

1. Wymagania ogólne

- 1.1.** 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 gazociągów 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.
- 1.2.** Należy zaprojektować skuteczną ochronę przed korozją elementów technologicznych obiektów śluz.
- 1.3.** Dla uzbrojenia podziemnego, jeśli zagrożenie korozyjne w miejscu lokalizacji obiektu będzie średnie lub wysokie, oprócz ochrony biernej należy zaprojektować ochronę katodową.
- 1.4.** 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.
- 1.5.** Zapisy i rysunki dotyczące biernej ochrony przed korozją mogą być ujęte w formie oddzielnego tomu projektu wykonawczego.
- 1.6.** Zawartość projektu branżowego ochrony katodowej i ewentualnie ochrony gazociągu przed oddziaływaniem prądu przemiennego powinna być zgodna z załącznikiem C standardu ST-IGG-0602.
- 1.7.** Założenia i szczegółowe rozwiązania ochrony przeciwkorozyjnej powinny być uzgadniane ze służbami ochrony przeciwkorozyjnej GAZ-SYSTEM.

2. Wymagania szczegółowe

2.1. Prace wstępne

- 2.1.1.** 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).
- 2.1.2.** Na mapach topograficznych w skali 1:10 000 lub 1:25 000 (po uzgodnieniu z GAZ-SYSTEM 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 bliskiej odległości od projektowanego gazociągu.

- 2.1.3.** Należy przeprowadzić rozpoznanie zagrożenia korozyjnego na trasie projektowanego gazociągu wg zakresu określonego w B.1 pkt 1 standardu ST-IGG-0601. Należy wykonać odpowiednie pomiary zagrożenia korozyjnego co najmniej wg pkt 10.1 standardu ST-IGG-0602:2013, z uwzględnieniem kryteriów wg PN-EN 12501-2. Wyniki oceny należy zestawić w formie dokumentu wg Formularza nr 1 lub podobnego.
- 2.1.4.** Ocenę ryzyka korozji w miejscach lokalizacji obiektów śluz przeprowadzić zgodnie z PN-EN 12501-1 i PN-EN 12501-2.
- 2.1.5.** 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.

2.2. Wymagania dotyczące biernej ochrony przed korozją

- 2.2.1.** Gazociąg powinien być zaprojektowany z rur pokrytych zewnętrznymi fabrycznymi powłokami izolacyjnymi 3LPE (3LPP) odpowiedniej klasy zgodnie z normą PN-EN ISO 21809-1, na podkładzie FBE. Dla powłok rur wymagane jest świadectwo 3.1 zgodne z PN-EN 10204.
 - 2.2.1.1** 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, na których występują kamienie – klasy 3 (A3 lub B3) wg PN-EN ISO 21809-1.
 - 2.2.1.2** 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 (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.
- 2.2.2.** Dla nowobudowanych, przebudowywanych i remontowanych 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 $100\ \mu\text{m} \div 140\ \mu\text{m}$, zgodną z PN-EN 10301.
- 2.2.3.** Potączenia spawane rur produktowych układanych w wykopach powinny być zabezpieczone opaskami termokurczliwymi na podkładzie epoksydowym, kl. C wg PN-EN 12068 lub 14B wg PN-EN ISO 21809-3, lecz o wymaganej przyczepności opasek do stali – co najmniej 7 N/mm. Patrz pkt 2.2.12. 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 Zamawiającego, zabezpieczenie potąceń spawanych rur powłokami nawojowymi

(taśmowymi) polimerowymi "na zimno" klasy C wg PN-EN 12068 lub typu 12 wg ww. PN-EN ISO 21809-3:2016, lecz o przyczepności do stali co najmniej 4 N/mm; w przypadku rur DN \geq 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 μ m. 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 typu 14B (14D) wg PN-EN ISO 21809-3. Zaznaczyć w projekcie, że izolacyjne płozy rury produktowej nie mogą być montowane na połączeniach spawanych oraz na styku z opaską termokurczliwą.

- 2.2.4.** Łuki gięte na gorąco powinny być pokryte fabrycznymi powłokami poliuretanowymi PUR wg PN-EN 10290, na podkładzie FBE, typu 3, klasy B, lecz o grubości nie mniejszej niż 2 mm.
- 2.2.5.** Łuki zimno gięte powinny być pokryte fabrycznymi powłokami, pokryte powłokami poliuretanowymi PUR wg PN-EN 10290, typu 3, klasy B, lecz o grubości nie mniejszej niż 2 mm; w przypadku łuków zimno giętych o odpowiednio dużym promieniu dopuszcza się wykonanie z rur pokrytych powłoką 3LPE klasy 3 wg PN-EN ISO 21809-1 na podkładzie epoksydowym FBE. Powłoki izolacyjne kształtek, kolektorów i zbiorników kondensatu i innych elementów podziemnych powinny być pokryte powłokami poliuretanowymi klasy B, lecz o grubości nie mniejszej niż 2 mm, typ 3 wg PN-EN 10290.
- 2.2.6.** 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 butylkauczukowych i systemu nawojowego z taśm polimerowych, z wewnętrzną taśmą samowulkanizującą, klasy C wg PN-EN 12068 lub typu 12 wg PN-EN ISO 21809-3, z tym, że przyczepność do stali wewnętrznej taśmy nie powinna być mniejsza niż 4 N/mm.
- 2.2.7.** 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 składający 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).

