

KRAJOWA INFRASTRUKTURA RUROCIĄGOWA WOBEC NIEPRZEWIDZIANYCH ZAGROŻEŃ -

Adam Matkowski
Zbigniew Budziński

Wprowadzenie. Bezpieczeństwo dostaw na rynku energii jeszcze przed rokiem nie budziło większych obaw, natomiast obecnie uważane jest za najważniejszy problem strategiczny. W związku z postępującą podmianną węgla gazem niepokój budzi w Europie rosnące uzależnienie od importu gazu z mniej stabilnych krajów. Dotychczas bezpieczeństwo energetyczne interpretowane było głównie z punktu widzenia bezpieczeństwa zasilania systemu przesyłowego, a w tym samowystarczalności energetycznej i dywersyfikacji źródeł. Obecnie w Polsce dyskusji towarzyszącej aktualizacji Prawa Energetycznego pojęcie bezpieczeństwa energetycznego jest rozwijane, a na pierwszy plan wysuwany jest problem bezpieczeństwa energetycznego odbiorcy i bezpieczeństwa pracy systemu. Niezależnie od porządkowania prawnych regulacji i uściślenia terminologii wzrasta odpowiedzialność operatora systemu przesyłowego (OSP) wobec realnych zagrożeń terrorystycznych.

1. Wstęp.

System przesyłu gazu obok systemu elektroenergetycznego jest podstawowym podsektorem kompleksu paliwowo – energetycznego i ma decydujące znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Z punktu widzenia odbiorcy gazu bezpieczeństwo dostaw to niezawodność zasilania i stabilność jakościowa. **Niezawodność** systemu zapewnia jego **gotowość** (wystarczalność) do ciągłej dostawy gazu na pokrycie zapotrzebowania od-



Rys.1 Schemat procedur zarządzania bezpieczeństwem energetycznym.

biorców oraz **bezpieczeństwo pracy systemu** [1].

Bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowniczego wynika ze zdolności systemu do przetrzymania nagłych zakłóceń wynikających z nieprzewidzianych wyłączeń elementów systemu wywołanych awariami, katastrofami przyrodniczymi (technicznymi) bądź atakami terrorystycznymi.

2. Charakterystyka systemu gazowniczego.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego 2003/55/EC dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego wprowadziła przepisy przyśpieszające liberalizację i urynkowanie sektora gazowego. Liberalizacja rynku gazu w Polsce realizowana jest w oparciu o „Program wprowadzenia konkurencyjnego rynku gazu w Polsce i harmonogram jego wdrażania”- dokument przyjęty przez Radę Ministrów 27.04.2004. W zakresie obrotu rynek gazu będzie w części konkurencyjny i regulowany. Realizacji konkurencyjnego rynku gazu ma sprzyjać restrukturyzacja PGNiG S.A. i stabilizacja reguł i zakresu koncesjonowania działalności gospodarczej. Wśród działań prorozwojowych rynku istotna będzie aktywizacja wykorzystania funduszy strukturalnych na rozbudowę lokalnych sieci gazowych.

Polski rynek gazu obsługiwany jest obecnie zarówno w zakresie przesyłu jak i dystrybucji niemal w całości (ok. 97%) przez przedsiębiorstwa grupy kapitałowej PGNiG S.A. Istnieją dwa systemy : gazu wysokometanowego i gazu zaazotowanego. Schemat sieci przesyłowej przedstawiono na rys.nr.2. PGNiG S.A. prowadzi działalność w zakresie wydobywania, importu oraz obrotu. Ze struktur PGNiG S.A. wydzielono spółki gazownicze które przejęły sieć dystrybucyjną i fragmenty sieci przesyłowej. Od 1 lipca 2004 wydzielony został operator sieci przesyłowej PGNiG- Przesył Sp.z o.o. Długość sieci przesyłowej w 2002 roku wynosiła 17,5 tys. km, sieci dystrybucyjnej 97,1 tys. km.

Ogólna liczba odbiorców gazu wynosi ok. 6,3 mln, w tym ok. 6,1 mln to odbiorcy domowi. W systemie przesyłu gazu ziemnego działają następujące podsystemy :

- gazu wysokometanowego PN-C-04750-E
- gazu zaazotowanego PN-C-04750-Lw
- gazu zaazotowanego PN-C-04750-Ls

Każdy z podsystemów posiada własną infrastrukturę tj. gazociągi, stacje gazowe oraz inne elementy systemu przesyłowego. Dostawa do sieci gazu wysokometana-



