

Redukcja strat gazu w sieciach dystrybucyjnych poprzez detekcję nieszczelności i dynamiczne zarządzanie parametrami eksploatacyjnymi

Reduction of gas losses in distribution networks through leak detection and dynamic management of operating parameters

Łukasz Kotyński, Cezary Murawski ^{*}

Słowa kluczowe: awaria sieci, sterowanie, symulacja

Streszczenie

Niniejszy artykuł został poświęcony zagadnieniu sterowania elementami dystrybucyjnej sieci gazowej w sytuacjach kryzysowych, w szczególności podczas wystąpienia awarii technicznej, takiej jak nieszczelność lub uszkodzenie infrastruktury. Głównym celem było przeanalizowanie zarówno aspektów technicznych, jak i ekonomicznych różnych scenariuszy zakłóceń pracy sieci gazowej oraz ocena możliwości minimalizowania ich skutków za pomocą odpowiedniego sterowania pracą elementów tej sieci. Analizowana sieć gazowa była zasilana z dwóch stacji redukcyjnych co pozwoliło na przebadanie różnych wariantów sterowania i zmiany przepływów w sieci. Szczegółowo opisano wybrane scenariusze awarii, przedstawiono wyniki obliczeń symulacyjnych oraz oszacowano potencjalne straty finansowe dla operatora sieci. Całość analiz przeprowadzono z wykorzystaniem specjalistycznego oprogramowania do modelowania pracy sieci gazowej.

Keywords: network failure, control, simulation

Abstract

This article is devoted to the issue of control of elements of the distribution gas network in emergency situations, in particular, during the occurrence of a technical failure, such as a leak or damage to the infrastructure. The main objective was to analyze both the technical and economic aspects of various scenarios of disruptions in the operation of the gas network and to assess the possibility of minimizing their effects by means of appropriate control of the operation of the elements of this network. The analyzed gas network was supplied from two reduction stations, which made it possible to study various variants of control and change of flows in the network. Selected failure scenarios were described in detail, the results of simulation calculations were presented, and potential financial losses for the network operator were estimated. The entire analysis was carried out using specialized software for modeling the operation of the gas network.

1. Wstęp

W Polsce ponad 7 milionów gospodarstw domowych korzysta z gazu ziemnego dostarczanego niskociśnieniowymi sieciami gazowymi [2]. Poza nieprzerwaną dostawą medium, kolejną istotną kwestią jest bezpieczeństwo dostaw. Nie da się całkowicie wyeliminować przyczyn powstawania awarii, dlatego trzeba się skupić na szybkiej reakcji podczas jej wystąpienia [11]. Awarie mogą stanowić zagrożenie dla odbiorców jeśli odpowiednio duża ilość gazu zmiesza się z powietrzem tworząc mieszaninę wybuchową [3]. Awarie muszą zostać szybko usunięte, aby odbiorcy mieli zapewniony dostęp do paliwa a operator gazociągu nie tracił uciekającego medium. W artykule przedstawiano różne warianty reagowania na awarie na niskociśnieniowej sieć dystrybucyjną gazu ziemnego. Analizowana sieć składa się z 2 stacji redukcyjnych o ciśnieniach wyjściowych 3 kPa, 79 rur oraz 17 punktów odbioru gazu.

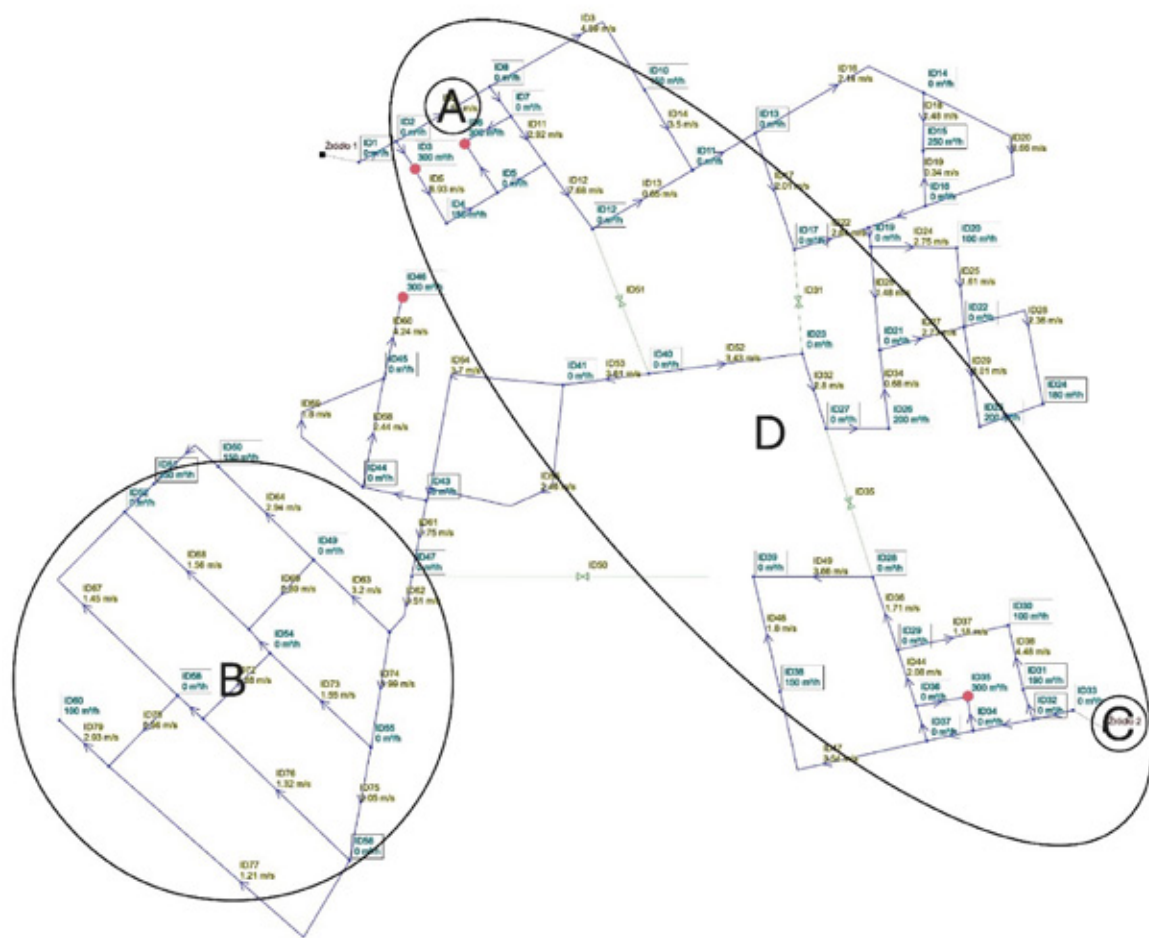
W celu przeprowadzenia szczegółowej analizy detekcji oraz identyfikacji lokalizacji potencjalnych nieszczelności w infrastrukturze gazowej, wykorzystana została metoda analityczna. Wykorzystuje

ona matematyczny model sieci gazowej, opracowanym z użyciem specjalistycznego oprogramowania symulacyjnego [8] [9]. Do budowy modelu symulacyjnego wybranej sieci dystrybucyjnej gazu ziemnego zastosowana została aplikacja „SimNet SSGas” firmy Fluid Systems. Oprogramowanie to pozwala na odwzorowanie warunków przepływu w rurociągach, uwzględniając zmienność ciśnienia na skutek spadków ciśnienia spowodowanych zaburzeniami przepływu. W celu przeprowadzenia porównania parametrów eksploatacyjnych przyjętej sieci z wynikami uzyskanymi z symulacji, wykorzystano zestaw danych zawierający wartości przepływu oraz ciśnienia, traktowane jako dane referencyjne pochodzące z pomiarów terenowych.

