

Metoda pomiaru ciepła w przegrzanej parze wodnej i jej implementacja w układzie pomiarowym

The method of heat measurement in overheated steam and its implementation in the measuring system

GERARD LIPIŃSKI, ANDRZEJ WAWSZCZAK, JACEK KARCZEWSKI, MACIEJ OWSIŃSKI, JOLANTA SADURA

DOI 10.36119/15.2022.10.1

W artykule przedstawiono metodę pomiaru ciepła w parze wodnej przegrzanej na potrzeby rozliczeń między dostawcą a odbiorcą. Przedstawiono obowiązujące w tym zakresie przepisy prawne regulujące takie rozliczenie. Podano opis zjawisk fizycznych występujących podczas przepływu pary nasyconej i przegrzanej w instalacjach ciepłowniczych oraz zasadę pomiaru ciepła w czynniku roboczym. Opracowano algorytm obliczeń ciepłomierza na podstawie modelu systemu pomiarowego. Podano wytyczne do zaprojektowania układu pomiarowego oraz omówiono różne jego konfiguracje dla różnego typu wariantów pomiaru i obliczania parametrów pary.
Słowa kluczowe: sieci ciepłownicze, ciepłomierz, para wodna przegrzana

The article presents a method of measuring heat in overheated steam for the financial settlements between the heat supplier and the heat recipient. Legal regulations are presented. A description of the physical phenomena occurring during the flow of saturated and overheated steam in heating installations and the principle of heat measurement in the medium are given. The algorithm for calculating the heat meter was developed on the basis of the measurement system model. Guidelines for the design of the measurement system are given and its various configurations for various types of measurement variants and calculation of steam parameters are discussed.
Keywords: heating networks, heatmeter, overheated steam

Wstęp

Nośniki energii są niezbędnym elementem funkcjonowania gospodarki światowej. Rzetelne rozliczanie w handlu tymi nośnikami jest kluczowym elementem gospodarki rynkowej i powinno być oparte o obowiązujące regulacje prawne, umowy handlowe oraz wykorzystywać rzeczywiste pomiary wielkości fizycznych odpowiadających przekazywanej energii.

Wśród najważniejszych sposobów przekazywania energii można w Polsce wymienić ciepło, które może być dostarczane w systemach ciepłowniczych¹, w gorącej wodzie lub parze wodnej (czyli wodzie w stanie gazowym). Rozliczenia

za ciepło są przedmiotem regulacji prawnych i odpowiednich umów.

W art. 3 pkt 63 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne można znaleźć definicję układu pomiarowo-rozliczeniowego, określanego jako „urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, liczniki i inne przyrządy pomiarowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów ilości energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła i rozliczeń za tę energię, paliwa gazowe lub ciepło, w szczególności gazomierze, ciepłomierze oraz liczniki energii czynnej i liczniki energii biernej, w tym takie liczniki wraz z przekładnikami prądowymi i napięciowymi”. Zgodnie z zawartą w art. 3 pkt 18 ww. ustawy definicją nielegalnego poboru energii pod pojęciem tym należy rozumieć „pobieranie paliw lub energii bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie

pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy”.

Jednocześnie w koncesjach udzielanych przez Prezesa URE na podstawie art. 32 ustawy – Prawo energetyczne na wytwarzanie ciepła można znaleźć szczególny warunek: „Koncesjonariuszowi nie wolno stosować przy sprzedaży wytworzonego ciepła przyrządów pomiarowych bez wymaganych dowodów prawnej kontroli metrologicznej lub niespełniających wymagań tej kontroli”.

Dodatkowym obszarem, w którym niezbędne są pomiary nośników energii jest obszar wysokosprawnej kogeneracji. W świetle obowiązujących regulacji możliwość skorzystania z mechanizmów wsparcia przewidzianych w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji uzależniona jest od spełnienia wymagań określonych w rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania

¹ System ciepłowniczy został zdefiniowany m.in. w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych jako „dystrybucja energii termicznej w postaci pary [lub] gorącej wody [...] z centralnych lub zdecentralizowanych źródeł produkcji przez sieć do wielu budynków lub punktów w celu wykorzystania jej do ogrzewania lub chłodzenia pomieszczeń lub procesów”.

mgr inż. Gerard Lipiński – Urząd Regulacji Energetyki

dr inż. Andrzej Wawszczak <https://orcid.org/0000-0002-2844-0409> – Akademia im. Jakuba z Paradyża w Gorzowie Wielkopolskim

dr inż. Jacek Karczewski <https://orcid.org/0000-0001-9213-3473>, mgr inż. Maciej Owsiniński <https://orcid.org/0000-0003-0354-4102>,

mgr inż. Jolanta Sadura <https://orcid.org/0000-0001-9612-550X> – Instytut Energetyki Warszawa.