Rys.2 System przesyłu gazu-rozptyły w szczycie 2003/2004

nowego ze złóż krajowych wyniosła w roku 2002 około 1,72 mld m³. Gaz pozyskiwany był w 62 punktach zdawczo-odbiorczych. Dodatkowym krajowym źródłem gazu wysokometanowego dla systemu była odazotownia KRIO Odolanów, która dostarczyła 0,91 mld m³ gazu wysokometanowego poprzez przeróbkę gazu wsadowego instalacji kriogenicznej. Import gazu do Polski, łącznie w ilości około 7,78 mld m³, realizowany był głównie w oparciu o dostawy z Rosji uzupełnianych importem gazu z Niemiec, Norwegii i Ukrainy. W 2002 roku sprzedaż gazu wysokometanowego wynosiła 10,15 mld m³, zaazotowanego 1,8 mld m³, łącznie w przeliczeniu na energię stanowi to 109,3 TWh. Struktura końcowych odbiorców ma decydujący wpływ na ilość zużycia gazu jak i na nierównomierność obciążenia systemu przesyłowego i sieci dystrybucyjnych. Dla odbiorców limitowanych (>10 tys.m³/dobę) przy średnim odbiorze 12,86 mln m³/d, odbiór maksymalny wynosił w 2002 roku 17,16 mln m³/d. Natomiast dla odbiorców nielimitowanych (domowi, nieprzemysłowi i inni (<10 tys. m³/d) przy średnim odbiorze 14,68 mln m³/d odbiór maksymalny wynosił odpowiednio 35,26 mln m³/d. Łączne obciążenie systemu gazowniczego wynosiło 52,42 mln m³/d odpowiednik 21 GW.

W systemie gazowym istnieje 6 podziemnych zbiorników gazu (PMG) o czynnej pojemności 1,4 mld m³ i mocy odbioru 26,3 mln m³/dobę. Wymagane ciśnienie przesyłu utrzymuje 15 tłocznia gazu o mocy zainstalowana 138,5 MW. Punktami wyjścia z sieci przesyłowej do sieci rozdzielczych i odbiorców są stacje redukcyjno – pomiarowe w ilości 1708 szt (w 2002 r), w tym 52% powyżej 10 lat.

System gazociągów tranzytowych (SGT) na terenie Polski jest gazociągiem transgranicznym, który przesyła gaz ziemny z Rosji do Europy Zachodniej, zarządzany jest przez EuRoPolGAZ S.A. Trasę SGT przedstawiono na rys.3 .

Charakterystyka SGT : długość 684 km, rura przewodowa DN 1400 (1442x19,2 – 28,4) z wewnętrznym pokryciem żywicą epoksydową, przepustowość 21,2 mld m³/rok, z czego odbiór w Polsce 2,79 mld m³/rok. Ciśnienie w gazociągu podtrzymują tłocznie w Kondratkach i we Włocławku. Realizowana budowa dalszych 3 tłocznia zwiększy przesył gazu do 31,9 mld m³/rok.

W obszarze przesyłania i dystrybucji oprócz PGNiG S.A. i EuRoPolGAZ S.A. działa ok.30 lokalnych operatorów, z których największe znaczenie mają: ZUG Łokgaz w Kazimierzu, Petrico w Karlinie i Media-Odra-Warta w Międzyrzeczu.

3. Rodzaje i źródła awarii w systemie gazowniczym.

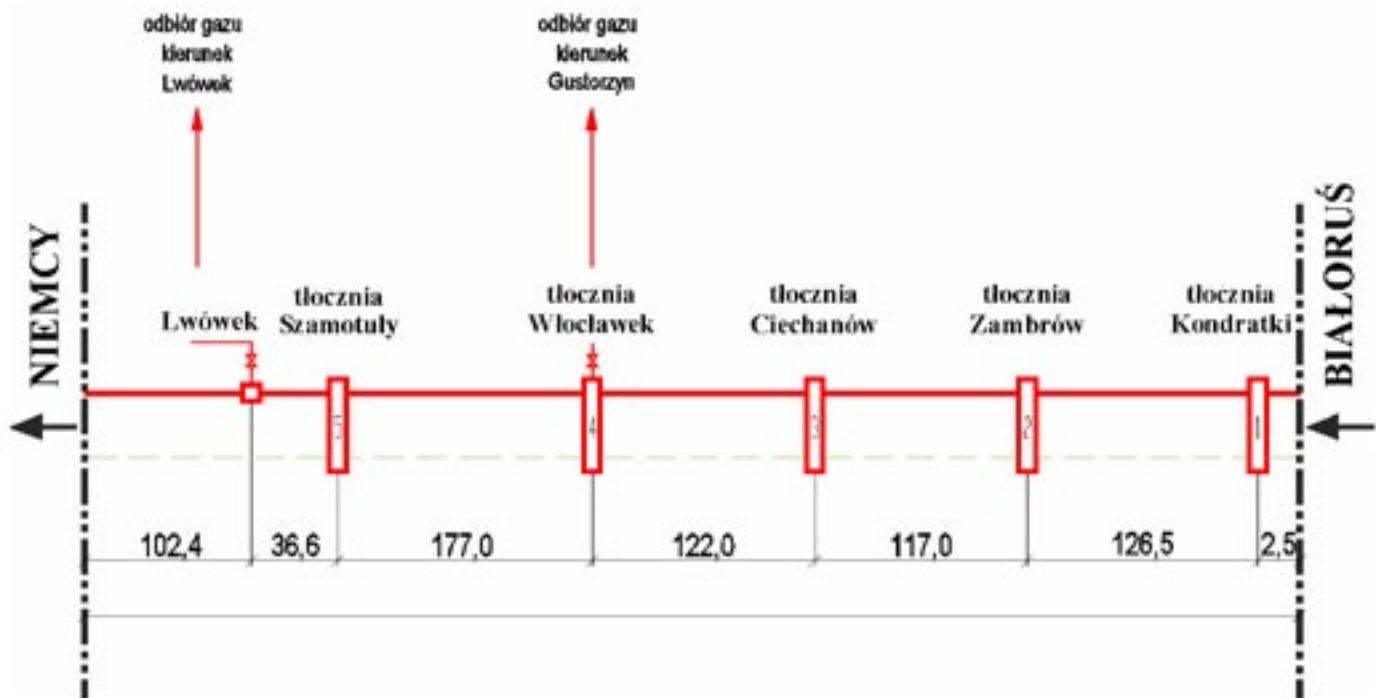
Rozporządzenie Min. Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 14 lipca 1998 r. w sprawie określenia rodzajów inwestycji szczególnie szkodliwych dla środowiska i zdrowia (Dz. U. Nr 93 z 1998 roku, poz. 589) zalicza rurociągi do przesyłu gazu (zależnie od średnicy i długości) do inwestycji szczególnie szkodliwych dla środowiska i zdrowia ludzi lub mogących pogorszyć stan środowiska.