- 2.2.8.** 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).
- 2.2.9.** 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).
- 2.2.10.** W przypadku budowy skrzyżowania gazociągu z przeszkodą terenową techniką Direct Pipe lub techniką przewiertu kierunkowego (HDD), w zależności od wyników rozpoznania geologicznego, należy dobrać powłoki i ewentualne dodatkowe zabezpieczenia wg standardu ST-IGG-0601.
- 2.2.11.** Odcinki gazociągu montowane pod przeszkodami terenowymi bezwykopowo, bez stosowania rur osłonowych lub przejściowych, powinny być pokryte powłokami 3LPP klasy C3 lub grubszymi, w zależności od zagrożeń i długości skrzyżowania.
 - 2.2.11.1.** 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.
 - 2.2.11.2.** Możliwe jest stosowanie powłok i zabezpieczeń, tak jak w przypadku odcinków układanych techniką HDD/DP.
- 2.2.12.** 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 zgodnymi z PN-EN ISO 21809-1 (3LPE/3LPP) klasy 3 z podkładem epoksydowym FBE o grubości minimum 200 μm .
 - 2.2.12.1.** Łuki powinny być pokryte powłokami poliuretanowymi typu 3, klasy B, lecz o grubości nie mniejszej niż 2 mm wg PN-EN 10290, powłokami epoksydowymi klasy C wg PN-EN 10298 lub nakładanymi w izolerniach na uformowane łuki powłokami 3LPE z warstwą epoksydu FBE o grubości co najmniej 200 μm .
 - 2.2.12.2.** Do izolacji połączeń spawanych wykonywanych na placu budowy należy stosować opaski termokurczliwe trójwarstwowe typu 14B1, 14B2 lub 14C wg PN-EN ISO 21809-3 z warstwą

epoksydu o rekomendowanej w tej normie grubości nie mniejszej niż 150 µm w przypadku żywicy i 200 µm w przypadku FBE.

- 2.2.12.3.** Należy dodatkowo przy projektowaniu nowobudowanych gazociągów lub remontów uwzględnić wymagania podane w standardzie ST-IGG-0601.
- 2.2.13.** Armatura do zabudowy podziemnej powinna być pokryta powłokami poliuretanowymi o grubości co najmniej 2 mm, spełniającymi wymagania określone w aktualnej Instrukcji PE-DY-I26, Załącznik nr 2 dla zaworów kulowych i Załącznik nr 3 dla zasuw klinowych. Ponadto izolacyjne osłony przedłużaczy pokręteł zasuw powinny być w wykonaniu wodoszczelnym.
- 2.2.14.** 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 typu 12 wg PN-EN ISO 21809-3, 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 2.2.8.
- 2.2.15.** 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 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.
- 2.2.16.** 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 (na podkładzie FBE).
- 2.2.16.1.** Izolację 3LPE należy wyprowadzić ponad powierzchnię betonu na wysokość co najmniej 15 cm.
- 2.2.16.2.** 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.
- 2.2.17.** Dla miejsc styków nadziemnych układów rurowych z podporami powinny być zaprojektowane odpowiednie zabezpieczenia przeciwkorozyjne układów rurowych w tych miejscach. Rura w miejscu styku powinna być pokryta

powłoką poliuretanową o grubości nie mniejszej niż 1,5 mm. Pomiędzy łóżem podpory a rurą powinna być umieszczona przekładka izolacyjna.

2.2.18. 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 2.2.1.1. a wszystkie połączenia spawane powinny być zaizolowane wg pkt 2.2.3.,
- preciskanej pod przeszkodą wg pkt 2.2.11,
- należy uwzględnić wymagania podane w standardzie ST-IGG-0601.

2.2.19. W przypadku rur osłonowych usytuowanych w terenie trudno dostępnym, np. w głębi gruntów rolniczych, na dużych głębokościach (powyżej 3 m), na skrzyżowaniach z zelektryfikowanymi liniami kolejowymi, w terenach szczególnie zagrożonych korozją (bagna, torfowiska), w miejscach nadmiernego oddziaływania prądu AC, należy zaprojektować wypełnienia rur osłonowych specjalną masą izolacyjną. Należy uwzględnić wymagania podane w standardzie ST-IGG-0601.

2.2.20. 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.

