

Analiza Ryzyka w PGNiG

Paweł Stańczak

Każdy podmiot pełniący rolę operatora realizujący usługę przesyłową, odpowiedzialny za zapewnienie ciągłości dostaw gazu ziemnego dla swoich klientów, stosuje dostępne mu środki mające na celu zminimalizowanie skutków ewentualnych zakłóceń pracy systemu przesyłowego.

1. Krótka charakterystyka systemu przesyłowego

- System przesyłowy – kształt i zasięg
- Kierunki dostaw gazu
- Charakterystyka wybranych elementów systemu przesyłowego.

2. Zagrożenia wewnętrzne - awarie techniczne

3. Zagrożenia zewnętrzne - awarie systemów współpracujących, wstrzymanie dostaw, działanie osób trzecich

4. Metody eliminacji lub ograniczenia ryzyka

- System Eksploatacji Sieci Przesyłowych SESP – procedury i instrukcje,
- Systemy łączności i telemetrii wraz z redundancją,
- Ochrona czynna i bierna obiektów systemu przesyłowego,
- System Oceny Stanu Technicznego i Analizy Ryzyka Gazociągów Wysokiego Ciśnienia SOREG-P
- Pogotowie Techniczne (wysokiego ciśnienia),
- Elastyczny system przesyłowy (struktury pierścieniowe, dwustronne zasilanie, elastyczne węzły i tłocznie),
- Redundancja systemów zarządzania,
- Dywersyfikacja zasilania systemu w paliwa.

5. Analiza przypadków

- Awaria techniczna obiektu systemowego lub gazociągu,
- Radykalne zmniejszenie ciśnienia dostawy,
- Wstrzymanie dostaw.

Każda działalność gospodarcza wiąże się z zagrożeniami a ryzyko to wzrasta wraz z wielkością obszaru, na którym dane przedsiębiorstwo prowadzi działalność. W szczególności dotyczy to przedsiębiorstw sieciowych o charakterze ponadregionalnym. Stąd dla efektywnego zarządzania niezbędna jest analiza ryzyka towarzyszącego prowadzonej działalności. Należy określić źródła i charakter zagrożeń, dokonać ich oceny oraz wyznaczyć sposoby eliminacji lub zmniejszenia ryzyka oraz opracować sposoby działań interwencyjnych mających na celu zminimalizowanie skutków powstałych w wyniku niekorzystnych zdarzeń (sytuacji) czy awarii. Podstawowe kategorie ryzyka obejmują: ryzyko rynkowe, kredytowe, płynności, operacyjne, prawne, reputacji, regulacyjne i ryzyko techniczne. W niniejszym referacie omówiono ryzyko operacyjne towarzyszące działalności operatora gazociągu, w odniesieniu do prowadzonej przez PGNiG działalności w obszarze przesyłu gazu.

Zgodnie z regulacją w Prawie Energetycznym Operator Systemu Przesyłowego gazowego odpowiedzialny jest za rozbudowę, modernizację sieci przesyłowej oraz bezpieczeństwo i niezawodność dostaw paliwa gazowego do odbiorców, co obliuguje operatora do odpowiedniego monitorowania sieci przesyłowej, perspektywicznej rozbudowy oraz planowania i wykonywania remontów. Zgodnie z nowymi trendami, obowiązkiem operatora gazowego jest określenie potencjalnego ryzyka swojej działalności, przedsięwzięcie niezbędnych środków zapobiegawczych i ograniczających to ryzyko. Oznacza to, że przedsiębiorstwo, powinno skonstruować i wdrożyć swój własny system zarządzania bezpieczeństwem (ryzykiem).

