wynosi 74%. Tolerancja wykonania rur zgodnie z normą EN 10208-2:1997 [1] wynosi 0,5%, lecz nie więcej niż 4mm. W rozpatrywanym przypadku niepewność standardowa wykonania rur wyniosła zatem  $u(D_{20})=2,31$  mm.

Zmniejszenie tego udziału może odbywać się poprzez bardziej rygorystyczne wymagania względem dostawców rur i dokonywanie pomiarów średnicy wewnętrznej rur gazociągów na etapie produkcji.

Kolejnym czynnikiem mającym wpływ na niepewność wyznaczenia akumulacji  $u(aku)$  jest niepewność określenia ciśnienia średniego na odcinku  $u(p_{sr})$ . Udział tego elementu wynosi 20%. Wpływ tego składnika można zmniejszyć, zwiększając dokładność przetworników i innych elementów ciągu pomiarowego ciśnienia, tj. barier iskrobezpiecznych i przetworników analogowo-cyfrowych.

Wpływ pozostałych czynników takich jak niepewność określenia temperatury średniej na odcinku  $u(T_{sr})$ , długości gazociągu  $u(L)$  czy współczynnika rozszerzalności cieplnej  $u(\gamma_D)$  należy uznać za mało znaczące.

Dla dwóch pracujących tłoczni niepewność standardowa akumulacji całego gazociągu zgodnie ze wzorem (134) wynosi:

$$u(aku) = \sqrt{\sum_{i=1}^n u(aku_{odc})^2} = \sqrt{3\,976\,711\,286} = 63\,061 \text{ m}^3$$

Niepewność rozszerzona akumulacji dla  $k=2$ ,  $U(aku) = 2 \cdot 63\,061 = 126\,122 \text{ m}^3$

akumulacja całkowita gazociągu:

$$aku = \sum_{i=1}^n aku_{odc}(i) = 82\,874\,199 \text{ m}^3$$

Niepewność standardowa zmiany akumulacji zgodnie ze wzorem (135) wynosić będzie

$$u(\Delta aku) = \sqrt{2} \cdot u(aku) = \sqrt{2} \cdot 63\,061 = 89\,182 \text{ m}^3$$

a niepewność rozszerzona zmiany akumulacji dla  $k=2$ ,  $u(\Delta aku) = 2 \cdot 89\,182 = 178\,364 \text{ m}^3$

Niepewność wyznaczenia akumulacji poszczególnych odcinków waha się w granicach od 0,368% do 0,386%. Tak mała zmienność wynika z kilku przyczyn. Niepewność wyznaczenia  $u(T_{sr})$  i  $u(K)$  przyjęto jako wartości stałe,  $u(P_{sr})$  zmienia się w bardzo małym zakresie, a udział  $u(L)$  jest stosunkowo mały i wynosi poniżej 1%.

<sup>1</sup> EN 10208-2:1997, „Rury stalowe na rurociągi do łatwopalnych mediów. Część 2: Rury według wymagań klasy B”.

W przypadku rozkładu ciśnienia dla trzech pracujących tłoczni zmiana ulega wartości akumulacji. Wynosi ona  $aku=75\,777\,414\text{m}^3$ , zaś niepewność rozszerzona akumulacji dla  $k=2$  wynosi  $U(aku)=115\,818\text{m}^3$ , tj. 0,074% ilości zakumulowanej.

W przypadku rozkładu ciśnienia dla czterech pracujących tłoczni akumulacja wynosi:  $aku=76\,483\,766\text{m}^3$ , zaś niepewność rozszerzona akumulacji dla  $k=2$ ,  $U(aku)=116\,749\text{m}^3$ , tj. 0,074% ilości zakumulowanej.

Wypadkowa niepewność wyznaczenia akumulacji wynosi dla całego gazociągu  $u(aku)=63\,061\text{m}^3$ , co daje 0,074%. Należy podkreślić, że na tak niską wartość wpływ ma szereg czynników, takich jak: dokładna inwentaryzacja geodezyjna gazociągu, dokładność zastosowanych przetworników ciśnienia i temperatury, stosunkowo małe odległości pomiędzy przetwornikami pomiarowymi. Największy wpływ na niepewność określenia akumulacji ma dokładność określenia średnicy wewnętrznej gazociągu, dlatego tak ważne jest określenie wymogów odnośnie rur już na etapie wyboru dostawcy. Bardzo istotne jest również zastosowanie dokładnych pomiarów ciśnienia wzdłuż trasy gazociągu.

Zmniejszenie akumulacji w gazociągu wynikające z rozkładu ciśnienia pracujących tłoczni powoduje również zmniejszenie bezwzględnej niepewności akumulacji, jednak względna niepewność wyznaczenia akumulacji nie ulega praktycznie zmianie i pozostaje na poziomie 0,074%. Po analizie trzech przypadków różnych rozkładów ciśnienia w gazociągu i odpowiadających im obciążeń tłoczni gazu oraz wartości przepływów na wejściowej stacji pomiarowej, należy stwierdzić, że nie ma jednoznacznej zależności pomiędzy ilością transportowanego gazu, a poziomem akumulacji w gazociągu. Zwiększenie obciążenia gazociągu nie powoduje zwiększenia niepewności określenia poziomu akumulacji.

