



Instytut Nafty i Gazu
Państwowy Instytut Badawczy

31-503 Kraków, ul. Lubicz 25A



Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy
działa w oparciu o system zarządzania zgodny
z normą ISO 9001:2015, certyfikowany przez Bureau Veritas.

Pion Gazownictwa

Pion Eksploatacji Złóż Węglowodorów

Pion Poszukiwań Złóż Węglowodorów

**ANALIZA WARUNKÓW TECHNICZNYCH
I USYTUOWANIA DLA SIECI WODOROWYCH,
BEZPOŚREDNICH RUROCIĄGÓW
WODOROWYCH,
MAŁYCH SIECI WODOROWYCH, INSTALACJI
MAGAZYNOWANIA WODORU I ICH
INSTALACJI TOWARZYSZĄCYCH W POLSCE**

NR. ARCH. SPRAWY: DK-0601-2/24

NR ARCH. SPRAWOZDANIA: DK-0601-2/24

ZLEC. WEW. INIG – PIB: 6048/GP/24

Egz. 1

Kraków, dn. 19 grudnia 2025 r.

Dyrektor INIG – PIB

ZLECENIODAWCA: Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska
i Gospodarki Wodnej

NR UMOWY: 161/2024/Wn50/NE-PO-FN/D

NR ZLEC. WEW.: 6048/GP/24

Zrealizowano w: Pion Gazownictwa
Pion Eksploatacji Złóż Węglowodorów
Pion Poszukiwań Złóż Węglowodorów

KIEROWNIK ZESPOŁU: Piotr Szewczyk

ZESPÓŁ AUTORSKI – Część A:

Piotr Brzeziński
Adrian Dudek
Zbigniew Gacek
Monika Gajec
Ireneusz Hajdas
Jadwiga HOLEWA-RATAJ
Anna Huszał
Jacek Jaworski
Grzegorz Kołodziejak
Anna Król
Tomasz Kuchta
Ewa Kukulska-Zajęc
Paweł Kułaga
Maciej Łach
Tomasz Lipka
Tomasz Minor
Piotr Szewczyk
Ewa Wierzbicka
Anna Wróblewska
Andrzej Żurek

ZESPÓŁ AUTORSKI – Część B:

Bogdan Filar
Jacek Jaworski
Piotr Kasza
Tadeusz Kwilosz
Mariusz Miziołek
Agnieszka Moska
Dorota Piróg
Tadeusz Szpunar
Mirosław Wojnicki

PODWYKONAWCA:

Akademia Górniczo-Hutnicza im.
Stanisława Staszica w Krakowie,
Al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

Opracowanie zawiera	Stron	397
	Tablic	63
	Fotografii	-
	Poz. bibliograficznych	285
	Załączników	-

SPIS TREŚCI

1. Wstęp	11
1.1. Charakter projektu	11
1.2. Cel pracy	11
1.3. Zakres pracy	11
1.4. Przepisy techniczne i prawne jakim ma odpowiadać przedmiot pracy	13
1.5. Krótkie streszczenie wykonanej pracy	13
Część A Określenie usytuowania i warunków technicznych dla sieci wodorowych, bezpośrednich rurociągów (gazociągów) wodorowych i małych sieci wodorowych	18
2. Przegląd przepisów krajowych bezpośrednio lub pośrednio dotyczących wodoru	19
3. Przegląd aktów prawnych obowiązujących na poziomie Unii Europejskiej w zakresie gazociągów i sieci wodorowych	24
3.1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413	24
3.2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 oraz Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789	25
4. Analiza działań legislacyjnych wybranych krajów Unii Europejskiej w kontekście rurociągowego przesyłania wodoru	30
4.1. Analiza przepisów - Niemcy	30
4.2. Analiza przepisów - Holandia	34
4.3. Analiza przepisów - Włochy	35
4.4. Analiza przepisów - Hiszpania	36
4.5. Analiza przepisów - Wielka Brytania	37
4.6. Analiza przepisów - Belgia	38
4.7. Analiza przepisów - Dania	42
4.8. Analiza przepisów - Francja	48
4.9. Analiza przepisów - Norwegia	49
4.10. Analiza przepisów - Szwecja	50