2. Założenia sterowania pracą sieci gazowej

W przypadku wystąpienia awarii w sieci dystrybucyjnej stosuje się procedury umożliwiające szybkie przekierowanie strumieni gazu w celu ograniczenia strat oraz zapewnienia ciągłości dostaw dla odbiorców końcowych. Proces ten realizowany jest poprzez zdalne

^{*} Łukasz Kotyński, dr inż., Zakład Systemów Ciepłowniczych i Gazowniczych, Politechnika Warszawska, ORCID: 0000-0002-3989-7762, lukasz.kotyński@pw.edu.pl; Cezary Murawski, mgr inż., Absolwent kierunku Inżynieria Środowiska na specjalności: Systemy Ciepłownicze i Gazownicze, Politechnika Warszawska



Rys. Model sieci gazowej dystrybucyjnej w programie "SimNet SSGas" z zaznaczonymi obszarami występujących awarii

Fig. Model of the distribution gas network in the program "SimNet SSGas" with marked areas of failures occurring

lub manualne zamykanie zaworów, przełączanie przepływu na trasy alternatywne oraz regulację ciśnienia w pozostałych odcinkach sieci [1]. Zastosowanie automatyzacji umożliwia natychmiastowe dostosowanie parametrów pracy systemu do zmieniających się warunków, co pozwala na ograniczenie skutków awarii i sprawne przeprowadzenie niezbędnych działań naprawczych.

Sterowanie siecią w sytuacjach awaryjnych obejmuje kilka etapów [7]. W pierwszej kolejności dokonuje się wykrycia miejsca i charakteru uszkodzenia, co realizowane jest na podstawie danych z czujników monitorujących spadki ciśnienia [10]. Po zlokalizowaniu nieszczelności następuje odizolowanie uszkodzonego odcinka sieci za pomocą zaworów odcinających. Równolegle wdrażane są działania zapewniające utrzymanie ciągłości dostaw, wykorzystując zalety pierścieniowego układu sieci, który umożliwia przekierowanie przepływu na trasy alternatywne.

W celu przeprowadzenia szczegółowej analizy procesu detekcji nieszczelności w systemach rurociągów gazowych wykorzystano komputerowy model sieci. Na etapie modelowania każdemu węzłowi przypisano wielkość pobieranego strumienia gazu oraz wyświetlono informację o ciśnieniu w danym węźle. W ramach wyświetlono informację na temat wartości przepływu natomiast w źródłach ustawiono ciśnienie zasilania sieci oraz wyświetlono informację o przepływie przez każde źródło. W wyniku przeprowadzonych symulacji, bazując na wynikach obliczeń możliwe było precyzyjne wskazanie lokalizacji miejsc krytycznych oraz opracowanie procedur ograniczających straty przesyłowe i skracających czas trwania napraw. Na schemacie zamieszczonym jako rys. przedstawiono obszary sieci objęte analizą wariantów awaryjnych oznaczone jako A, B, C oraz D.

Obszar A obejmował sytuację związaną z pojedynczym wyciekiem z gazociągu – założonym na rurze ID2, zlokalizowany w pobliżu stacji redukcyjnej nr 1. Obszar B zakładał obecność wielu

nieszczelności gazociągów na ograniczonym terenie, co miało na celu określenie najlepszego sposobu rozwiązania takiego problemu. Obszar C koncentrował się na zapewnieniu ciągłości dostaw gazu dla odbiorców z rejonu sąsiadującego ze stacją redukcyjną nr 2, na wypadek jej awarii. Obszar D obejmował różne typy awarii w sieci gazowej, w tym usterki źródeł zasilania, uszkodzenia elementów sieci oraz nieszczelności prowadzące do wycieków gazu.

W celu przygotowania scenariuszy awaryjnych dla analizowanej infrastruktury gazowej wytypowano cztery węzły odbiorcze o podwyższonym priorytecie: ID3, ID6, ID35 oraz ID46 (oznaczone kolorem czerwonym na powyższym schemacie). W przypadku konieczności ograniczenia dostaw paliwa gazowego punkty te powinny zostać zasilone w pierwszej kolejności, w celu zapewnienia ciągłości dostaw kluczowym odbiorcom. Każda z wymienionych lokalizacji, analogicznie do większości pozostałych punktów sieci, została zaprojektowana z zasilaniem realizowanym co najmniej z dwóch niezależnych odcinków magistrali. Wynika to z przyjętej topologii pierścieniowej systemu dystrybucyjnego. Takie rozwiązanie techniczne pozwoliło na zwiększenie elastyczności pracy sieci oraz podniesienie jej odporności na zakłócenia w dostawach paliwa związane z wystąpieniem awarii lub nieszczelności [6] [12]. W efekcie możliwe było ograniczenie ryzyka przerw w zasilaniu odbiorców priorytetowych.

W tab. 1 zestawiono wartości ciśnienia odpowiadające przyjętym warunkom symulacyjnym w poszczególnych węzłach analizowanej sieci. Dane te stanowiły podstawę do dalszych analiz uwzględniających zróżnicowane scenariusze awaryjne, obejmujące zarówno lokalizację potencjalnych nieszczelności, jak i szacowanie ilości utraconego gazu. W dalszej części przedstawiono analizę przypadków przerw w dostawie gazu, wynikających z awarii o różnej skali. Uwzględniono zarówno uszkodzenia lokalnych odgałęzień o niewiel-

Tabela 1 Ciśnienie panujące w sieci podczas normalnej pracy
Table 1 Pressure in the network during normal operation

ID	P [kPa]	ID	P [kPa]	ID	P [kPa]	ID	P [kPa]	ID	P [kPa]	ID	P [kPa]
1	3	11	2,38	21	2,28	31	2,44	41	2,34	51	2,05
2	2,79	12	2,38	22	2,25	32	2,7	42	2,22	52	2,06
3	2,72	13	2,34	23	2,32	33	3	43	2,21	53	2,1
4	2,62	14	2,3	24	2,2	34	2,46	44	2,18	54	2,1
5	2,56	15	2,3	25	2,2	35	2,08	45	2,15	55	2,14
6	2,39	16	2,3	26	2,28	36	2,33	46	2,07	56	2,12
7	2,54	17	2,32	27	2,3	37	2,36	47	2,2	57	2,09
8	2,56	18	2,3	28	2,3	38	2,23	48	2,16	58	2,09
9	2,52	19	2,29	29	2,31	39	2,2	49	2,11	59	2,08
10	2,42	20	2,26	30	2,29	40	2,38	50	2,06	60	2,04

kim zasięgu (wariant A), jak i awarie średniego stopnia (warianty B i C) oraz zdarzenia o charakterze kompleksowym (wariant D), skutkujące koniecznością odcięcia wybranych odcinków pierścienia sieciowego.

3. Zerwanie gazociągu i emisja gazu do środowiska

Badania objęły kompleksową symulację nieszczelności na odcinku rury oznaczonej symbolem ID2, będącej elementem rozległej sieci dystrybucyjnej gazu (oznaczenie A na schemacie). W węźle o identyfikatorze ID8 stwierdzono odchylenie wartości ciśnienia zmierzonego w terenie (1,83 kPa) względem wartości uzyskanej z modelu symulacyjnego (2,54 kPa), przekraczające dopuszczalną granicę błędu pomiarowego dla tego parametru. Na podstawie zaobserwowanej rozbieżności stwierdzono możliwość występowania nieszczelności na rurze o ID2, skutkującej niekontrolowanym ujściem gazu z systemu. W celu oszacowania rzeczywistego natężenia wycieku porównano wartości przepływów objętościowych zarejestrowanych przez urządzenie pomiarowe (1265,48 m³/h) oraz uzyskanych w modelu symulacyjnym (1218,64 m³/h) [5]. Na tej podstawie określono, że objętość utraconego medium wynosi około 46,84 m³/h, co odpowiada 1,5% całkowitego poboru paliwa w analizowanym fragmencie sieci dystrybucyjnej.