Podstawą niezawodności dostaw gazu ziemnego dla odbiorców jest sprawność systemu przesyłowego. System przesyłowy PGNiG obejmuje obecnie 15,4 tys. km gazociągów przesyłowych, 18 tłoczni gazu, ok. 1400 stacji gazowych I-go st., 6 czynnych magazynów gazu. Poprzez gazociągi w.c. zasilani są bezpośrednio odbiorcy przemysłowi oraz spółki gazownictwa, zajmujące się dystrybucją oraz detalicznym obrotem gazem ziemnym. Sieć przesyłowa oraz liczne obiekty technologiczne systemu eksploatowane są przez oddziały przesyłu. Za koordynowanie i nadzorowanie ruchu sieci oraz bieżące prognozowanie ruchu obiektów systemu odpowiada Krajowa Dyspozycja Gazem.

Wszystkie elementy systemu przesyłowego gazu ziemnego rozmieszczone są na znacznym obszarze Polski. Powoduje to, że ciągłemu monitoringowi mającemu na celu określenie bieżącej sprawności technicznej systemu, podlega około 85% powierzchni kraju. Wymaga to zaangażowania olbrzymich sił i środków.



Rys. 1 Mapa gazociągów systemu przesyłowego

Znaczna część systemu przesyłowego gazu ziemnego (rurociągi, podziemne zbiorniki gazu) jest ukryta dla przeciętnego obserwatora ze względu na usytuowanie pod ziemią. Jednak elementy infrastruktury obsługujące te elementy, takie jak tłocznie, stacje graniczne i stacje redukcyjno pomiarowe I-go st., są doskonale rozpoznawalne i muszą podlegać specjalnej ochronie przed celową ingerencją osób trzecich mającą na celu dezorganizację systemu gazowniczego.

Przyczyny zakłóceń w pracy systemu (stanów awaryjnych) pochodzą zarówno z wewnątrz jak i z zewnątrz systemu. Wewnątrz systemowe przyczyny awarii mają charakter techniczny. Najważniejsze z nich to: wady elementów, korozja, niestabilność położenia w gruncie. Ponadto w systemie mogą wystąpić awarie rurociągów, stacji gazowych, tłoczni oraz magazynów (mogą to być wyłączenia, pożary, wybuchy).

Przyczyny zewnętrzne to m.in. awarie w systemach współpracujących oraz działanie stron trzecich, np.: przypadkowe uszkodzenia gazociągów przy wykonywaniu prac ziemnych, melioracyjnych, działania dewastacyjne oraz sabotażowe. Do takich działań można zaliczyć też działania terrorystyczne z tym, że ryzyko spowodowane tymi działaniami praktycznie jest bardzo trudne do oszacowania.

Najistotniejszym zagrożeniem bezpieczeństwa przesyłu gazu do klientów mogą być:

- awarie systemu przesyłowego powodujące czasowe ograniczenie lub wstrzymanie dostawy,
- długotrwałe awarie magazynów – skutkujące wystąpieniem niezbilansowania systemu,
- brak możliwości realizacji dostaw do systemu przesyłowego w ilości zapewniającej zbilansowanie zapotrzebowania systemu,
- klęski żywiołowe spowodowane siłą wyższą (powodzie, pożary itp.) powodujące bezpośrednie zagrożenie dla sieci gazowniczey i obiektów,
- przerwa w dostawie mediów niezbędnych do poprawnego działania systemu gazociągów,
- niezamierzona ingerencja stron trzecich dezorganizująca pracę systemu przesyłowego,
- celowa ingerencja osób trzecich mająca na celu dezorganizację systemu gazowniczego.

Dla zapewnienia bezpieczeństwa eksploatacji i optymalizacji kosztów utrzymania w działalności Operatora Systemu Gazowego niezbędna jest:

- ocena stanu technicznego i możliwych zagrożeń sieci,
- wykorzystywanie w procesie eksploatacji ściśle określonych i ciągle uaktualnianych procedur,
- wykorzystywanie sformalizowanego i dokumentowanego sposobu oceny ryzyka,
- prawidłowe planowanie rozwoju (przy wykorzystaniu zarządzania ryzykiem),
- spełnienie wymagań stawianych operatorom przez regulacje prawne,

- ciągle doskonalenie narzędzi wspierające zarządzanie systemem gazociągów,
- prowadzenie bieżącej analizy zapotrzebowania na gaz ziemny.