4.11. Analiza przepisów - Finlandia	51
5. Najlepsze stosowane praktyki na rozwiniętych rynkach wodoru zlokalizowanych poza UE	53
5.1. Rurociągi wodorowe w USA	53
5.2. Japonia	55
6. Analiza dotychczasowych oraz planowanych działań administracji publicznej wszystkich krajów UE oraz krajów spoza UE. Przegląd projektów dolin wodorowych	58
6.1. Wielkoskalowe doliny wodorowe	59
6.2. Doliny o małej powierzchni	61
6.3. Inicjatywy w Polsce	63
6.4. Doliny wodorowe poza granicami UE	64
6.5. Analiza działań w wybranych krajach	65
6.6. Podsumowanie działań administracyjnych i publicznych	69
7. Podział sieci wodorowych	73
7.1. Analiza specyfiki dostawców i odbiorców wodoru	73
7.2. Rodzaje sieci i rurociągów do transportu wodoru wg aktualnego stanu prawnego w Polsce	78
7.3. Podział sieci wodorowych ze względu na maksymalne ciśnienie robocze	79
8. Określenie dopuszczalnych materiałów do budowy sieci wodorowych	84
8.1. Mechanizmy degradacji wodorowej	84
8.2. Materiały stalowe	98
8.2.1. Stale niestopowe i mikrostopowe	100
8.2.2. Stale stopowe	103
8.2.3. Stale i stopy odporne na korozję	106
8.3. Tworzywa sztuczne	107
8.4. Materiały kompozytowe	109
8.5. Wymagania dla armatury zaporowej i upustowej przeznaczonej do stosowania w sieciach wodorowych	111
8.5.1. Rozwiązania na świecie	111

8.5.2. Wymagania dla armatury zaporowej i upustowej - Polska.....	112
9. Określenie technologii zabezpieczania przed korozją powłokami izolacyjnymi	114
9.1. Podział powłok	114
9.1.1. Powłoki zewnętrzne	114
9.1.2. Powłoki wewnętrzne.....	116
9.2. Czynna ochrona przed korozją.....	117
9.3. Eksploatacja powłok ochronnych.....	117
10. Warunki dopuszczenia do użytkowania sieci wodorowych - Próby szczelności i wytrzymałości	119
10.1. Odniesienie do technologii dla gazociągów wysokiego ciśnienia	119
10.2. Odniesienie do standaryzacji amerykańskiej (ASME B31.12-2023).....	121
10.2.1. Zakres stosowania i główne wymagania standardu ASME B31.12-2023	122
10.2.2. Wymagania dotyczące prób szczelności wg ASME B31.12.....	122
10.2.3. Przygotowanie przeprowadzenia próby szczelności.....	124
10.2.4. Próba szczelności hydrostatycznej.....	125
10.2.5. Próba szczelności pneumatycznej.....	127
10.2.6. Próba hydrostatyczno-pneumatyczna szczelności.....	128
10.2.7. Próba szczelności z wysoką czułością.....	128
10.2.8. Alternatywna próba szczelności	128
10.3. Odniesienie do standaryzacji europejskiej (EIGA IGC Dco 121/14)	129
10.3.1. Zakres dokumentu	129
10.3.2. Próby ciśnieniowe wg EIGA IGC Dco 121/14	129
10.4. Odniesienie do standaryzacji azjatyckiej (AIGA)	131
10.4.1. Zakres dokumentu AIGA 087/20 oraz 033/14	131
10.4.2. Próby ciśnieniowe według dokumentów AIGA 033/14 oraz 087/20.....	131
10.5. Rekomendacje.....	132
11. Warunki lokalizacji rurociągów wodorowych	136
11.1. Dopuszczalne lokalizacje gazociągów wodorowych	136
11.2. Głębokość posadowienia	137
11.3. Odległości rurociągów wodorowych od innych obiektów	139

11.4. Warunki skrzyżowania z inną infrastrukturą i obiektami	142
11.5. Klasy lokalizacji rurociągów wodorowych.....	146
11.6. Strefy kontrolowane.....	148
11.7. Określenie odległości między zespołami armatury zaporowej i upustowej sieci wodorowych.....	151
11.7.1. Cel stosowania armatury zaporowo upustowej.	151
11.7.2. Lokalizacja armatury zaporowo upustowej dla gazociągów wodorowych....	152
11.7.3. Zestawienie lokalizacji zespołów zaporowo upustowych.....	154
12. Opracowanie warunków bezpieczeństwa użytkowania sieci wodorowych	155
12.1. Określenie dodatkowych warunków zapewniających bezpieczeństwo użytkowania sieci wodorowych uwzględniających ich zabezpieczenie przed czynnikami geologicznymi	155
12.1.1. Ruch podłoża.....	160
12.1.2. Podsumowanie	161
12.2. Określenie maksymalnych dopuszczalnych naprężeń obwodowych w warunkach statycznych	162
12.2.1. Wymagania projektowe.....	164
12.2.2. Kontrola i zapobieganie pękaniu.....	168
12.3. Warunki bezpieczeństwa użytkowania sieci wodorowych	172
12.3.1. Kontrola infrastruktury naziemnej.....	174
12.3.2. Kontrola infrastruktury podziemnej - gazociągów.....	178
12.3.3. Kontrola infrastruktury – podsumowanie.....	181
12.3.4. Zapewnienie bezpieczeństwa poprzez nawanianie paliwa	181
13. Określenie technologii łączenia rur.....	184
14. Strefy zagrożenia wybuchem	189
14.1. Strefy zagrożenia wybuchem – informacje ogólne, zasady klasyfikacji	189
14.1.1. Grupy i kategorie urządzeń	191
14.1.2. Rodzaj zabezpieczenia urządzeń	192
14.1.3. Grupa wybuchowości gazu	192
14.1.4. Klasa temperaturowa.....	192