Tabela 2 Ciśnienie w sieci gazowej po wystąpieniu awarii i odizolowaniu uszkodzonego odcinka sieci

Table 2 Pressure in the gas network after the failure and isolation of the damaged section of the network

ID	P [kPa]	ID	P [kPa]	ID	P [kPa]	ID	P [kPa]	ID	P [kPa]	ID	P [kPa]
1	3	11	1,7	21	1,63	31	2,16	41	1,68	51	1,42
2	2,84	12	1,71	22	1,6	32	2,51	42	1,59	52	1,43
3	2,63	13	1,68	23	1,67	33	3	43	1,59	53	1,48
4	2,29	14	1,65	24	1,55	34	2,1	44	1,55	54	1,48
5	2,03	15	1,65	25	1,55	35	1,65	45	1,52	55	1,52
6	1,74	16	1,65	26	1,64	36	1,83	46	1,44	56	1,49
7	1,8	17	1,67	27	1,66	37	1,9	47	1,58	57	1,47
8	1,79	18	1,65	28	1,66	38	1,66	48	1,54	58	1,46
9	1,83	19	1,64	29	1,76	39	1,58	49	1,49	59	1,46
10	1,72	20	1,61	30	1,8	40	1,71	50	1,43	60	1,41

Procedura iteracyjnego dzielenia rurociągu na krótsze fragmenty oraz porównywania odczytów pomiarowych z danymi symulacyjnymi pozwoliła precyzyjnie zlokalizować miejsce nieszczelności, minimalizując przy tym liczbę prób rozkopywania sieci oraz czas niezbędny do usunięcia awarii.

W analizowanym przypadku nieszczelność stwierdzono na jednym odcinku rurociągu dystrybucyjnego. Na podstawie odczytów ze stacji redukcyjnej nr 1 zarejestrowano wzrost objętościowego strumienia gazu o około 50 m³/h względem wartości oczekiwanej. Odchylenie utrzymywało się przez 24 godziny, po czym została zgłoszona wyczuwalna woń gazu w rejonie rury ID2. Diagnostykę terenową przeprowadza się w takim wypadku z wykorzystaniem geofonów, detektorów gazu i pomiarów manometrycznych [13]. Potwierdzono lokalne spadki ciśnienia oraz nieregularności w przepływie. Po kolejnych 12 godzinach przystąpiono do prac ziemnych, izolując uszkodzony odcinek. Łączny czas emisji gazu oszacowano na 36 godzin. Wskazano konieczność wdrożenia automatycznych systemów detekcji, umożliwiających skrócenie czasu reakcji i ograniczenie strat.

Proces detekcji nieszczelności w sieciach gazowych realizowany był poprzez porównanie danych pomiarowych z wynikami symulacji numerycznej. W pierwszym etapie wykonywana była identyfikacja modelu sieci, obejmująca estymację współczynnika oporów liniowych, współczynnika ściśliwości oraz gęstości gazu. Wartości te korygowane były iteracyjnie w celu minimalizacji odchylen pomiędzy danymi rzeczywistymi a obliczonymi. W przypadku sieci dystrybucyjnych, pracujących w warunkach bliskich ustalonym, przyjęto uproszczony model izotermiczny z przepływem jednowymiarowym. Wykorzystano zmodyfikowane oprogramowania symulacyjnego, które pozwoliło na skuteczną detekcję i lokalizację nieszczelności. Dokładność lokalizacji zależna była od przyjętej długości odcinków analitycznych. Zaletą metody analitycznej jest możliwość stosowania jej niezależnie od bieżących warunków pracy sieci oraz skali wycieku. Podejście to umożliwia ograniczenie strat gazu oraz poprawę bezpieczeństwa eksploatacji.

W przypadku braku zastosowania automatycznej detekcji nieszczelności strumień ulatniającego się gazu wynosił około 50 m³/h, a czas wycieku sięgał 36 godzin. Całkowitą objętość utraconego gazu oszacowano na 1800 m³. Po wdrożeniu algorytmu detekcji czas reakcji zredukowano do 4 godzin, co przełożyło się na straty rzędu 187,4 m³. Zastosowanie automatycznego systemu umożliwiło redukcję strat objętościowych o ponad 90%. Do kalkulacji strat finansowych wykorzystano cenę gazu na poziomie 23,278 gr/kWh oraz wartość ciepła spalania 39,95 MJ/m³. Straty finansowe w scenariuszu bez detekcji wyniosły około 4650 zł, natomiast z zastosowaniem algorytmu – około 484 zł. Uzyskane wyniki jednoznacznie wskazują na wysoką skuteczność systemów wczesnej detekcji, zarówno w kontekście ograniczania strat ekonomicznych, jak i minimalizacji negatywnego wpływu na środowisko.

4. Wielomiejscowe zerwania gazociągów

Planowanie prac konserwacyjnych na gazociągach często wymaga odłączenia części odbiorców. Sytuacja ta jest istotna przy kilku nieszczelnościach i ograniczonym przepływie rezerwowym. Kluczowe pozostają lokalizacja wycieków oraz ich natężenie, które wpływają na decyzję o odcięciu odbiorców w celu minimalizacji strat finansowych (oznaczenie B na schemacie).

Na potrzeby analiz wytypowano sześć odcinków rurociągów z założonymi nieszczelnościami, które były głównymi obszarami interwencji. Segmenty oznaczo-

no identyfikatorami ID63 (wyciek 240 m³/h), ID68 (wyciek 40 m³/h), ID69 (wyciek 40 m³/h), ID71 (wyciek 80 m³/h), ID77 (wyciek 80 m³/h) i ID78 (wyciek 40 m³/h), zlokalizowanymi w południowo-zachodniej części sieci o podwyższonej awaryjności. Analizę przeprowadzono metodą symulacyjną, dzieląc rurociągi na 10-metrowe segmenty wzdłuż kierunku przepływu gazu [4]. Zabezpieczenie dostaw gazu do trzech odbiorców w tym obszarze zależało od warunków eksploatacyjnych, infrastruktury oraz budżetu operatora.

W wyniku wycieków minimalne ciśnienie robocze w sieci spadło poniżej progu 1,4 kPa, osiągając 1,3 kPa w węźle ID60. W takich warunkach stosowane mogą być dwa scenariusze naprawcze. Pierwszy polega na zwiększeniu ciśnienia na stacji redukcyjnej najbliższej miejsca awarii, co pozwala utrzymać dostawy gazu do odbiorców podczas napraw, jednak wymaga precyzyjnego sterowania i sekwencyjnego blokowania uszkodzonych odcinków, by ograniczyć straty gazu. Drugi wariant zakłada tymczasowe całkowite odcięcie uszkodzonego obszaru, umożliwiające kompleksową naprawę uszkodzonego odcinka bez dalszych wycieków, lecz skutkuje przerwą w dostawach i dodatkowymi kosztami. Zastosowanie algorytmów detekcji nieszczelności skraca czas reakcji i precyzyjnie lokalizuje awarie, co zmniejsza straty i koszty operacyjne pierwszego wariantu. Wybór strategii naprawczej powinien opierać się na analizie ekonomicznej i technicznej możliwości sterowania siecią.

W pierwszym etapie po zlokalizowaniu punktów wycieku założono przeprowadzenie robót ziemnych w celu odsłonięcia uszkodzonego odcinka i całkowitego odcięcia dopływu gazu. Wykonano wymianę niesprawnych elementów na nowe segmenty oraz zwiększono ciśnienie wyjściowe przy stacji redukcyjnej nr 2 do 3,4 kPa, co zapewniło utrzymanie minimalnych wartości ciśnienia (1,4 kPa) w najodleglejszych punktach sieci dystrybucyjnej. W kolejnym cyklu zabezpieczono rurociągi ID63 i ID69, na co składało się sześć godzin odcięcia i sześć godzin reinstalacji nowych rur z testami szczelności. W trakcie tych prac ciśnienie w punkcie referencyjnym ID49 spadło do 1,03 kPa, co wymusiło wzrost wartości wyjściowej do 5,4 kPa (wzrost o 80%). Po przywróceniu sprawności wspomnianych odcinków przepływ w stacji redukcyjnej powrócił do 3 kPa. Podobne działania zastosowano dla odcinków ID71 i ID78, bez konieczności modyfikacji ciśnienia zasilania. Ostatni etap obejmował wymianę ID68 i ID77 przy stałych parametrach ciśnienia, bez przerw w dostawach. Całość procedury, od wykrycia nieszczelności do przywrócenia funkcjonalności sześciu odcinków, zajęła 36 godzin. Analiza strat gazu wykazała, że w pierwszych 6 godzinach wyciek wyniósł 507,48 m³/h (15% zapotrzebowania), w kolejnych 12 godzinach – 219,68 m³/h (7%), a od 18. do 30. godziny – 97,87 m³/h (3%). Ostatnie 6 godzin prac nie generowało strat. Zaobserwowano, że zakres podwyższeń ciśnienia pozostawał proporcjonalny do objętości ulatniającego się gazu, co umożliwiło zachowanie stabilności parametrów w sieci przy minimalnej ingerencji w dostawy.

