



Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.

STANDARD BEZPIECZEŃSTWA TECHNICZNEGO

**Instrukcja do projektowania infrastruktury systemu
przesyłowego w zakresie ochrony przeciwkorozyjnej**

SBT-PE-I34

Styczeń 2026

SPIS TREŚCI

1. Cel i zakres przedmiotowy	3
2. Definicje i skróty	3
3. Wymagania ogólne	3
4. Wymagania szczegółowe	4
5. Wymagania dotyczące ochrony katodowej podziemnego uzbrojenia obiektów śluz	18
6. Wymagania dotyczące ochrony katodowej gazociągu wraz z ZZU	19
7. Wymagania dotyczące ochrony gazociągu przed oddziaływaniem prądu przemiennego	22
8. Wymagania dotyczące zdalnego monitoringu i sterowania ochroną przeciwkorozyjną	24
9. Wymagania dotyczące sposobu łączenia kabli ochrony katodowej do gazociągu.	25
10. Ochrona przeciwkorozyjna przewodowego układu rurowego	25
11. Załączniki	30

1. Cel i zakres przedmiotowy

Celem Instrukcji jest wprowadzenie jednolitych zasad przy projektowaniu, budowie, przebudowie i remoncie systemów ochrony przeciwkorozyjnej.

Standard Bezpieczeństwa Technicznego obowiązuje wszystkich pracowników zaangażowanych w proces projektowania, budowy, przebudowy, remontu systemów ochrony przeciwkorozyjnej.

2. Definicje i skróty

Gazociąg – rurociąg przesyłowy wraz z wyposażeniem służący do transportu gazu, ułożony na zewnątrz stacji gazowych, tłoczni gazu, obiektów wydobywających, wytwarzających, magazynujących lub użytkujących gaz.

Odcinek gazociągu – część gazociągu wyodrębniona za pomocą jednego kryterium, którym może być: wartość ciśnienia projektowego (DP), wartość maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP), klasa lokalizacji, średnica, grubość ścianki rury.

UWAGA - odcinek gazociągu może być wyróżniony przez jedno lub więcej kryteriów.

Przewodowy układ rurowy – prosty odcinek gazociągu na skrzyżowaniu z drogami, torami linii kolejowej i przeszkodami wodnymi o współczynniku projektowym 0,4.

UWAGA - koniec przewodowego układu rurowego stanowi punkt, w którym możliwa jest zmiana kąta przebiegu gazociągu.

Rura otaczająca – termin obejmuje rury osłonowe bez rur wydmuchowych, rury osłonowe z rurami wydmuchowymi, rury przejściowe, w których bezpośrednio ułożone są przewodowe układy rurowe, mikrotunele. Rura otaczająca może pełnić funkcję złożoną, np. funkcję rury osłonowej i przejściowej jednocześnie.

Rura osłonowa – rura o średnicy większej od średnicy gazociągu, zabezpieczająca przewodowy układ rurowy przed uszkodzeniem i przenosząca obciążenia zewnętrzne powstające w wyniku ruchu pojazdów drogowych i kolejowych lub innych oddziaływań.

UWAGA - rura przeciskowa lub przewiertowa stosowana w metodach bezwykopowych może, po ukończeniu budowy, pełnić rolę rury osłonowej.

Wykonawca – osoba fizyczna, osoba prawna albo jednostka organizacyjna nieposiadająca osobowości prawnej, która zawarła umowę na realizację dokumentacji projektowej.

3. Wymagania ogólne

3.1 Należy zaprojektować skuteczny system ochrony przeciwkorozyjnej gazociągu wraz z zespołami zaporowo-upustowymi (ZZU), obejmujący ochronę bierną, ochronę katodową i (jeśli wystąpi taka potrzeba) ochronę przed oddziaływaniem prądu przemiennego, zgodnie ze standardami technicznymi:

- ST-IGG-0601 *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych gazociągów lądowych – Wymagania funkcjonalne i zalecenia,*
- ST-IGG-0602 *Ochrona przed korozją zewnętrzną stalowych układanych w ziemi – Ochrona katodowa – Projektowanie, budowa i użytkowanie*

z uwzględnieniem specyficznych wymagań szczegółowych, podanych w dalszych punktach, które są uszczegółowieniem, uzupełnieniem wymagań lub wyborem rozwiązań spośród zalecanych lub podanych jako przykłady w ww. standardach.

- 3.2** Należy zaprojektować skuteczną ochronę przed korozją elementów technologicznych obiektów służ.
- 3.3** Dla uzbrojenia podziemnego, jeśli zagrożenie korozyjne w miejscu lokalizacji obiektu będzie średnie lub wysokie, oprócz ochrony biernej należy zaprojektować ochronę katodową.
- 3.4** Zawartość projektu wykonawczego gazociągu w zakresie ochrony przed korozją, z wyłączeniem ochrony katodowej i ochrony przed oddziaływaniem prądu przemiennego powinna być zgodna z załącznikiem B standardu ST-IGG-0601.
- 3.5** Zapisy i rysunki dotyczące biernej ochrony przed korozją mogą być ujęte w formie oddzielnego tomu projektu wykonawczego.
- 3.6** Zawartość projektu branżowego ochrony katodowej i ewentualnie ochrony gazociągu przed oddziaływaniem prądu przemiennego powinna być zgodna z załącznikiem C standardu ST-IGG-0602.
- 3.7** Założenia i szczegółowe rozwiązania ochrony przeciwkorozyjnej powinny być uzgadniane ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A.

4. Wymagania szczegółowe

4.1 Prace wstępne

- 4.1.1.** W pierwszej kolejności należy rozpoznać zagrożenie korozją AC i ustalić koncepcję zabezpieczenia przed korozją tego rodzaju (jeśli będzie ona konieczna), w tym rozmieszczenie monobloków izolujących. Ochronę katodową projektować po ustaleniu koncepcji ewentualnego zabezpieczenia przed korozją AC i po ustaleniu lokalizacji monobloków izolujących (w tym – monobloków nie związanych z zabezpieczeniem przed korozją AC).
- 4.1.2.** Na mapach topograficznych w skali 1:10 000 lub 1:25 000 (po uzgodnieniu z GAZ-SYSTEM S.A.) powinny być zaznaczone trasy napowietrznych linii WN mogących oddziaływać na projektowany gazociąg. Na mapach powinna być zaznaczona lokalizacja innych obiektów posiadających ochronę katodową (m.in. gazociągów, ropociągów, zbiorników), które krzyżują się, przebiegają równolegle lub znajdują się w sąsiedztwie projektowanego gazociągu.
- 4.1.3.** Należy przeprowadzić rozpoznanie zagrożenia korozyjnego na trasie projektowanego gazociągu wg zakresu określonego w B.1 pkt 1 standardu ST-IGG-0601:2020. Należy wykonać odpowiednie pomiary zagrożenia korozyjnego co najmniej wg pkt 10.1 standardu ST-IGG-0602:2022, z uwzględnieniem kryteriów wg PN-EN 12501-2 (lub normy równoważnej). Wyniki oceny należy zestawić w formie dokumentu wg Formularza 1 w Załączniku lub podobnego.
- 4.1.4.** Ocenę ryzyka korozji w miejscach lokalizacji obiektów służ przeprowadzić zgodnie z PN-EN 12501-1 (lub normą równoważną) i PN-EN 12501-2 (lub normą równoważną).
- 4.1.5.** Należy przeprowadzić ocenę oddziaływań mechanicznych środowiska na trasie projektowanego, przebudowywanego i remontowanego gazociągu w celu dobrania właściwych powłok izolacyjnych. Dla odcinków układanych techniką HDD niezbędne jest przeprowadzenie dokładnego rozpoznania struktury geologicznej na trasie przewiertu.

4.2 Wymagania dotyczące biernej ochrony przed korozją

- 4.2.1.** Gazociąg powinien być zaprojektowany z rur pokrytych zewnętrznymi fabrycznymi powłokami izolacyjnymi 3LPE (3LPP) odpowiedniej klasy zgodnie z normą PN-EN ISO 21809-1 (lub normą równoważną), na podkładzie FBE. Dla powłok rur wymagane jest świadectwo 3.1 zgodne z PN-EN 10204 (lub normą równoważną).
- 4.2.1.1.** Rury przewodowe układane w wykopach powinny być pokryte (na zewnętrznych powierzchniach) fabrycznymi trójwarstwowymi powłokami 3LPE, na podkładzie FBE, klasy zależnej od środowiska, jednakże nie niższej niż 2 (A2 lub B2), w tym na odcinkach o glebach skalistych – klasy 3 (A3 lub B3) wg PN-EN ISO 21809-1 (lub normy równoważnej).
- 4.2.1.2.** Rury przewodowe układane w rurach osłonowych, niezależnie od tego, czy rury osłonowe będą wypełnione masą izolacyjną czy nie, powinny być pokryte powłokami trójwarstwowymi 3LPE klasy 3 wg PN-EN ISO 21809-1 (lub normy równoważnej) na podkładzie FBE, a w przypadku rur osłonowych dłuższych niż 60 m - polipropylenowymi (3LPP) klasy C3 lub powłokami polietylenowymi (3LPE) z HDPE, klasy B3 wg PN-EN ISO 21809-1 (lub normy równoważnej).
- 4.2.2.** Dla nowobudowanych gazociągów o średnicy DN 300 i powyżej, rury na przewody gazowe stosowane na części liniowej powinny być zabezpieczone od wewnątrz powłoką izolacyjną epoksydową o grubości $100\ \mu\text{m} \pm 140\ \mu\text{m}$, zgodną z PN-EN 10301 (lub równoważnej) oraz na przebudowywanych i remontowanych odcinkach gazociągów, które posiadały taką izolację na etapie budowy.
- 4.2.3.** Połączenia spawane rur przewodowych układanych w wykopach powinny być zabezpieczone opaskami termokurczliwymi na podkładzie epoksydowym, kl. C wg PN-EN 12068 (lub normy równoważnej) lub 14B wg PN-EN ISO 21809-3 (lub normy równoważnej), lecz o wymaganej przyczepności opasek do stali – co najmniej 7 N/mm. Patrz pkt 4.2.12. W przypadku rur, w których naprężenia w ściankach będą mniejsze niż 60% minimalnej normatywnej granicy plastyczności $R_{t0,5}$ dopuszcza się, w ograniczonym zakresie, po uzyskaniu uprzedniej zgody GAZ-SYSTEM S.A., zabezpieczenie połączeń spawanych rur powłokami nawojowymi (taśmowymi) polimerowymi "na zimno" klasy C wg PN-EN 12068 (lub normy równoważnej) lub typu 12 wg ww. PN-EN ISO 21809-3:2016 (lub normy równoważnej), lecz o przyczepności do stali co najmniej 4 N/mm; w przypadku rur DN ≥ 500 powinny to być powłoki dedykowane do nakładania na rury o dużych średnicach. W przypadku konieczności (gdy zajdzie taka potrzeba) izolowania połączeń rur w warunkach przepływającego gazu - stosować systemy uzyskujące przyczepność w warunkach występowania na powierzchni rury wilgoci kondensacyjnej, odtwarzające trójwarstwową strukturę powłoki, np.: na przygotowaną powierzchnię nałożyć warstwę żywicy epoksydowej, którą można nakładać na wilgotne powierzchnie, o grubości co najmniej 300 μm . Po związaniu zszorstkować powierzchnię. Następnie, po odpyleniu powierzchni i pokryciu primerem - nałożyć zestawy taśmowe polimerowe przeznaczone do stosowania na rurach o dużych średnicach i uzyskujące przyczepność w warunkach występowania na powierzchni rury wilgoci kondensacyjnej. Jeśli za pomocą udokumentowanych pomiarów zostanie potwierdzone, że temperatura ścianki rurociągu jest trwale (odpowiednio długo) wyższa o co najmniej 3 °C od temperatury punktu rosy otaczającego powietrza, to wówczas możliwe jest stosowanie do izolowania połączeń rur materiałów i sposobów, jak dla warunków bez przepływającego gazu. W przypadku rur przewodowych układanych w rurach osłonowych do izolacji połączeń spawanych należy stosować wyłącznie opaski na podkładzie epoksydowym kl. C wg PN-EN 12068 (lub normy równoważnej) lub typu 14B (14D) wg PN-EN ISO 21809-3 (lub normy równoważnej). Zaznaczyć w projekcie, że izolacyjne płozy rury przewodowej nie mogą być montowane na połączeniach spawanych oraz na styku z opaską termokurczliwą.