Przyczyny (źródła) powstania stanów awaryjnych pochodzą zarówno z wewnątrz jak i z zewnątrz systemu. Wewnątrz systemowe przyczyny awarii mają charakter

Tablica nr 1 Zestawienie długości eksploatowanych gazociągów przesyłowych (na 31.12.2002r.)

Wyszczególnienie		Długość gazociągów [tys. km]
OGÓŁEM		17,5
w tym MPa :	<i>Pr</i> < 2,5	1,4
	2,5 < <i>Pr</i> < 4	0,7
	4 < <i>Pr</i> < 6,5	15,1
	<i>Pr</i> > 6,5	0,3
gaz zaazotowany		1,9
w tym MPa :	<i>Pr</i> < 2,5	0,1
	2,5 < <i>Pr</i> < 4	--
	4 < <i>Pr</i> < 6,5	1,8
	<i>Pr</i> > 6,5	--
gaz wysokometanowy		15,5
w tym MPa :	<i>Pr</i> < 2,5	1,3
	2,5 < <i>Pr</i> < 4	0,7
	4 < <i>Pr</i> < 6,5	13,3
	<i>Pr</i> > 6,5	0,3

x) W dniu 01.01.2003 r. zostało przekazanych z przesyłu do Spółek Gazownictwa 2092 km gazociągów wysokiego ciśnienia oraz 289 stacji redukcyjno - pomiarowych.



Rys.3 Schemat trasy gazociągu tranzytowego Jamał – Europa

obiektywny (techniczny) – najważniejsze z nich to: wady elementów, korozja, niestabilność położenia w gruncie. Przyczyny zewnętrzne to awarie w systemach współpracujących i działania osób trzecich, a w tym: przypadkowe uszkodzenia gazociągów przy wykonywaniu prac drogowych, melioracyjnych, upadki obiektów latających, działania dewastacyjne oraz sabotażowe jako forma działań terrorystycznych. Niezależnie od charakteru przyczyny, w systemie gazowniczym mogą wystąpić awarie: rurociągów (rozszczelnienie, rozerwanie), stacji gazowych oraz tłocznii i zbiorników gazu (wyłączenia, pożary, wybuchy).

Aktualnie w Polsce brak jest jednolitej bazy rejestrującej awarie systemu przesyłu gazu. W Europie począwszy od 1970 roku są gromadzone dane o awariach związanych z gazociągami przez European Gas Incident Group (EGIG), dotyczą one systemów rurociągów ośmiu członków EGIG : British Gas -UK; DONG- Dania; ENA-GAS - Hiszpania; Gas de France-Francja; GASUNIE-Holandia; Ruhrgas A.G.-Niemcy; Distigaz -Belgia, i SNAM – Włochy.