Adres do korespondencji/ Corresponding author: jacek.karczewski@itc.edu.pl

z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji [12]. Rozporządzenie to precyzuje, że na granicy bilansowej jednostki kogeneracji lub wyodrębnionego zespołu urządzeń wchodzących w jej skład mierzy się i monitoruje wszystkie strumienie paliw i energii wprowadzanych do jednostki kogeneracji oraz energii elektrycznej i ciepła użytkowego wyprowadzanych poza tę jednostkę w danym okresie rozliczeniowym. Pomiaru te, powinny być wykonywane z wykorzystaniem układów lub przyrządów pomiarowych spełniających wymagania określone w przepisach o miarach, a w przypadku, gdy przepisy te nie określiły wymagań – stosuje się wymagania określone w normach dotyczących tych układów lub przyrządów.

Ponadto zgodnie z powyższym rozporządzeniem wymagane jest, w przypadku układów lub przyrządów pomiarowych niepodlegających prawnej kontroli metrologicznej, nie rzadziej niż raz na 60 miesięcy sprawdzenie poprawności działania układu lub przyrządu oraz ich podzespołów, chyba że z powodów technicznych jest to niemożliwe lub producent układu lub przyrządu określił krótszy okres.

Dość często występuje potrzeba pomiaru strumienia ciepła przesyłanego w parze wodnej, w szczególności przegrzanej. Sam pomiar ciepła w parze wodnej jest zagadnieniem bardziej skomplikowanym niż pomiar ciepła w wodzie w stanie ciekłym. Jednocześnie brak pomiaru ciepła zgodnego z wymaganiami wspomnianego wcześniej rozporządzenia w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji może powodować zmniejszenie lub utratę premii kogeneracyjnej indywidualnej, gwarantowanej indywidualnej, jak również premii kogeneracyjnej lub gwarantowanej. W konsekwencji przedsiębiorca może być narażony na zmniejszenie zysków lub stratę na wykonywanej działalności gospodarczej w obszarze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu.

Należy mieć również na względzie, że dostarczane do odbiorców ciepło zawarte w parze stanowi podstawę do rozliczeń handlowych pomiędzy jego wytwórcą a odbiorcą tego ciepła. Dlatego niezbędny jest rzetelny pomiar jego wartości wejściowych (ilość ciepła zawartego w parze jest nieliniową funkcją kilku zmiennych: masy czynnika, jego ciśnienia i temperatury) i ich

przeliczanie, a także zliczanie wymaganych parametrów i wielkości fizycznych umożliwiające przejrzyste rozliczenia handlowe. Pogląd ten znalazł odzwierciedlenie w prawie UE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. [9], zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej dodała m.in. art. 9 a ust. 1: „Państwa członkowskie zapewniają, aby końcowi odbiorcy systemu ciepłowniczego, systemu chłodniczego i ciepłej wody użytkowej mieli możliwość nabycia po konkurencyjnych cenach liczników, które dokładnie oddają rzeczywiste zużycie energii przez odbiorcę końcowego.”

W związku z powyższym zdziwienie może budzić pominięcie pomiarów ciepła w parze w tzw. regulacjach MID, czyli dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/32/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku przyrządów pomiarowych (wersja przekształcona). Skutki tej dyrektywy można znaleźć w regulacjach krajowych dotyczących prawnej kontroli metrologicznej.

W artykule zaprezentowana zostanie metoda pomiaru i obliczania ciepła w przegrzanej parze wodnej oraz omówione zostaną wytyczne i zalecenia podczas implementacji tej metody w przeliczniku ciepłomierza.

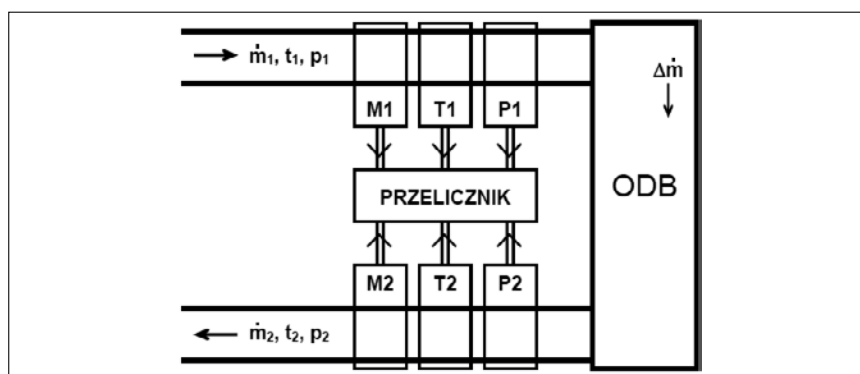
Zasada pomiaru ciepła zawartego w czynniku roboczym