2.2.21. 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. $(-15 \div +30) ^\circ\text{C}$,
 - posiada własności inhibitowania korozji,
 - dla materiału powinien być wydany atest higieniczny PZH.
- 2.2.22.** Przed wypełnieniem masą izolacyjną rurę osłonową należy wyczyścić i wysuszyć (patrz 2.2.23.6).
- 2.2.23.** 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 produktową są niedopuszczalne. Brak połączenia elektrolitycznego jak i galwanicznego powinien być wykazany po włożeniu rury produktowej do osłonowej przed połączeniem rury produktowej z gazociągiem. W przypadku stwierdzenia któregoś z połączeń, Wykonawca zobowiązany jest zdemontować rurę produktową, usunąć przyczyny zwarcia (elektrolitycznego i/lub galwanicznego) i ułożyć rurę produktową ponownie.
- 2.2.23.1.** W przypadku braku zapewnienia szczelności Wykonawca gazociągu zobowiązany jest wypełnić rurę osłonową masą izolacyjną. Brak połączenia elektrolitycznego (i galwanicznego również) pomiędzy rurami powinien być wykazany po zasypaniu oraz po przeprowadzeniu prób ciśnieniowych układu, z wykorzystaniem punktu pomiarów elektrycznych.
- 2.2.23.2.** W projekcie należy określić kryteria braku połączeń galwanicznych i elektrolitycznych pomiędzy stalową rurą osłonową a przewodem gazowym.
- 2.2.23.3.** Jeśli po zasypaniu układu okaże się, że występuje wewnętrzne połączenie galwaniczne pomiędzy stalową rurą osłonową a umieszczoną w niej rurą produktową, to Wykonawca zobowiązany jest zdemontować rurę produktową i ułożyć ją ponownie, prawidłowo.
- 2.2.23.4.** Jeśli po zasypaniu układu okaże się, że występuje połączenie elektrolityczne pomiędzy stalową rurą osłonową nie wypełnioną masą izolacyjną a umieszczoną w niej rurą produktową, to Wykonawca zobowiązany jest osuszyć pierścieniową przestrzeń międzyrurową i wypełnić ją masą izolacyjną.
- 2.2.23.5.** Jeśli po zasypaniu układu okaże się, że występuje połączenie elektrolityczne pomiędzy stalową rurą osłonową wypełnioną masą izolacyjną a umieszczoną w niej rurą produktową (pomimo wypełnienia przestrzeni międzyrurowej masą izolacyjną), to Wykonawca zobowiązany jest opróżnić rurę osłonową, skorygować ułożenie, osuszyć przestrzeń pierścieniową i wypełnić masą izolacyjną na nowo.
- 2.2.23.6.** Przed aplikacją masy izolacyjnej w każdym przypadku pierścieniowa przestrzeń międzyrurowa powinna zostać osuszona do stopnia suchości wyrażającego się temperaturą punktu rosy powietrza opuszczającego rurę otaczającą $\leq -22 ^\circ\text{C}$ lub niższą, lub przez odpowiednio długi okres czasu, jeśli będzie to niezbędne

w celu usunięcia wewnętrznego połączenia elektrolitycznego pomiędzy rurami. Suszenie prowadzić przez odpowiednio długi czas poprzez nadmuchiwanie suchego powietrza o temperaturze punktu rosy na wejściu do rury osłonowej -40 °C lub niższej. Przed aplikacją masy brak wewnętrznych połączeń elektrycznych pomiędzy rurą produktową 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.

- 2.2.24.** Należy przewidzieć obsypkę piaskową dla podziemnych elementów technologicznych ZZU, obiektów śluz, nie przeznaczonych do ochrony katodowej, jeżeli grunt rodzimy będzie inny niż piaszczysty.
- 2.2.25.** 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.
- 2.2.26.** Dla naziemnych elementów technologicznych należy dobrać powłoki malarskie z farb epoksydowych i poliuretanowych, o dużej zawartości składników nietłucznych.
 - 2.2.26.1.** Całkowita grubość systemu powłokowego powinna mieścić się w granicach 250 µm – 300 µm.
 - 2.2.26.2.** Grubość epoksydowych warstw podkładowych (gruntu i międzywarstwy) nie powinna być mniejsza niż 180 µm.
 - 2.2.26.3.** 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.
 - 2.2.26.4.** o dużej trwałości (co najmniej 15 lat), np. odpowiednik systemu wg PN-EN ISO 12054-5:2018: C4.07 o grubości 300 µm, C4.11 o grubości 260 µm, ewentualnie C4.06 o grubości 240 µm.
 - 2.2.26.5.** Dla warunków morskich dobrać systemy adekwatne dla takich warunków.
- 2.2.27.** Zaleca się, aby przestrzeń między kołnierzami złączy naziemnych zabezpieczać masą izolacyjną.
- 2.2.28.** W projekcie należy zawrzeć zapis, iż „Przed przystąpieniem do robót w zakresie ochrony biernej Wykonawca prac jest zobowiązany do uzgodnienia z GAZ-SYSTEM materiałów izolacyjnych oraz technologii izolowania części podziemnej i technologii malowania części nadziemnej.”