- 4.2.4.** Łuki gięte na gorąco powinny być pokryte fabrycznymi powłokami poliuretanowymi PUR typu 3, klasy B wg PN-EN 10290 (lub normy równoważnej). Jeżeli łuk w izolacji PUR będzie zainstalowany w strefie, dla której wymaganie dotyczące jednostkowej rezystancji przejścia r_{co} będzie większe lub równe $10^8 \Omega m^2$, to należy go doizolować materiałami typu 12 lub 13A zgodnie z PN-EN ISO 21809-3 (lub równoważnej) ewentualnie klasy C50 wg PN-EN 12068 (lub równoważnej).
- 4.2.5.** Łuki zimnogięte, o odpowiednio dużym promieniu, dopuszcza się wykonanie z rur pokrytych powłoką 3LPE/3LPP klasy 3 wg PN-EN ISO 21809-1 (lub normy równoważnej) na podkładzie epoksydowym FBE lub powinny być w izolerni w kontrolowanych warunkach, pokryte powłokami poliuretanowymi PUR wg PN-EN 10290, typu 3, klasy B. Powłoki izolacyjne kształtek, kolektorów i zbiorników kondensatu i innych elementów podziemnych powinny być pokryte powłokami poliuretanowymi klasy B, typ 3 wg PN-EN 10290 (lub normy równoważnej).
- 4.2.6.** Dla łuków i kształtek o średnicy do DN 150 włącznie dopuszcza się wykonanie powłoki izolacyjnej na placu budowy. Jeżeli naprężenia w ich ściankach będą mniejsze niż 60 % minimalnej, normatywnej granicy plastyczności - powłoki izolacyjne można wykonać za pomocą wypełniaczy butylokauczukowych i systemu nawojowego z taśm polimerowych, z wewnętrzną taśmą samowulkanizującą, klasy C wg PN-EN 12068 (lub normy równoważnej) lub typu 12 wg PN-EN ISO 21809-3 (lub normy równoważnej), z tym, że przyczepność do stali wewnętrznej taśmy nie powinna być mniejsza niż 4 N/mm.
- 4.2.7.** Wykonywane na placu budowy powłoki podziemnych „weldoletów” i przyległych fragmentów rur powinny zawierać warstwy żywiczne. W warunkach bez przepływającego gazu mogą być wykonywane materiałami, takimi jak np. żywice/kity poliuretanowe. W warunkach z przepływającym gazem wykonywać z zastosowaniem masy dedykowanej do aplikacji na wilgotne powierzchnie, np. odpowiedniej żywicy epoksydowej. Możliwe jest stosowanie systemu mieszanego, np.: systemu składającego się z odpowiedniej masy (żywicy), którą można aplikować na wilgotne powierzchnie, i poliuretanu naprawczego (wypełnić oczyszczony i wyrównany ubytek żywicą, po związaniu wypełnić pozostałą część ubytku poliuretanem naprawczym).
- 4.2.8.** Na króćcach, odgałęzieniach, fittingach, w ściankach których naprężenia będą ≥ 60 % dolnej normatywnej granicy plastyczności – powinny być stosowane powłoki żywiczne lub zawierające warstwy żywiczne (np. pokrycie powierzchni zagrożonego fragmentu tej części składowej warstwą żywiczną przed nałożeniem powłoki z mastyki i taśm).
- 4.2.9.** Do napraw defektów w powłokach fabrycznych należy dobrać materiały kompatybilne z tymi powłokami, odpowiednie do wielkości defektów i warunków wykonywania napraw (z/bez przepływającego gazu).
- 4.2.10.** W przypadku budowy skrzyżowania gazociągu metodą bezwykopową w zależności od wyników rozpoznania geologicznego, należy dobrać powłoki i ewentualne dodatkowe zabezpieczenia wg standardu ST-IGG-0601.
- 4.2.11.** Odcinki gazociągu montowane bezwykopowo, bez stosowania rur osłonowych lub przejściowych, powinny być pokryte powłokami 3LPE z HDPE, klasy B wg PN-EN ISO 21809-1 (lub normy równoważnej), lecz o grubości nie mniejszej niż 9 mm lub powłokami 3LPP klasy C wg PN-EN ISO 21809-1 (lub normy równoważnej), lecz o grubości nie mniejszej niż 7 mm.
- 4.2.11.1.** Dla połączeń spawanych należy dobrać systemy izolacyjne dedykowane dla technologii bezwykopowych, np. wzmocnione (fabrycznie) opaski termokurczliwe na podkładzie epoksydowym, odpowiednio zabezpieczone na krawędziach, lub inne systemy, dedykowane dla takiej technologii układania.

- 4.2.12.** Rury, w ściankach których naprężenia będą większe lub równe 60 % minimalnej normatywnej granicy plastyczności $R_{t0.5}$, w celu zmniejszenia ryzyka naprężeniowego pęknięcia korozyjnego – powinny być pokryte powłokami 3LPE/3LPP klasy 3 z podkładem epoksydowym FBE o grubości minimum 200 μm zgodnymi z PN-EN ISO 21809-1 (lub normą równoważną).
- 4.2.12.1.** Łuki powinny być pokryte powłokami poliuretanowymi typu 3, klasy B wg PN-EN 10290 (lub normy równoważnej), powłokami epoksydowymi klasy C wg PN-EN 10289 (lub normy równoważnej) lub nakładanymi w izolerniach na uformowane łuki powłokami 3LPE z warstwą epoksydu FBE o grubości co najmniej 200 μm .
- 4.2.12.2.** Do izolacji połączeń spawanych wykonywanych na placu budowy należy stosować opaski termokurczliwe trójwarstwowe typu 14B1, 14B2 lub 14C wg PN-EN ISO 21809-3 (lub normy równoważnej) z warstwą epoksydu o rekomendowanej w tej normie grubości nie mniejszej niż 150 μm w przypadku żywicy i 200 μm w przypadku FBE.
- 4.2.12.3.** Należy dodatkowo przy projektowaniu nowobudowanych gazociągów lub remontów uwzględnić wymagania podane w standardzie ST-IGG-0601.
- 4.2.13.** Armatura do zabudowy podziemnej powinna być pokryta powłokami poliuretanowymi o grubości co najmniej 1,5 mm, spełniającymi wymagania określone w aktualnej Instrukcji SBT-PE-I43 „Instrukcja określająca wymagania dla podstawowych materiałów i urządzeń stosowanych przy budowie gazociągów przesyłowych - zawory kulowe” i SBT-PE-I44 „Instrukcja określająca wymagania dla podstawowych materiałów i urządzeń stosowanych przy budowie gazociągów przesyłowych - zasuw klinowe”. Ponadto izolacyjne osłony przedłużaczy pokręteł zasuw powinny być w wykonaniu wodoszczelnym.
- 4.2.14.** Fittingi montowane pionowo – izolować systemem izolacyjnym, składającym się z masy wypełniającej na bazie amorficznych poliolefin i z taśmy osłony mechanicznej, lub innym systemem umożliwiającym w przyszłości łatwy demontaż. Fittingi montowane poziomo – izolować masą butylkauczukową i systemem nawojowym z wewnętrzną taśmą samowulkanizującą, klasy C wg PN-EN 12068 (lub normy równoważnej) lub typu 12 wg PN-EN ISO 21809-3 (lub normy równoważnej), z tym, że przyczepność do stali wewnętrznej taśmy nie powinna być mniejsza niż 4 N/mm. Natomiast izolacja kołnierzy powinna być tak dobrana, aby umożliwić łatwe i szybkie jej usunięcie w przypadku ponownego montowania urządzeń do stopowania przepływu. Patrz pkt 4.2.8.
- 4.2.15.** Do zabezpieczenia rur na przejściach „ziemia – powietrze” (jeśli takie przejścia będą występować) do wysokości co najmniej 40 cm nad powierzchnię terenu/podłogi zaprojektować powłoki poliuretanowe kl. B, typ 3 wg PN-EN 10290 (lub normy równoważnej) lub inne zabezpieczenia wg ST-IGG-0601. Jeśli ta powłoka poliuretanowa nie będzie odporna na UV, to należy ją pokryć w części nadziemnej farbą nawierzchniową poliuretanową. Kolor zabezpieczenia – czarny. Grubość powłoki poliuretanowej w części nadziemnej nie powinna przekraczać 1500 μm , a nadziemny koniec powinien być sfazowany. W przypadku przekroczenia grubości na pierścieniu powłoki o długości 100 mm poniżej górnego końca powłoki – zeszlifować.
- 4.2.16.** Rurę w części podziemnej i w kolumnie betonowej należy wykonać z rury stalowej w izolacji fabrycznej trójwarstwowej z polietylenu wytłaczanego 3LPE klasy A3 lub B3 zgodnie z PN-EN ISO 21809-1 (lub normą równoważną) na podkładzie FBE.
- 4.2.16.1.** Izolację 3LPE należy wyprowadzić ponad powierzchnię betonu na wysokość co najmniej 15 cm.

- 4.2.16.2.** Do zabezpieczenia odcinków rur na przejściach „betonowa kolumna wentylacyjna/wydmuchowa – powietrze” zaleca się zabezpieczyć „kielichem” nachodzącym od góry na powłokę fabryczną, wykonanym/nałożonym z elastycznego poliuretanu. Kielich powinien pokrywać odcinki rury na długościach co najmniej po 70 mm na izolacji fabrycznej i na rurze powyżej, łącznie co najmniej 140 mm.
- 4.2.17.** Dla miejsc styków nadziemnych układów rurowych z podporami powinny być zaprojektowane zabezpieczenia przeciwkorozyjne układów rurowych w tych miejscach.
- 4.2.18.** Dla stalowych rur osłonowych (jeśli ich zastosowanie jest nieodzowne) należy dobrać powłoki izolacyjne, odpowiednie do sposobu montażu rury osłonowej:
- układanej w wykopie otwartym - jak w przypadku przewodu gazowego układanego w wykopie otwartym, rury powinny być zaizolowane wg 4.2.1.1. a wszystkie połączenia spawane powinny być zaizolowane wg pkt 4.2.3.,
 - przeciskanej pod przeszkodą wg pkt 4.2.11,
 - należy uwzględnić wymagania podane w standardzie ST-IGG-0601.
- 4.2.19.** W przypadku rur osłonowych usytuowanych w terenie trudno dostępnym, np. w głębi gruntów rolniczych, na dużych głębokościach (powyżej 3 m), na skrzyżowaniach ze zelektryfikowanymi liniami kolejowymi, w terenach szczególnie zagrożonych korozją (bagna, torfowiska), w miejscach nadmiernego oddziaływania prądu AC, zaleca się zaprojektować wypełnienia rur osłonowych specjalną masą izolacyjną. Należy uwzględnić wymagania podane w standardzie ST-IGG-0601.
- 4.2.20.** W przypadku rur osłonowych usytuowanych w terenie łatwo dostępnym, np. pod drogami (jeśli te rury są nieodzowne), wypełnień izolacyjnych nie należy projektować. Należy przewidzieć jednak zabezpieczenia przeciwkorozyjne wg standardu ST-IGG-0601.
- 4.2.21.** Masa izolacyjna stosowana do wypełnienia rury osłonowej powinna spełniać poniższe wymagania:
- być dedykowana do wypełniania rur osłonowych/ochronnych gazociągów,
 - skład masy powinien być oparty na syntetycznych poliolefinach,
 - nie może być substancją/preparatem niebezpiecznym w rozumieniu *ustawy z dnia 25 lutego 2011 r. o substancjach chemicznych i ich mieszaninach*,
 - w przypadku niezamierzonego przedostania się materiału do środowiska i braku możliwości zebrania go, powstały odpad nie będzie odpadem niebezpiecznym,
 - być odporna na działanie bakterii tlenowych i beztlenowych oraz drożdży,
 - temperatura zapłonu masy nie może być niższa niż 100 °C,
 - nie może reagować ze stalą i materiałami izolacyjnymi (bitumicznymi, polietylenowymi i in.),
 - posiadać dobre własności izolacyjne, rezystywność materiału co najmniej $10^8 \Omega^m$,
 - mieć trwałość przez okres co najmniej 30 lat,
 - mieć wysoką adhezję do stali i materiałów izolacyjnych; ewentualne rozerwanie, np. w wyniku skurczu powinno następować w objętości, wewnątrz masy, a nie na styku z powierzchnią rury przewodowej i wewnętrzną powierzchnią rury osłonowej,
 - mieć zdolność wypełniania szczelin, defektów izolacji i porów,
 - po wypełnieniu rury powinna mieć konsystencję smaru/pasty,
 - charakteryzować się niezmiennością parametrów w zakresie temp. (-15 ÷ +30) °C,

- posiada własności inhibitowania korozji,
- dla materiału powinien być wydany atest higieniczny PZH.