Podstawowe metody eliminacji lub ograniczenia ryzyka:

- wzmożona ochrona podstawowych elementów systemu przesyłowego (punkty wejścia do systemu przesyłowego, podziemne zbiorniki gazu, tłocznie, punkty WRG),
- dywersyfikacja dostaw gazu w skali kraju i poszczególnych regionów,
- przystosowanie głównych elementów systemu przesyłowego do pracy w kilku kierunkach,
- budowa układów pierścieniowych,
- budowa podziemnych magazynów gazu i utrzymywanie ich w ciągłej zdolności wydawania gazu w sytuacjach krytycznych,
- utrzymanie sieci przesyłowej w stanie technicznym pozwalającym na wzmożone dostawy gazu z losowo wybranych kierunków,
- stosowanie specjalistycznych systemów informatycznych i łączności wspomagających zarządzanie.

Zarządzanie systemem przesyłowym odbywa się poprzez Krajową Dyspozycję Gazu, która koordynuje i nadzoruje ruch sieciowy. Prowadzi nadzór nad realizacją kontraktów handlowych, dokonuje na bieżąco prognozowania ruchu oraz tworzy aktualny bilans gazu.

Większość obiektów o istotnym znaczeniu dla sterowania systemem przesyłowym jest wyposażona w telemetrię. Dzięki temu zarządzanie systemem przesyłowym można powierzyć specjalizowanym systemom komputerowym (specjalistyczne systemy informatyczne) wykorzystywanym do zarządzania i sterowania ruchem sieci gazowej w celu zapewnienia bezpieczeństwa eksploatacji infrastruktury technicznej i bezpieczeństwa dostaw gazu do odbiorców.

Bezpieczeństwo transportu gazu jest bardzo wrażliwe na działania sabotażowe, a zwłaszcza działania terrorystyczne, zatem w dobie zagrożenia atakami terrorystycznymi mającymi na celu zdeorganizowanie normalnej działalności struktury państwa operator odpowiedzialny za zapewnienie ciągłości dostaw gazu ziemnego dla odbiorców indywidualnych i przemysłowych musi przedsięwziąć wszelkie dostępne mu środki mające na celu zminimalizowanie skutków ewentualnej akcji terrorystycznej. Należy podkreślić, że „fizycznie” nie jest możliwe zabezpieczenie rozległej sieci przesyłowej liczącej kilkanaście tys. km przed takimi zdarzeniami. Można jednak minimalizować skutki jej wrażliwości na ewentualne ataki.

Bezpieczeństwo dostaw w warunkach zagrożeń terrorystycznych obejmuje zapewnienie możliwości przesyłania gazu zgodnie z profilem zapotrzebowania oraz bezpieczeństwo środowiska, w którym jest przesyłany. W takiej sytuacji, podobnie jak w przypadku awarii technicznych, bezpieczeństwo dostaw można zwiększać poprzez dywersyfikację źródeł zasilania, zaopatrywanie odbiorców

z więcej niż jednego źródła, rozmieszczanie służb interwencyjnych (RDG, gazowe pogotowie techniczne, służby remontowe), aby mogły szybko reagować. Ponadto należy przeanalizować możliwe miejsca ataku (najbardziej wrażliwe miejsca systemu przesyłowego) i ustalić procedury mające na celu zapewnienie ciągłości dostaw gazu bez względu na rozmiar skutków ataku. Stąd kluczowe obiekty systemowe tj. podziemne zbiorniki gazu, tłocznie, punkty WRG, centra dyspozycyjne są na bieżąco monitorowane oraz podlegają obowiązkowej ochronie przez SUFO (Specjalistyczne Uzbrojone Formacje Ochronne) lub odpowiednie zabezpieczenia techniczne.

W swojej naturze wyniki działania terrorystów skutkują zniszczeniami analogicznymi do naturalnych zjawisk występujących w przyrodzie (pożar, wybuch, powódź) lub związanych z eksploatacją obiektów (awaria). Zatem operator w celu ograniczenia skutków takich zdarzeń może wykorzystywać szereg metod stosowanych dla zapewnienia technicznego bezpieczeństwa systemu przesyłowego.