14.1.5. Poziom zabezpieczenia	193
14.2. Charakterystyka wodoru i wymagania szczególne Ex dla wodoru.....	193
14.3. Sposób ustalania stref bezpieczeństwa dla infrastruktury wodorowej	197
14.3.1. Identyfikacja źródeł emisji (punktów potencjalnych nieszczelności)	200
14.3.2. Szacowanie intensywności emisji (przypisanie oceny źródłom emisji)	201
14.3.3. Określenie warunków wentylacji.....	201
14.3.4. Obliczenie lub oszacowanie zasięgu stref (chmury wybuchowej).....	201
14.3.5. Klasyfikacja stref (ATEX 0/1/2).....	202
14.3.6. Dokumentacja i oznakowanie stref, dobór urządzeń zgodnie z ATEX.....	202
14.4. Wyznaczanie stref Ex dla urządzeń sieci wodorowych	203
14.4.1. Wyznaczanie stref Ex dla typowych urządzeń	203
14.4.2. Wyznaczanie stref Ex dla nietypowych urządzeń	206
14.5. Zasady praktyczne	207
14.6. Najważniejsze przepisy i normy związane z wyznaczaniem stref zagrożenia wybuchem i bezpieczeństwem urządzeń.....	208
15. Propozycje przepisów dotyczące przyłączeń elektrolizerów OZE do sieci wodorowych, na warunkach preferencyjnych względem innych elektrolizerów, które wykorzystują energię z sieci.....	210
15.1. Analiza prawna.....	210
15.2. Propozycja przepisów w prawie RP.....	213
16. Rekomendacje – cz. A	218
16.1. Działania administracyjne	218
16.2. Podział sieci wodorowych ze względu na jakość transportowanego gazu	219
16.3. Podział sieci wodorowych ze względu na ciśnienie robocze.....	219
16.4. Podział sieci wodorowych ze względu na stosowane materiały	220
16.5. Dopuszczalne materiały do budowy sieci wodorowych oraz ich połączenia spajane	220
16.6. Wymagania dla armatury zaporowej i upustowej	221
16.6.1. Wymaganiamateriałowe.....	221
16.6.2. Wymagania funkcjonalne	221

16.7. Zabezpieczenie przed korozją powłokami izolacyjnymi.....	221
16.7.1. Bierna ochrona przed korozją.....	221
16.7.2. Czynna ochrona przed korozją.....	222
16.8. Warunki dopuszczenia do użytkowania sieci wodorowych. Próby szczelności i wytrzymałości.....	222
16.9. Warunki lokalizacji rurociągów wodorowych.....	222
16.10. Klasy lokalizacji rurociągów wodorowych.....	223
16.11. Strefy kontrolowane rurociągów wodorowych.....	223
16.12. Odległości między zespołami armatury zaporowej i upustowej.....	223
16.13. Warunki bezpieczeństwa użytkowania sieci wodorowych.....	224
16.14. Strefy zagrożenia wybuchem.....	225
16.15. Propozycje przepisów dotyczące przyłączeń elektrolizerów OZE do sieci wodorowych, na warunkach preferencyjnych względem innych elektrolizerów, które wykorzystują energię z sieci.....	227
Spis tabel - cz. A.....	228
Spis rysunków - cz. A.....	230
Bibliografia - cz. A.....	231
Akty prawne - cz. A.....	246
Normy i inne specyfikacje techniczne - cz. A.....	252
Część B - określenie usytuowania i warunków technicznych dla instalacji magazynowania wodoru, zbiornikowych (napowierzchniowych), jak i zlokalizowanych pod ziemią.....	258
17. Analiza publikacji dotyczących magazynowania czystego wodoru w podziemnych strukturach geologicznych.....	259
18. Analiza publikacji dotyczących magazynowania czystego wodoru w instalacjach napowierzchniowych.....	264
19. Określenie możliwości magazynowania wodoru w Polsce, w podziemnych bezzbiornikowych magazynach wytworzonych w strukturach solnych i warstwach wodonośnych.....	272
19.1. Określenie możliwości magazynowania wodoru w Polsce, w podziemnych bezzbiornikowych magazynach wytworzonych w strukturach solnych.....	272
19.2. Określenie możliwości magazynowania wodoru w Polsce, w podziemnych bezzbiornikowych magazynach wytworzonych w warstwach wodonośnych.....	275