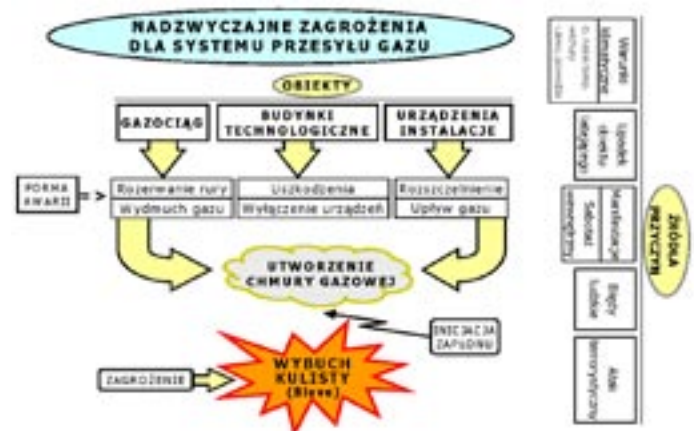
Posiadanie bazy danych o awariach pozwala na generowanie raportów i wykonanie analiz pomocnych do tworzenia planów zapobiegania awariom i realizacji systemu zarządzania bezpieczeństwem. Przed założeniem bazy danych konieczne jest ustalenie kryteriów rejestracji danych i metodyki analiz. Celowe jest nawiązanie współpracy w tym zakresie z European Gas Incident Group (EGIG) .

4. Zarządzanie ryzykiem jako element zarządzania bezpieczeństwem systemu.

Operator systemu przesyłowego (dystrybucyjnego) zapewnia długoterminowe bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych i niezawodność funkcjonowania systemu gazowego. Rejestr awarii i zakłóceń wraz z roczną oceną stanu technicznego stanowi dla operatora systemu podstawę dla analiz ryzyka awaryjności systemu. Wyniki tych analiz pomocne są do sporządzania planów remontów oraz do opracowania scenariuszy zachowań w sytuacjach awaryjnych i działań profilaktycznych (szkolenia, poprawa systemu wymiany informacji, korekta planów diagnostyki obiektów) .

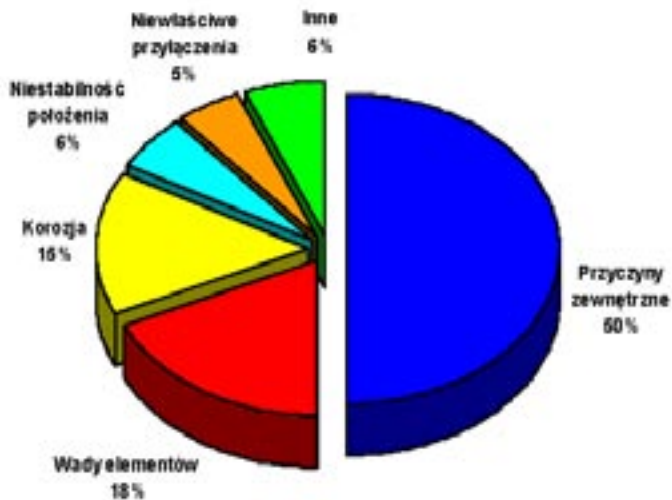
Etapy procesu zarządzania ryzykiem :

- planowanie procesu zarządzania ryzykiem,
- identyfikacja ryzyka,



Rys.4 Zagrożenia dla obiektów systemu przesyłu gazu

Najczęstsze przyczyny awarii gazociągów



Rys.5 Statystyka przyczyn awarii gazociągów.



Rys.6 Uszkodzenia zewnętrzne



Rys.7 Wady elementów



Rys.8 Niestabilne położenie



Rys.9 Korozja

- klasyfikacja, pomiar,
- planowanie metod reagowania i przeciwdziałania,
- nadzór i kontrola zjawisk ryzyka,
- zarządzanie w całym okresie realizacji (życia) projektu.

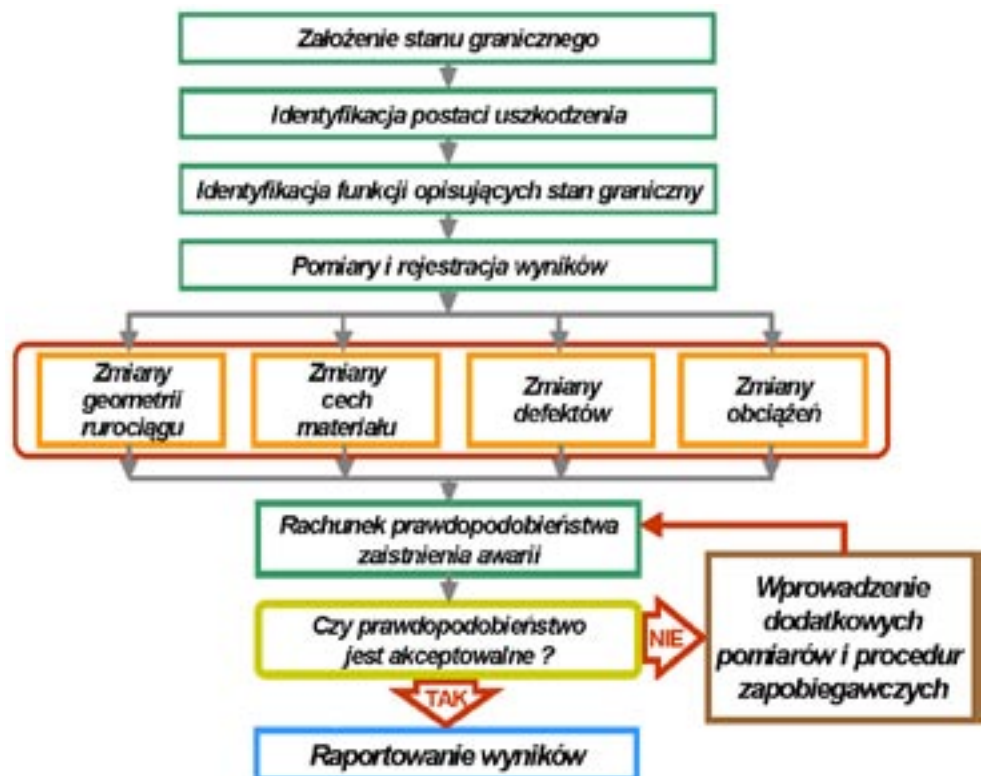
W ocenie bezpieczeństwa i ryzyka awarii obiektów przemysłowych, stosowana jest metodyka analiz losowych – ilościowa ocena ryzyka (QRA) [16]. Metodyka QRA zakłada, że ocena ryzyka (**R**) opisana jest przez trzy zmienne: (**S**) – scenariusz wypadku, (**P**) – prawdopodobieństwo realizacji scenariusza wypadku i (**C**) – wymiar skutków realizacji scenariusza wypadku.