Zarządzanie bezpieczeństwem systemu przesyłowego realizowane jest poprzez:

- skodyfikowany w opisane procedury system eksploatacji sieci przesyłowych,
- system oceny ryzyka eksploatacji gazociągów (który jest obecnie wypełniany danymi),
- prowadzenie ewidencji sieci przesyłowej i występujących zdarzeń.

W celu zwiększenia bezpieczeństwa pracy sieci gazowej w PGNiG opracowano i wdrożono zbiór wzajemnie powiązanych dokumentów procedur i instrukcji szczegółowo opisujących metody postępowania przy wykonywaniu czynności eksploatacyjnych dla poszczególnych elementów sieci przesyłowej – tzw. system eksploatacji sieci przesyłowych, obejmujący następujące bloki tematyczne:

- aparatura kontrolno-pomiarowa i telemetria,
- urządzenia i instalacje elektryczne na stacjach gazowych w.c.,
- układy technologiczne stacji gazowych w.c.,
- część liniowa i zespoły technologiczne gazociągów przesyłowych,
- ochrona przeciwkorozyjna.

Odpowiedzialność za postępowanie zgodne z procedurami ponosi kadra kierownicza spółki oraz, zależnie od zakresu swoich uprawnień, pracownicy odpowiedzialni za postępowanie zgodne z zapisami poszczególnych procedur i instrukcji. Na bieżąco prowadzona jest ocena systemu, która umożliwia ciągłe jego doskonalenie. System zapewnia poprawne, bezpieczne i zgodne z obowiązującymi przepisami użytkowanie gazociągów przesyłowych.

W ramach systemu wdrożono procedury organizacji pracy w sytuacjach awaryjnych: „Postępowanie w przypadku wystąpienia awarii. Ewidencjonowanie awarii” i „Tryb powiadamiania i przekazywania informacji przez służby dyspozytorskie oraz działań służb dyspozytorskich

w przypadku wystąpienia zagrożenia awarią lub awarii w obiektach systemu gazowniczego”. Określają one jednolite zasady postępowania interwencyjnego w przypadku awarii zaistniałych na sieciach przesyłowych PGNiG, ewidencjonowania oraz analizowania przyczyn i określania skutków ich powstania, jak również zasady niezbędnego współdziałania służb dyspozytorskich z obszarów przesyłu i dystrybucji w przypadku wystąpienia awarii.

Kluczowym elementem każdego systemu zarządzania bezpieczeństwem jest szacowanie ryzyka eksploatacyjnego gazociągu. W PGNiG wykorzystywany jest system oceny ryzyka eksploatacji gazociągów, umożliwiający przeprowadzenie oceny stanu technicznego i analizę ryzyka eksploatacji gazociągów przesyłowych, który jest kluczowym elementem systemu zarządzania bezpieczeństwem. Ma on zastosowanie do analizy ryzyka dla eksploatowanych gazociągów tzn. określenia prawdopodobieństwa wystąpienia niekorzystnego zjawiska w sieci przesyłowej gazu oraz analizy wpływu eksploatacji gazociągu na obiekty znajdujące się w jego otoczeniu. Stanowi on realizację punktowej metody oceny ryzyka eksploatacji gazociągów przesyłowych. Program ma za zadanie pomóc operatorowi gazociągu w podjęciu decyzji dotyczących planowania, napraw, remontów lub dodatkowych inspekcji gazociągów przesyłowych.