20. Uwarunkowania technologiczne budowy i eksploatacji podziemnych magazynów wodoru: w strukturach solny i warstwach wodonośnych.....	285
21. Magazynowanie wodoru w zbiornikach napowierzchniowych wraz z uwarunkowaniami technologicznymi ich budowy i eksploatacji	294
21.1. Magazynowanie wodoru w zbiornikach napowierzchniowych	294
21.2. Uwarunkowania technologiczne budowy i eksploatacji napowierzchniowych magazynów wodoru	300
22. Monitorowanie bezpieczeństwa eksploatacji magazynów wodoru wybudowanych w podziemnych strukturach geologicznych.....	317
23. Monitorowanie bezpieczeństwa eksploatacji napowierzchniowych magazynów wodoru	325
Dyrektywy i normy ustanawiające standardy dla napowierzchniowych magazynów wodoru:	327
24. Określenie dopuszczalnych i wzbronionych lokalizacji instalacji magazynowych wodoru uwzględniających występujące warunki powierzchniowe	332
25. Ustalenia typowych stanowisk i urządzeń napowierzchniowych instalacji magazynów wodoru wybudowanych w podziemnych strukturach geologicznych, kawernach solnych i warstwach wodonośnych.....	337
26. Określenie stref zagrożeń oraz sposobu ich ustalania dla stanowisk urządzeń instalacji magazynowania wodoru	343
27. Określenie materiałów jakie powinny zostać użyte do budowy instalacji magazynowej wodoru, z uwzględnieniem technologii ich łączenia.....	347
27.1. Instalacje powierzchniowe (rurociągi, kolektory, armatura, sprężarki).....	347
27.2. Otwory magazynowe i część wgłębna (kontakt z solanką)	349
27.3. Warstwy wodonośne (porowate zbiorniki).....	349
27.4. Zbiorniki napowierzchniowe	350
27.4.1. Zbiorniki kriogeniczne na ciekły wodór (LH ₂)	351
27.5. Rurociągi i przesył wodoru (krótki odcinek przy magazynie)	352
27.6. Uszczelnienia, elastomery i tworzywa – zasady doboru	353
27.7. Jakość wodoru a dobór materiałów	354
28. Określenie warunków dopuszczalności do użytku instalacji, w tym niezbędne próby szczelności oraz bezpiecznych okresów użytkowania poszczególnych składników infrastruktury magazynowej	355

29. Określenie warunków zapewniających bezpieczeństwo użytkowania instalacji magazynowych wodoru uwzględniających ich zabezpieczenie przed czynnikami fizycznymi.....	362
30. Określenia klas instalacji magazynowych wodoru, z uwzględnieniem maksymalnych ciśnień roboczych instalacji magazynowych.....	367
31. Uwarunkowania prawne związane z budową i eksploatacją podziemnych i napowierzchniowych instalacji magazynowania wodoru	373
31.1. Poziomy regulacji i zakres rozdziału	373
31.2. Ramy prawne Unii Europejskiej dla magazynowania wodoru	373
31.3. Uwarunkowania prawne podziemnego magazynowania wodoru w Polsce.....	374
31.4. Uwarunkowania prawne napowierzchniowych instalacji magazynowania wodoru ..	375
31.5. Koncesjonowanie, licencje i obowiązki operatora	376
31.6. Dokumentowanie zgodności i dynamika regulacyjna	377
32. Rekomendacje - część B	379
Spis tabel - cz. B.....	384
Spis rysunków - cz. B	386
Bibliografia - cz. B.....	387
Akty prawne - cz. B.....	394
Normy i inne specyfikacje techniczne - cz. B.....	395

1. Wstęp

1.1. Charakter projektu

Projekt ma charakter przeglądowo – analityczny, w którym na podstawie analizy dokumentów źródłowych, w tym aktów prawnych i dokumentów normatywnych, doświadczeń międzynarodowych oraz wyników badań własnych INiG-PIB powstała ekspertyza, w której określone zostały rekomendacje w zakresie budowy i funkcjonowania instalacji transportujących i magazynujących wodór.

1.2. Cel pracy

Głównym celem pracy było opracowanie rekomendacji w zakresie budowy i funkcjonowania instalacji transportujących i magazynujących. Na cel główny składały się dwa cele szczegółowe, pierwszy z nich swoim zakresem obejmował rekomendacje dla usytuowania i warunków technicznych dla sieci wodorowych, bezpośrednich rurociągów (gazociągów) wodorowych i małych sieci wodorowych. Drugi cel szczegółowy dotyczył natomiast przygotowania rekomendacji związany z określeniem usytuowania i warunków technicznych dla instalacji magazynowania wodoru, w zbiornikach powierzchniowych oraz magazynowania wodoru pod ziemią.