W zastosowaniach przemysłowych spotyka się instalacje związane z wytwarzaniem lub dystrybucją ciepła do celów

komunalno-bytowych i przemysłowych o bardzo różnych konfiguracjach. W instalacjach tych konieczna jest kontrola procesów technologicznych, badanie energochłonności, ustalenie sposobu rozliczeń między odbiorcami. Czynniki te wymuszają potrzebę pomiaru przepływów nośnika i jego energii. O ilości przesyłanego ciepła decyduje masa nośnika, w którym jest ono zawarte i jego termodynamiczna funkcja stanu – entalpia. Do pomiaru i obliczenia strumienia ciepła przesyłanego w parze wodnej przegrzanej należy więc pomierzyć strumień masy czynnika, jego ciśnienie i temperaturę. Znormalizowane pomiary ciśnienia i temperatury nie sprawiają problemów, na rynku dostępnych jest wiele czujników i przetworników o wystarczającej dokładności. Większy problem sprawia pomiar strumienia masy. Znormalizowaną metodą stosowaną do przegrzanej pary wodnej jest pomiar za pomocą kryzy ISA z pomiarem przytarczowym ciśnienia różnicowego. Jest to metoda objętościowa, wymagająca korekty związanej ze zmianami ciśnienia i temperatury. Metoda ta jest relatywnie niedroga, charakteryzuje się wysoką odpornością na częste zmiany przepływu (w tym wyłączenia i włączenia) i odpowiada wymaganiom wspomnianego rozporządzenia w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

Na rys.1 przedstawiono uproszczony schemat blokowy układu pomiarowego ilości ciepła w płynie [5].

Pomijając zmiany energii kinetycznej płynu, jako nieistotne co do wielkości



Rys.1.

Schemat pomiarowy ciepła odprowadzonego z płynu w układzie odbiorczym ODB: 1, 2 – rurociągi: zasilający i powrotny, M1, M2 – układy pomiarowe strumienia masy płynu, T1, T2 – układy pomiarowe temperatury płynu, P1, P2 – układy pomiarowe ciśnienia płynu, Δm – strumień masy płynu zużytego w ODB, \dot{m}_1 i \dot{m}_2 – strumienie masy płynu na zasilaniu i powrocie, t_1 i t_2 – temperatury płynu na zasilaniu i powrocie, p_1 i p_2 – ciśnienie płynu na zasilaniu i powrocie

Fig.1. Measurement diagram of the heat discharged from the fluid in the receiving system: M1, M2 – fluid mass flow measurement systems, T1, T2 – fluid temperature measurement systems, P1, P2 – fluid pressure measurement systems, Δm – mass flow of the fluid consumed at the recipient \dot{m}_1 \dot{m}_2 – mass flow of the fluid in the supply and return, t_1 t_2 – temperature of the fluid in the supply and return, p_1 p_2 – pressure of the fluid in the supply and return

w stosunku do zmian entalpii, dla warunków stacjonarnych bilans masy i energii możemy zapisać w postaci równań:

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_2 + \Delta\dot{m} \quad (1)$$

$$h_1 \cdot \dot{m}_1 \cdot h_2 \cdot \dot{m}_2 = \Delta q_2 \cdot \dot{m}_2 + h_1 \cdot \Delta\dot{m} \quad (2)$$

gdzie: $h_1 = h(t_1, p_1)$, $h_2 = h(t_2, p_2)$ – entalpie strumienia płynu na zasilaniu 1 i powrocie 2.