2.3. Kryteria odbiorowe izolacji „po zasypaniu”

- 2.3.1.** Kryteria odbiorowe powłoki izolacyjnej „po zasypaniu” należy ustalać stosownie do zagrożenia korozyjnego występującego na trasie gazociągu, z

uwzględnieniem wymagań określonych w pkt 2.3.2. 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 2.3.2.10,
- zbędne było wykonywanie pomiarów intensywnych w badaniach skuteczności ochrony katodowej,
- uzyskać ograniczenie oddziaływań prądów błędzących, 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,

2.3.2. Wstępnie należy przyjąć, niżej wymienione wymagania.

2.3.2.1. 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 Tablicy 1, lub rezystancja przejścia nie powinna być mniejsza lub jednostkowa rezystancja przejścia nie powinna być mniejsza niż wartości określone w Tablicy 1. Patrz pkt 2.3.2.10.

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 przejścia $R_{co, co}$ 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 służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.

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

2.3.2.3. Jeśli wystąpią odcinki gazociągu o wymaganej pełnej szczelności powłoki izolacyjnej (bezdefektowości) po zasypaniu, to należy wstępnie przyjąć, że jednostkowa rezystancja przejścia takiego odcinka wstępnie powinna spełniać wymaganie $r_{co} \geq 10^8 \Omega m^2$. (Pomiar należy wykonać po zakończeniu prac montażowych, w tym punktów pomiarów elektrycznych, oraz po zasypaniu odcinka gazociągu – przed przyłączeniem do odcinków sąsiednich).

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

2.3.2.3.1.1. na obszarach skrzyżowań gazociągu z zelektryfikowanymi liniami kolejowymi (ok. 500 m przed i 500 m za skrzyżowaniem) oraz na obszarach zagrożenia korozją przeniennoprądową, jeśli jako zabezpieczenie przed tym rodzajem korozji przyjęto bezdefektowe powłoki izolacyjne patrz pkt 2.3.2.10.3;

2.3.2.3.1.2. 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;

- [illegible]

potencjałowych (nieprzekraczalnie potencjału krytycznego), jeśli takie zostały określone – własnym kosztem i staraniem. Rozwiązania projektowe ochrony katodowej i technika stwierdzania skuteczności ochrony katodowej powinny być uzgodnione ze służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.

Jeśli wystąpi konieczność wydzielenia odcinka gazociągu ułożonego techniką HDD/Direct Pipe/mikrotunelingu rurą produktową monoblokami, które nie były przewidziane w projekcie, wówczas należy wzduż odcinka HDD przeciągnąć linię kablową bocznikującą, o przekroju co najmniej 16 mm² Cu.

Jeśli odcinek gazociągu układany techniką HDD/Direct Pipe, mikrotunelingu rurą produktową, a także odcinek przeciskany/przewiercany pod przeszkodą terenową (patrz pkt 2.3.2.5) byłby zagrożony korozją AC lub nadmierną polaryzacją katodową, a nie będzie on wydzielony monoblokami izolującymi, to powłoka izolacyjna odcinka powinna być całkowicie szczelna. Patrz pkt 2.3.2.3 i 2.3.2.9.

- 2.3.2.5.** Jednostkowa rezystancja przejścia odcinka gazociągu przeciskanego/przewiercanego pod przeszkodą terenową lub układanego techniką mikrotunelingu rurą produktową, nie powinna być mniejsza niż 10⁷ Ωm², jeśli nie jest wymagana szczelność (bezdefektowość) powłoki izolacyjnej. Patrz punkt 2.3.2.3 i 2.3.2.4. 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.
- 2.3.2.6.** Jednostkowa rezystancja przejścia rury osłonowej względem ziemi nie powinna być mniejsza niż 10⁵ Ωm². Jeśli kryterium nie będzie spełnione, Wykonawca przede wszystkim powinien zlokalizować i usunąć defekty powłoki izolacyjnej rury osłonowej. Jeśli okaże się to niemożliwe, to za zgodą Zamawiającego Wykonawca zobowiązany jest własnym kosztem i staraniem wypełnić rurę masą izolacyjną i zamontować ochronę katodową zewnętrznej powierzchni rury osłonowej realizowanej za pomocą anod galwanicznych. Rodzaj masy izolacyjnej Wykonawca zobowiązany jest uzgodnić z GAZ-SYSTEM.
- 2.3.2.7.** W przypadku obiektów 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 służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.

W przypadku układów śluz, które będą elektrycznie połączone z układami technologicznymi węzłów/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 uziemieniem odgromowym i przewodem PE.

2.3.2.8. 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 μ 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 służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.

2.3.2.9. W przypadku tych odcinków HDD/Direct Pipe, dla których wymagane są bezdefektowe powłoki izolacyjne, w przypadku nieosiągnięcia bezdefektowości może być zastosowany tryb postępowania określony w pkt 2.3.2.4, jeśli zastosowanie monobloków izolujących, indywidualnej ochrony katodowej/ochrony przed prądem przemiennym okaże się skuteczne.