Opis scenariusza, to kolejne odpowiedzi na pytania „co się stanie gdy...” w ciągu możliwych zdarzeń. Ocena prawdopodobieństwa realizacji określonego scenariusza wymaga określenia niezawodności systemów bezpieczeństwa oraz oceny błędów operatora. Realna ocena skutków wykonana jest w formie modelowania zjawisk towarzyszących sytuacji awaryjnej, z uwzględnieniem stopnia niepewności losowej.

Analizy ocen ryzyka są na tyle złożone, że wymagają stosowania programów komputerowych i zestawu aktualnych i wiarygodnych danych.

W BSiPG "Gazoprojekt" S.A. analizy skutków fizycznych emisji gazu wykonuje się z wykorzystaniem programu Phast Professional firmy DNV Technica.

Poza bezpośrednią oceną ryzyka analizy QRA dostarczają informacje, które mogą być wykorzystane w celu zapobiegania poważnym awariom. Dotyczy to: m.in. przygotowania raportów bezpieczeństwa i planów postępowania w stanach awaryjnych oraz ustalenia słabych elementów rozwiązań konstrukcyjnych i proceduralnych. Wartości ocen ryzyka są obarczone niepewnością wynikającą z przyjmowanych założeń, jest możliwość oceny zakresu niepewności oszacowań ryzyka.



Rys.10 Schemat analizy niezawodności



Opisane analizy ryzyka awaryjności rurociągu przesyłowego wraz z oceną skutków realizacji zakładanych scenariuszy wykonano w Biurze Studiów i Projektów Gazownictwa „Gazoprojekt” S.A. we Wrocławiu na zlecenie EuRoPol-GAZ dla gazociągu Jamał – Europa Zachodnia na całej długości polskiego odcinka (684 km).

Przykład obliczeń skutków rozerwania gazociągu

Przedmiotem wykonanych obliczeń były trzy odcinki gazociągów stalowych (DN1400, p=8,4 MPa /DN350, p=5,5 MPa/ DN250, p=5,5 MPa) . Analizy skutków fizycznych emisji gazu przeprowadzono za pomocą programu Phast Professional firmy DNV Technica. W analizowanych modelach uwzględniono przykładowe średnie warunki meteorologiczne. Gaz ziemny, jako lżejszy od powietrza, po wydostaniu się z instalacji, przemieszcza się swobodnie w postaci chmury gazowo – powietrznej. Dlatego też w przeprowadzonych analizach istotne są dwa parametry charakteryzujące warunki atmosferyczne: temperatura powietrza i prędkość wiatru. W przeprowadzonych obliczeniach uwzględniono osobno półrocze letnie, charakteryzujące się wysokimi temperaturami powietrza i małymi prędkościami wiatru oraz półrocze zimowe o stosunkowo niskich temperaturach powietrza i większych prędkościach wiatru.

Warunki klimatyczne przyjęte do obliczeń symulacyjnych:



Rys.11 Przykład awarii gazociągu.

– dla półrocza letniego: temperatura otoczenia 35,2°C; temperatura terenu 10 °C, wilgotność 70%; prędkość wiatru 3,0 m/s

– dla półrocza zimowego: temperatura otoczenia -20,7 °C; temperatura terenu 1 °C, wilgotność 70%; prędkość wiatru 4,1 m/s

Tego typu symulacje wykonano w BSiPG „Gazoprojekt” S.A. dla stacji redukcyjno – pomiarowych m.in. na zlecenie Warszawskiej Spółki Gazowniczej.

Tablica nr 2 Wyniki obliczeń promienia strefy promieniowania ciepłego [m] 1) – w warunkach pożaru strumieniowego.