Przyjmując, że prawa strona zależności (2) stanowi strumień ciepła \dot{Q} przejęty w ODB, można zapisać:

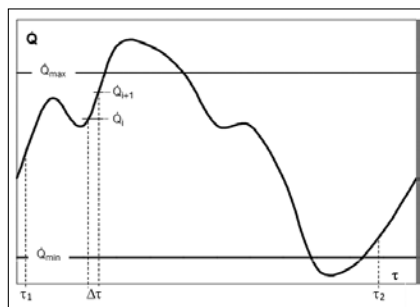
$$\dot{Q} = \dot{m}_1 \cdot h(t_1, p_1) - \dot{m}_2 \cdot h(t_2, p_2) \quad (3)$$

Wrzaz ze zmianami w czasie: strumieni masy (\dot{m}_1 i \dot{m}_2), temperatury (t_1 i t_2) i ciśnienia (p_1 i p_2), ulega również zmianie moc cieplna \dot{Q} (rys. 2). Ilość ciepła przekazywana w przedziale czasu ($\tau_2 - \tau_1$), wyniesie:

$$Q = \int_{\tau_1}^{\tau_2} \dot{Q} \cdot d\tau \approx \sum_{i=0}^{n-1} (\dot{Q}_i + \dot{Q}_{i+1}) / 2 \cdot \Delta\tau \quad (4)$$

gdzie:

$$\Delta\tau = \frac{\tau_2 - \tau_1}{n}$$



Rys. 2. Przykładowe zmiany w czasie mocy cieplnej \dot{Q}
Fig. 2. Exemplary changes in thermal power over time \dot{Q}

Tak więc układ pomiarowy przedstawiony na rys.1 jest miernikiem ilości ciepła przekazanego odbiorcy – ciepłomierzem [4]. Ze względu na rodzaj czynnika grzejącego, można wyróżnić dwie najczęściej spotykane konfiguracje:

1. Układ, w którym ciepło dostarczane odbiorcom jest przekazywane przez wodę grzewczą. W rurociągu zasilającym odbiorców, jak i w rurociągu powrotnym płynie woda (ciecz).
2. Układ, w których ciepło dostarczane odbiorcom jest przekazywane przez przegrzaną parę wodną, a rurociągami powrotnymi płyną skropliny (woda w stanie ciekłym).

Dla przypadku 1 bardzo często spełniony jest warunek: $\Delta\dot{m} = 0 \rightarrow \dot{m}_1 = \dot{m}_2 = \dot{m}$, oraz pomijając wpływ zmian ciśnienia na entalpię wody można zależność (3) uprościć do postaci:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot [h(t_1) - h(t_2)] \quad (5)$$

Dla przypadku 2, po pominięciu wpływu zmian ciśnienia na entalpię skroplin zależność (3) można zapisać:

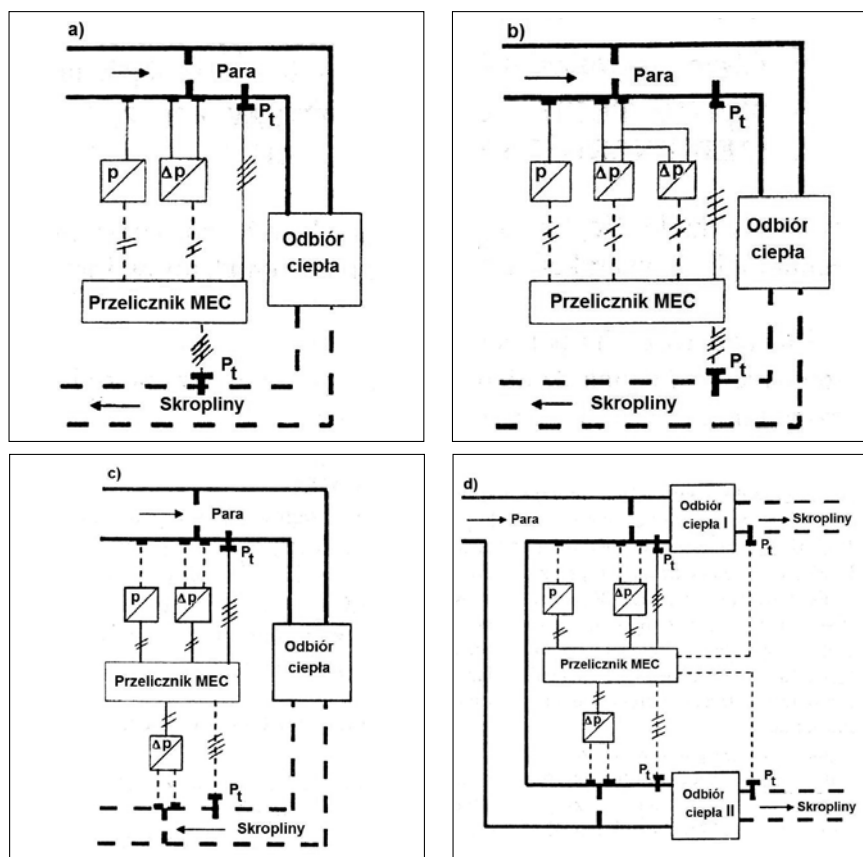
$$\dot{Q} = \dot{m}_1 \cdot h(t_1, p_1) - \dot{m}_2 \cdot h(t_2) \quad (6)$$