Na podstawie uzyskanych wyników można przewidywać zachowanie gazociągu w przyszłości oraz planować nakłady niezbędne do prowadzenia dalszej eksploatacji przy:

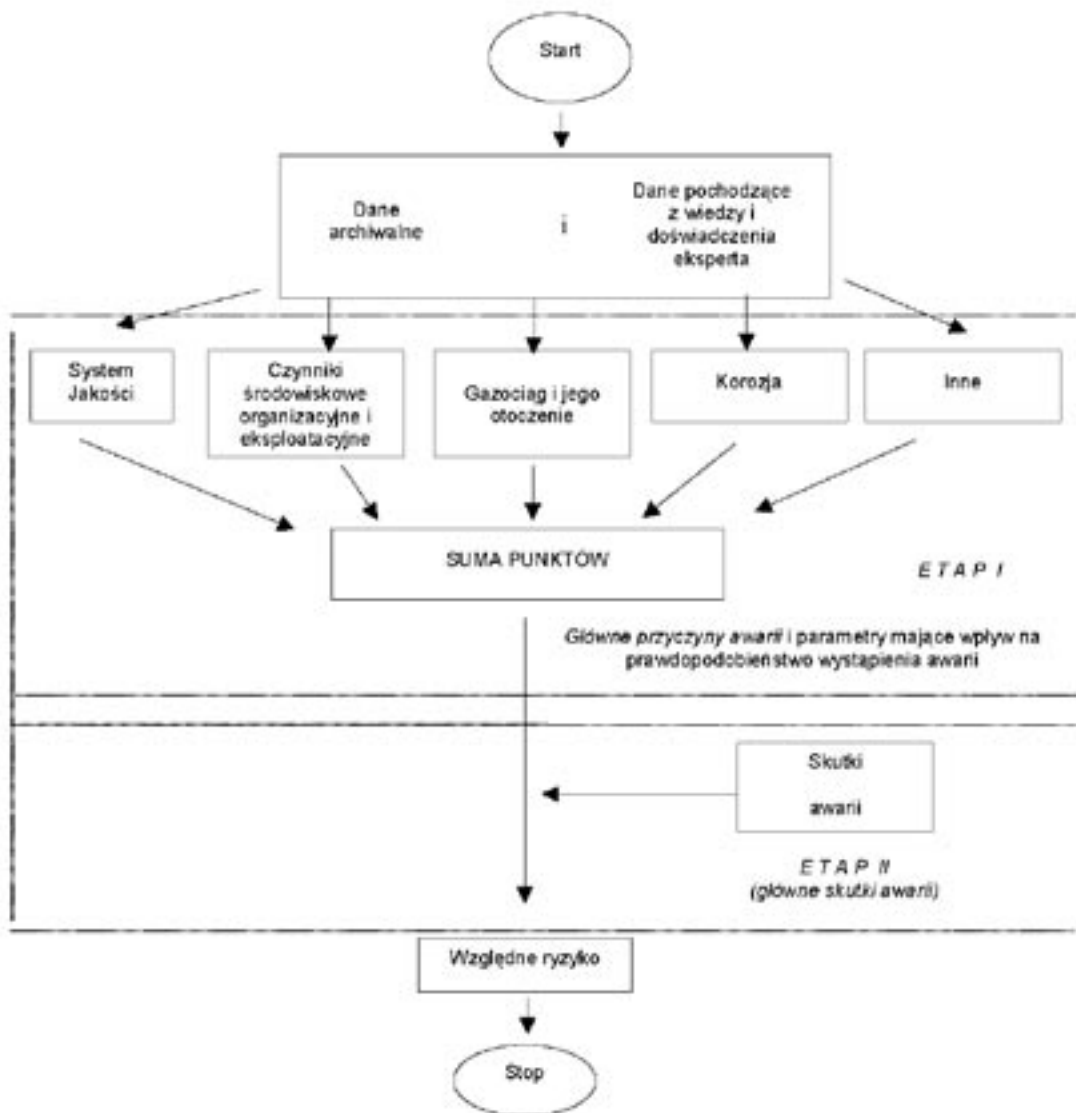
- określonym minimalnym progu niezawodności (ryzyka), co może wymagać częstszej kontroli danego gazociągu, przeprowadzenia badań, których wcześniej nie prowadzono na danym gazociągu (np. pomiary intensywne),
- podniesieniu niezawodności eksploatowanego gazociągu na wyższy poziom poprzez remont kapitalny newralgicznych fragmentów.