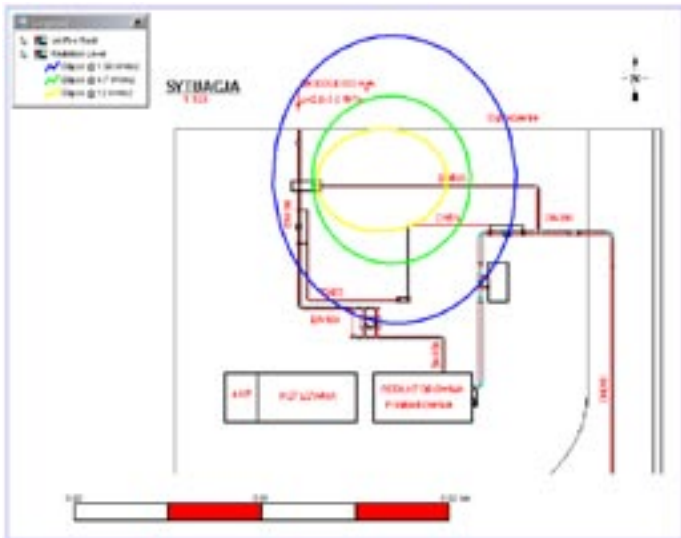
Scenariusz	I	II	III
Półrocze letnie			
Rozerwanie gazociągu DN1400			
A	216,6	-	-
Rozerwanie gazociągu DN350			
B	40,4	-	-
Rozerwanie gazociągu DN250			
C	30,4	-	-
Półrocze zimowe			
Rozerwanie gazociągu DN1400			
A	278,4	180,9	-
Rozerwanie gazociągu DN350			
B	59,0	37,6	-
Rozerwanie gazociągu DN250			
C	44,6	28,2	-

1) Wyznaczono strefy strumieni ciepłych: I – 7.27 kW/m², II – 14.4 kW/m², III – 28.5 kW/m²

5. Zarządzanie bezpieczeństwem układów przesyłowych gazu.

Uszkodzenia rurociągów powstają najczęściej z przyczyn działań i czynników zewnętrznych oraz z powodu wad elementów konstrukcyjnych i korozji. Działania zapobiegawcze odnoszą się głównie do tych czynników sprawczych. **Jako środki techniczne**, zabezpieczające rurociągi przesyłowe przed działaniem czynników zewnętrznych stosowane są: płyty betonowe i siatki ochronne układane nad rurociągiem, rury osłonowe, tabliczki i taśmy znacznikowe, zwiększenie grubości ścianki. **W zakresie działań formalnych** podejmowanych na rzecz bezpieczeństwa należy wymienić **raport bezpieczeństwa i wewnętrzny plan operacyjno ratunkowy**. Aczkolwiek gazociągi przesyłowe zaliczyć należy do obiektów , które mogą stanowić zagrożenie dla środowiska, jednak za wyjątkiem systemu gazociągów tranzytowych (SGT) nie opracowano dla nich raportów bezpieczeństwa. Tryb i zakres opracowania raportu bezpieczeństwa określa Rozporządzenie Min. Gospodarki z 16.09.2001 [2]. Raport bezpieczeństwa zawiera: opis użytkownika obiektu i przyjętych zasad zarządzania bezpieczeństwem, ocenę ryzyka wystąpienia nadzwyczajnych zagrożeń, a w tym identyfikacja źródeł i obszarów zagrożeń oraz ocena oddziaływania zagrożeń na ludzi i środowisko, opis rozwiązań proceduralno – organizacyjnych dla zapewnienia bezpieczeństwa.

W oparciu o raport bezpieczeństwa oraz dostępne środki techniczne i organizacyjne operator gazociągów przesyłowych opracowuje **System Zarządzania Bezpieczeństwem**. Składnikiem Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem jest **Plan Zapobiegania Awariom** opracowany na podstawie identyfikacji i oceny zagrożeń oraz wyników analiz dopuszczalnego poziomu ryzyka, zawiera on proce-



Rys.12 Simulacja skutków wybuchu gazu- strefy oddziaływania strumienia ciepłego- program PHAST.

dury ograniczania ryzyka i minimalizowania skutków sytuacji awaryjnych. Do Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem zalicza się również **Program działań dla zachowania integralności rurociągów**. Program ten wspomagają : procedury eksploatacyjne, program zapobiegania szkodom ze strony osób trzecich, szkolenia, plany remontów i konserwacji, procedury prac gazoniebezpiecznych, plany i procedury w zakresie gospodarki materiałowej. Realizacji tego programu towarzyszy stała identyfikacja i ocena zagrożeń oraz nadzór realizacji procedur.