1.3. Zakres pracy

Praca swoim zakresem obejmowała analizy warunków technicznych dla sieci i gazociągów wodorowych (część A) oraz instalacji magazynowania wodoru i ich instalacji towarzyszących (Część B). W części A zakres pracy obejmował analizy przepisów oraz działań legislacyjnych w tym analizy przepisów krajowych, Unii Europejskiej oraz krajów spoza UE w odniesieniu do gazociągów i sieci wodorowych, określenie podziału sieci wodorowych, analizy dopuszczalnych materiałów, technologii łączenia, warunków lokalizacji oraz wielkości stref kontrolowanych, warunków projektowych uwzględniających klasy lokalizacji, zabezpieczenie przed czynnikami fizycznymi i geologicznymi, szkodliwym oddziaływaniem przemieszczania się gruntu i bezpieczne użytkowanie, technologii zabezpieczenia przed korozją powłokami izolacyjnymi, określenie maksymalnych dopuszczalnych naprężeń obwodowych w warunkach statycznych, określenie warunków dopuszczenia do użytkowania obejmujących wymagania dotyczące prowadzenia prób ciśnieniowych, warunków zapewniających bezpieczeństwo użytkowania w tym kontroli szczelności, określenie stref zagrożenia wybuchem i sposobów ich ustalania, odległości między zespołami armatury zaporowej i upustowej. W pracy zawarto również propozycje przepisów dotyczące przyłączy elektrolizerów OZE do sieci wodorowych, na warunkach preferencyjnych względem innych elektrolizerów, które wykorzystują energię z sieci.

Prace objęte punktami:

8. Określenie dopuszczalnych materiałów do budowy sieci wodorowych
10. Warunki dopuszczenia do użytkowania sieci wodorowych - Próby szczelności i wytrzymałości
12. Opracowanie warunków bezpieczeństwa użytkowania sieci wodorowych (p. 12.1, p. 12.2)
13. Określenie technologii łączenia rur

zostały zrealizowane przez podwykonawcę.

W części B praca swoim zakresem obejmowała określenie rodzajów magazynów wodoru ze względu na usytuowanie magazynu (napowierzchniowy i wytworzony pod ziemią), jego wielkość oraz ze względu na zastosowaną technologię i materiały do budowy magazynu, określenie materiałów jakie mogą zostać użyte do instalacji magazynowych wodoru (zbiornikowych i bezzbiornikowych) z uwzględnieniem zastosowanych ciśnień oraz rodzajów i elementów infrastruktury sieciowej i magazynowej, zapewniających długookresowe i bezpieczne użytkowanie tej infrastruktury w polskich warunkach klimatycznych, geologicznych itp., wraz z określeniem bezpiecznych okresów użytkowania i stref kontrolowanych tych magazynów. Ustalenie zakresu badań wraz z harmonogramem niezbędnych do zapewnienia długoletniej bezawaryjnej pracy zbiornikowych i bezzbiornikowych magazynów wodoru, określenie wymagań geologicznych i technicznych dla podziemnych magazynów wodoru, w szczególności magazynów zlokalizowanych w kawernach solnych, w tym przeprowadzenia procedury przystosowania podziemnej struktury geologicznej do pełnienia funkcji magazynu wodoru. Procedura uwzględnienia zjawiska tektoniczne, potrzeby i częstotliwości kontroli zapewniających bezpieczeństwo użytkowania magazynów wodoru, ustalenie typowych stanowisk i urządzeń dla instalacji magazynowania wodoru (zbiornikowych i bezzbiornikowych) oraz określenia wymiarów stref zagrożenia wybuchem dla tych stanowisk i urządzeń, określenie sposobu ustalania wymiarów stref zagrożenia wybuchem dla pozostałych stanowisk i urządzeń nie będących typowymi (wskazania przepisów lub norm). Określono dodatkowe warunki zapewniające bezpieczeństwo użytkowania instalacji magazynowych wodoru uwzględniających ich zabezpieczenie przed czynnikami fizycznymi i geologicznymi, w tym naprężeniami wywołanymi wzajemnym oddziaływaniem oraz zmianami długości spowodowanymi wpływem temperatury otoczenia, szkodliwym oddziaływaniem przemieszczania się gruntu w zależności od dopuszczalnych sposobów projektowania instalacji magazynowych wodoru, określenie klas lokalizacji instalacji magazynowych wodoru (zbiornikowych i bezzbiornikowych), z uwzględnieniem zastosowanych ciśnień i wielkości, zapewniających bezpieczeństwo terenów o zabudowie budynkami zamieszkania zbiorowego oraz obiektami użyteczności publicznej, o zabudowie jednorodzinnej lub wielorodzinnej, intensywnym ruchu