2.3.2.10. 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.:

2.3.2.10.1. Poziom izolacji gazociągu (na sekcji pomiędzy monoblokami izolującymi zawierającej takie odcinki) powinien być taki, aby skuteczną ochronę katodową gazociągu prowadzić przy potencjale załączeniowym ok. -1,2 V wzgl. CSE, bez nadmiernej polaryzacji katodowej. Kryteria odbiorowe izolacji powinny być adekwatne (należy je określić – dla sekcji gazociągu, dla odcinków HDD/Direct Pipe, odcinków w gruntach wysokooporowych/niskoporowych, odcinków przeciskanych/przewiercanych, mikrotuneli, skrzyżowań z trakcją elektryczną, w obszarach oddziaływania potencjałowych stożków anodowych i in.);

- 2.3.2.10.2.** 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 pękanie 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;
- 2.3.2.10.3.** Na obszarach skrzyżowań gazociągu z zelektryfikowanymi liniami kolejowymi (ok. 1000 m przed i 1000 m za skrzyżowaniem) [oraz na obszarach zagrożenia korozją przeniennoprądową (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 $10^8 \Omega m^2$; patrz pkt 2.3.2.3.
- 2.3.2.10.4.** W obszarach oddziaływania anodowych stożków potencjałowych powłoki izolacyjne gazociągu powinny być szczelne (bezdefektowe, r_{co} odcinka gazociągu nie powinna być mniejsza niż $10^8 \Omega m^2$).
- 2.3.3.** 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.
- 2.3.4.** Rozwiązania projektowe ochrony katodowej i technika stwierdzania skuteczności ochrony katodowej powinny być uzgodnione ze służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.
- 2.3.5.** Należy rozważyć ciągłość ochrony katodowej odcinków gazociągu przed i za odcinkami układanymi techniką HDD wydzielonymi monoblokami izolującymi.
- 2.3.5.1.** Jeśli zapewnienie ciągłości („przeniesienie” z jednej strony odcinka HDD na drugą) ochrony jest zasadne, to należy zaprojektować linię kablową pomiędzy punktami pomiarowymi

przy monoblokach izolujących, np. przeciąganą razem z rurociągiem, bocznikującą odcinek HDD.

2.3.5.2. W przypadku odcinków HDD, dla których nie przewiduje się pierwotnie wydzielenia 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.

2.3.6. 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 techniką HDD/DP i/lub innymi technikami bezwykopowymi projektant powinien uzgodnić ze służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM końcowe kryteria odbiorowe izolacji „po zasypaniu”, które mogą być inne niż wyżej wymienione.

2.4. Sekcjonowanie elektryczne gazociągu, monobloki izolujące

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

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

2.4.3. 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.

2.4.3.1. W przypadku gazociągów krótszych stosowanie monobloku izolującego nie jest konieczne, jednakże powłoka izolacyjna gazociągu nowego powinna być bezdefektowa (o jednostkowej rezystancji przejścia co najmniej $10^8 \Omega m^2$), a na początku gazociągu powinien być zaprojektowany punkt pomiarowy PIs.

2.4.3.2. 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 błędzące.

2.4.4. 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.

2.4.5. Należy zaprojektować złącze izolujące na końcu odcinka zagrożonego korozją naprężeniową, w odległości co najmniej ok. 32 km od tłoczni gazu.

2.4.6. Może być konieczne zaprojektowanie monobloków izolujących także w celu zabezpieczenia gazociągu przed korozją przeniennoprądową, jeśli wystąpi taka potrzeba (patrz pkt 5.1).

- 2.4.7.** Może być konieczne zaprojektowanie monobloków izolujących dla wydzielenia odcinka układanego techniką HDD, 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 a.c.
- 2.4.8.** Rozmieszczenie monobloków izolujących na trasie gazociągu, poza obiektami śluz, stacji gazowych i węzłów, powinno być uzgodnione ze służbami ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.
- 2.4.9.** Dobrane monobloki izolujące powinny charakteryzować się niżej wymienionymi następującymi cechami.
- 2.4.9.1.** 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.
- 2.4.9.2.** 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 pieniających się.
- 2.4.9.3.** 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.
- 2.4.9.4.** 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.
- 2.4.9.5.** Co najmniej dziesięcioletnią gwarancją niezawodnej pracy, udzielonej przez producenta lub zapewnienie dziesięcioletniego, minimalnego czasu niezawodnego działania, udzielone przez producenta.
- 2.4.9.6.** 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).
- 2.4.9.7.** Powinny być pokryte zewnętrznymi, fabrycznymi powłokami poliuretanowymi kl. B, typ 3 wg PN-EN 10290, lecz o grubości nie mniejszej niż 2 mm.
- 2.4.9.8.** 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.

2.4.9.9. 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.

2.4.9.10. 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.

2.4.9.11. Dla każdego monobloku powinna być wydana deklaracja zgodności wg PN-EN ISO/IEC 17050-1, na zgodność monobloku z zatwierdzonym typem oraz świadectwo kontroli wg PN-EN 10204, 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 2.4.9.6 – 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.

2.5. Separacja elektryczna

2.5.1. 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-0602:2013, z wyłączeniem dla ZZU rozwiązań wg PRZYKŁAD 3 i PRZYKŁAD 4.