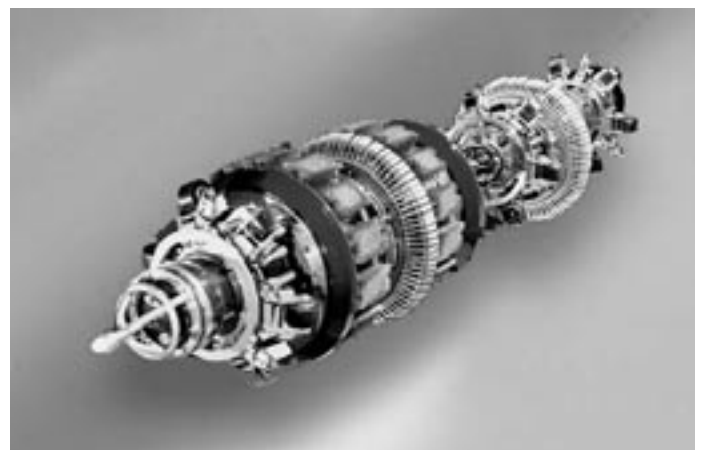
Środki techniczne i organizacyjne istotne dla bezpiecznego użytkowania gazociągów przesyłowych stosowane są zarówno na etapie projektu jak i podczas budowy oraz w trakcie eksploatacji. Do podstawowych warunków należą: stosowanie i przestrzeganie przepisów i norm europejskich, wykorzystanie wszystkich środków technicznych i organizacyjnych dla zapobiegania awariom, wykonanie projektu i budowy obiektów przez renomowane firmy (stosujące systemy jakości), skrupulatna kontrola realizacji projektu w nadzorach autorskich, sprawne ste-

rowanie systemem przesyłowym przez operatora zgodnie z procedurami eksploatacyjnymi, posiadanie i umiejętność zastosowania planów postępowania awaryjnego .

Poniżej w tabelicy nr 2 zestawiono przykładowo ważniejsze szczegółowe metody i narzędzia stosowane w kolejnych etapach życia rurociągu dla zapewnienia bezpieczeństwa procesowego i ograniczenia zagrożeń dla środowiska i ludności .

Dla zapewnienia odpowiedniego wysokiego poziomu bezpieczeństwa systemu gazociągów istotne są również działania profilaktyczne ograniczające ryzyko wystąpienia zagrożeń. W działaniach prewencyjnych ważne jest rozpoznanie jakie lokalne czynniki są istotne dla bezpieczeństwa, ochrona przed działaniem stron trzecich z użyciem dostępnych środków technicznych (wymienionych w tabelicy nr 2) oraz ochrony fizycznej.

Zagrożenie ze strony działań terrorystycznych jest porównywalne z losowym zagrożeniem awaryjnymi z przyczyn działań stron trzecich lub błędów obsługi. Działania zapobiegawcze i przeciwdziałanie ze strony operatora jest identyczne w obu przypadkach. W ramach prewencji i zabezpieczeń przed skutkami działań terrorystycznych zaangażowane są dodatkowo państwowe służby specjalne.



Rys.13. Głowica inteligentna do diagnostyki stanu rurociągu

Tabela nr 2 Zestawienie środków zapobiegawczych dla zapewnienia wymaganego poziomu technicznego bezpieczeństwa systemu przesyłowego.

Etap projektu	Etap budowy	Etap eksploatacji
<p>Właściwy dobór materiałów, Obliczenia wytrzymałościowe, Analiza niezawodności , raport bezpieczeństwa, Projekt biernej i czynnej ochrony antykorozyjnej, Symulacja warunków ekspl. met. el. skończonych (MES) Ustalenie stref kontrolowanych, Projekt systemu łączności, Minimalizacja odległości między ZZU</p>	<p>Kontrola atestów, nadzór autorski Obciążniki siodłowe itp. Rury osłonowe, Podwójny system łączności światłowodowy i radioliniowy, Ochrona przed korozją, Odwodnienie, wymiana gruntu, materace faszynowe, Pomiary geodezyjne, Kontrola zagęszczenia gruntu, Badania nieniszczące spoin, Próba stresowa, Odbiór zgodnie z WTW i O.</p>	<p>Kontrola skuteczności ochrony katodowej, Kontrola głowicami inteligentnymi, SCADA, System ochrony ogrodzeń, System TV przem., Kontrola dostępu, Okresowe szkolenia, Prace wg.procedur, Raporty audytów integralności</p>

Wnioski.