kołowym, rozwiniętej infrastrukturze podziemnej, takiej jak sieci wodociągowe, kanalizacyjne, ciepłne, gazowe, energetyczne i telekomunikacyjne, oraz ulice, drogi i tereny górnicze, o zabudowie jednorodzinnej i zagrodowej, zabudowie budynkami rekreacji indywidualnej, a także niezbędnej dla nich infrastrukturze, terenów niezabudowanych oraz terenów, na których mogą się znajdować tylko pojedyncze budynki jednorodzinne, gospodarcze i inwentarskie oraz niezbędna dla nich infrastruktura, określenie działań (np. wznoszenie obiektów budowlanych), aktywności i obiektów (np. drzew) itp., zakazanych w strefach kontrolowanych ze wskazaniem wielkości stref kontrolnych i bezpiecznych odległości dla działań, aktywności i obiektów, określenie dopuszczalnych i wzbronionych lokalizacji instalacji magazynowych wodoru.

1.4. Przepisy techniczne i prawne jakim ma odpowiadać przedmiot pracy

Na chwilę obecną brak jest szczegółowych przepisów prawnych regulujących zagadnienia związane z usytuowaniem i funkcjonowaniem gazociągów wodorowych oraz instalacji magazynowania wodoru. Opracowane w ramach realizacji pracy rekomendacje mogą stanowić podstawę do wydania odpowiednich aktów prawnych w tym obszarze.

Akty prawne i dokumenty normatywne oraz techniczne, wykorzystane podczas realizacji niniejszej pracy zostały wymienione w formie spisów, osobno po każdej z części merytorycznych.

1.5. Krótkie streszczenie wykonanej pracy

Praca swoim zakresem merytorycznym obejmuje dwa obszary pierwszy związany z transportem wodoru sieciami gazowymi oraz drugi związany z magazynowaniem wodoru zarówno w magazynach podziemnych, jak i instalacjach napowierzchnowych. W obu tych obszarach zespoły Autorskie dokonały analizy aktów prawnych, dokumentów technicznych, opisanych w literaturze doświadczeń międzynarodowych oraz wykorzystały wyniki badań prowadzonych w INiG-PIB w celu opracowania rekomendacji w zakresie usytuowania i funkcjonowania instalacji stanowiących infrastrukturę sieci wodorowych.

W obszarze dotyczącym transportu wodoru sieciami gazowymi, w tym gazociągami bezpośrednimi i małymi sieciami gazowymi dokonano przeglądu polskich i europejskich przepisów dotyczących pośrednio lub bezpośrednio transportu wodoru, a także obowiązujących w państwach UE oraz na zewnętrznych rozwiniętych rynkach wodoru regulacji prawnych. Przeprowadzona analiza wykazała, że brak jest regulacji, które w sposób bezpośredni i kompleksowy mogą zostać wprowadzone do polskiego prawodawstwa, oraz że przepisy prawne w tym zakresie są zróżnicowane w zależności od regionu i często bardzo ogólne. Również analiza międzynarodowych doświadczeń w zakresie transportu wodoru, czy to w obszarze dolin wodorowych czy w krajach o rozwiniętych rynkach wodoru