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

2.5.3. Jeśli ochrona katodowa podziemnego uzbrojenia obiektów służ 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.

- 2.5.4.** W każdym przypadku podziemna armatura ZZU 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). 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.
- 2.5.5.** W każdym przypadku słuz powinny być odizolowane od betonowych fundamentów.
- 2.5.6.** Rury upustowe i wydmuchowe powinny być pokryte powłokami izolacyjnymi, także na odcinkach umieszczonych w betonowych postumentach.
- 2.5.7.** Jeśli ochrona katodowa obiektów słuz realizowana będzie prądem z zewnętrznego źródła, to dopuszczalne jest łączenie elementów technologicznych z uziomami.
- 2.5.8.** 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.

3. Wymagania dotyczące ochrony katodowej podziemnego uzbrojenia obiektów słuz

- 3.1.** Jeśli zagrożenie korozyjne w miejscu lokalizacji obiektu słuz będzie średnie lub wysokie, to należy zaprojektować ochronę katodową podziemnego uzbrojenia.
- 3.2.** Ochronę katodową należy zaprojektować/realizować następująco:
- na obiektach bez zasilania energią elektryczną z sieci elektroenergetycznej, w gruntach o rezystywności poniżej 30 Ω m, 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 Ω m do 100 Ω m, 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 służy prądem z zewnętrznego źródła powinno się stosować, gdy obiekt jest bezpośrednio uziemiony,
- należy zaprojektować co najmniej jeden rezystancyjny czujnik korozymetryczny do monitorowania szybkości korozji.

3.3. Niestosowanie ochrony katodowej obiektów służy 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 otrzymanie 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).

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

4. Wymagania dotyczące ochrony katodowej gazociągu wraz z ZZU

- 4.1.** Projektant powinien uzgodnić sposób realizacji ochrony katodowej.
- 4.2.** Dla niektórych odcinków wydzielonych złączami izolującymi, np. na odcinkach układanych techniką HDD lub na odcinkach wydzielonych monoblokami, w związku z zabezpieczeniem przed korozją przeniennoprądową, może zachodzić potrzeba zastosowania ochrony za pomocą magnezowych anod galwanicznych.
- 4.3.** 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.
- 4.4.** 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 w razie konieczności powinny zostać dodatkowo doizolowane odpowiednimi systemami nawojowymi.
- 4.5.** Stacje ochrony katodowej należy zlokalizować w miarę możliwości na terenach ZZU, stacji lub tłoczni.
- 4.6.** Ostateczną lokalizację stacji ochrony katodowych Projektant powinien uzgodnić ze służbami ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM, po ustaleniu ostatecznej trasy gazociągu i rozmieszczenia złączy izolujących.
- 4.7.** Wymagania dotyczące stacji ochrony katodowej i urządzeń polaryzujących

- 4.7.1.** W stacjach anod galwanicznych należy stosować wysokonapięciowe anody magnezowe o potencjałach $-1,5 \text{ V} \div 1,7 \text{ V}$ względem CSE.
- 4.7.2.** W stacjach ochrony katodowej z zewnętrznym źródłem prądu należy stosować rozwiązania uziomów anod polaryzacyjnych, zależnie od warunków miejscowych i zapotrzebowania prądu. Preferowany materiał anodowy w uziomach płytkich - żeliwo wysokokrzemowe.
- 4.7.3.** 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”).
- 4.7.4.** Zaprojektowane urządzenia polaryzujące powinny spełniać wymagania określone w załączniku B standardu ST-IGG-0602:2013.
- 4.7.5.** 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 może określić, iż powinny one być kompatybilne z istniejącymi stacjami katodowymi na gazociągach GAZ-SYSTEM.
- 4.7.6.** 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) i należy uzgodnić ze służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.
- 4.7.7.** Obudowy (szafy) urządzeń polaryzujących powinny być wykonane z tworzywa sztucznego, koloru szarego lub żółtego (w uzgodnieniu z GAZ-

SYSTEM); gabaryty powinny umożliwiać zamontowanie źródła/źródeł prądu i wyposażenia oraz ich funkcjonalne rozmieszczenie.

- 4.7.8.** Projektant powinien uzgodnić na roboczo ze służbami ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM 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.

4.8. Wymagania dotyczące punktów pomiarów elektrycznych

- 4.8.1.** Należy zaprojektować punkty pomiarów elektrycznych (PPE) zgodnie z wymaganiami i zaleceniami określonymi w ST-IGG-0602:2013 w pkt 9.1.1 i w załączniku A standardu ST-IGG-0602:2013; mogą być stosowane punkty o funkcjach łączonych, np. PlsR, PlsR/PWP, PlsROgCXr itp.
- 4.8.2.** Projektant powinien na roboczo uzgodnić ze służbami ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM konfigurację (typy i rozmieszczenie) PPE.
- 4.8.3.** O ile GAZ-SYSTEM 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.
- 4.8.4.** 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 służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM). 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 antykorozyjnej GAZ-SYSTEM typy słupków i szafek, zacisków laboratoryjnych, listew zaciskowych lub innych zacisków.
- 4.8.5.** 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.
- 4.8.6.** 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.