W drugim scenariuszu założono czasowe odcięcie fragmentu sieci dystrybucyjnej na czas usuwania uszkodzeń. Po wykryciu i precyzyjnym zlokalizowaniu nieszczelności dopływ gazu do uszkodzonego odcinka został wstrzymany, co umożliwiło ekipom serwisowym bezpieczny dostęp do prac naprawczych. Jako punkt odcięcia przyjęto rurociąg ID62, który zasilą tę część sieci. W strefie awarii zlokalizowanych było trzech odbiorców o łącznym zapotrzebowaniu 500 m³/h (ok. 15% całkowitego wolumenu). Żaden z nich nie został uznany za krytycznego odbiorcę, dlatego nie wprowadzono alternatywnych źródeł zaopatrzenia. Na usunięcie uszkodzonego fragmentu i montaż nowego odcinka zaplanowano 14 godzin. W trakcie prac pozostałe odcinki sieci pracowały przy standardowym ciśnieniu, co skróciło czas przywrócenia dostaw. Po zakończeniu napraw przywrócono przepływ gazu, by sieć automatycznie powróciła do normalnej pracy.

Przyjęto w pierwszym scenariuszu stawkę referencyjną PGNiG sp. z o.o. w wysokości 23,278 gr/kWh, na podstawie której wyliczono finansową wartość straty gazu w sieci dystrybucyjnej [14]. W drugim podejściu obliczono koszty utraconego wolumenu gazu w czasie prac naprawczych, uwzględniając opłatę za sprzedaż paliwa według cennika PGNiG Obrót Detaliczny [15] oraz opłatę za udostępnienie i przesył gazu zgodnie z taryfą PSG sp. z o.o. [14]. Do przeliczenia objętości na ekwiwalent energetyczny zastosowano wartość ciepła spalania 39,95 MJ/m³. Dzięki temu uzyskano precyzyjne oszacowanie strat oraz ich wycenę: – opłata za sprzedaż gazu dla grupy taryfowej W-5: 24,308 gr/kWh; – opłata za dystrybucję gazu w grupie W-6A.1_WA: składająca się z opłaty stałej w wysokości 0,950 gr/(kWh/h) oraz opłaty zmiennej wynoszącej 2,486 gr/kWh.

W analizowanym przypadku porównano dwie metody usuwania awarii: etapowe wstrzymywanie przepływu z selektywnym przywracaniem szczelności oraz natychmiastowe odcięcie fragmentu sieci. W pierwszej strategii przez 36 godzin sukcesywnie blokowano i naprawiano kolejne odcinki, co wygenerowało stratę 6 855 m³ gazu (koszt 17 709 zł). Druga procedura przewidywała czternastogodzinne wyłączenie obszaru, w wyniku którego utracono 7 000 m³ paliwa (strata ok. 21 552 zł). Analiza wykazała, że selektywne uszczelnianie rurociągów z utrzymaniem częściowej dostawy gazu minimalizuje objętość niedostarczonego paliwa oraz obniża koszty eksploatacyjne w porównaniu z pełnym odcięciem dostaw.

W przypadku, gdy strumień wycieku nie przekraczał 20% całkowitego poboru, przyjęte procedury pozostały bez zmian. Gdy jednak natężenie wycieku wzrosło znacząco [ID63 (wyciek 300 m³/h), ID68 (wyciek 200 m³/h), ID69 (wyciek 250 m³/h), ID71 (wyciek 175 m³/h), ID77 (wyciek 60 m³/h) i ID78 (wyciek 100 m³/h)], wdrożone zostały procedury i zmodyfikowano strategię sterowania ciśnieniem. Przeprowadzona została dokładna lokalizacja segmentów o najwyższych przepływach gazu oraz segmentacja rurociągu. W wyznaczonych odcinkach przeprowadzono ocenę ryzyka i planowane interwencje infrastrukturalne oraz krótkoterminowe korekty ciśnienia, co pozwoliło skutecznie minimalizować straty gazu.

W wyniku nieszczelności sieci stwierdzono spadek ciśnienia poniżej prognozowanego poziomu, przy czym najniższa wartość 0,2 kPa wystąpiła w węźle ID53. Niezbędne było rozważenie alternatywnych wariantów rozwiązania.

W początkowej fazie działań naprawczych zweryfikowano możliwość podniesienia ciśnienia na wyjściu stacji redukcyjnych w celu zabezpieczenia minimalnego poziomu przepływu i utrzymania ciągłości dostaw. Założono podwyższenie ciśnienia w dwóch kluczowych punktach zasilania: w źródle nr 1 do 4,0 kPa (ok. 33% wzrost) oraz w źródle nr 2 do 4,4 kPa (ok. 47% wzrost). Dzięki temu w newralgicznym węźle ID53 utrzymano wartość ciśnienia na poziomie 1,41 kPa. Po ustabilizowaniu parametrów sieci przystąpiono do selektywnego odłączania i regeneracji uszkodzonych odcinków rurociągów, przy jednoczesnym okresowym zwiększaniu ciśnienia wyjściowego, co zapobiegło przerwom w dostawach. Po zakończeniu prac modernizacyjnych przywrócono standardowe parametry robocze zgodne z założeniami eksploatacyjnymi. Całkowity czas wykonania prac remontowych wyniósł 36 h. Przez pierwsze 6 h wyciek gazu kształtował się na poziomie 1 078,56 m³/h (32% zapotrzebowania), w kolejnych 12 h – 523,97 m³/h, a przez następne 12 h – 254,42 m³/h. W celu zapewnienia odpowiedniego poziomu ciśnienia u odbiorców, podnoszono wartości ciśnienia na stacjach do momentu osiągnięcia satysfakcjonujących wartości. Podniesienie ciśnienia proporcjonalnie w stosunku do brakującej wartości okazało się nie wystarczające. Równomierne zwiększenie ciśnienia w obu źródłach pozwoliło na bardziej jednorodne rozłożenie parametrów, ograniczając lokalne przeciążenia i zapewniając odpowiednie wartości ciśnienia na krańcach sieci. Utrata ok. 500 m³/h gazu przez około

14 h została uwzględniona w bilansie energetycznym i finansowym operacji naprawczej.

W oparciu o dotychczas stosowane stawki taryfowe oraz współczynniki kosztowe przeprowadzono porównanie dwóch scenariuszy awaryjnych eksploatacji sieci gazowej. W wariancie z podwyższeniem ciśnienia roboczego obliczono koszt operacyjny na poziomie 40 846 zł przy utracie gazu rzędu 15 812 m³. Alternatywnie zastosowano selektywne odłączenie fragmentu magistrali, co wygenerowało koszty w wysokości 21 552 zł. Nie zaobserwowano zmian kosztów przerwy w dostawach dla danej grupy odbiorców. Z analiz wynika, że przy nieszczelnościach skutkujących ubytkami powyżej 20% zużycia (dla danej sieci) bardziej opłacalne było czasowe wstrzymanie zasilania uszkodzonego odcinka niż utrzymywanie podwyższonego ciśnienia.

5. Nieprawidłowa praca stacji redukcyjnej

W razie awarii stacji redukcyjnej (oznaczenie C na schemacie) następuje przerwanie dopływu gazu, co zakłóca ciśnienie i dostawy. Wymaga to wdrożenia procedur sterowania zapewniających utrzymanie stabilności sieci. Uszkodzenie może wynikać z awarii mechanicznej, błędu sterowania lub czynników zewnętrznych, skutkując spadkiem ciśnienia, brakiem zasilania i nierównomiernym rozkładem ciśnień.