4.2.22. Przed wypełnieniem masą izolacyjną rurę osłonową należy bezwzględnie wyczyścić i wysuszyć (patrz 4.2.23.3).

4.2.23. Izolacja zewnętrzna rury przewodowej umieszczonej w rurze osłonowej musi być szczelna, a wewnętrzne połączenie elektryczne (galwaniczne i/lub elektrolityczne) pomiędzy stalową rurą osłonową a ułożoną w niej rurą przewodową jest niedopuszczalne. Brak połączenia elektrolitycznego jak i galwanicznego powinien być wykazany po włożeniu rury przewodowej do osłonowej przed połączeniem rury przewodowej z gazociągiem. W przypadku stwierdzenia któregoś z połączeń, Wykonawca zobowiązany jest zdemontować rurę przewodową, usunąć przyczyny zwarcia (elektrolitycznego i/lub galwanicznego) i ułożyć rurę przewodową ponownie.

4.2.23.1. W projekcie należy określić kryteria braku połączeń galwanicznych i elektrolitycznych pomiędzy stalową rurą osłonową a przewodem gazowym.

4.2.23.2. Jeśli okaże się, że występuje wewnętrzne połączenie galwaniczne lub elektrolityczne pomiędzy stalową rurą osłonową a umieszczoną w niej rurą przewodową, to Wykonawca zobowiązany jest zdemontować rurę przewodową i zamontować ją ponownie, prawidłowo.

4.2.23.3. Suszenie przestrzeni międzyrurowej do warunków podanych poniżej, jest wymagane każdorazowo i bezwzględnie, przed każdą aplikacją masy izolacyjnej. Pierścieniowa przestrzeń międzyrurowa powinna zostać osuszona do stopnia suchości wyrażającego się temperaturą punktu rosy powietrza opuszczającego rurę otaczającą $\leq -22\text{ }^{\circ}\text{C}$ lub niższą, lub przez odpowiednio długi czas, jeśli będzie to niezbędne w celu usunięcia wewnętrznego połączenia elektrolitycznego pomiędzy rurami. Suszenie prowadzić przez odpowiednio długi czas poprzez nadmuch suchego powietrza o temperaturze punktu rosy na wejściu do rury osłonowej $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ lub niższej. Przed aplikacją masy brak wewnętrznych połączeń elektrycznych pomiędzy rurą przewodową a stalową rurą osłonową należy potwierdzić za pomocą odpowiednich pomiarów elektrycznych. Po uzyskaniu stanu wymaganego osuszenia wnętrza rury osłonowej/braku połączeń elektrolitycznych aplikacja masy powinna nastąpić niezwłocznie lub do momentu rozpoczęcia aplikacji suszenie powinno być kontynuowane ze zmniejszoną mocą, przy zachowaniu wymogów temperaturowych.

4.2.24. Należy przewidzieć obsypkę piaskową dla podziemnych elementów technologicznych ZZU, obiektów śluz, nie przeznaczonych do ochrony katodowej, jeżeli grunt rodzimy będzie inny niż piaszczysty.

4.2.25. Układanie gazociągów w obsypce piaskowej powinno być stosowane tam, gdzie jest ona konieczna z punktu widzenia ochrony przeciwkorozyjnej gazociągu (np. zagrożenie przed korozją wywołaną prądem AC) i mechanicznej ochrony powłoki.

4.2.26. Dla naziemnych elementów technologicznych należy dobrać powłoki malarskie z farb epoksydowych i poliuretanowych, o dużej zawartości składników nietlonych.

4.2.26.1. Całkowita grubość systemu powłokowego powinna mieścić się w granicach $250\text{ }\mu\text{m}$ – $300\text{ }\mu\text{m}$.

4.2.26.2. Grubość epoksydowych warstw podkładowych (gruntu i międzywarstwy) nie powinna być mniejsza niż $180\text{ }\mu\text{m}$. Liczba warstw podkładowych: nie mniej niż dwie, o różnej kolorystyce. Pomiar grubości warstw należy wykonać przed nałożeniem warstwy nawierzchniowej.

- 4.2.26.3.** W projekcie należy wskazać przykładowe systemy malarskie, podać ilości i grubości poszczególnych warstw, określić podstawowe wymagania dotyczące aplikacji powłok oraz wymagania dot. dokumentowania i odbioru powłok o dużej trwałości (co najmniej 15 lat), np. odpowiednik systemu wg PN-EN ISO 12944-5:2020-3 (lub normy równoważnej): C4.07 o grubości 300 µm, C4.11 o grubości 260 µm, ewentualnie C4.06 o grubości 240 µm.
- 4.2.26.4.** Dla warunków morskich dobrać systemy adekwatne dla takich warunków.
- 4.2.27.** Zaleca się, aby przestrzeń między kołnierzami złączy naziemnych zabezpieczać masą izolacyjną.
- 4.2.28.** Na obszarach skalistych, w których występuje podłoże skalne lub mogą wystąpić luźne skały zaleca się rozważyć zastosowanie elastycznej siatki do mechanicznego zabezpieczania powłoki przeciwkorozyjnej gazociągu, która powinna spełniać co najmniej niżej wymienione warunki:
- 4.2.28.1.** chroni zewnętrzną powłokę rury przed uszkodzeniem przez skały lub bardzo twarde elementy w wykopie;
- 4.2.28.2.** minimalizuje ścieranie zewnętrznej powłoki rury z powodu stałego rozciągania lub sił dynamicznych gruntu.
- 4.2.28.3.** chroni zewnętrzną powłokę i rurociąg przed uszkodzeniami spowodowanymi przyszłymi wykopami.
- 4.2.28.4.** nie mają na nią wpływu ekstremalne temperatury ani wilgoć.
- 4.2.28.5.** nie ekranuje prądu ochrony katodowej.
- 4.2.29.** Siatkę do mechanicznego zabezpieczania powłoki przeciwkorozyjnej gazociągu o właściwościach wymienionych w pkt. 4.2.28 zaleca się zastosować także pod obciążnikami siodłowymi równocześnie z istniejącymi zabezpieczeniami filcowymi obciążnika.
- 4.2.30.** Dla wszystkich elementów podziemnych pokrytych fabrycznymi powłokami poliuretanowymi PUR typu 3, klasy B wg PN-EN 10290 (lub normy równoważnej), pomiar weryfikacji grubości powłoki powinien być wykonywany zgodnie z normą PN-EN 10290 (lub normą równoważną).
- 4.2.31.** W projekcie należy zawrzeć zapis, iż „Przed przystąpieniem do robót w zakresie ochrony biernej Wykonawca prac jest zobowiązany do uzgodnienia z GAZ-SYSTEM S.A. materiałów izolacyjnych oraz technologii izolowania części podziemnej i technologii malowania części nadziemnej.”
- 4.3 Kryteria odbiorowe izolacji „po zasypaniu”**
- 4.3.1.** Kryteria odbiorowe powłoki izolacyjnej „po zasypaniu” należy ustalać stosownie do zagrożenia korozyjnego występującego na trasie gazociągu, z uwzględnieniem wymagań określonych w pkt 4.3.2. Powinny być tak ustalone, aby:
- uzyskać skuteczną ochronę katodową w defektach powłoki izolacyjnej przy potencjałach załączeniowych, które nie będą bardziej ujemne niż -1,3 V względem siarczano-miedzianej elektrody odniesienia - CSE (dalej zwaną CSE) - Patrz pkt 4.3.2.10,
 - zbędne było wykonywanie pomiarów intensywnych w badaniach skuteczności ochrony katodowej,
 - uzyskać ograniczenie oddziaływań prądów błądzących, skuteczną ochronę przed oddziaływaniami prądów AC i innymi zagrożeniami korozyjnymi, zminimalizować ryzyko naprężeniowych pęknięć korozyjnych,

- możliwy był zdalny monitoring ochrony katodowej II stopnia,
- możliwe było zdalne monitorowanie ewentualnych ingerencji stron trzecich naruszających izolację gazociągu,

4.3.2. Wstępnie należy przyjąć, niżej wymienione wymagania.

4.3.2.1. Natężenie prądu polaryzacji katodowej projektowanego odcinka gazociągu, o długości 60 km, z wyłączeniem odcinków HDD/Direct Pipe wydzielonych monoblokami izolującymi, do potencjału załączeniowego $E_{on} = -1,3$ V względem CSE, nie powinno być większe niż dopuszczalny pobór prądu podany w Tabelicy 1, lub rezystancja przejścia nie powinna być mniejsza lub jednostkowa rezystancja przejścia nie powinna być mniejsza niż wartości określone w Tabelicy 1. Patrz pkt 4.3.2.10.

Tabela 1 – Dopuszczalne pobory prądu polaryzacji katodowej (przy $E_{on} = -1,3$ V wzgl. CSE), wymagane rezystancje przejścia i jednostkowe rezystancje przejścia dla odcinka gazociągu długości 60 km

Średnica nominalna rurociągu DN [mm]	Dopuszczalny pobór prądu [mA]	Wymagana rezystancja R_{co} , co najmniej [Ω]	Wymagana jednostkowa rezystancja przejścia r_{co} , co najmniej [Ωm^2]
100	0,5	650	$1,4 \times 10^7$
150	0,5	610	$1,9 \times 10^7$
200	0,5	570	$2,4 \times 10^7$
250	0,6	540	$2,8 \times 10^7$
300	0,7	510	$3,2 \times 10^7$
400	0,8	470	$3,7 \times 10^7$
500	0,85	430	$4,2 \times 10^7$
700	1	370	$5,0 \times 10^7$
1000	1,2	310	$5,9 \times 10^7$

W przypadku krótszych ocenianych odcinków gazociągów kryteria przelicza się proporcjonalnie: prądowe „w dół”, a rezystancję przejścia „w górę”; jednostkowa rezystancja przejścia pozostaje bez zmian. Kryteria obejmują pododcinki HDD/Direct Pipe nie wydzielone monoblokami izolującymi oraz odcinki przeciskane/przewiercane pod przeszkodami, zawarte w ocenianym odcinku. Pomiar należy wykonać po zakończeniu prac montażowych, w tym punktów pomiarów elektrycznych oraz po zasypaniu gazociągu – przed elektrycznym połączeniem z odcinkami sąsiednimi. W przypadku niespełnienia kryterium Wykonawca gazociągu zobowiązany jest do ustalenia/zlokalizowania przyczyn tego stanu oraz ich usunięcia własnym kosztem i staraniem. Technologię badań lokalizujących przyczyny (np. defekty w powłoce izolacyjnej), w których stosowana będzie polaryzacja katodowa, Wykonawca powinien uzgodnić ze służbami ochrony przeciwwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A.

4.3.2.2. Rezystancja przejścia jakiegokolwiek pododcinka pomiędzy kolejnymi punktami PIs/monoblokami nie powinna być mniejsza niż 670 Ω (o ile nie jest wymagana na takim pododcinku całkowita szczelność powłoki).

4.3.2.3. Odcinki o całkowitej szczelności powłoki izolacyjnej (bezdefektowe) po zasypaniu powinny mieć jednostkową rezystancję przejścia spełniającą wymaganie $r_{co} \geq 10^9 \Omega m^2$. (Pomiar należy wykonać po zakończeniu prac montażowych, w tym punktów pomiarów elektrycznych, oraz po zasypaniu odcinka gazociągu – przed przyłączeniem do odcinków sąsiednich).

Jeśli $10^8 \Omega m^2 < r_{co} < 10^9 \Omega m^2$ to powłokę można uznać za szczelną, jeśli wynik odpowiedniego, prawidłowego badania wykrywającego/lokalizującego defekty (po zasypaniu) wskazuje na brak defektów (niewykrycie defektów); podczas tego badania powinien być stosowany odpowiednio silny, impulsowy sygnał detekcyjny (napięcie polaryzacji nie powinno być większe niż 30 V; w szczególnych przypadkach wartość sygnału do ustalenia ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A.).