W przeważającej liczbie przypadków ciepłomierze do przegrzanej pary wodnej są instalowane w sieciach rozprowadzających tzw. parę technologiczną. Zakresy zmian parametrów termodynamicznych przegrzanej pary wodnej w tego typu instalacjach wynoszą: $0,2 \text{ MPa} < p_1 < 1,6 \text{ MPa}$ oraz $423 \text{ K} < T_1 < 573 \text{ K}$ ($150^\circ\text{C} < t_1 < 300^\circ\text{C}$), natomiast ciśnienie różnicowe $\Delta p_1 < 25 \text{ kPa}$. Istotnym, ale również stosunkowo trudnym zagadnieniem, dla tego typu przyrządów pomiarowych (pomiar złożony) jest określenie niepewności pomiarowej ciepłomierza oraz jego zakresu pomiarowego. Szczegółowe omówienie tego zagadnienia można znaleźć w [5]. Ogólnie można stwierdzić, że zakresy zmian oraz niepewności pomiarów przetworników ciśnienia i temperatury mają stosunkowo mały wpływ na niepew-

ność pomiaru ciepłomierza dla przegrzanej pary wodnej. O niepewności pomiarowej ciepłomierza a więc i również o jego zakresie, decyduje niepewność pomiaru strumienia masy pary metodą zwężkową. Przy stosunkowo dużej niepewności pomiarowej metody zwężkowej $> 0,6 \%$, istotny wpływ, przy zmianach mocy cieplnej (strumienia masy pary) (rys. 2), ma niepewność pomiarowa ciśnienia różnicowego Δp_1 , które zmienia się w bardzo szerokim zakresie. Dlatego też pomiar ten powinien być wykonywany przetwornikami o bardzo dużej dokładności pomiarowej (niepewność podstawowa $\leq 0,075 \%$). Dodatkowo dla zwiększenia dokładności pomiaru stosuje się 2 albo nawet 3 przetworniki ciśnienia różnicowego o odpowiednio dobranych zakresach (rys.3b oraz rys.4).

Konfiguracja układu pomiarowego w zależności od jego struktury.

Pomiar ciepła w parze technologicznej polega na pomiarze wybranych parametrów przepływającej pary: ciśnienia i temperatury oraz ciśnienia różnicowego na kryzje pomiarowej, a następnie, na



Rys. 3. Przykładowe schematy układów pomiarowych: a – układ podstawowy, b – układ z rozszerzonym zakresem pomiarowym, c – układ z pomiarem ciepła i strumienia objętości zwracanych skroplin, d – układ do jednoczesnego pomiaru na dwóch rurociągach o tym samym ciśnieniu pary
Fig.3. Examples of measuring system diagrams: a – basic system, b – system with extended measuring range, c – system with measurement of heat and volume flow of returned condensate, d – system for simultaneous measurement on two pipelines with the same steam pressure

podstawie odpowiednich algorytmów obliczeniowych (przelicznik) dokonania przeliczeń, które w efekcie doprowadzą do wygenerowania wyników pomiaru. Centralnym elementem układu pomiarowego ciepła w parze jest więc układ przeliczający, którego realizacja techniczna dokonywana jest w programowalnym układzie mikroprocesorowym. Układ ten powinien być programowalny w szerokim zakresie oraz umożliwiać wczytanie niezbędnych wartości parametrów konstrukcyjnych i termodynamicznych. Wielkościami wejściowymi do układu mierzącego ciepło są: wartości różnicy ciśnień na zwężce pomiarowej, ciśnienie i temperatura pary wodnej przepływającej w rurociągu. Zwężką pomiarową jest kryza wykonana zgodnie z normą PN-EN/ISO 5167-1: 2005 [2,3].

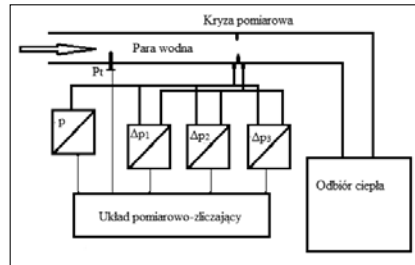
Zakresy pomiarowe odpowiedniej klasy przetworników: ciśnienia statycznego i ciśnienia różnicowego powinny być dobrane do warunków dostawy ciepła (maksymalna wartość: ciśnienia p_1 oraz strumienia masy \dot{m}_1). Natomiast do pomiarów temperatury powinny być wykorzystywane przetworniki z czujnikami rezystancyjnymi Pt 100 / 0 °C, najlepiej w układzie czteroprzewodowym.