- 4.8.7.** Na skrzyżowaniach lub zbliżeniach z trakcją elektryczną prądu stałego, należy zaprojektować punkty PDE pojedyncze lub o funkcji łączącej 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).
- 4.8.8.** 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 (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.
- 4.8.9.** Punkty Pls (PlsE) powinny być usytuowane m.in.:
- przy ZUZ zasilanych energią elektryczną,
 - na początku gazociągu odgałęziającego się od gazociągu istniejącego, jeśli w miejscu tym nie zastosowano złącza (monobloku) izolującego (patrz pkt 2.4.3),
 - na końcach odcinków układanych techniką HDD, które nie będą wydzielone złączami izolującymi.
- 4.8.10.** 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.
- 4.8.11.** Może być konieczne zaprojektowanie czujników korozymetrycznych o odpowiednich powierzchniach w celu monitorowania zagrożeń/potwierdzania skuteczności zabezpieczeń i oceniania szybkości korozji w defektach powłoki izolacyjnej w różnych miejscach, m.in. na odcinkach zagrożonych przez oddziaływania prądu AC, prądów błądzących, w gruntach wysokooporowych, w rurach osłonowych/mikrotunelach - patrz 5.12.

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

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

5. Wymagania dotyczące ochrony gazociągu przed oddziaływaniem prądu przemiennego

- 5.1.** Przed projektowaniem ochrony katodowej należy przeprowadzić rozpoznanie zagrożenia i zaprojektowanie zabezpieczeń gazociągu przed oddziaływaniami linii WN (wysokich i najwyższych napięć).
- 5.2.** Projektowanie zabezpieczeń gazociągu przed oddziaływaniami linii WN 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 oddziaływań linii WN, 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 linii WN.
- 5.3.** Należy uwzględniać oddziaływania indukcyjne i galwaniczne (konduktacyjne).
- 5.4.** W obliczeniach oddziaływań indukcyjnych roboczych -długotrwałych (w tym rozkładu napięcia przemiennego pomiędzy gazociągami a ziemią wzdłuż jego trasy) uwzględniać linie WN w pasie po 1000 m od gazociągu na każdą stronę (zgodnie z PN-EN 50443). 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/ m^2 .
- 5.5.** Dla stanów zwarciovych należy rozpatrywać oddziaływania indukcyjne linii WN w pasie po 3000 m od gazociągu na każdą stronę (zgodnie z PN-EN 50443) - 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
- Uziemienie instalacji elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV.
- 5.6.** Należy zaprojektować zabezpieczenia gazociągu przed korozją AC wzbudzaną przez linie przesyłowe WN (istniejące i znane projektowane), jeśli będzie to niezbędne. Stosować np. następujące rozwiązania:
- odpowiednia trasa gazociągu, minimalizująca oddziaływania linii WN,
 - 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.
- 5.7.** Nie dopuszcza się rozwiązań powodujących nadmierną polaryzację katodową gazociągu.
- 5.8.** 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 μ s).
- 5.9.** Może być konieczne zaprojektowanie w punktach pomiarów elektrycznych mat ekwipotencjalizujących GCM (ground gradient control mat) i układów uziemiających/ekwipotencjalizujących na ZZU.
- 5.10.** Skuteczność zaprojektowanych zabezpieczeń należy wykazać obliczeniami.
- 5.11.** Zabiegi zmniejszające gęstość prądu A.C. 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-0602:2013.
- 5.12.** 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 napowietrznych oddziaływań linii WN i NN są z reguły dużo rozleglejsze, niż odcinki, w których indukują się SEM w wyniku tych oddziaływań.
- 6. Wymagania dotyczące zdalnego monitoringu i sterowania ochroną przeciwkorozyjną**
- 6.1.** Ochrona katodowa powinna być zdalnie monitorowana i zdalnie sterowana.
- 6.2.** System zdalnego monitoringu II stopnia należy zaprojektować wg załącznika D standardu ST-IGG-0602:2013 (patrz rozdział D.4 tego załącznika).
- 6.3.** GAZ-SYSTEM może określić, iż system sterowania i monitorowania powinien być kompatybilny z funkcjonującym.
- 6.4.** Zdalne sterowanie i monitorowanie stacji ochrony katodowej z zewnętrznym źródłem prądu – patrz pkt 4.7.5.
- 6.5.** Należy uwzględnić co najmniej następującą konfigurację monitoringu.
- 6.5.1.** Z terenów ZZU i obiektów służ 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 gazociągami a ziemią.