Technologię badań lokalizujących nieszczelności powłoki po zasypaniu, w których stosowana będzie polaryzacja katodowa, Wykonawca winien uzgodnić ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A.

4.3.2.3.1. Odcinki gazociągów, dla których wymagana jest szczelność powłoki izolacyjnej „po zasypaniu”:

4.3.2.3.1.1. na obszarach skrzyżowań gazociągu ze zelektryfikowanymi liniami kolejowymi zasilanych prądem stałym (w pasie o szerokości minimum 500 m przed i 500 m za skrzyżowaniem) oraz na obszarach zagrożenia korozją przeniennoprądową, jeśli jako zabezpieczenie przed tym rodzajem korozji przyjęto szczelne powłoki izolacyjne patrz pkt 4.3.2.10.3. Szczegóły w zakresie pasa oddziaływań do uzgodnienia ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A;

4.3.2.3.1.2. gazociągi o długościach nie większych niż 1 km, odgałęziające się od istniejących gazociągów, pokrytych powłokami izolującymi złej jakości/zdegradowanymi, dla których na początku projektowanego gazociągu nie przewidziano monobloku izolującego;

4.3.2.3.1.3. nowe odcinki gazociągów, które będą włączone do gazociągów istniejących (np. tzw. „przekładki”) bez zastosowania złączy izolujących;

4.3.2.3.1.4. dla tych odcinków projektowanego gazociągu, które przebiegać będą przez obszary oddziaływań stożków potencjałowych istniejących uziomów anodowych;

4.3.2.3.1.5. na odcinkach zbliżeń i skrzyżowań z obcymi rurociągami chronionymi katodowo po rozważeniu mogą być wymagane szczelne powłoki;

4.3.2.3.1.6. dla odcinków, które będą układane w terenie o dużym potencjalnym zagrożeniu korozją mikrobiologiczną należy rozważyć i ewentualnie przewidzieć szczelną powłokę;

4.3.2.3.1.7. odcinki układane w rurach otaczających i mikrotunelach;

4.3.2.3.1.8. obiekty śluz bez ochrony katodowej.

4.3.2.3.2. W przypadku odcinków lub segmentów zawierających odcinki, w ściankach których naprężenia będą $\geq 60\%$ dolnej granicy plastyczności, zakres wymaganych szczelnych powłok izolacyjnych powinien być odpowiednio rozszerzony, np. w związku ze skrzyżowaniami ze zelektryfikowanymi liniami kolejowymi, aby ograniczyć ryzyko naprężeniowych pęknięć korozyjnych SCC. Patrz pkt 4.3.2.10.

4.3.2.4. Natężenie prądu polaryzacji katodowej odcinka układanego metodą bezwykopową, niezagrażonego korozją AC, do potencjału załączeniowego $E_{on} = -1,3$ V względem CSE, nie powinno być większe niż 500 μA . Należy dopuścić możliwość stosowania kryterium odbiorowego r_{co} przewiertów HDD nie zagrożonych oddziaływaniem AC. Będzie to kryterium identyczne, jak dla odcinków gazociągów zgodne z Tabelą 1. Kryterium odbiorowe odcinków układanych techniką mikrotunelingu rurą przewodową – jak w pkt 4.3.2.5. Kryterium może ulec zmianie

w zależności od ilości odcinków. Pomiar należy przeprowadzić przed połączeniem tego odcinka z odcinkami sąsiednimi. Wskazane jest przeprowadzenie powtórnych pomiarów, w możliwie długich odstępach czasowych, w celu weryfikacji kryterium odbiorowego. W przypadku niespełnienia kryterium odbiorowego i braku technicznych możliwości naprawy powłoki, Wykonawca robót zobowiązany jest - własnym kosztem i staraniem - do wydzielenia tego odcinka złączami izolującymi (jeśli nie były przewidziane w projekcie), zaprojektowania i wykonania indywidualnej ochrony katodowej tego odcinka oraz ewentualnie odcinków „odciętych” od źródła ochrony katodowej oraz wykazania, iż spełnione są kryteria ochrony katodowej przy zachowaniu ewentualnych ograniczeń potencjałowych (nieprzekraczalnie potencjału krytycznego), jeśli takie zostały określone. Rozwiązania projektowe ochrony katodowej i technika stwierdzania skuteczności ochrony katodowej powinny być uzgodnione ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A.

Jeśli dla gazociągu ułożonego metodą bezwykopową wystąpi konieczność wydzielenia go monoblokami, które nie były przewidziane w projekcie, wówczas należy wzdłuż tego odcinka przeciągnąć linię kablową bocznikującą, o przekroju co najmniej 16 mm² Cu.

Jeśli odcinek gazociągu układany metodą bezwykopową byłby zagrożony korozją AC lub nadmierną polaryzacją katodową, a nie będzie on wydzielony monoblokami izolującymi, to powłoka izolacyjna odcinka powinna mieć jednostkową rezystancję przejścia r_{∞} określoną w pkt 4.3.2.3.

- 4.3.2.5.** Jednostkowa rezystancja przejścia odcinka gazociągu układanego metodą bezwykopową, nie powinna być mniejsza niż $10^7 \Omega m^2$, jeśli nie jest wymagana szczelność (bezdefektowość) powłoki izolacyjnej określonej w pkt 4.3.2.3. Pomiar należy przeprowadzić przed połączeniem tego odcinka z odcinkami sąsiednimi. Jeśli kryterium nie będzie spełnione, Wykonawca zobowiązany jest kontynuować przecisk/przewiert kolejnych rur, do momentu spełnienia kryterium.
- 4.3.2.6.** Jednostkowa rezystancja przejścia rury osłonowej względem ziemi nie powinna być mniejsza niż $10^5 \Omega m^2$. Badanie należy wykonać bezpośrednio po wykonaniu przejścia. Jeśli kryterium nie będzie spełnione, Wykonawca własnym kosztem i staraniem doprowadzi do uzyskania ww. kryterium.
- 4.3.2.7.** W przypadku zespołów śluz (wydzielonych monoblokami izolującymi) natężenie pobieranego prądu polaryzacji katodowej przy potencjale załączeniowym $E_{on} = -1,3$ V względem CSE nie powinno być większe niż 0,5 mA (w warunkach z odłączonym/odizolowanym uziemem odgromowym i przewodem PE). Jeśli kryterium nie będzie spełnione, Wykonawca gazociągu zobowiązany jest do ustalenia/zlokalizowania przyczyn tego stanu oraz ich usunięcia własnym kosztem i staraniem. Technologię badań lokalizujących przyczyny (np. defekty w powłoce izolacyjnej), w których stosowana będzie polaryzacja katodowa, Wykonawca powinien uzgodnić ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A. W przypadku zespołów śluz, które będą elektrycznie połączone z częścią technologiczną węzłów lub innych obiektów, pomiar powinien dotyczyć układu od monobloku oddzielającego układ od gazociągu zewnętrznego (lub przerwy powietrznej w tym miejscu) do przerwy powietrznej w miejscu przyszłego połączenia z gazociągami wewnętrznym węzła/obiektu, obejmującego także podziemną armaturę i zbiornik – po zasypaniu, w warunkach z odłączonym/odizolowanym na czas pomiaru uziemem odgromowym i przewodem PE.
- 4.3.2.8.** Dla podziemnych układów dobudowanych do istniejących obiektów (jeśli takie wystąpią), jeżeli będzie możliwe wykonanie pomiaru po zasypaniu, przed połączeniem z istniejącym układem: natężenie prądu polaryzacji katodowej układu,

do potencjału załączeniowego $E_{on} = -1,3$ V względem CSE, nie powinno być większe niż $500 \mu A$. Jeżeli kryterium to nie będzie spełnione, Wykonawca gazociągu zobowiązany jest do ustalenia/zlokalizowania przyczyn tego stanu oraz ich usunięcia własnym kosztem i staraniem. Technologię badań lokalizujących przyczyny (np. defekty w powłoce izolacyjnej), w których stosowana będzie polaryzacja katodowa, Wykonawca powinien uzgodnić ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A.

4.3.2.9. W przypadku odcinków układanych metodą HDD/Direct Pipe, dla których wymagane są bezdefektowe powłoki izolacyjne, gdy nie osiągnięto bezdefektowości, może być zastosowany tryb postępowania określony w pkt 4.3.2.4, jeśli zastosowanie monobloków izolujących, indywidualnej ochrony katodowej/ochrony przed prądem przemiennym okaże się skuteczne.

4.3.2.10. Jeśli gazociąg/sekcja będzie zawierać odcinki, w ściankach których naprężenia będą ≥ 60 % minimalnej granicy plastyczności, należy określić inne kryteria odbiorowe izolacji „po zasypaniu” odpowiednie dla zagrożenia naprężeniowym pękaniem korozyjnym (SCC). Wówczas na sekcji zawierającej takie odcinki m.in.:

4.3.2.10.1. Poziom izolacji gazociągu powinien być taki, aby skuteczną ochronę katodową gazociągu prowadzić przy potencjale załączeniowym ok. $-1,2$ V wzgl. CSE, bez nadmiernej polaryzacji katodowej;

4.3.2.10.2. Na odcinkach układanych w gruntach wysokooporowych (np. piaszczystych) lub/i niskooporowych (w zależności od relacji pomiędzy nimi) powłoki izolacyjne powinny być szczelne, jeśli byłoby to niezbędne w celu uniknięcia potencjałów z zakresu, w którym przebiega naprężeniowe pęknięcie korozyjne przy prawie obojętnym pH w gruntach wysokooporowych i jednocześnie uniknięcia nadmiernej polaryzacji katodowej w gruntach niskooporowych. W przypadku krótkich odcinków, dla których wykonanie pomiaru jednostkowej rezystancji przejścia przed przyłączeniem do odcinków sąsiednich okaże nierealne, powłokę można uznać za szczelną, jeśli wynik odpowiedniego badania wykrywającego/lokalizującego defekty (po zasypaniu) wskazuje na brak defektów (niewykrycie defektów); podczas tego badania powinien być stosowany odpowiednio silny, impulsowy sygnał detekcyjny (w przypadku napięcia sygnał nie powinien być wyższy niż 30 V; w szczególnych przypadkach wartość sygnału do ustalenia ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A.);

4.3.2.10.3. Na obszarach skrzyżowań gazociągu ze zelektryfikowanymi liniami kolejowymi zasilanych prądem stałym (ok. 1000 m przed i 1000 m za skrzyżowaniem i dotyczy to szerokości pasa a nie długości odcinka gazociągu) - oraz na obszarach zagrożenia korozją prądem przemiennym (jeśli jako zabezpieczenie przed tym rodzajem korozji przyjęto bezdefektowe powłoki izolacyjne), a także w innych miejscach, gdzie „po zasypaniu” wymagane są całkowicie szczelne (bezdefektowe) powłoki izolacyjne – jednostkowa rezystancja przejścia r_{co} odcinka gazociągu nie powinna być mniejsza niż określona w pkt 4.3.2.3.

4.3.2.10.4. W obszarach oddziaływania anodowych stożków potencjałowych powłoki izolacyjne gazociągu powinny być szczelne (bezdefektowe, r_{co} odcinka gazociągu nie powinna być mniejsza niż określona w pkt 4.3.2.3.

4.3.3. W projekcie należy zawrzeć zapis, iż w przypadku niespełnienia kryterium odbiorowego powłoki izolacyjnej „po zasypaniu”, Wykonawca powinien ustalić i usunąć przyczyny tego stanu własnym kosztem i staraniem.

4.3.4. Rozwiązania projektowe ochrony katodowej i technika stwierdzania skuteczności ochrony katodowej powinny być uzgodnione ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A.

4.3.5. Należy rozważyć ciągłość ochrony katodowej odcinków gazociągu przed i za odcinkami układanymi metodą bezwykopową wydzielonymi monoblokami izolującymi.

4.3.5.1. Jeśli zapewnienie ciągłości („przeniesienie” z jednej strony odcinka na drugą) ochrony jest zasadne, to należy zaprojektować linię kablową bocznikującą odcinek pomiędzy punktami pomiarowymi przy monoblokach izolujących, np. na etapie wykonywania odcinka przeciąganą razem z rurociągiem.