wykazała, że choć istnieją gazociągi wodorowe to często ich budowa i eksploatacja odbywa się na zasadzie demonstratorów technologii, brak jest więc informacji na podstawie jakich regulacji prawnych zostały one wybudowane. Ze względu na brak jednoznacznych informacji wynikających z przeglądu prawa i doświadczeń międzynarodowych w kolejnych rozdziałach ekspertyzy zidentyfikowano obszary wymagające określenia odpowiednich rekomendacji w zakresie budowy i funkcjonowania gazociągów wodorowych. Pierwszym z etapów analizy było zaproponowanie podziału ze względu na ciśnienia wodorowych sieci gazowych biorąc pod uwagę specyfikę zarówno potencjalnych dostawców, jak i odbiorców wodoru. Na tej podstawie zaproponowano podział wodorowych sieci gazowych analogiczny jak podział sieci gazu ziemnego, zwracając przy tym uwagę, że ze względu na właściwości wodoru sieci niskiego ciśnienia mogą w praktyce nie występować. Kolejnym istotnym zagadnieniem analizowanym w ramach niniejszej pracy były zagadnienia materiałowe związane z określeniem dopuszczalnych materiałów do budowy gazociągów i sposobów zabezpieczania gazociągów stalowych przed korozją. W ramach analizy materiałowej pod uwagę wzięto różnego typu materiały (stal, tworzywa sztuczne oraz kompozyty). Zwrócono uwagę na problemy związane z degradacją stali pod wpływem wodoru i kruchością wodorową. Wskazano również, że materiały kompozytowe mogą stanowić dobrą alternatywę dla wykorzystywanych aktualnie materiałów do budowy gazociągów, ale w ich przypadku często brak jest rzetelnych potwierdzonych badaniami informacji o trwałości. Analizując kwestie związane z wykorzystaniem stali do budowy gazociągów wodorowych poruszono również kwestie ochrony czynnej gazociągów przed korozją, a także ochrony gazociągów przy zastosowaniu odpowiednich powłok wewnętrznych i zewnętrznych. Wskazano, że rurociągi wodorowe analogicznie, jak rurociągi gazu ziemnego powinny posiadać zarówno zewnętrzną powłokę zabezpieczającą przed korozją, jak i być zabezpieczone ochroną czynną. Podczas analizy dopuszczalnych materiałów do budowy gazociągów skoncentrowano się nie tylko na samych rurociągach, ale również armaturze zaporowej, a także metodą łączenia gazociągów stalowych, gdyż w systemach wodorowych złącza spawane muszą spełniać szczególnie wysokie wymagania, ponieważ wódór może powodować kruchość, inicjować mikropęknięcia i przyspieszać degradację materiału, zwłaszcza w spoinie i strefie wpływu ciepła. W raporcie przeanalizowano również dopuszczalne lokalizacje gazociągów wodorowych, odległości od pozostałej infrastruktury, głębokości posadownienia gazociągów wskazując, że brak jest dodatkowych wymagań dla gazociągów transportujących mieszaninę wodoru i gazu ziemnego czy czystego wodoru. Analizując klasy lokalizacji gazociągów Autorzy zwrócili uwagę na to, że polskie przepisy określają klasy lokalizacji gazociągów gazu ziemnego według stopnia urbanizacji terenu, natomiast w przypadku rurociągów wodorowych wykorzystywane podejście opiera się głównie na liczbie budynków znajdujących się w pasie o określonej szerokości, co jest istotne gdyż w przypadku projektowania sieci wodorowych kluczowe

jest dokładne określenie gęstości zabudowy i potencjalnej przyszłej urbanizacji, ponieważ od klasy lokalizacji zależą parametry projektowe, testowe i bezpieczeństwa rurociągu. Zwrócono też uwagę, że w przypadku gazociągów wodorowych dokumenty międzynarodowe nie określają szczegółowych wymagań dla stref kontrolowanych, skupiając się raczej na ocenach ryzyka i klasach lokalizacji. Zwrócono uwagę na wymagania projektowe i konieczność stosowania odpowiednich zabezpieczeń dla gazociągów usytuowanych w miejscach podwyższonego ryzyka np. narażonych na ruchy podłoża, układanych na estakadach lub na dnie cieków wodnych.

Oprócz zagadnień związanych z projektowaniem i budową gazociągów wodorowych w raporcie poruszono kwestie związane z szeroko pojętym bezpieczeństwem użytkownika infrastruktury gazowej rozpoczynając od właściwej procedury dopuszczania do użytku sieci wodorowych, w tym opracowania zasad prowadzenia prób szczelności instalacji wodorowych. Aspekty związane z utrzymaniem odpowiedniej szczelności są istotne zarówno na etapie oddawania infrastruktury do użytku, jak i w całym okresie jej eksploatacji. Z tego względu w raporcie wskazano odpowiednie metody, jakie mogą być stosowane przez operatorów sieciowych do wykrywania nieszczelności zarówno w odniesieniu do infrastruktury podziemnej, jak i nadziemnej. Ze względu na właściwości fizykochemiczne wodoru, w tym szerokie granice wybuchowości oraz niską energię niezbędną do zainicjowania zapłonu jednym z istotnych elementów raportu jest część poświęcona zagrożeniom związanym z wybuchem, w tym kwestie dotyczące wyznaczania stref zagrożenia wybuchem, ich klasyfikacji, dokumentacji i sposobu oznaczania.

Ostatnią z kwestii poruszonych w części A raportu są zagadnienia związane z przyłączaniem elektrolizerów OZE do sieci wodorowych. Odnosząc się do preferencyjnych zasad przyłączania elektrolizerów zasilanych energią z OZE do sieci wodorowych odwołano się zarówno do art. 5 Konstytucji RP i zasady zrównoważonego rozwoju, ale także do zobowiązań wynikających z prawa międzynarodowego wskazując, że zarówno dokumenty strategiczne UE, jak i krajowe podkreślają kluczową rolę wodoru odnawialnego w transformacji energetycznej, a brak odpowiednich regulacji w prawie polskim uzasadnia propozycję zmian legislacyjnych, które wprowadzają definicję elektrolizera OZE, który traktowany będzie priorytetowo w stosunku do elektrolizerów zasilanych energią ze źródeł odnawialnych. Proponowane rozwiązania pozwolą stworzyć stabilne i sprzyjające ramy regulacyjne dla rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce.