- 6.5.2.** Jeśli GAZ-SYSTEM nie określi inaczej, to na terenach ZZU i śluz zasilanych energią elektryczną pomiędzy punktami pomiarowymi PlsE, 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 6.6), to w pomieszczeniu AKP powinno być zarezerwowane miejsce dla zamontowania w przyszłości urządzenia monitorującego tę wielkość.
 - 6.5.3.** Na skrzyżowaniach i zbliżeniach z trakcją elektryczną należy zaprojektować monitorowanie potencjału załączeniowego gazociągu. Ewentualne monitorowanie napięcia gazociąg – szyna – należy przeprowadzić wg ustaleń ze służbą ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM.
 - 6.5.4.** W stacjach anod galwanicznych należy przewidzieć monitorowanie potencjału załączeniowego gazociągu i natężenia prądu polaryzacji oraz funkcję zdalnego przyłączania/odłączania uziomu z anod.
 - 6.5.5.** Na odcinkach zagrożonych korozją przeniennoprądową w wybranych punktach należy przewidzieć monitorowanie napięcia przemiennego pomiędzy gazociągiem a ziemią.
 - 6.5.6.** 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.
- 6.6.** Kwestia zdalnego wykonywania pomiarów rezystancji przejścia odcinków gazociągu z wykorzystaniem punktów Pls (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.
- 6.7.** Projektant po ustaleniu trasy gazociągu, rozmieszczenia ZZU, obiektów śluz i złączy izolujących oraz po rozpoznaniu zagrożenia korozyjnego powinien uzgodnić ze służbami ochrony antykorozyjnej GAZ-SYSTEM konfigurację zdalnie monitorowanych punktów i wielkości.

7. Wymagania dotyczące sposobu łączenia kabli ochrony katodowej do gazociągu

- 7.1.** Przytwierdzenie przewodu elektrycznego instalacji ochrony katodowej do metalicznie czystej powierzchni ścianki rur gazociągu należy wykonać metodą automatycznego lutowania twardego (pin brazing) w odległości co najmniej 150 mm od osi spoiny złącza.
- 7.2.** Wykonawca musi posiadać kwalifikowaną technologię lutowania twardego wg PN-EN 12732+A1 i PN-EN ISO 14555. Należy opracować Instrukcję Technologiczną Automatycznego Lutowania Twardego, która wymaga zatwierdzenia przez Inwestora.

7.3. Należy zaproponować graniczną oporność przyłączenia kabla do gazociągu.

8. Ochrona przeciwkorozyjna przewodowego układu rurowego

8.1. Ochrona przeciwkorozyjna przewodowego układu rurowego w rurze osłonowej

8.1.1. 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 Załącznika, a w szczególności:

- powłoka izolacyjna przewodowego układu rurowego układanego w rurze osłonowej powinna być szczelna, odpowiedniej jakości i wytrzymałości mechanicznej (patrz 2.2.1.2, 2.2.3, 2.2.23),
- 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,
- 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 to 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 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 osłonowych

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 osłonowa z tworzywa sztucznego	wypełnienie specjalną masą izolacyjną	uszczelnienie zapobiegające wypływowi masy podczas i po wypełnieniu rury osłonowej		
5	rura osłonowa 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.

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 niez izolowanej 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.

8.1.2.

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).

8.1.3. 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.

8.2. Ochrona przeciwkorozyjna przewodowego układu rurowego wykonanego metodą przekopu otwartego, przecisku bezpośredniego lub HDD (horyzontalnego przewiertu kierunkowego).

Na etapie projektowania, budowy i przebudowy skrzyżowania, w celu zapewnienia prawidłowej ochrony katodowej przewodowego układu rurowego wykonanego metodą przekopu otwartego/przecisku bezpośredniego/HDD, należy zwrócić szczególną uwagę na niżej wymienione aspekty:

- przed zasypaniem przewodowego układu rurowego/wykonaniem przecisku bezpośredniego/HDD należy sprawdzić szczelność izolacji za pomocą poroskopu wysokonapięciowego; wszelkie znalezione defekty należy naprawić,
- po zasypaniu przewodowego układu rurowego/wykonaniu przecisku/wykonaniu HDD, ale przed połączeniem z sąsiednimi odcinkami gazociągu, należy sprawdzić stopień szczelności powłoki izolacyjnej na spełnienie kryteriów odbiorowych określonych w 2.3.2.4; 2.3.2.5; 2.3.2.9, jedną z poniższych metod:
 - określenie poboru prądu ochrony katodowej przy określonym/zadanym 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,
- kryteria odbiorowe powłoki izolacyjnej po montażu przewodowego układu rurowego powinny być określone w projekcie skrzyżowania,
- dla odcinków wskazanych w pkt 2.3.2.3.1.1; 2.3.2.4; 2.3.2.5; 2.3.2.9; 2.3.2.10 (2.3.2.10.3) powłoka powinna być bezdefektowa,
- dla pozostałych odcinków chronionych katodowo wartość odbiorowa powierzchniowej jednostkowej rezystancji przejścia przewodowego układu rurowego powinna być zgodna z zapisami niniejszego Załącznika;
- 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 Załącznika,
- 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 2.3.2.4.

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 śluz			
Zagrożenie korozyjne odcinków układanych techniką HDD			
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.