4.3.5.2. W przypadku odcinków wykonanych metodą bezwykopową, dla których nie przewiduje się pierwotnie wydzielienia złączami izolującymi, dopuszcza się zaprojektowanie linii kablowej bocznikującej, np. przeciąganej razem z rurociągiem – na wypadek konieczności zapewnienia ciągłości ochrony po wydzieleniu odcinka złączami izolującymi, w wyniku nadmiernego uszkodzenia izolacji rurociągu.

4.3.6. Dla odcinków gazociągów z zabudowanymi kompensatorami, dla których kryteria odbiorowe izolacji określono w Tabeli 1 oraz odcinków gazociągów dla których wymagana jest całkowita szczelność (bezdefektowość) powłoki izolacyjnej „po zasypaniu”:

4.3.6.1. Powinna być zastosowana indywidualna ochrona elektrochemiczna, po wydzieleniu ich monoblokami. Sposób ochrony indywidualnej, z uwzględnieniem zagrożeń korozyjnych, które występują na takim odcinku, należy uzgodnić ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A.

4.3.6.2. Powłoka izolacyjna gazociągu „po zasypaniu” pomiędzy kompensatorami oraz pomiędzy kompensatorami i monoblokami powinna być całkowicie szczelna (bezdefektowa).

4.3.7. Na etapie opiniowania założeń projektowych lub uzgodnień roboczych projektu, po wykonaniu badań i analiz zagrożenia korozyjnego, po ostatecznym ustaleniu trasy gazociągu i rozmieszczenia złączy izolujących oraz odcinków układanych metodami bezwykopowymi projektant powinien uzgodnić ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A. końcowe kryteria odbiorowe izolacji „po zasypaniu”, które mogą być inne niż wyżej wymienione.

4.4 Sekcjonowanie elektryczne gazociągu, monobloki izolujące.

4.4.1. Gazociąg powinien być elektrycznie oddzielony od obiektów śluz, stacji i węzłów gazowych oraz tłoczni gazu.

4.4.2. Odcinki gazociągów z zabudowanymi kompensatorami, określone w pkt. 4.3.6, powinny być wydzielone monoblokami.

4.4.3. Dodatkowe liniowe złącza izolujące zaleca się tak rozmieszczać, aby długości wydzielonych elektrycznie odcinków gazociągu nie były dłuższe niż ok. 60 km.

4.4.4. Monoblok izolujący należy zaprojektować na początku gazociągu projektowanego, jeśli będzie on wyprowadzony z gazociągu istniejącego pokrytego powłoką złej jakości/zdegradowaną, a jego długość będzie większa niż 1 km.

4.4.4.1. W przypadku gazociągów krótszych stosowanie monobloku izolującego nie jest konieczne, jednakże powłoka izolacyjna gazociągu nowego powinna być szczelna, a na początku gazociągu powinien być zaprojektowany punkt pomiarowy PIs.

4.4.4.2. Może być zasadne zaprojektowanie monobloku izolującego na początku gazociągu o mniejszej długości, jeśli okaże się to wskazane w celu ochrony, np. przed korozją przeniennoprądową lub powodowaną przez prądy błądzące.

- 4.4.5.** Ewentualne zastosowanie złączy izolujących w miejscach połączeń nowego odcinka gazociągu z gazociągiem istniejącym (np. w związku z tzw. „przekładkami”) powinno być analizowane indywidualnie, przede wszystkim w zależności od zagrożenia korozyjnego i długości takiego odcinka oraz ewentualnej potrzeby uzyskania sekcjonowania elektrycznego istniejącego gazociągu.
- 4.4.6.** Należy zaprojektować złącze izolujące na końcu odcinka zagrożonego korozją naprężeniową, w odległości co najmniej ok. 32 km od tłoczni gazu.
- 4.4.7.** Może być konieczne zaprojektowanie monobloków izolujących także w celu zabezpieczenia gazociągu przed korozją przeniennoprądową, jeśli wystąpi taka potrzeba (patrz pkt 7.1).
- 4.4.8.** Może być konieczne zaprojektowanie monobloków izolujących dla wydzielenia odcinka układanego techniką HDD/DP, jeśli występuje duże ryzyko nadmiernego uszkodzenia powłoki izolacyjnej podczas przeciągania odcinka, a także gdy jest to celowe, aby zapobiec nadmiernej polaryzacji katodowej lub zagrożeniu korozją AC.
- 4.4.9.** Rozmieszczenie monobloków izolujących na trasie gazociągu, poza obiektami śluz, stacji gazowych i węzłów, powinno być uzgodnione ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A.
- 4.4.10.** Dobrane monobloki izolujące powinny charakteryzować się niżej wymienionymi następującymi cechami.
- 4.4.10.1.** Każdy monoblok powinien być poddany u producenta hydrostatycznej próbie wytrzymałości przy ciśnieniu próby stanowiącym iloczyn współczynnika 1,5 i ciśnienia projektowego, w czasie 5 min. Podczas próby nie należy stosować takich metod uszczelniania końcówek, które powodują ściskanie w kierunku osiowym.
- 4.4.10.2.** Każdy monoblok po hydrostatycznej próbie wytrzymałości powinien być przez producenta sprawdzony powietrzem o ciśnieniu 5 bar przez 10 min; kryterium akceptacji: brak widocznych wycieków przy użyciu płynów pieniących się.
- 4.4.10.3.** Próba napięciowa powinna być przeprowadzana u producenta w stanie suchym napięciem prądu przemiennego (50 Hz) nie mniejszym niż 5000 V w ciągu 1 min; podczas próby nie mogą wystąpić ani wyładowania koronowe ani utrata właściwości izolacyjnych.
- 4.4.10.4.** Rezystancja skrośna monobloku mierzona w powietrzu w stanie suchym po próbie hydrostatycznej u producenta i bezpośrednio przed montażem, miernikiem izolacji o napięciu prądu stałego, nie mniejszym niż 500 V, nie powinna być mniejsza niż 1 GΩ.
- 4.4.10.5.** Co najmniej dziesięcioletnią gwarancją niezawodnej pracy, udzielonej przez producenta lub zapewnienie dziesięcioletniego, minimalnego czasu niezawodnego działania, udzielone przez producenta.
- 4.4.10.6.** Powinny być zabezpieczone podziemnymi zewnętrznymi iskiernikami do zastosowań podziemnych (znamionowy prąd udarowy (10/350), co najmniej 50 kA, znamionowy prąd wyładowczy iskiernika (8/20), co najmniej 100 kA, napięcie przemienne zadziałania z zakresu 0,5 kV <U_{aws}2,5 kV, możliwość długotrwałej pracy przy napięciu przemiennym co najmniej 250 V).
- 4.4.10.7.** Powinny być pokryte zewnętrznymi, fabrycznymi powłokami poliuretanowymi kl. B, typ 3 wg PN-EN 10290 (lub normy równoważnej).
- 4.4.10.8.** Od strony wewnętrznej powinny być również pokryte powłokami izolacyjnymi, tak jak dla wody (epoksydowymi, poliuretanowymi lub innymi), o odpowiedniej grubości (np. większej niż 500 μm); powłoki powinny być przy tym odpowiednie –

izolacyjne i wytrzymałe mechanicznie, aby tłoki czyszczące i pomiarowe nie usunęły ich i aby w przypadku namagnesowania rurociągu osiadające na wewnętrznej powierzchni monobloku zanieczyszczenia ferromagnetyczne, w tym pyły, nie powodowały wewnętrznego zwarcia monobloku. Na wewnętrznej powierzchni monobloku, szczególnie przy przekładce izolującej, nie powinny występować rowki/rysy/zagłębienia/pęknięcia, w których mogłyby się gromadzić zanieczyszczenia. Powierzchnia wewnętrzna powinna być gładka lub – na przekładce – lekko i łagodnie wypukła.

4.4.10.9. Minimalna długość monobloku montowanego w gazociągu, w którym będzie badany magnetycznym tłokiem pomiarowym, nie powinna być mniejsza niż 2 m dla średnic do DN 700 włącznie i 2,5 m dla średnic powyżej DN 700.

4.4.10.10. Monoblok powinien posiadać fabrycznie wykonane wsporniki służące do zamontowania iskiernika zewnętrznego. Wsporniki powinny być umiejscowione na tyle daleko od brzegów izolacji fabrycznej monobloku, aby można było wykonać izolację połączeń spawanych (monobloku do rurociągu) opaskami termokurczliwymi. Wsporniki iskiernika powinny być pokryte fabrycznie powłoką. Izolacja punktów przyłączeń iskiernika ze wspornikami powinna być odpowiednia, szczelna, demontowalna i nie powinna ulegać rozszczelnianiu przy np. ruchach kabli iskiernika. Rozwiązania powinny umożliwiać wymianę iskiernika, gdy zajdzie taka potrzeba i odtwarzanie izolacji punktów przyłączeń.

4.4.10.11. Dla każdego monobloku powinna być wydana deklaracja zgodności wg PN-EN ISO/IEC 17050-1 (lub normy równoważnej), na zgodność monobloku z zatwierdzonym typem oraz świadectwo kontroli wg PN-EN 10204 (lub normy równoważnej), przez upoważnionego przedstawiciela kontroli wytwórcy niezależnego od wydziału produkcyjnego.

UWAGA:

w przypadku monobloków izolujących, które nie będą montowane na dużych głębokościach, dopuszcza się stosowanie zamiast iskiernika podziemnego wg pkt 4.4.9.6 – iskiernika nadziemnego w szafce/słupku, jeśli byłby on przyłączony do monobloku z zastosowaniem odpowiedniego kabla koncentrycznego, a długość tego kabla nie byłaby większa od dopuszczalnej.

4.5 Separacja elektryczna

4.5.1. Gazociąg powinien być odizolowany od uziomów, konstrukcji uziemionych i metalowych elementów posadowionych w ziemi, pozbawionych powłok izolacyjnych, zgodnie z zasadami podanymi w pkt 8.1.3 standardu ST-IGG-0602, z wyłączeniem dla ZZU rozwiązań wg PRZYKŁAD 3 i PRZYKŁAD 4.

4.5.2. Na terenach ZZU gazociągu powinna być zapewniona możliwość wykonywania celowego połączenia układu technologicznego z uziomem odgromowym za pomocą odłącznika.

4.5.3. Jeśli ochrona katodowa podziemnego uzbrojenia obiektów śluz zaprojektowana będzie jako ochrona za pomocą anod galwanicznych, to uziom ze stali ocynkowanej powinien być połączony z naziemnymi elementami technologicznymi w kilku miejscach za pomocą iskierników w wykonanie Ex.

4.5.4. W każdym przypadku podziemna armatura ZZU gazociągu, obiektów śluz i węzłów powinna być oddzielona od płyt fundamentowych za pomocą mechanicznie wytrzymałych i niehigroskopijnych przekładek (płyt) izolacyjnych (np. z tekstolitu szklanego – TSE). Projekt powinien zawierać rozwiązanie zaizolowania stóp armatury (na placu budowy, przed/po posadowieniu na fundamencie/płycie izolacyjnej) – takie, aby w przypadku

uszkodzenia fabrycznej powłoki stopy, w tym także na jej spodniej części, uzyskać pełne odizolowanie tego elementu od ziemi i wody.

4.5.5. W każdym przypadku słupy powinny być odizolowane od betonowych fundamentów.

4.5.6. Rury upustowe i wydmuchowe powinny być pokryte powłokami izolacyjnymi, także na odcinkach umieszczonych w betonowych postumentach.

4.5.7. Jeśli ochrona katodowa obiektów słuz realizowana będzie prądem z zewnętrznego źródła, to dopuszczalne jest łączenie elementów technologicznych z uziomami.

4.5.8. Stalowe podpory nadziemnych elementów technologicznych i orurowania, które są celowo galwanicznie połączone z tymi elementami i orurowaniem w celu ekwipotencjalizacji, należy odizolować od betonowych fundamentów i zabetonowanych kotew.

5. Wymagania dotyczące ochrony katodowej podziemnego uzbrojenia obiektów słuz

5.1 Jeśli zagrożenie korozyjne w miejscu lokalizacji obiektu słuzy będzie średnie lub wysokie, to należy zaprojektować ochronę katodową podziemnego uzbrojenia.