Dla badanej sieci w warunkach normalnej pracy stacje redukcyjne utrzymywały ciśnienie wyjściowe na poziomie ok. 3 kPa, co gwarantowało stabilne zaopatrzenie odbiorców. W scenariuszu awaryjnym stwierdzono uszkodzenie jednej ze stacji (źródło 2), w efekcie czego ciśnienie wyjściowe do sieci spadło do 0,5 kPa, co wykluczyło możliwość zasilenia sąsiednich węzłów. Różnica ciśnień między sprawnym źródłem 1 (3 kPa) a uszkodzonym odcinkiem stworzyła ryzyko przepływu wstecznego. Obniżenie ciśnienia wyjściowego w Źródle 1 poniżej wartości nominalnej uniemożliwiłoby utrzymanie dopuszczalnego minimum 1,4 kPa w odległych punktach sieci, co prowadziłoby do przerw w dostawach. Izolacja uszkodzonej stacji poprzez zamknięcie zaworów w odcinkach ID35 i ID50 ograniczyłaby obszar awarii, lecz nie zapewniłaby wystarczającego ciśnienia dla węzłów takich jak ID30 czy ID35. Najlepszym rozwiązaniem okazało się wyłączenie uszkodzonego odcinka oraz zwiększenie ciśnienia wyjściowego w źródle 1 do maksymalnego poziomu dopuszczalnego przez infrastrukturę. W razie niewystarczającej wydajności konieczne mogło być czasowe ograniczenie dostaw do niektórych węzłów do momentu przywrócenia pełnej sprawności źródła 2.

Po usunięciu awarii i naprawie stacji redukcyjnej przywrócono standardowe warunki pracy sieci, stopniowo zwiększając przepływ gazu, aż do uzyskania ciśnienia wyjściowego 3 kPa na obu stacjach, przy jednoczesnym stabilizowaniu parametrów całego układu.

W przypadku całkowitego wyłączenia źródła 2 zaobserwowano istotny spadek ciśnienia w sieci gazowej, przy czym najniższe wartości (0,73 kPa) odnotowano w węźle ID35, bezpośrednio sąsiadującym z odłączonym źródłem. Aby przywrócić parametry robocze zgodne z obowiązującymi normami, ciśnienie wyjściowe źródła 1 zwiększono do 3,7 kPa, co stanowiło wzrost o 23% w stosunku do stanu wyjściowego. W wyniku tej korekty wartość ciśnienia w węźle ID35 wzrosła do 1,45 kPa, przekraczając minimalny próg niezbędny do zapewnienia niezawodnej pracy urządzeń końcowych. Maksymalny dopuszczalny poziom ciśnienia w źródle 1 wyznaczono na poziomie na 5,5 kPa, aby nie przekroczyć granicy 5 kPa dostarczanej do odbiorców. Przekroczenie tej wartości groziłoby naruszeniem norm technologicznych oraz obniżeniem bezpieczeństwa eksploatacji.

W analizowanym scenariuszu awarii infrastruktury gazowej nie stwierdzono bezpośredniego uwolnienia paliwa do atmosfery

na skutek nieszczelności przewodów czy urządzeń. W związku z tym nie przeprowadzono szacowania ilości utraconego gazu ani powiązanych strat ekonomicznych i środowiskowych. Zidentyfikowano jednak przerwę w dostawie gazu do odbiorców, wymuszającą rekonfigurację parametrów systemu dystrybucyjnego. Wykonanie tych działań wiązało się z czasem potrzebnym na przywrócenie ciągłości zasilania i ograniczenie niedogodności dla użytkowników końcowych. W przypadku awarii reduktorów ciśnienia i towarzyszącego im systemu automatycznego sterowania w źródle nr 2 niezbędne było wyłączenie stacji z eksploatacji i przeprowadzenie prac naprawczych, szacowanych na 4–12 godzin. W czasie wyłączenia gaz był dostarczany alternatywnym kanałem z sąsiedniego źródła nr 1, przy jednoczesnym stopniowym podnoszeniu ciśnienia zasilania, aby zagwarantować prawidłowe parametry dostaw nawet w najdalszych punktach sieci. Dzięki oczkowej strukturze rurociągów możliwe było szybkie przełączenie kierunku przepływu i ograniczenie maksymalnego czasu przerwy w dostawie do około 2 godzin. W analizowanym przypadku realny czas przerwy w dostawie do węzłów ID30, ID31, ID35 i ID38 wyniósł jedną godzinę.

Wyliczono, że zapotrzebowanie gazu wyniosło 740 m³/h, co stanowiło 22% zużycia w sieci dystrybucyjnej. Określono, że opłata za sprzedaż paliwa gazowego wyniosła 1 996 zł, a koszt dystrybucji – 282,10 zł, co łącznie dało obciążenie klientów w wysokości 2 278,10 zł. Z uwagi na godzinne wyłączenie fragmentu sieci dystrybucyjnej operator nie uzyskał pełnej opłaty dystrybucyjnej, gdyż w tym czasie nie następował transport gazu przez uszkodzony odcinek. Po usunięciu usterki stopniowo przywracano pracę stacji redukcyjnej oraz redukcję parametrów ciśnienia i przepływu do wartości nominalnych na sąsiednim węźle. Ciśnienie w sieci utrzymano jednak powyżej minimalnego poziomu, dzięki czemu ciągłość dostaw do odbiorców końcowych nie została zakłócona.

6. Nieprawidłowa praca stacji redukcyjnej + zerwanie gazociągu

Ostatni analizowany wariant zakładał awarię sieci dystrybucyjnej gazu (oznaczenie D na schemacie), obejmującą jednoczesne trudności w utrzymaniu wymaganego ciśnienia na stacji redukcyjnej, zablokowanie zaworów magistralnych oraz pojawienie się licznych nieszczelności spowodowanych nadmiernym ciśnieniem. Zasięg awarii oceniono na podstawie danych pomiarowych.

W przedstawionym scenariuszu wykonano symulację awarii stacji redukcyjnej źródło 2, odpowiedzialnej za zasilanie lokalnych odbiorców. Stwierdzono, że ciśnienie wyjściowe spadło do 0,5 kPa, co uniemożliwiło spełnienie wymagań eksploatacyjnych i uznano stację za niesprawną. W związku z tym odłączono źródło 2, a ciśnienie w działającej stacji źródło 1 podwyższono, aby utrzymać ciągłość dostaw. Dodatkowo uwzględniono ograniczenia przepływu spowodowane niedrożnością zaworów na odcinkach ID31 i ID51, co wymusiło tymczasowe zwiększenie ciśnienia aż do usunięcia awarii.

W wyniku odcięcia dopływu gazu ze źródła 2 oraz zamknięcia dwóch zaworów stwierdzono brak ciśnienia w wybranych punktach sieci przy standardowym ciśnieniu roboczym 3 kPa, co uniemożliwiło dostawy paliwa do wszystkich odbiorców. W celu przywrócenia ciągłości zasilania przeprowadzono symulację stopniowego podnoszenia ciśnienia w źródle 1 z krokiem 1 kPa. Ustalono, że ciśnienie wyjściowe na poziomie 7 kPa zapewnia pełne pokrycie zapotrzebowania; najniższe ciśnienie (1,78 kPa) odnotowano w węźle ID35. W kolejnym etapie analizy odnotowano nowy incydent w postaci wykrycia nieszczelności w kilku odcinkach gazociągu. Uszkodzenia te uznano za awaryjne i dotyczyły one rurociągów oznaczonych identyfikatorami: ID2 (wyciek 70 m³/h), ID9 (wyciek 7 m³/h), ID13 (wyciek 50 m³/h), ID17 (wyciek 60 m³/h) oraz ID32 (wyciek 20 m³/h).

W początkowym etapie zwiększono ciśnienie na wyjściu ze stacji redukcyjnej w celu weryfikacji możliwości zasilania sieci z pojedynczego źródła przy zachowaniu niskiego ciśnienia roboczego. Proces prowadzono iteracyjnie, w przyrostach co 1 kPa, do osiągnięcia maksymalnej wartości 10 kPa, stanowiącej wzrost o 233% względem wartości początkowej. Uzyskane ciśnienie przyjęto jako punkt odniesienia do dalszych analiz. Zwiększenie ciśnienia umożliwiło jedynie częściowe zasilenie północno-wschodniej części sieci, przy jednoczesnym braku poprawy parametrów u pobliskich odbiorców.

W celu zapewnienia wymaganych parametrów ciśnienia możliwe było ograniczenie dostaw gazu do odbiorców niekluczowych. Za optymalne uznano odcięcie południowo-zachodniego odcinka sieci poprzez zamknięcie rurociągu ID62. Rozwiązanie to pozwoliło na weryfikację utrzymania minimalnych wartości ciśnienia u odbiorców strategicznych przy jednoczesnej minimalizacji ryzyka operacyjnego.