Efektem wprowadzenia takiego systemu powinno być obniżenie kosztów eksploatacji i efektywniejsze wykorzystanie środków wydawanych na bezpieczeństwo gazociągów, ponieważ środki zostaną skierowane tam gdzie są najbardziej potrzebne.

Nowe techniki podejmowane w krajowym gazownictwie np. próby stresowe, wewnętrzne inspekcje inteligentnymi tłokami itp. powodują poprawę bezpieczeństwa, oraz wydłużenie czasu eksploatacji. Obecnie budowane gazociągi mają żywotność 50 lat z dużym prawdopodobieństwem jego przedłużenia.

Zasadą jest stosowanie również czynnej ochrony katodowej na gazociągach przesyłowych, a także systemu monitoringu. Powszechnie używana jest też nowoczesna armatura odcinająca, zapewniająca pewność działania i lepszą wytrzymałość mechaniczną gazociągów.

Zapewnienie szczelności sieci przesyłowej w całym okresie eksploatacji jest podstawowym i decydującym



Rys. 2 Ogólny model szacowania ryzyka - metoda punktowa

czynnikiem o bezpieczeństwie publicznym i bezpieczeństwie dostaw gazu do odbiorców. Dlatego też wykonywane systematycznie przez cały rok czynności eksploatacyjne, określone w rocznych harmonogramach przekraczają swym zakresem i częstotliwością minimum wynikające z zakwalifikowania gazociągu do stosownej kategorii zagrożenia gazowego. Podyktowane jest to bardzo zróżnicowanymi warunkami eksploatacyjnymi poszczególnych gazociągów wynikającymi z ich lokalizacji, wieku zastosowanych rozwiązań materiałowych i konstrukcyjnych, a także przypadków występujących w minionych okresach eksploatacyjnych.

Wykonywane na sieciach przesyłowych kontrole, przeglądy, badania i pomiary stanowią podstawę do dokonania ich oceny stanu technicznego. W ramach takiej oceny ustala się w szczególności:

- stan techniczny rury przewodowej, występowanie nie-

szczelności, występowanie i stopień korozji,

- stan izolacji przeciwkorozyjnej,
- poziom agresywności gruntu,
- stan techniczny urządzeń czynnej ochrony przeciwkorozyjnej,
- stan techniczny armatury zaporowej, upustowej i pomocniczej,
- stan oznakowania trasy gazociągu i zamontowanej na nim armatury,
- stan przykrycia gazociągu,
- stan skrzyżowań kolizyjnych gazociągu z przeszkodami terenowymi i obiektami infrastruktury technicznej nadziemnej i podziemnej,
- występujące naruszenia strefy ochronnej gazociągu przez osoby trzecie,
- zmiany spowodowane ruchami podłoża na obszarach szkód górniczych.

Ocena stanu technicznego gazociągu, wraz z analizą awarii oraz danymi dotyczącymi okresu użytkowania są podstawą do kwalifikowania odcinków gazociągów do napraw i remontów stanowiąc jednocześnie materiał bazowy do określenia współczynnika ryzyka wystąpienia awarii.

Bardzo ważnym czynnikiem warunkującym utrzymanie sieci przesyłowej w wymaganym stanie technicznym jest polityka remontowa. Właściwe jej prowadzenie w oparciu o zasady prawidłowej kwalifikacji bieżących i prognozowanych zakresów rzeczowych, na podstawie systematycznej oceny utraty sprawności technicznej, jest szczególnie ważne dla zabezpieczenia ciągłości ruchu systemu przesyłowego jak i bezpieczeństwa publicznego.