5.2 Ochronę katodową należy zaprojektować/realizować następująco:

- na obiektach bez zasilania energią elektryczną z sieci elektroenergetycznej, w gruntach o rezystywności poniżej 30 Ωm , za pomocą cynkowych anod galwanicznych; uziom z anod cynkowych lub magnezowych obliczyć tak, aby pełnił on jednocześnie rolę uziomu odgromowego, przy czym rezystancja uziemienia anod nie powinna być większa niż 70 % maksymalnej dopuszczalnej rezystancji dla tradycyjnych uziomów odgromowych, obiektów zagrożonych wybuchem; dodatkowo należy zaprojektować uziom tradycyjny ze stali ocynkowanej i przyłączyć go do układu technologicznego w kilku punktach za pośrednictwem nadziemnych iskierników w wykonaniu Ex,
- na obiektach bez zasilania energią elektryczną z sieci elektroenergetycznej, w gruntach o rezystywności od 30 Ωm do 100 Ωm , za pomocą galwanicznych anod magnezowych lub cynkowych; uziom z anod galwanicznych powinien pełnić także rolę uziomu odgromowego; w każdym przypadku uziom „anodowo– odgromowy” należy uzupełnić uziomem tradycyjnym ze stali ocynkowanej przyłączonym do układu technologicznego poprzez iskierniki,
- anody galwaniczne wykorzystywane jako uziomy odgromowe powinny spełniać wymagania dotyczące materiałów uziomowych odgromowych, określone w innych przepisach/normatywach,
- prądem z zewnętrznego źródła; uziom anodowy powinien być wykonany z rozproszonych płytkich anod żelazokrzemowych (rozwiązanie preferowane) lub z anody kablowej. Ochronę obiektu słuzy prądem z zewnętrznego źródła powinno się stosować, gdy obiekt jest bezpośrednio uziemiony,
- należy zaprojektować co najmniej jeden rezystancyjny czujnik korozymetryczny do monitorowania szybkości korozji.

5.3 Niestosowanie ochrony katodowej obiektów słuz może mieć miejsce w następującej sytuacji i pod warunkami:

- zagrożenie korozją jest niskie,
- dobranie odpowiednich powłok izolacyjnych, zastosowanie i wyegzekwowanie powłok izolacyjnych bez defektów (po zasypaniu),

- wskazanie w projekcie środków umożliwiających utrzymanie po zasypaniu bezdefektowych powłok izolacyjnych oraz utrzymanie powłok w takim stanie w okresie użytkowania,
- zaprojektowanie rozwiązań umożliwiających kontrolowanie w okresie użytkowania czy powłoki izolacyjne są bezdefektowe (na podst. art. 5, ust.1, pkt 3), art. 62, ust.1, pkt 1) i 2) *ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane*), zaprojektowanie co najmniej dwóch odpowiednich rezystancyjnych czujników korozymetrycznych w celu monitorowania szybkości korozji, w miejscach o potencjalnie największym zagrożeniu korozyjnym (które może pojawić się, jeśli powstaną defekty izolacji).

5.4 Powinna być zapewniona możliwość wykonywania celowego połączenia elektrycznego pomiędzy odcinkami gazociągu przed i za obiektem śluzy (bocznikowanie obiektu śluzy).

6. Wymagania dotyczące ochrony katodowej gazociągu wraz z ZZU

- 6.1** Projektant powinien uzgodnić sposób realizacji ochrony katodowej.
- 6.2** Dla niektórych odcinków wydzielonych złączami izolującymi, np. na odcinkach układanych techniką HDD/DP lub na odcinkach wydzielonych monoblokami, w związku z zabezpieczeniem przed korozją prądu przemiennoprądową, może zachodzić potrzeba zastosowania ochrony za pomocą magnezowych anod galwanicznych.
- 6.3** Zapotrzebowanie prądu polaryzacji katodowej projektowanego gazociągu obliczać przyjmując jednostkową rezystancję przejścia $r_{co}=10^6 \Omega m^2$, jeśli kryterium odbiorowe „po zasypaniu” jest zgodne z Tabelą 1.
- 6.4** ZZU powinno być umieszczone w zasypce i na podsypce piaskowej grubości minimum 0,2 m. Minimalna rezystywność piasku powinna wynosić 400 Ωm . Elementy wykonane w izolacji PUR powinny zostać dodatkowo doizolowane materiałami typu 13A zgodnie z PN-EN ISO 21809-3 (lub normą równoważną). Doizolowaniu powinny podlegać wszystkie elementy konstrukcyjne armatury w tym m.in.: dolna część stopy, uszy montażowe, rurki odpowietrzające, wsporniki rurek oraz pozostały osprzęt zaworu. Podczas zasypywania elementów technologicznych należy prowadzić pomiary DCVG mające potwierdzić brak defektów.
- 6.5** Stacje ochrony katodowej należy zlokalizować w miarę możliwości na terenach ZZU, stacji lub tłoczni.
- 6.6** Ostateczną lokalizację stacji ochrony katodowych Projektant powinien uzgodnić ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A., po ustaleniu ostatecznej trasy gazociągu i rozmieszczenia złączy izolujących.
- 6.7** Wymagania dotyczące stacji ochrony katodowej i urządzeń polaryzujących
- 6.7.1** W stacjach anod galwanicznych należy stosować wysokonapięciowe anody magnezowe o potencjałach $-1,5 V \div 1,7 V$ względem CSE.
- 6.7.2** W stacjach ochrony katodowej z zewnętrznym źródłem prądu należy stosować rozwiązania uziomów anod polaryzacyjnych, zależnie od warunków miejscowych i zapotrzebowania prądu.
- 6.7.3** Rozwiązania stacji ochrony katodowej powinny umożliwiać ich prawidłową pracę, zarówno dla obliczeniowego poziomu izolacji, jak i dla poziomu wynikającego ze spełnienia kryteriów odbiorowych „po zasypaniu”. Może być konieczne zaprojektowanie oprócz uziomu z anod polaryzacyjnych – uziomu z galwanicznych anod magnezowych (przewidzianego do ewentualnej pracy przy poziomie izolacji wynikającym ze spełnienia kryteriów odbiorowych izolacji gazociągu „po zasypaniu”).
- 6.7.4** Zaprojektowane urządzenia polaryzujące powinny spełniać wymagania określone w załączniku B standardu ST-IGG-0602.

6.7.5 Dobrane źródła polaryzacji katodowej (zewnętrznego prądu) powinny być automatyczne, zdalnie sterowane i monitorowane. Powinny one m.in.:

- realizować funkcję galwanostatu i/lub potencjostatu i/lub zasilacza napięciowego,
- umożliwiać pracę przerywaną za pomocą przerywacza wewnętrznego i za pomocą przerywacza zewnętrznego; zakres nastaw przerywacza wewnętrznego powinien być szeroki, oprócz nastaw „klasycznych (12/3, 27/3, itp.), powinna być zapewniona możliwość indywidualnych nastaw czasu pracy i przerwy z rozdzielczością 0,1 sek.,
- umożliwiać w razie potrzeby pracę równoległą,
- umożliwiać osiągnięcie natężenia prądu wyjściowego, wielokrotnie większego od roboczego w celu wykonywania pomiarów rezystancji, przejścia odcinków/gazociągu przy zwiększonym prądzie polaryzacji,
- umożliwiać zdalną zmianę trybu i parametrów pracy, zdalne zadawanie pracy przerywanej, zdalne zadawanie wykonywania pomiarów potencjału wyłączeniowego,
- wykonywać zdalne pomiary (transmisję wyników) napięcia i natężenia prądu wyjściowego, potencjału załączeniowego, potencjału wyłączeniowego,
- umożliwiać synchronizację czasu wg GPS lub DCF,
- konstrukcja źródeł powinna być modułowa i wymienna. GAZ-SYSTEM S.A. może określić, iż powinny one być kompatybilne z istniejącymi stacjami katodowymi na gazociągach GAZ-SYSTEM S.A.

6.7.6 Znamionowy prąd wyjściowy urządzenia ustalić na podstawie obliczeń zapotrzebowania prądu, przez projektowany gazociąg oraz prądu o zwiększonym natężeniu niezbędnego do wyznaczania rezystancji przejścia odcinków/gazociągu, z ewentualnym uwzględnieniem poboru prądu przez istniejące sąsiednie gazociągi (jeśli tak określił GAZ-SYSTEM S.A.) i należy uzgodnić ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A.

6.7.7 Obudowy (szafy) urządzeń polaryzujących powinny być wykonane z tworzywa sztucznego, koloru szarego lub żółtego (w uzgodnieniu z GAZ-SYSTEM S.A.); gabaryty powinny umożliwiać zamontowanie źródła/źródeł prądu i wyposażenia oraz ich funkcjonalne rozmieszczenie.

6.7.8 Projektant powinien uzgodnić na roboczo ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A. typy źródeł prądu zewnętrznego, obudów, rodzaj zastosowanej aparatury i osprzętu (zacisków, zabezpieczeń nadprądowych i przepięciowych i in.), sposób rozmieszczenia wyposażenia w szafach, usytuowanie szafy (w kontenerze lub na wolnym powietrzu) oraz układ stacji katodowej.

6.8 Wymagania dotyczące punktów pomiarów elektrycznych

6.8.1 Należy zaprojektować punkty pomiarów elektrycznych (PPE) zgodnie z wymaganiami i zaleceniami określonymi w ST-IGG-0602 w pkt 9.1.1 i w załączniku A standardu ST-IGG-0602; mogą być stosowane punkty o funkcjach łączonych, np. PIsR, PIsR/PWP, PIsROgCXr itp.

6.8.2 Projektant powinien na roboczo uzgodnić ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A. konfigurację (typy i rozmieszczenie) PPE.

6.8.3 O ile GAZ-SYSTEM S.A. nie określi innego sposobu oznaczania PPE, kabli i zacisków, należy stosować oznaczenia typów punktów oraz kabli i zacisków wg załącznika

A standardu ST-IGG-0602:2013; w projekcie należy zapisać, że kable PPE w częściach podziemnych należy oznaczać znacznikami cyfrowymi co 2 m, natomiast w słupku/szafce stosować pełne oznaczenia literowo-cyfrowe.

- 6.8.4** Słupki pomiarowe powinny być wykonane z wytrzymałego tworzywa sztucznego, koloru żółtego (np. z modyfikowanego PCV), w powłokach odpornych na UV (np. PMMA), a szafki z tworzywa sztucznego, koloru żółtego; w słupkach należy stosować zaciski laboratoryjne, w szafkach listwy zaciskowe/zaciski laboratoryjne (wg ustaleń ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A.). Na obszarach, na których mają miejsce częste uszkodzenia mechaniczne, kradzieże lub dewastacje urządzeń, należy stosować słupki i szafki z innych materiałów, np. słupki betonowe lub stalowe. Projektant powinien uzgodnić na roboczo ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A. typy słupków i szafek, zacisków laboratoryjnych, listew zaciskowych lub innych zacisków.
- 6.8.5** Szafki należy stosować w punktach, w których będą zamontowane urządzenia telemetrii, w punktach przy skrzyżowaniach z trakcją elektryczną (PDE), w punktach przy złączach izolujących, na terenach ZZU, śluz i węzłów. Fundamenty szafek usytuowanych na zamkniętych terenach ZZU, obiektów śluz i węzłów powinny być wykonane z tworzywa sztucznego.
- 6.8.6** Na terenach śluz, ZZU oraz stacji stałe elektrody odniesienia (jeśli mają być stosowane) mogą być umieszczone w pionowych rurach osłonowych z tworzywa sztucznego bez dna, z korkiem termicznym i pokrywą. Jeśli elektroda odniesienia w miejscu montażu na terenie obiektu śluzy, ZZU, stacji znajdowałaby się w polu jakiegoś pola elektrycznego (np. makroogniwa związanego z uziomami/zabetonowaną stalą) znacząco zniekształcającego wynik pomiaru potencjału względem tej elektrody, to zasadne jest zaprojektowanie zakopanej elektrody odniesienia poza terenem obiektu.
- 6.8.7** Na skrzyżowaniach lub zbliżeniach z trakcją elektryczną prądu stałego, należy zaprojektować punkty PDE pojedyncze lub o funkcji łączonej z innymi punktami (połączenie potencjałowe 4 mm², połączenie drenażowe 16 mm², stała elektroda odniesienia CSE), z zastosowaniem szafek z tworzywa sztucznego, koloru żółtego; do szafki powinny być doprowadzone także dwa kable o przekroju 16 mm², na stałe przyłączone do szyny (jeśli operator trakcji wyrazi na to zgodę).
- 6.8.8** Ewentualne punkty pomiarowe ze stanowiskami „PWP” projektować na skrzyżowaniach lub zbliżeniach z obcą infrastrukturą chronioną katodowo oraz w wybranych miejscach z gazociągami Z GAZ-SYSTEM S.A. (w celu ewentualnego umożliwienia realizacji ochrony tymczasowej projektowanego gazociągu) – po dokonaniu analizy celowości. Nie jest konieczne projektowanie połączeń kablowych z obcą infrastrukturą chronioną katodowo, jeśli w rejonie skrzyżowania gazociąg zabezpieczony będzie szczelną powłoką izolacyjną, a tym bardziej, jeśli rura osłonowa na gazociągu wypełniona będzie masą izolacyjną. Ewentualne punkty PWP (tak jak i pozostałe) jeśli to możliwe, należy lokalizować w miejscach łatwo dostępnych.
- 6.8.9** Punkty Pls (PlsE) powinny być usytuowane m.in.:
- przy ZZU zasilanych energią elektryczną,
 - na początku gazociągu odgałęziającego się od gazociągu istniejącego, jeśli w miejscu tym nie zastosowano złącza (monobloku) izolującego (patrz pkt 4.4.3),
 - na końcach odcinków układanych techniką HDD/DP, które nie będą wydzielone złączami izolującymi.
- 6.8.10** W punktach prądowych (Pls) odległość pomiędzy punktami przyłączeń wewnętrznych kabli potencjałowych, służących do pomiaru spadku napięcia w rurociągu oraz

odległość pomiędzy punktami przyłączeń kabla potencjałowego (GP) oraz najbliższego kabla drenażowego (GD) powinny być nie mniejsze niż wg Tabeli 2.