Po odcięciu analizowanego odcinka sieci uzyskano ciśnienia 1,685 kPa (ID35) oraz 1,943 kPa (ID46), co umożliwiło spełnienie minimalnych wymagań eksploatacyjnych. Przywrócenie funkcjonalności obejmowało usunięcie nieszczelności, wymianę zaworów na magistrali oraz naprawę stacji redukcyjnej nr 2 zasilającej pobliski obszar.

Po wykryciu nieszczelności przeprowadzono prace ziemne, mające na celu odsłonięcie uszkodzonych odcinków sieci oraz całkowite odcięcie dopływu gazu do tych miejsc. Następnie wymieniono uszkodzone elementy na nowe segmenty rur. W celu zapewnienia stabilności sieci i minimalnych wartości ciśnienia w najbardziej oddalonych punktach podniesiono ciśnienie wyjściowe w stacji redukcyjnej nr 2 do poziomu 3,4 kPa, co pozwoliło utrzymać minimalne ciśnienie na poziomie 1,4 kPa w odległych miejscach sieci dystrybucyjnej. Kolejnym etapem były prace przy rurociągach ID63 i ID69, które wymagały dwunastu godzin – sześciu na odcięcie i demontaż, oraz sześciu na montaż nowych rur wraz z testami szczelności. W czasie tych działań zanotowano spadek ciśnienia w punkcie referencyjnym ID49 do wartości 1,03 kPa, co wymusiło podniesienie ciśnienia wyjściowego do 5,4 kPa, czyli o około 80%. Podobne prace wykonano na odcinkach ID71 i ID78, jednak bez potrzeby zmiany ciśnienia wyjściowego. Ostatni etap obejmował wymianę rur na odcinkach ID68 i ID77, przeprowadzoną bez przerw w dostawie gazu i utrzymaniu stałych parametrów sieci. Łączny czas napraw i przywracania sprawności sześciu odcinków wyniósł 36 godzin. Analiza strat gazu wykazała, że w pierwszych sześciu godzinach wyciek osiągnął 507,48 m³/h (około 15% zapotrzebowania), w kolejnych dwunastu godzinach – 219,68 m³/h (7%), a od 18. do 30. godziny – 97,87 m³/h (3%). W ostatnich sześciu godzinach nie odnotowano strat. Zauważono, że podwyższenie ciśnienia było proporcjonalne do wielkości wycieku, co umożliwiło stabilizację parametrów sieci przy minimalnym wpływie na odbiorców.

W celu rozwiązania problemu nieszczelności w sieci gazowej zastosowano metodę stopniowego przywracania uszkodzonych odcinków do prawidłowego funkcjonowania. Prace prowadzono równocześnie na dwóch odcinkach: ID2 i ID9. Przepływ gazu przez te fragmenty został odcięty na 12 godzin, po czym wymieniono rury w ciągu 6 godzin. Po zakończeniu prac odnotowano spadek ciśnienia, zwłaszcza w węźle ID35, gdzie wartość spadła do – 0,91 kPa. Konieczne było podniesienie ciśnienia wyjściowego stacji redukcyjnej do 10 kPa, a po wznowieniu przepływu ustabilizowano je na poziomie 7 kPa. Podobne działania przeprowadzono na odcinkach ID13 i ID32. Zamknięcie tych fragmentów spowodowało spadek ciśnienia do – 1,42 kPa, co wymagało ponownego zwiększenia ciśnienia wyjściowego do 10 kPa. Po zakończeniu prac ciśnienie ustabilizowano na poziomie 7 kPa. Kolejne etapy obejmowały wymianę zaworu na odcinku ID31 oraz prace na rurociągu ID17, z czasem realizacji odpowiednio 4 i 18 godzin. Ciśnienie w stacji

redukcyjnej podniesiono do 9 kPa, aby utrzymać stabilne warunki (węzeł ID35 – 1,76 kPa). Po udrożnieniu odcinka ID31 ciśnienie ustawiono na 6 kPa. Na koniec wymieniono zawór na odcinku ID51 oraz przywrócono działanie źródła nr 2. Prace trwały 4 godziny, a stabilne ciśnienie w sieci pozwoliło na ich sprawne przeprowadzenie bez konieczności dalszych zmian. Po zakończeniu procedury ciśnienie w stacjach redukcyjnych powróciło do początkowych 3 kPa.

Dzięki zastosowaniu algorytmu detekcji nieszczelności możliwa była szybka identyfikacja miejsca wycieku oraz natychmiastowa organizacja naprawy. Przewidywany czas wykupu i zatamowania przepływu wynosił sześć godzin. W tym czasie ciśnienie wyjściowe stacji redukcyjnej podniesiono do 10 kPa, a południowo-wschodnia część sieci (węzły ID48–ID60) została wyłączona, aby utrzymać dostawy gazu do odbiorców strategicznych. Po przywróceniu sprawności uszkodzonych rurociągów ciśnienie obniżono do 7 kPa. Naprawa zaworów i stacji zajęła dodatkowo sześć godzin.

Wersja z selektywną interwencją na miejscach awarii przeprowadzona została według procedury manualnego zgłaszania i wykrywania usterek, bez automatycznego systemu detekcji nieszczelności. Skrócono czas lokalizacji i potwierdzenia awarii, co pozwoliło skupić zasoby na robotach ziemnych i odcięciu przepływu gazu. Kolejność eliminacji usterek zachowano zgodnie z wcześniejszymi procedurami. Podczas wymiany odcinków ID2 i ID9 ciśnienie wyjściowe regulowano między 10 a 7 kPa, podobnie jak przy odcinkach ID13 i ID32. Natomiast w przypadku wymiany odcinka ID17 i zaworu na ID31 ciśnienie ustawiono na 9 kPa, a następnie 6 kPa. Średni czas wykupu, obejmujący prace eksploatacyjne i zasyptywanie, wyniósł około 12 godzin. Na zakończenie wymieniono zawór na odcinku ID51 oraz usprawniono stację redukcyjną nr 2, bez zmian ciśnienia w źródle nr 1. Finalnie ustalono ciśnienie na obu źródłach na poziomie 3 kPa, zapewniając stabilną pracę systemu.

Straty finansowe spowodowane zakłóceniami w pracy sieci gazowej, zwłaszcza dla węzłów ID30, ID31, ID35 i ID38, wyniosły 2278,1 zł przy godzinnej przerwie w dostawie gazu i niepokrytym zapotrzebowaniu 740 m³/h. Różnice pojawiły się w przypadku nieszczelności gazociągów, wymagających odrębnej analizy.

W przypadku tradycyjnego wykrywania awarii, polegającego na natychmiastowym odcięciu uszkodzonych rur (wariant 1), wyciek gazu o wartości 207 m³/h (6% całkowitego poboru) trwał 36 godzin, co spowodowało straty wynoszące 7452 m³. Odłączenie odbiorców o łącznym zapotrzebowaniu 500 m³/h trwało 6 godzin, podczas których nie otrzymali oni 3000 m³ gazu. Prace przy zaworach magistralnych i stacji redukcyjnej nr 2 nie wymagały przerw w dostawach i nie są uwzględniane w bilansie. Trzej odbiorcy (ID50, ID51, ID60), stanowiący 15% zapotrzebowania, doświadczyli przerw w dostawie do czasu uszczelnienia uszkodzeń.

W przypadku wykrywania awarii metodą standardową (wariant 2) naprawy przebiegały etapowo. W początkowej fazie stwierdzono wyciek gazu o natężeniu 207 m³/h, utrzymujący się przez 36 godzin, podczas których odcięto rury ID2 i ID9. Strumień gazu zmniejszył się do 130 m³/h (4% poboru) przez kolejne 18 godzin. Po odcięciu rur ID13 i ID32 spadł do 60 m³/h (2% poboru) i utrzymywał się przez 12 godzin. Po usunięciu usterek na rurach, zaworach i źródle nr 2 wyciek ustąpił. Sieć pozostawała operacyjna przez cały czas napraw, co ograniczyło straty gazu.