1. Aktualizacja ustawy Prawo Energetyczne powinna zawierać bardziej szczegółowe rozwinięcie definicji bezpieczeństwa energetycznego z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu przesyłowego. Służyć temu może zapis zawierający m.in. zobowiązanie operatorów sieciowych do planowania zabezpieczeń i działań awaryjnych oraz do konsekwentnej realizacji procedur prewencyjnych i awaryjnych.
2. Wśród ustawowych zobowiązań dla operatora sieciowego powinien istnieć wymóg posiadania i okresowej aktualizacji raportu bezpieczeństwa i planu operacyjno-ratunkowego. Aktualnie istnieje raport bezpieczeństwa opracowany przez BSiPG „Gazoprojekt” S.A. dla systemu gazociągów tranzytowych (SGT). System przesyłowy zarządzany przez operatora PGNiG – Przesył nie posiada takich raportów. Brak jest procedur zarządzania bezpieczeństwem systemu przesyłu gazu. Operatorzy systemów dystrybucyjnych również powinni posiadać raporty bezpieczeństwa oraz plany zarządzania bezpieczeństwem i konsekwentnie je realizować.
3. Niezbędne jest utworzenie jednolitej ogólnokrajowej bazy danych o awariach i nadzwyczajnych zagrożeniach systemów przesyłu i dystrybucji gazu. Celowe jest nawiązanie współpracy w tym zakresie z European Gas Incident Group.
4. Tworzenie bazy danych o awariach i opracowanie analitycznych raportów może się podjąć BSiPG „Gazoprojekt” S.A.- Wrocław przy współpracy z IGNiG –Kraków.
5. Operator systemu przesyłowego (OSP) powinien dysponować porozumieniem dyspozytorskim z operatorami wszystkich współpracujących (powiązanych) systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, szczególnie w zakresie zabezpieczeń i działań awaryjnych.
6. Ogólna odporność systemu przesyłu gazu na awarie zapewniona przez operatora poprzez konsekwentnie realizowane działania zapobiegawcze i wysoką sprawność w usuwaniu skutków awarii zapewnia również odporność systemu na ataki terrorystyczne.

Materiały źródłowe.

- [1] Ministerstwo Gospodarki i Pracy. – Doktryna zarządzania bezpieczeństwem energetycznym
- [2] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 16 sierpnia 2001r. w sprawie wymagań, jakim powinien odpowiadać raport bezpieczeństwa, oraz szczegółowych zasad jego weryfikacji. (*Dz. U. Nr 97, poz. 1058, 2001*)

- [3] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 16 sierpnia 2001r. w sprawie wymagań, jakim powinien odpowiadać plan operacyjno – ratowniczy podejmowanych na własnym terenie działań na wypadek nadzwyczajnych zagrożeń oraz szczegółowych zasad jego weryfikacji. (*Dz. U. Nr 97, poz. 1057, 2001*)
- [4] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 16 sierpnia 2001r. w sprawie wymagań, jakim powinien odpowiadać plan operacyjno – ratowniczy sporządzony na wypadek wystąpienia nadzwyczajnego zagrożenia poza teren, do którego jednostka eksploatująca instalację mogącą spowodować nadzwyczajne zagrożenie środowiska posiada tytuł prawny. (*Dz. U. Nr 97, poz. 1056, 2001*)
- [5] Dyrektywa 2004/67/WE Rady UE z 26.04.2004 r. dot. środków zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego.
- [6] Dyrektywa 2003/55/WE Parlamentu i Rady UE z 26.06.2003 r. dot. wspólnych zasad wewnętrznego rynku gazu ziemnego.
- [7] Seveso II Directive [96/082/EEC], Council Directive of December 1996.
- [8] BSiPG “Gazoprojekt” S.A. Wrocław . Raport o bezpieczeństwie SGT.
- [9] Andrzej Dietrich *IGNiG-Kraków*. Przegląd kryteriów akceptowalnego poziomu ryzyka w zastosowaniu do rurociągów przesyłowych. [Nafta – Gaz nr 6-7/2002].
- [10] Carl L.Pritchard. Zarządzanie ryzykiem w projektach. Teoria i praktyka. [*WIG- Press Warszawa 2002*].
- [11] Zbigniew Łucki. Zarządzanie w górnictwie naftowym i gazownictwie. [*Universitas Kraków*].
- [12] http://www.igng.ktakow.pl/spi/baza_zr/index.php – Zarządzanie ryzykiem w eksploatacji gazociągów przesyłowych
- [13] Włodzimierz Bojarski. Bezpieczeństwo energetyczne. „*Wokół Energetyki*” – 06.2004.
- [14] Supply essentials. Światowe badanie przedsiębiorstw użyteczności publicznej. *PricewaterhouseCoopers - 2004*.
- [15] Zarządzanie ryzykiem w eksploatacji rurociągów. Płock 2003, materiały z konferencji technicznej.
- [16] M.Borysiewicz, S.Potemski. Ryzyko poważnych awarii rurociągów przesyłowych substancji niebezpiecznych. Metody oceny. *IEA – MANHAZ- 2002*.
- [17] Materiały z warsztatów MANHAZ – *Instytut Energii Atomowej- Świerk 2003*.
- [18] Ministerstwo Gospodarki ,Pracy i Polityki Społecznej. Program wprowadzenia konkurencyjnego rynku gazu w Polsce i harmonogram jego wdrażania. (*Dokument przyjęty przez Radę Ministrów 27.04.2004 r.*)

Adam Matkowski jest wiceprezesem zarządu Biura Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT S.A. z Wrocławia

Zbigniew Budziński jest pracownikiem Biura Studiów i Projektów Gazownictwa GAZOPROJEKT S.A. z Wrocławia