Newralgicznym ogniwem w skutecznym zabezpieczeniu dostaw i przesyłu gazu jest sprawne i bezpieczne funkcjonowanie służb dyspozytorskich. Zasadnicze zadania dyspozycji gazu to operatywne kierowanie i dostosowanie sieci przesyłowych do zmieniających się potrzeb odbiorców oraz nadzór operatorski wraz z ciągłą obserwacją rzeczywistych parametrów ruchu sieciowego w tym wymaganych stanów ilościowych i jakościowych. W realizacji zadań związanych z prowadzeniem ruchu służby dyspozytorskie OSP współpracują również ze służbami dyspozytorskimi operatorów innych systemów współpracujących. Służby dyspozytorskie PGNiG obejmują Krajową Dyspozycję Gazu jak również dyspozycje regionalne. Wydają one polecenia służbom eksploatacyjnym działającym w obiektach technologicznych w zakresie sterowania parametrami pracy tych obiektów. W przypadku wystąpienia awarii lub stanów ruchu zakłóconego, służby dyspozytorskie działając w oparciu o obowiązujące w spółce procedury są uprawnione do koordynowania działalności gazowego pogotowia technicznego w czasie stanów awaryjnych oraz służb eksploatacyjnych w czasie prac powodujących ograniczenia lub przerwy w przesyłach gazu.

Służby Gazowego Pogotowia Technicznego obejmują swoim zasięgiem całość terytorium Polski. Działają one w systemie całodobowym - na drugiej i trzeciej zmianie oraz w dni świąteczne w systemie dyżurów domowych. Ich pracę koordynuje dyżurny dyspozytor przyjmujący zgłoszenia od odbiorców gazu, osób postronnych, służb administracyjnych, policji lub służb kontroli sieci. GPT posiada odpowiednie wyposażenie techniczne do zabezpieczenia awarii i jej usunięcia. Struktura organizacyjna po-

gotowia sieci przesyłowej, wielkość obsad i wyposażenie dostosowane jest do terenu działania, długości i średnic obsługiwanej sieci, a także rodzajów występujących na niej obiektów. W razie awarii służby Gazowego Pogotowia Technicznego są w stanie zabezpieczyć miejsce zdarzenia działając wspólnie z innymi służbami ratownictwa technicznego. Do zakresu działania gazowego pogotowia technicznego należy:

- przyjmowanie zgłoszeń o zaistniałych zdarzeniach występujących w obszarze systemu przesyłowego,
- ocena stanu zagrożenia w miejscu awarii,
- zabezpieczenie przed rozszerzeniem się skutków awarii,
- wykonywanie prac doraźnych w celu zabezpieczenia ciągłości dostaw gazu.

Należy podkreślić, że interwencje gazowego pogotowia technicznego w obszarze systemu przesyłowego kształtują się od szeregu lat na poziomie 0,1% ogółu interwencji występujących zarówno w wewnętrznych instalacjach gazowych jak i na sieciach rozdzielczych i przesyłowych. Fakt ten ma bardzo duży wpływ na obniżenie współczynnika ryzyka wystąpienia awarii określanego dla sieci przesyłowej.

Szczególnym rodzajem zagrożenia zapewnienia odbiorcom dostaw gazu jest sytuacja jaka miała miejsce w lutym br. - kiedy wstrzymane zostały dostawy do Polski gazu z Rosji. Zakładając, że sytuacja wstrzymania dostaw (bez względu na przyczyny) może się powtórzyć, a jej skutki mogą być dotkliwe, operator musi dążyć do dywersyfikacji kierunków dostaw gazu w skali kraju i poszczególnych regionów, oraz przygotowania głównych elementów systemu przesyłowego do pracy w kilku kierunkach.

Reasumując usystematyzowana zapisana w procedurach eksploatacja systemu przesyłowego, prowadzone bieżące kontrole, wykorzystywanie wyników programów i wiedzy z zakresu analizy ryzyka, właściwe planowanie rozwoju systemu, współpraca z służbami odpowiedzialnymi za bezpieczeństwo oraz odpowiednie lokowanie dostępnych środków finansowych tak, aby wykorzystać je jak najefektywniej, wzmacniając monitoring systemu zapobiegania i powiadamiania o sytuacjach kryzysowych, stwarzają sumaryczny obraz zadawalającego zapewnienia bezpieczeństwa publicznego i dostaw gazu.



Mgr inż. Paweł Stańczak,

Wiceprezes Zarządu PGNiG-Prześył Sp. z o.o., odpowiedzialny za obszar działalności technicznej