Przeprowadzono szczegółową analizę ekonomicznych strat wynikających z awarii w systemie dystrybucji gazu (tab. 3), uwzględniając zarówno straty spowodowane wyciekami gazu na skutek nieszczelności, jak i przerwy w dostawie paliwa do odbiorców końcowych. W badaniu uwzględniono różne scenariusze reakcji na awarie, w tym warianty z zastosowaniem zaawansowanych algorytmów detekcji nieszczelności oraz modele operacyjne pozbawione automatycznego monitoringu. W modelach bez automatycznych systemów detekcji operator podejmował decyzję o wyłączeniu całych uszkodzonych odcinków gazociągu, co skutkowało łącznymi

kosztami sięgającymi około 30 765 zł. W przypadku selektywnego wyłączania jedynie wybranych fragmentów sieci straty finansowe wyniosły około 29 433 zł. Różnica ta wskazuje, że częściowe wyłączanie infrastruktury nie przynosi znaczącej poprawy w zakresie ograniczania strat ekonomicznych ponoszonych przez operatora. Z kolei wdrożenie inteligentnych systemów detekcji opartej na analizie parametrów sieci w czasie rzeczywistym znacząco zmniejszyło czas lokalizacji awarii i pozwoliło ograniczyć wycieki gazu. Warianty te charakteryzowały się kosztami awarii niemal dwukrotnie niższymi niż modele z ręcznym wykrywaniem problemów. Dodatkowo zastosowanie strategii etapowego odłączania uszkodzonych fragmentów sieci oraz stopniowego zwiększania ciśnienia w źródłach zasilających umożliwiło utrzymanie ciągłości dostaw oraz zminimalizowało ryzyko utraty przychodów. Podsumowując, inwestowanie w nowoczesne systemy monitoringu i automatyczne algorytmy detekcyjne wykazuje wysoką efektywność zarówno pod względem ograniczania strat finansowych, jak i podnoszenia bezpieczeństwa eksploatacji sieci gazowych. Rekomenduje się wdrożenie takich rozwiązań w celu optymalizacji zarządzania sytuacjami awaryjnymi. Korzyści z zastosowania nowoczesnych technologii odczuwają nie tylko operatorzy sieci, ale również odbiorcy końcowi, dla których poprawia się niezawodność dostaw paliwa oraz ogranicza się czas trwania przerw serwisowych.

Tabela 3 Koszty finansowe poniesione przez wystąpienie nieszczelności oraz niedyspozycyjność sieci gazowej. Koszt referencyjny odnosi się do strumienia gazu wydobywającego się przez nieszczelności; sprzedaż i dystrybucja gazu – do odbiorców, którzy nie otrzymali gazu

Table 3 Financial costs paid for leaks and unavailability of the gas network. The reference cost refers to the stream of gas flowing out through leaks; gas sales and distribution – to customers who did not receive gas

Wariant	Koszt referencyjny [zł]	Sprzedaż gazu [zł]	Dystrybucja gazu [zł]	Całkowity koszt [zł]
1 (bez metod detekcji, całkowite odcięcie)	19 250	10 089	1 426	30 765
2 (bez metod detekcji, selektywne odcięcie)	27 155	1 996	282,2	29 433
3 (z metodami detekcji, całkowite odcięcie)	2 979	10 089	1 426	14 494
4 (z metodami detekcji, selektywne odcięcie)	8 486	1 996	282,2	10 765

7. Podsumowanie sterowania pracą sieci gazowej

- W pracy wyróżniono cztery podstawowe scenariusze awaryjne:
- 1) Pojedyncze zerwanie gazociągu, charakteryzujące się lokalną ucieczką gazu.
 - 2) Wieloogniskowe uszkodzenia rurociągu (kilka rozerwań), generujące rozległe straty i niestabilność ciśnienia w całej sieci.
 - 3) Uszkodzenie stacji redukcyjnej – głównego źródła zasilania sieci rozdzielczej, powodujące spadek ciśnienia i możliwość niedostarczania gazu.
 - 4) Łączne awarie – kombinacja rozerwania gazociągów w kilku miejscach oraz awaria stacji redukcyjnej.

Przeprowadzono analizę porównawczą efektywności wykrywania nieszczelności w dwóch wariantach: tradycyjnym, bez wsparcia algorytmów, oraz z zastosowaniem zaawansowanych narzędzi detekcyjnych. Wykonano obliczenia uwzględniające średni czas trwania awarii, średnią objętość wyciekającego gazu oraz obowiązujące

ceny gazu na rynku. W analizie pominięto straty gazu wynikające z przestojów przepływu u odbiorców spowodowanych odcięciem fragmentu sieci, ponieważ w obu wariantach przyjęto jednakowy czas przerwy w dostarczaniu medium do odbiorców.

Przybliżone wyniki symulacji awarii zawarto w tab. 4. Kalkulację ekonomiczną skutków awarii przeprowadzono wyłącznie na podstawie kosztów objętości paliwa gazowego, pomijając koszty robocizny związane z wykonywaniem prac oraz koszty materiałów niezbędnych do wymiany uszkodzonych odcinków sieci gazowej. Zgodnie z wynikami, w tradycyjnym modelu, opartym na manualnych inspekcjach, zgłoszeniach odbiorców oraz odczytach przyrządów pomiarowych, czas wykrycia wycieku wynosił średnio od 24 do 36 godzin. Opóźnienie to powodowało znaczne straty gazu oraz wzrost kosztów operacyjnych, często związanych z koniecznością zaangażowania rozległych zasobów terenowych podczas prac ziemnych. W przypadku zastosowania algorytmów detekcyjnych, które umożliwiają ciągły monitoring stanu sieci, wykrycie nieszczelności możliwe było w jak najkrótszym czasie,

Tabela 4 Wyniki przeprowadzonych symulacji w postaci czasu trwania nieszczelności oraz ilości utraconego gazu, a także zestawienie strat finansowych na skutek wycieku paliwa gazowego lub odłączenia odbiorców

Table 4 The results of the simulations show as duration of the leak and the amount of gas lost, as well as a summary of financial losses due to leakage of gas fuel or disconnection of customers

	Rodzaj awarii	Detekcja manualna	Detekcja z użyciem algorytmów	Różnica
Czas trwania nieszczelności*	Pojedyncze zerwanie	~36 h	~4 h	89%
	Kilka rozerwań (naprawa selektywna)	~66 h	~30 h	54%
	Kombinacja awarii (naprawa jednoczesna)	~36 h	~6 h	83%
Ilość utraconego gazu przez nieszczelności	Pojedyncze zerwanie	1 800 m ³ /h	187,4 m ³ /h	90%
	Kilka rozerwań (udział nieszczelności do 20%)	24 480 m ³ /h	6 855 m ³ /h	72%
	Kilka rozerwań (udział nieszczelności powyżej 20%)	51 810 m ³ /h	15 812 m ³ /h	69%
	Kombinacja awarii (naprawa jednoczesna)	7 452 m ³ /h	1 153 m ³ /h	85%
	Kombinacja awarii (naprawa selektywna)	10 512 m ³ /h	3 285 m ³ /h	69%
Straty finansowe	Pojedyncze zerwanie	4 650 zł	484 zł	90%
	Kilka rozerwań (udział nieszczelności do 20%; naprawa jednoczesna)	69 909 zł	29 417 zł	58%
	Kilka rozerwań (udział nieszczelności do 20%; naprawa selektywna)	63 237 zł	17 709 zł	72%
	Kilka rozerwań (udział nieszczelności powyżej 20%; naprawa jednoczesna)	122 452 zł	38 269 zł	69%
	Kilka rozerwań (udział nieszczelności powyżej 20%; naprawa selektywna)	133 836 zł	40 846 zł	69%
	Kombinacja awarii (naprawa jednoczesna)	30 765 zł	14 494 zł	53%
	Kombinacja awarii (naprawa selektywna)	29 433 zł	10 765 zł	63%

* – na czas trwania nieszczelności składają się również czas robót ziemnych i czynności prowadzące do odcięcia przepływu przez uszkodzony rurociąg

a odcięcie przepływu gazu przez uszkodzony rurociąg następowało w ciągu sześciu godzin. Wprowadzenie narzędzi analizy strumieni i ciśnienia paliwa gazowego umożliwia szybkie wykrycie odchyień od normy oraz natychmiastowe uruchomienie procedury alarmowej. W efekcie minimalizowane są nie tylko bezpośrednie straty gazu, ale również redukowane koszty napraw, dzięki precyzyjnej lokalizacji miejsca awarii, eliminującej konieczność ingerencji w cały odcinek gazociągu między węzłami.