Należy uwzględnić różne konfiguracje układu pomiarowego dla różnego typu wariantów pomiaru i obliczania parametrów pary. Wybrane sposoby podłączenia przelicznika w zależności od różnych konfiguracji układu pomiarowego przedstawione są na rys. 3.

W układzie podstawowym, najczęściej stosowanym (rys. 3 a), do przelicznika doprowadzane są sygnały z dwóch przetworników temperatury oraz z przetworników: ciśnienia i różnicy ciśnień. W przypadku rozszerzenia zakresu pomiarowego strumienia masy pary \dot{m}_1 (rys. 3 b) stosuje się dodatkowy przetwornik różnicy ciśnień. Rys. 3 c przedstawia układ z dodatkowym pomiarem ciepła skroplin zwracanych dostawcy (można zamiast pomiaru zwężkowego zastosować inny przepływomierz), natomiast na rys. 3 d zaprezentowano sytuację, w której wykonywany jest jednoczesny pomiar na dwóch rurociągach o tym samym ciśnieniu pary: do przelicznika doprowadzone są tu sygnały z jednego przetwornika ciśnienia statycznego, dwóch przetworników różnicy ciśnień oraz z czterech przetworników temperatury mierzących temperaturę przed i za poborem ciepła w poszczególnych obiektach.

Biorąc pod uwagę, że wahania poboru pary w przypadku niektórych odbiorców występują w szerokim zakresie,

dotąd dodatkowo w związku z występującymi często poborami pary na poziomie poniżej 25 % wartości obliczeniowej strumienia masy pary, warto rozważyć układ pomiarowy z trzema przetwornikami ciśnienia różnicowego (rys. 4) [8]. Układ taki zapewnia podwyższoną dokładność pomiarów także w przypadku poborów na poziomie ok. 5 %.



Rys. 4. Poglądowy schemat układu pomiarowego stosowanego do pomiaru przy dużej zmienności strumienia masy pary
Fig.4. Illustrative diagram of the measurement system used for the measurement with high variability of the fluid mass of steam

Zasada działania ciepłomierza i jego budowa. Wytyczne projektowe

Na podstawie wczytanych do przelicznika parametrów konstrukcyjnych i zakresów pomiarowych przetworników (zastosowanych w danym układzie pomiarowym), takich jak:

- średnica wewnętrzna rurociągu;
- średnica otworu zwężki pomiarowej (kryzy);
- wartość ciśnienia absolutnego, dla którego obliczono kryzę;
- zakresy pomiarowe przetworników różnicy ciśnień;
- zakres pomiarowy przetwornika ciśnienia;
- średnia wartość ciśnienia absolutnego skroplin,

obliczane są w przeliczniku współczynniki zależności aproksymacyjnych [6,7], które następnie przechowywane są w pamięci przelicznika. Wielkościami wejściowymi dla ciepłomierza są: wartość różnicy ciśnień na zwężce pomiarowej, ciśnienie i temperatura pary wodnej przepływającej w rurociągu oraz ewentualnie temperatura skroplin. Wielkości te mierzone są przetwornikami pomiarowymi z wyjściowymi sygnałami prądowymi (4-20) mA. Pomiar ciśnienia różnicowego odbywa się przetwornikiem o liniowej charakterystyce pomiarowej. Należy też zwrócić uwagę, by liczba Reynoldsa w zakresie pomiarowym mieściła się w przedziale określonym w Normie.

Właściwości nośnika ciepła (woda, para wodna) rzutują na pomiar ciepła do

starzającego do odbiorcy. Pomiar ten musi uwzględniać stan termodynamiczny nośnika oraz podawac, oprócz określonych wielkości parametrów również dane dotyczące przekroczenia wybranych parametrów jakościowych. Najważniejsze parametry, które rejestrowane są przez ciepłomierz (umieszczane w okresowych raportach), to:

- przekroczenie mocy zamówionej;
- niedotrzymanie parametrów termodynamicznych pary, gdy przegrzew pary $\Delta t \leq 2^\circ\text{C}$;
- przekroczenie zakresu pomiarowego podstawowego przetwornika różnicy ciśnień;
- spadek strumienia objętości pary poniżej dolnej granicy zakresu pomiarowego;
- zamknięcie zaworu pary;
- awaria w którymkolwiek z obwodów pomiarowych;
- rejestracja danych specjalnych:
 - czas i energia minimalnego przepływu;
 - czas i energia pary nasyconej;
 - czas zamknięcia rurociągu;
 - czas przekroczenia zakresu przetwornika przepływu;
 - czas awarii przetworników pomiarowych;
 - liczba zaników napięcia.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że istotą nowoczesnych ciepłomierzy jest ich uniwersalność, a więc możliwość zastosowania układu w różnych konfiguracjach wynikających ze struktury konkretnego układu pomiarowego. Oczywiście indywidualne uwarunkowania decydują o takich a nie innych konfiguracjach. Wytyczne do zaprojektowania układu pomiarowego mogą dotyczyć wielu obszarów. Do najważniejszych należą:

- zestaw mierzonych parametrów;
- niezawodność pomiaru;
- dokładność i niepewność pomiaru;
- dobór sprzętu;
- wybór oprogramowania sterownika i systemu komunikacyjnego;
- zapewnienie niezawodności działania układu i jego zachowanie w stanach awaryjnych;
- zapewnienie zabezpieczeń przed działaniami niepożądanymi wynikającymi ze specyfiki układu (rozliczenia finansowe);
- zapewnienie odpowiedniej wizualizacji i archiwizacji pomiaru.

Ponieważ układ pomiarowy służy do rozliczeń pomiędzy dostawcą i odbiorcą ciepła należy tak go zaprojektować, aby dostęp do niego miały tylko osoby upoważnione. Każda ingerencja w algorytm obliczeń (np. w przypadku zmiany zakresu

miarowego) musi być w sposób trwały zapisana w programie. Również każda awaria (uszkodzenie czujnika, przerwana transmisja, itp.) musi być zarejestrowana bez możliwości usunięcia tego zapisu. Konieczna jest możliwość wydrukowania raportu zawierającego z jednej strony informacje merytoryczne (rejestracja wybranych wielkości, historia zdarzeń), a z drugiej przejrzystą podstawę do wzajemnych rozliczeń między dostawcą i odbiorcą ciepła w parze. W celu zapewnienia odpowiedniej dokładności pomiaru należy nie rzadziej niż co 2 lata wzorcować czujniki i sprawdzać kryzę pomiarową, a w przypadku niedotrzymania parametrów (w szczególności wymiarów geometrycznych – średnicy otworu, promienia zaokrąglenia krawędzi i gładkości kryzy) wymienić na nową.

Gdy system wizualizacji i rejestracji danych znajduje się w centralnej sterowni obiektu powinna być zapewniona odpowiednia komunikacja – transmisja przewodowa lub bezprzewodowa. Celem zapewnienia opcji związanych z wizualizacją i rejestracją danych niezbędne jest wyposażenie układu pomiarowo-kontrolnego w interfejs do transmisji przewodowej lub bezprzewodowej.

Współcześnie opracowana transmisja bezprzewodowa powinna obejmować opcje odczytu zdalnego np. z wykorzystaniem Internetu przez łącze szerokopasmowe Wi-Fi, sieci GSM lub sygnałów radiowych. Wymóg taki został wprowadzony od 25 października 2020 r. w UE na mocy art. 9 c znowelizowanej dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej [9]. Dane przesyłane z układu pomiarowego powinny umożliwiać zarówno lokalne sterowanie poborem pary, jak i ich wykorzystanie zarówno w układach zarządzania energią w dużych obiektach, jak i w inteligentnych sieciach dystrybucyjnych. Z punktu widzenia energetyki polskiej rozwiązania takie znane są już co najmniej od lat 90-tych XX w. i były już wtedy wdrażane w układach pomiarowych pary wodnej i wody przez Instytut Techniki Ciepłej w Łodzi np. w Elektrowni Bełchatów.

Bardzo istotną kwestią jest również modyfikacja układu pomiarowego w zależności od potrzeb (np. w przypadku zmiany zakresów pomiarowych, zmniejszenia poboru pary, zmiany taryf za pobór ciepła, zmiany konfiguracji układu pomiarowego por. np. rys. 3). Zmiany te mogą być dokonywane tylko przez osoby

upoważnione (należy zablokować dostęp dla osób trzecich).

Układ pomiarowy musi być zabezpieczony przed niepożądaną ingerencją zewnętrzną zarówno w przypadku ataków cyberprzestępców, jak i próby oszustwa którejkolwiek ze stron (odbiorcy lub dostawcy). Zatem jakiegokolwiek zmiany w pamięci urządzenia powinny być dokonywane bezpośrednio przy przeliczniku, a nie zdalnie. Takie podejście umożliwi większą transparentność oraz zastosowanie dodatkowych zabezpieczeń fizycznych (np. plombowanie urządzenia).