## 9. Wyznaczanie niepewności bilansowania systemu przesyłowego

### Bilansowanie dobowe

Niepewność pomiaru gazu na potrzeby lokalne  $U(Q_{PL})$  przy bilansowaniu dobowym wynosi  $2\,642\text{m}^3$ . Budżet niepewności bilansowania systemu w okresie dobowym obliczony zgodnie ze wzorem (9) przedstawiono w tabeli 7.

Tabela 7. Budżet niepewności bilansowania systemu przesyłowego (przy bilansowaniu dobowym)

Table 7. Uncertainty budget for transmission system balancing (with daily balancing)

Składnik bilansu	$U_i(x_i)$ ( $k=2$ ) $\text{m}^3$ w $0^\circ\text{C}$	$U_i(x_i))^2$
$Q_{\text{stacja wejściowa}}$	299 794	89 876 702 337
$Q_{\text{stacja wyjściowa-1}}$	24 116	581 593 890
$Q_{\text{stacja wyjściowa-2}}$	23 386	546 913 095
$Q_{\text{stacja wyjściowa-3}}$	241 609	58 374 862 004
$Q_{PL}$	2 642	6 978 921
$\Delta ku$	178 364	31 813 716 496
	$\Sigma(u_i(x_i))^2=$	<b>181 200 766 743</b>
<b>bilans<sub>Dobowy</sub> <math>\text{m}^3</math></b>	<b>425 677</b>	

Najbardziej znaczącym elementem przy określaniu wartości niepewności bilansowania dobowego jest niepewność wyznaczenia przepływu przez stację pomiarową – wejściową. Jej udział wynosi 51%, a niepewność określenia przepływu wynosi  $299\,794\text{m}^3$ .

Kolejnym pod względem wagi składnikiem w przypadku bilansowania dobowego jest niepewność stacji pomiarowej-3 (końcowej), której udział wynosi 30%.

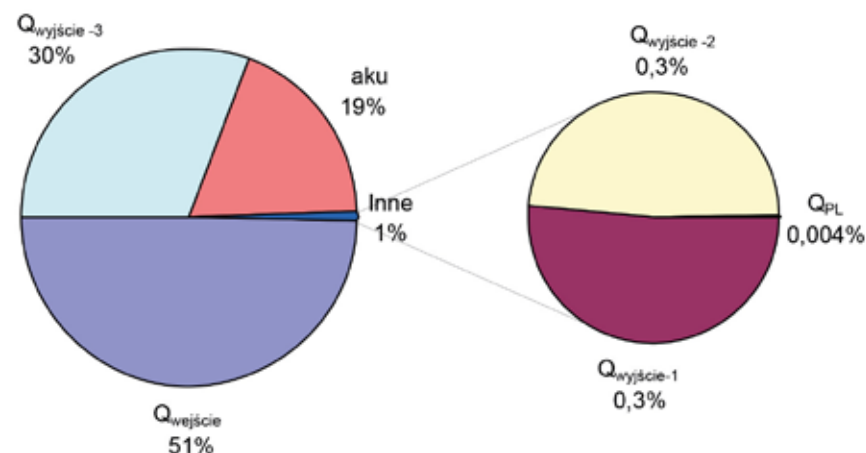
Udziały pozostałych stacji pomiarowych są pomijalne a to wynika z ilości strumienia gazu przepływającego przez te obiekty w stosunku do stacji wejściowej i wyjściowej-3.

Na rys.6 przedstawiono budżet niepewności bilansowania systemu przesyłowego (przy bilansowaniu dobowym) w formie graficznej.

### Wnioski końcowe

Z przeprowadzonej analizy wynika poprawność struktury pomiarowej gazociągu przesyłowego oraz właściwy dobór urządzeń pomiarowych.

Oznacza to, że w chwili obecnej, przy aktualnych cenach urządzeń pomiarowych i gazu ziemnego, można jedynie rozważać celowość wymiany przetworników w stacjach pomiarowych..



Rys. 6. Budżet niepewności bilansowania systemu przesyłowego (przy bilansowaniu dobowym)

Fig. 6. Uncertainty budget for transmission system balancing (with daily balancing)

### LITERATURA

- [1] EN 10208-2:1997, „Rury stalowe na rurociągi do łatwopalnych mediów. Część 2: Rury według wymagań klasy B”.
- [2] ISO 5167-1, “Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices, Part 1: Orifice plates, nozzles, and Venturi tubes inserted in circular cross-section conduits running full”. Reference number: ISO 5167-1:1991.
- [3] „Wyrażanie niepewności pomiaru: Przewodnik”, Główny Urząd Miar, Warszawa 1999.
- [4] ZN-G-4004:2001, „Pomiary paliw gazowych. Metody obliczania współczynników ścisłości gazów ziemnych”.