6.8.11 Może być konieczne zaprojektowanie czujników korozymetrycznych o odpowiednich powierzchniach w celu monitorowania zagrożeń/potwierdzenia skuteczności zabezpieczeń i oceniania szybkości korozji w defektach powłoki izolacyjnej w różnych miejscach, m.in. na odcinkach zagrożonych przez oddziaływania prądu AC, prądów błędnych, w gruntach wysokooporowych, w rurach osłonowych/mikrotunelach - patrz pkt 7.12.

6.9 Armatura podziemna gazociągu, obiektów słuz i węzłów, powinna być oddzielona od płyt fundamentowych za pomocą mechanicznie wytrzymałych i niehigroskopijnych przekładek (płyt) izolacyjnych (np. z tekstolitu szklanego - TSE) oraz twardej gumy.

Tabela 2 – Minimalne długości odcinków pomiarowych spadku napięcia w rurociągu oraz minimalne odległości pomiędzy punktami przyłączeń kabli GD i GP w punktach Pis

Lp.	Średnica nominalna gazociągu DN [mm]	Długość odcinka pomiarowego spadku napięcia [m]	Odległość pomiędzy sąsiadującymi punktami przyłączeń kabli GP i GD [m]
1	do 150	20	0,5
2	200-250	20	0,8
3	300	20	1
4	400-500	30	1,5
5	700	50	2
6	1000	70	3

7. Wymagania dotyczące ochrony gazociągu przed oddziaływaniem prądu przemiennego

7.1 Przed projektowaniem ochrony katodowej należy przeprowadzić rozpoznanie zagrożenia i zaprojektowanie zabezpieczeń gazociągu przed oddziaływaniami prądu przemiennego pochodzących od różnych źródeł (np. linii WN - wysokich i najwyższych napięć - podziemnych i naziemnych, zelektryfikowanych linii kolejowych zasilanych prądem przemiennym, farm fotowoltaicznych, magazyny energii).

7.2 Projektowanie zabezpieczeń gazociągu przed oddziaływaniami prądu przemiennego pochodzących od różnych źródeł powinno być poprzedzone pomiarami i obliczeniami lub analizami mającymi na celu oszacowanie napięć przemiennych, jakie będą mogły występować pomiędzy gazociągami a ziemią odniesienia w wyniku zidentyfikowanych oddziaływań, w warunkach roboczych (dla obciążenia znamionowego) i w stanach zwarciovych, oraz gęstości prądu AC przepływającego pomiędzy gazociągami a ziemią poprzez małe defekty izolacji w warunkach roboczych.

7.3 Należy uwzględnić oddziaływania indukcyjne i galwaniczne (konduktacyjne).

7.4 W obliczeniach oddziaływań indukcyjnych roboczych – długotrwałych (w tym rozkładu napięcia przemiennego pomiędzy gazociągami a ziemią wzdłuż jego trasy) uwzględniać źródła prądu przemiennego w pasie po 1000 m od gazociągu na każdą stronę zgodnie z PN-EN 50443 (lub równoważną). W obliczeniach rozkładu napięcia przemiennego pomiędzy gazociągami a ziemią dopuszcza się stosowanie średniej rezystywności gruntu lub rezystywności nie mniejszej niż 100 Ωm . W obliczeniach gęstości prądu przemiennego przepływającego pomiędzy gazociągami a ziemią poprzez małe defekty izolacji (o pow. 1 cm^2) uwzględniać lokalną, a nie

średnią na sekcji rezystywność gruntu; w przypadku braku danych pomiarowych stosować rezystywność najmniejszą z możliwych, np. 20 Ωm lub niższą. Gęstość prądu AC nie może być większa niż 20 A/m².

- 7.5** Dla stanów zwarciovych należy rozpatrywać oddziaływania indukcyjne linii WN w pasie po 3000 m od gazociągu na każdą stronę [zgodnie z PN-EN 50443 (lub normą równoważną)] - dla najbardziej niekorzystnej sytuacji, oraz oddziaływania galwaniczne/konduktacyjne (w przypadku zwarć doziemnych na słupach usytuowanych najbliżej gazociągu). Napięcia dotykowe dopuszczalne:
- długotrwałe – nie większe niż 25 V,
 - chwilowe – wg PN-EN 50443:2012 (lub normy równoważnej) Skutki zakłóceń elektromagnetycznych w rurociągach wywoływane oddziaływaniem wysokonapięciowych systemów kolejowej trakcji elektrycznej prądu przemiennego i/lub wysokonapięciowych systemów zasilania prądu przemiennego .
- 7.6** Należy zaprojektować zabezpieczenia gazociągu przed korozją AC wzbudzaną przez źródła prądu przemiennego (istniejące i znane projektowane), jeśli będzie to niezbędne. Stosować np. następujące rozwiązania:
- odpowiednia trasa gazociągu, minimalizująca oddziaływania,
 - pośrednie uziemianie (poprzez odgraniczniki) rurociągu w odpowiednich miejscach,
 - wydzielanie odcinków gazociągu monoblokami izolującymi i bezdefektowe powłoki izolacyjne na tych odcinkach,
 - wymiana gruntu na wybranych odcinkach (na piasek),
 - liniowe, izolowane, redukcyjne przewody (metalowe) układane wzdłuż gazociągu i okresowo uziemiane,
 - kombinacje powyższych rozwiązań.
- 7.7** Nie dopuszcza się rozwiązań powodujących nadmierną polaryzację katodową gazociągu.
- 7.8** Zaprojektować zabezpieczenia gazociągu przed niebezpiecznymi porażeniowo napięciami rażeniowymi, mogącymi wystąpić w stanach awaryjnych (zwarciovych) linii WN lub w wyniku wyładowań atmosferycznych. Preferowany sposób ochrony – uziemianie poprzez odgraniczniki i iskierniki o niskim napięciu zapłonu (zmienne napięcie zapłonu ok. 70 V; statyczne ok. 100 V) i prądzie wyładowczym co najmniej 100 kA (8/20 μs).
- 7.9** Może być konieczne zaprojektowanie w punktach pomiarów elektrycznych mat ekwipotencjalizujących GCM (ground gradient control mat) i układów uziemiających/ekwipotencjalizujących na ZZU.
- 7.10** Skuteczność zaprojektowanych zabezpieczeń należy wykazać obliczeniami.
- 7.11** Zabiegi zmniejszające gęstość prądu AC. przepływającego pomiędzy gazociągami a środowiskiem elektrolitycznym poniżej 20 A/m² powinny być dobrane w zależności od skali zagrożenia, zgodnie z pkt E.6 standardu ST-IGG-0602.
- 7.12** Może być konieczne zaprojektowanie czujników korozymetrycznych w punktach na odcinkach poddanych oddziaływaniom prądu AC, w celu monitorowania/potwierdzania skuteczności zabezpieczeń i oceniania szybkości korozji w defektach powłoki izolacyjnej. Powierzchnia czujników służących do monitorowania ewentualnego zagrożenia korozją AC powinna wynosić 1 cm². UWAGA – Odcinki, na których występują skutki oddziaływań źródła prądu przemiennego są z reguły dużo rozleglejsze, niż odcinki, w których indukują się SEM w wyniku tych oddziaływań.

8. Wymagania dotyczące zdalnego monitoringu i sterowania ochroną przeciwkorozyjną

- 8.1** Ochrona katodowa powinna być zdalnie monitorowana i zdalnie sterowana.
- 8.2** System zdalnego monitoringu II stopnia należy zaprojektować wg załącznika D standardu ST-IGG-0602 (patrz rozdział D.4 tego załącznika).
- 8.3** GAZ-SYSTEM S.A. może określić, iż system sterowania i monitorowania powinien być kompatybilny z funkcjonującym.
- 8.4** Zdalne sterowanie i monitorowanie stacji ochrony katodowej z zewnętrznym źródłem prądu – patrz pkt 6.7.5.
- 8.5** Należy uwzględnić co najmniej następującą konfigurację monitoringu.
 - 8.5.1** Z terenów ZZU i obiektów słuz zasilanych energią elektryczną i z terenów pobliskich istniejących stacji gazowych (w pobliżu których, w odległościach nie większych niż 100 m, ułożony będzie projektowany gazociąg) należy zaprojektować monitorowanie potencjałów załączeniowych gazociągu i ewentualnie napięcia AC pomiędzy gazociągiem a ziemią.
 - 8.5.2** Jeśli GAZ-SYSTEM S.A. nie określi inaczej, to na terenach ZZU i słuz zasilanych energią elektryczną pomiędzy punktami pomiarowymi PIsE, a kontenerami/pomieszczeniami AKP należy zaprojektować wielożyłowe (np. siedmiożyłowe) linie kablowe sygnalizacyjne, w izolacji Xs, ekranowane, doprowadzające do kontenera (urządzenia pomiarowego) następujące wielkości: potencjał załączeniowy gazociągu i spadek napięcia w rurociągu. Jeśli niedostępne będą systemy (na rynku) pomiarowe umożliwiające zdalne pomiary rezystancji przejścia odcinków gazociągu (patrz pkt 8.6), to w pomieszczeniu AKP powinno być zarezerwowane miejsce dla zamontowania w przyszłości urządzenia monitorującego tę wielkość.
 - 8.5.3** Na skrzyżowaniach i zbliżeniach z trakcją elektryczną zaleca się zaprojektować monitorowanie potencjału załączeniowego gazociągu. Ewentualne monitorowanie napięcia gazociąg – szyna – należy przeprowadzić wg ustaleń ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A.
 - 8.5.4** W stacjach anod galwanicznych należy przewidzieć monitorowanie potencjału załączeniowego gazociągu i natężenia prądu polaryzacji oraz funkcję zdalnego przyłączania/odłączania uziomu z anod.
 - 8.5.5** Na odcinkach zagrożonych korozją przeniennoprądową w wybranych punktach należy przewidzieć monitorowanie napięcia przemiennego pomiędzy gazociągiem a ziemią.
 - 8.5.6** Może być konieczne zapewnienie możliwości zdalnego zwierania i rozwierania złączy izolujących w punktach pomiarowych oraz pomiaru potencjału gazociągu i natężenia prądu płynącego w przewodzie bocznikującym złącza izolujące.
- 8.6** Kwestia zdalnego wykonywania pomiarów rezystancji przejścia odcinków gazociągu z wykorzystaniem punktów PIs (przy zwiększonym na czas pomiarów prądzie polaryzacji) powinna być rozpatrywana w zależności od długości odcinków wydzielonych złączami izolującymi i poboru prądu przez te odcinki oraz dostępności systemów realizujących te pomiary.
- 8.7** Projektant po ustaleniu trasy gazociągu, rozmieszczenia ZZU, obiektów słuz i złączy izolujących oraz po rozpoznaniu zagrożenia korozyjnego powinien uzgodnić ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A. konfigurację zdalnie monitorowanych punktów i wielkości.