Zastosowanie zaawansowanych algorytmów analizy danych umożliwia znaczące przyspieszenie procesu lokalizacji nieszczelności w systemach gazowych. Czas wykrycia awarii ulega skróceniu nawet o ponad 80%. Wysoka efektywność ogranicza objętość gazu wydostającego się przed podjęciem działań naprawczych. Precyzyjna identyfikacja miejsca uszkodzenia eliminuje konieczność odłączania rozległych fragmentów infrastruktury, co pozwala na zachowanie ciągłości dostaw do odbiorców końcowych. W efekcie zmniejszane są straty finansowe operatorów sieci, a czas przestojów w dostawie paliwa gazowego ulega skróceniu.

Na podstawie danych pomiarowych oraz cen referencyjnych gazu przeprowadzono analizę strat gazu oraz kosztów operacyjnych (tab. 4). Oszacowano skutki ekonomiczne różnych scenariuszy awaryjnych, uwzględniając zarówno tradycyjne metody detekcji, jak i zastosowanie algorytmów numerycznych. W wyniku przeprowadzonej analizy stwierdzono, że zastosowanie algorytmów umożliwia redukcję strat gazu średnio o 78%, co przekłada się na proporcjonalne obniżenie strat finansowych. Wskazuje się, że czas trwania nieszczelności ma istotny wpływ na ilość utraconego paliwa gazowego. Podkreśla się, iż różnice te są znaczące nie tylko z punktu widzenia ochrony zasobów, ale także z uwagi na wymierne korzyści finansowe. Ograniczenie strat gazu prowadzi do oszczędności oraz poprawy rentowności działalności operatora. Ponadto, zmniejszenie emisji gazu do atmosfery przyczynia się do ochrony środowiska naturalnego.

Analiza przypadku wielomiejscowego wystąpienia nieszczelności oraz konieczności naprawy uszkodzonych odcinków rurociągów wykazała, że w takich sytuacjach kluczowa jest elastyczność podejmowanych decyzji. Dotyczy to wyboru między odcięciem fragmentu sieci gazowej a podniesieniem ciśnienia w stacji redukcyjnej. Decyzje te mają istotny wpływ na wysokość kosztów operacyjnych ponoszonych przez operatora sieci gazowej, wynikających z czasowej niedyspozycyjności części sieci lub eksploatacji nieszczelnych gazociągów. Przeprowadzone badania wskazały, że w przypadku nieszczelności przekraczających 20% całkowitego poboru bardziej opłacalne jest odcięcie fragmentu sieci, gdyż minimalizacja strat finansowych przewyższa koszty związane z przestojami. Natomiast wycieki nieprzekraczające 20% całkowitego poboru uzasadniają utrzymanie bądź podniesienie ciśnienia wyjściowego w stacji redukcyjnej oraz naprawę rur, ponieważ straty związane z usuwaniem mniejszych nieszczelności są niższe niż koszty odcięcia odbiorców. Podkreśla się jednak, że podnoszenie ciśnienia w warunkach występowania nieszczelności wiąże się z realnym zagrożeniem dla bezpieczeństwa [7]. Długotrwały wyciek gazu do atmosfery może prowadzić do jego gromadzenia się zarówno na otwartej przestrzeni, jak i w zamkniętych pomieszczeniach. W sprzyjających warunkach atmosferycznych oraz przy odpowiednim stosunku mieszania z powietrzem istnieje ryzyko powstania mieszaniny wybuchowej, której zapłon może wywołać eksplozję. W związku z powyższym wariant zwiększania ciśnienia należy traktować przede wszystkim jako rozważenie teoretyczne, stosowane wyłącznie w warunkach kontrolowanych i krótkotrwałych. W określonych sytuacjach dopuszcza się kontrolowany wypływ gazu, na przykład za pomocą wydmuchowych kolumn lub jego kontrolowanego spalania. Metoda ta jest stosowana zwłaszcza przy zerwanych gazociągach, gdzie gaz zostaje celowo podpalony w celu zapobieżenia jego niekon-

trolowanemu rozprzestrzenianiu się i potencjalnej eksplozji. W takich przypadkach fragment gazociągu odcina się od reszty sieci, a spalaniu ulega jedynie gaz zgromadzony w zamkniętej sekcji rurociągu. Pomimo awaryjnego charakteru rozwiązania, bywa ono skuteczniejsze i bezpieczniejsze niż pozostawienie wycieku pod ciśnieniem bez nadzoru.

W niniejszym opracowaniu w ramach wniosków końcowych wyodrębniono kluczowe aspekty realizowanej analizy. Szybkość detekcji nieszczelności uznaje się za podstawowy parametr umożliwiający istotne ograniczenie objętości utraconego gazu. Wdrożenie modeli detekcji przyczynia się do znaczącego skrócenia czasu wykrywania awarii, co bezpośrednio przekłada się na zmniejszenie strat gazu. Algorytmy bilansowe, stosowane do automatycznego wykrywania nieprawidłowości w parametrach czynnika roboczego, pełnią funkcję efektywnego narzędzia stałego monitoringu oraz wczesnego ostrzegania. Podejmowane decyzje operacyjne, polegające na wyborze pomiędzy zwiększeniem ciśnienia w sieci a izolacją jej fragmentów, prowadzą do redukcji kosztów operatora oraz minimalizacji ryzyka przerw w dostawie gazu o wymaganych parametrach technicznych. Oszacowane redukcje strat na poziomie 54–90% w różnych scenariuszach potwierdzają, iż implementacja algorytmów detekcji nieszczelności wraz z dynamicznym zarządzaniem parametrami sieci znacząco wpływa na efektywność i niezawodność dystrybucji gazu.

LITERATURA

- [1] Baryłka A. J.. 2015. „Urządzenia, instalacje i sieci gazowe wytwarzające, przetwarzające, przesyłające, magazynujące i zużywające paliwa gazowe”. Centrum Rzecznostwa Budowlanego
- [2] Bąkowski K.. 2013. „Sieci i instalacje gazowe. Poradnik projektowania, budowy i eksploatacji”. Wydawnictwo Naukowe PWN.
- [3] Guzik J.. 2019. „Instalacje i sieci gazowe”. Wydawnictwo i Handel Książkami ‘KaBe’ s.c.
- [4] Kwastar M., Osiadacz A. J., Kotyński Ł.. 2019. „Method for leak detection and location for gas networks. *Archives of Mining Sciences* 64 (1): 131-150.
- [5] Liou J.C.P., 1996. „Leak Detection by Mass balance Effective for Norman Wells Line”. *Oil & Gas Journal* 94, 17.
- [6] Łaciak M.. 2019. „Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych”. Wydawnictwo Tarbonus.
- [7] Matkowski A. (Red.), Barczyk J.. 2012. „Vademecum gazownika : praca zbiorowa. T. 4, Gaz ziemny : rynek, efektywność, bezpieczeństwo”. Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego.
- [8] Osiadacz A. J., Kotyński Ł.. 2015. „Metoda wykrywania nieszczelności w przesyłowych sieciach gazowych (cz. 1)”, *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* 89 (12): 423-426.
- [9] Osiadacz A. J., Kotyński Ł.. 2016. „Komputerowa metoda wykrywania nieszczelności w przesyłowych sieciach gazowych (cz.2) *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* 90 (1): 8-15.
- [10] Stuart L. Scott, Maria A. Barrufet, 2003. „Worldwide Assessment of Industry Leak detection Capabilities for Single & Multiphase Pipelines”. Department of Petroleum Engineering Texas University.
- [11] Szer. J., Błazik-Borowa E.. 2017. „Incidents associated with gas operation”. *Archives of Civil Engineering*. 63 (2): 145-164.
- [12] Żuchowicki A. W., Żuchowicki J.. 2012. „Systemy sieci gazowych”. Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Koszalińskiej
- [13] <https://przeciek24.com/nieszczelna-instalacja-metody-badania-nieszczelności-instalacji/>
- [14] <https://www.psgaz.pl/przydatne-dokumenty-i-cenniki>
- [15] <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12023,Nowa-taryfa-dla-PGNIg-OD>