W sytuacji, gdy pomiar ciepła jest układem autonomicznym należy przewidzieć ekran synoptyczny, na którym oprócz aktualnie wyświetlanych wielkości będzie możliwe sprawdzenie historii zdarzeń (archiwizacja) i transmisję oraz ewentualnie wydruk odpowiednich raportów. Archiwizacja danych powinna obejmować okres co najmniej 366 dni.

Omawiając wytyczne do zaprojektowania układu należy również zwrócić uwagę na to, że w nowoczesnych ciepłomierzach nie ma konieczności odczytu parametrów pary bezpośrednio na obiekcie, można to robić zdalnie np. w oddalonej nastawni z transmisją danych np. na komputer osoby zajmującej się w zakładzie pomiarami, zarządzaniem energią lub rozliczeniami finansowymi. Należy również przewidzieć możliwość zliczania ciepła z kilku punktów pomiarowych na jednym urządzeniu (np. za pomocą przełączania odpowiednich kanałów) i wprowadzania parametrów do odpowiedniego systemu archiwizacji danych pomiarowych.

Przedstawione powyżej wytyczne do zaprojektowania układu pomiarowego nie wyczerpują wszystkich zagadnień związanych z tym tematem. W każdym jednak przypadku powinny one uwzględniać indywidualne uwarunkowania ich pracy u odbiorców ciepła.

Na zakończenie warto również zwrócić uwagę na aktualne uwarunkowania rynku ciepła, w którym układ pomiarowy będzie możliwy do zastosowania. Zmiany struktury sieci ciepłowniczej dużych miast [1] wymusiły sytuację, w której masowa, seryjna produkcja standardowych liczników ciepła (która była istotna w przypadku dużej liczby węzłów cieplnych) stała się nieopłacalna a co za tym idzie wdrożone urządzenia stały się trudne do serwisowania i konserwacji (brak części zamiennych). Natomiast znaczenia nabrało projektowanie indywi-

dualnych – dedykowanych danemu odbiorcy – układów rozliczeniowych uwzględniających konkretne potrzeby.

Treść niniejszej publikacji przedstawia wyłącznie poglądy jej Autorów i nie jest stanowiskiem regulatora.

Praca, której efektem jest ten artykuł zrealizowana została w Instytucie Energetyki w latach 2020-2021, w ramach finansowanego ze środków statutowych tematu badawczego: „Opracowanie metody pomiaru ciepła w parze wodnej przegrzanej wraz z nowoczesnym komputerowym układem pomiarowym”

LITERATURA:

- [1] Karczewski J, Adamski W, Głowacki J.: Ciepłomierze sposobem na optymalizację. Zmiany struktury parowej sieci ciepłowniczej Łodzi, Energetyka Ciepła i Zawodowa 2/2018 str. 24-30.
- [2] PN-EN ISO 5167-1:2005: Pomiary strumienia płynu za pomocą zwęzek pomiarowych wbudowanych w całkowicie wypełnione rurociągi o przekroju kołowym – Część 1: Zasady i wymagania ogólne.
- [3] PN-EN ISO 5167-1:2005: Pomiary strumienia płynu za pomocą zwęzek pomiarowych wbudowanych w całkowicie wypełnione rurociągi o przekroju kołowym – Część 2: Kryzy.
- [4] Strzelczyk F, Mroczek H., Wawszczak A.: Miernik mocy i energii cieplnej w przegrzanej parze wodnej, Gospodarka Paliwami i Energią 3/1995.
- [5] Strzelczyk F, Wawszczak A.: Pomiary mocy i energii cieplnej w przegrzanej parze wodnej. Gospodarka Paliwami i Energią 1/1995.
- [6] Wawszczak A.: Funkcje aproksymujące właściwości termodynamiczne przegrzanej pary wodnej, IX Sympozjum Wymiany Ciepła i Masy – Augustów 1995, Komitet Termodynamiki i Spalania PAN.
- [7] Wawszczak A., Strzelczyk F.: Approximation Functions of Thermodynamic Properties of Water and Saturated Steam, Archives of Thermodynamics, Vol. 14, No 1-4, 1993.
- [8] Strzelczyk F.: Metody i przyrządy w pomiarach ciepłno-energetycznych, Skrypty dla szkół wyższych, Politechnika Łódzka, Łódź 1993.
- [9] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej.
- [10] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2022 r. poz. 1385).
- [11] Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 553).
- [12] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Poz. 1851).