9. Wymagania dotyczące sposobu łączenia kabli ochrony katodowej do gazociągu.

- 9.1** Przytwierdzenie przewodu elektrycznego instalacji ochrony katodowej do metalicznie czystej powierzchni ścianki rur gazociągu należy wykonać metodą automatycznego lutowania twardego (pin brazing) lub za pomocą zgrzewania łukowego kołkami metalowymi (stud welding) w odległości co najmniej 150 mm od osi spoiny złącza.
- 9.2** Wykonawca musi posiadać kwalifikowaną technologię lutowania twardego wg PN-EN 12732 (lub normy równoważnej). Należy opracować Instrukcję Technologiczną Automatycznego Lutowania Twardego, która wymaga zatwierdzenia przez GAZ-SYSTEM S.A.
- 9.3** W przypadku zgrzewania łukowego kołkami metalowymi (stud welding) Wykonawca, oprócz wymagań zawartych w pkt 9.2 powyżej, musi dodatkowo posiadać kwalifikowaną technologię zgrzewania łukowego kołkami metalowymi wg PN-EN ISO 14555 (lub normy równoważnej).
- 9.4** Pozostałe wymagania są zawarte w SBT-PE-I02.

10. Ochrona przeciwkorozyjna przewodowego układu rurowego

10.1 Ochrona przeciwkorozyjna przewodowego układu rurowego w rurze osłonowej

10.1.1 Na etapie projektowania, budowy i przebudowy skrzyżowania w celu zapewnienia prawidłowej ochrony katodowej przewodowego układu rurowego układanego w rurze osłonowej należy postępować zgodnie z zapisami niniejszego Standardu Bezpieczeństwa Technicznego, a w szczególności:

- powłoka izolacyjna przewodowego układu rurowego układanego w rurze osłonowej powinna być szczelna, odpowiedniej jakości i wytrzymałości mechanicznej (patrz 4.2.1.2, 4.2.3, 4.2.23),
- szczelność izolacji rury przewodowej należy sprawdzić za pomocą poroskopu wysokonapięciowego przed włożeniem rury przewodowej do rury osłonowej, a także po ułożeniu rury przewodowej w rurze osłonowej, uszczelnieniu końców i zasypaniu – za pomocą odpowiednich pomiarów elektrycznych, z wykorzystaniem punktu pomiarów elektrycznych,
- po ułożeniu rury przewodowej w rurze osłonowej należy ocenić szczelność izolacji rury przewodowej badając jednostkową rezystancję przejścia po zalaniu przestrzeni międzyrurowej wodą. Na czas badania, uszczelnienie końców rury osłonowej nie musi być docelowe.
- technologia układania odcinka gazociągu w rurze osłonowej powinna minimalizować ryzyko ewentualnego uszkodzenia powłoki izolacyjnej przewodowego układu rurowego,
- rura osłonowa powinna być zabezpieczona przed dostaniem się do niej ziemi i zanieczyszczeń. W przypadku stosowania opasek termokurczliwych w „korkach” uszczelniających - opaski dedykowane do uszczelniania końców rur osłonowych powinny być wzmocnione,
- przewodowy układ rurowy powinien być galwanicznie odizolowany od stalowej rury osłonowej; rura przewodowa wewnątrz rury osłonowej powinna być ułożona z zastosowaniem odpowiednich izolacyjnych pierścieni dystansowych; wewnętrzne odizolowanie rury przewodowej od stalowej rury osłonowej powinno być potwierdzone za pomocą pomiarów elektrycznych - patrz 4.2.23 i związane podpunkty,

- w przypadku stosowania stalowej rury osłonowej przy skrzyżowaniu należy zainstalować punkt pomiarów elektrycznych, do którego należy wprowadzić kable elektryczne, połączone z rurą osłonową i przewodowym układem rurowym; kable powinny być w izolacji odpornej na działanie agresywnego środowiska glebowego,
- w zależności od przyjętego rodzaju rury osłonowej, jej izolacji i technologii wypełnienia należy zastosować właściwy system ochrony przed korozją, określony w Tabeli 3.

Tabela 3 – Zestawienie rozwiązań ochrony przeciwkorozyjnej układów rurowych ułożonych w rurach otaczających

Lp.	Rodzaj rury osłonowej	Rodzaj wypełnienia rury osłonowej	Funkcja uszczelnień końców rury osłonowej	Cechy dodatkowe	Uwaga
1	stalowa rura osłonowa z zewnętrzną powłoką izolacyjną	bez wypełnienia	uszczelnienie zapobiegające przepływowi wody przez wnętrze rury osłonowej	rura osłonowa uziemiona poprzez punkt pomiarów elektrycznych	1
2	stalowa rura osłonowa z zewnętrzną powłoką izolacyjną	wypełnienie specjalną masą izolacyjną	uszczelnienie zapobiegające wypływowi masy podczas i po wypełnieniu rury osłonowej		
3	stalowa rura osłonowa z zewnętrzną i wewnętrzną powłoką izolacyjną	bez wypełnienia	uszczelnienie zapobiegające przepływowi wody przez wnętrze rury osłonowej	rura osłonowa uziemiona poprzez punkt pomiarów elektrycznych; do wewnętrznych powierzchni rury osłonowej przyspawane płaskowniki stalowe	2
4	rura otaczająca z tworzywa sztucznego	wypełnienie specjalną masą izolacyjną	uszczelnienie zapobiegające wypływowi masy podczas i po wypełnieniu rury osłonowej		
5	rura otaczająca z tworzywa sztucznego	bez wypełnienia	uszczelnienie zapobiegające przepływowi wody przez wnętrze rury osłonowej	może być konieczne umieszczenie wewnątrz rury osłonowej anod galwanicznych przyłączonych do rury przewodowej poprzez punkt pomiarów elektrycznych	3

Rozwiązania 1, 3 i 5 można stosować tylko na gazociągach z ochroną katodową. Rozwiązania 2 i 4 mogą być stosowane także na gazociągach bez ochrony katodowej.

Rozwiązania 4 i 5 można stosować po uzyskaniu zgody służb przeciwkorozyjnych GAZ-SYSTEM S.A.

UWAGI:

1. Jeśli rura osłonowa wypełni się wodą/elektrolitem automatycznie zadziała ochrona katodowa: prąd polaryzacji katodowej poprzez uziom wpłynie z ziemi do rury osłonowej wypłynie z nieizolowanej wewnętrznej powierzchni rury osłonowej i poprzez elektrolit (np. wodę) wpłynie do układu rurowego wewnątrz rury osłonowej poprzez ewentualne defekty powłoki izolacyjnej.
2. Jeśli rura osłonowa wypełni się wodą/elektrolitem automatycznie zadziała ochrona katodowa: prąd polaryzacji katodowej poprzez uziom wpłynie z ziemi do rury osłonowej wypłynie z przyspawanych płaskowników i poprzez elektrolit (np. wodę) wpłynie do układu rurowego wewnątrz rury osłonowej poprzez ewentualne defekty powłoki izolacyjnej.
3. Na wypadek wypełnienia się rury osłonowej wodą/elektrolitem, dla zapewnienia ochrony katodowej odcinka układu rurowego umieszczonego wewnątrz rury osłonowej, niezbędne może być umieszczenie wewnątrz tej rury anod galwanicznych, przyłączonych do układu rurowego gazociągu poprzez punkt pomiarów elektrycznych lub grubościennego płaskownika stalowego, uziemionego na końcach poza rurą osłonową.

10.1.2 Dla istniejących stalowych rur osłonowych wypełnionych chudym betonem (piaskiem) przewiduje się następujące rozwiązania:

- zamontowanie wewnątrz rury osłonowej czujników korozymetrycznych w celu monitorowania korozji przewodowego układu rurowego; sposób ten jest dopuszczalny po uprzednim upewnieniu się o zadowalającym stanie ścianki odcinka gazociągu wewnątrz rury ochronnej, np. po badaniu tłokiem inteligentnym,
- wykonanie nowego skrzyżowania (wymiana przewodowego układu rurowego).

10.1.3 W przypadku prowadzenia jakichkolwiek prac ziemnych w bezpośrednim sąsiedztwie rury osłonowej, bez względu na rodzaj zabezpieczenia przed korozją, po ich zakończeniu każdorazowo powinna być dokonana ponowna ocena skuteczności zabezpieczeń, potwierdzona protokołem sprawdzenia. Wszystkie niezgodności powinny być usunięte.

10.2 Ochrona przeciwkorozyjna przewodowego układu rurowego.

Na etapie projektowania, budowy lub przebudowy skrzyżowania, w celu zapewnienia prawidłowej ochrony katodowej przewodowego układu rurowego, należy zwrócić szczególną uwagę na niżej wymienione aspekty:

- przed zasypaniem przewodowego układu rurowego należy sprawdzić szczelność izolacji za pomocą poroskopu wysokonapięciowego; wszelkie znalezione defekty należy naprawić,
- po zasypaniu przewodowego układu rurowego, ale przed połączeniem z sąsiednimi odcinkami gazociągu, należy sprawdzić stopień szczelności powłoki izolacyjnej na spełnienie kryteriów odbiorowych określonych w 4.3.2.4; 4.3.2.5; 4.3.2.9, jedną z poniższych metod:
 - określenie poboru prądu ochrony katodowej przy określonym/zadanyim potencjale załączeniowym,
 - wyznaczanie rezystancji lub powierzchniowej jednostkowej rezystancji przejścia przewodowego układu rurowego względem ziemi,
 - lokalizacja defektów powłoki, np. metodą IFO, DCVG, przy zastosowaniu odpowiednio dużego natężenia prądu polaryzacji katodowej (napięcie źródła polaryzacji nie powinno być większe niż 30 V; w szczególnych przypadkach wartość sygnału do ustalenia ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM S.A.),
- kryteria odbiorowe powłoki izolacyjnej po montażu przewodowego układu rurowego powinny być określone w projekcie skrzyżowania,
- wartość odbiorowa powierzchniowej jednostkowej rezystancji przejścia przewodowego układu rurowego powinna być zgodna z zapisami niniejszego Standardu Bezpieczeństwa Technicznego;
- w przypadku gdy izolacja nie spełnia przyjętego kryterium odbiorowego, należy zlokalizować i naprawić defekty izolacji gazociągu (o ile jest to możliwe); techniki pomiarowe zgodnie z zapisami niniejszego Standardu Bezpieczeństwa Technicznego,
- po naprawie defektów izolacji należy ponownie wykonać pomiary w celu potwierdzenia prawidłowego poboru prądu ochrony katodowej przez przewodowy układ rurowy (lub braku poboru prądu w przypadku izolacji szczelnej),
- z uwagi na duże głębokości przewiertów kierunkowych, uzyskanie wartości rezystancji przejścia izolacji mniejszej niż oczekiwana może skutkować koniecznością montażu

dodatkowej ochrony katodowej i/lub elektrycznym wydzieleniem odcinka gazociągu za pomocą złączy izolujących – patrz 4.3.2.4.

11. Załączniki

Formularz nr 1 – Ocena zagrożenia korozyjnego dla projektowanego gazociągu oraz zaproponowane środki ochrony

Rodzaj zagrożenia na odcinku gazociągu	*)	Odcinek gazociągu (od km ... do km ... lub Pz - Pz) *	Zaproponowany sposób ochrony przed zagrożeniem
Korozja ziemna (ogólnie)			powłoka izolacyjna, ochrona katodowa
Korozja mikrobiologiczna			
Korozja galwaniczna			
Korozja powodowana przez prąd przemienny			
Korozja powodowana prądami błędzącymi			
Korozja naprężeniowa			
Zagrożenie korozyjne podziemnego uzbrojenia obiektów słuz			
Zagrożenie korozyjne odcinków układanych techniką HDD/DP			
Oddziaływania obcych stożków anodowych/pól elektrycznych			
Korozja gazociągu w rurach osłonowych i w innych miejscach o ograniczonym dostępie prądu ochrony katodowej			
Inne			

*) w przypadku braku zagrożenia napisać „nie występuje”, jeśli zagrożenie występuje – określić, na jakim odcinku/obiekcie gazociągu.