W części B raportu, w obszarze dotyczącym magazynowania wodoru w podziemnych strukturach geologicznych oraz w instalacjach napowierzchniowych przeprowadzono analizę publikacji naukowych dotyczącą aktualnego stanu magazynowania wodoru w podziemnych strukturach geologicznych. Ocena publikacji wykazała, że podziemne magazynowanie wodoru będzie jednym z kluczowych filarów przyszłej gospodarki energetycznej, opartej na odnawialnych źródłach energii.

Wodór, jako nośnik umożliwiający długoterminowe magazynowanie energii może zapewnić stabilizację pracy systemu elektroenergetycznego. Jednakże magazynowanie wodoru wymaga rozwoju bezpiecznych i ekonomicznie opłacalnych metod składowania. Pomimo wieloletnich doświadczeń w zakresie podziemnego magazynowania gazu ziemnego, doświadczenie w magazynowaniu wodoru, zwłaszcza wodoru o wysokiej czystości przekraczającej 90% pozostaje ograniczone i obejmuje jedynie kilka obiektów na świecie. Analiza wykazała, że jednym z najlepiej udokumentowanych przykładów budowy i eksploatacji magazynu wodoru jest magazyn Teesside, w Wielkiej Brytanii. Magazyn wybudowany w kawernach solnych działa bezawaryjnie od 1972 roku. Przykład ten potwierdza techniczną wykonalność magazynowania wodoru w strukturach solnych. Możliwość magazynowania wodoru w strukturach wodonośnych potwierdziła eksploatacja magazynów wybudowanych w akiferach, w Lobodice (Czechy) i Beynes (Francja). W magazynach tych przechowywano gaz miejski, o zawartości wodoru 50-60%. Analiza wykazała również, że równolegle rozwijane są technologie magazynowania wodoru w instalacjach napowierzchniowych. Na powierzchni najczęściej stosowaną metodą magazynowania wodoru jest jego przechowywanie w postaci gazowej pod wysokim ciśnieniem. Rozwiązanie to, choć technologicznie dojrzałe, charakteryzuje się istotnymi ograniczeniami wynikającymi z niskiej gęstości energii wodoru oraz wysokich nakładów energetycznych niezbędnych do jego sprężania. W praktyce wymusza to magazynowanie wodoru w wysokich ciśnieniach, sięgających 70 MPa. Alternatywą do magazynowania wodoru w postaci gazowej jest magazynowanie wodoru w postaci ciekłej, które umożliwia zmagazynowanie większej ilości energii w jednostce objętości. Niestety magazynowanie ciekłego wodoru wymaga utrzymywania temperatur kriogenicznych na poziomie około 21 K, co znacząco komplikuje systemy magazynowe. W projekcie wykonano analizę dostępności podziemnych struktur geologicznych nadających się do magazynowania wodoru, które umożliwiają składowanie dużych ilości energii przy relatywnie niskim koszcie jednostkowym. Analiza wykazała, że Polska posiada korzystne uwarunkowania geologiczne, w szczególności związane z występowaniem wysadów i pokładów soli kamiennej. Dodatkowo Polska posiada długoletnie doświadczenie w projektowaniu, budowie i eksploatacji kawernowych magazynów gazu ziemnego, co stanowi solidną bazę kompetencyjną dla rozwoju analogicznych magazynów wodorowych. Dodatkowo przeprowadzono analizy wybranych struktur wodonośnych zlokalizowanych w nieckach: warszawskiej, pomorskiej oraz mogileńsko-tódzkiej, pod kątem możliwości budowy w nich Podziemnego Magazynu Wodoru (PMH). Szacunkowe obliczenia wykazały, że potencjalne magazyny wodoru w strukturach zawodnionych mogą posiadać pojemność czynną od kilkuset milionów metrów sześciennych w mniejszych strukturach do kilku miliardów m³. Analiza uwarunkowań technologicznych budowy i eksploatacji podziemnych magazynów wodoru wykazała, że potencjalna struktura przeznaczona do budowy PMH musi spełniać szereg rygorystycznych

warunków. Jednakże podstawowym warunkiem długoletniego bezpiecznego magazynowania wodoru, niezależnie od rodzaju struktury geologicznej, jest zapewnienie szczelności systemu magazynowego. Warunek szczelności obejmuje zarówno szczelność samego złoża lub kawerny, jak i integralność wszystkich odwiertów, rurociągów oraz instalacji powierzchniowych. W związku z własnościami fizykochemicznymi wodoru materiały konstrukcyjne, wykorzystane do budowy instalacji wodorowych, muszą charakteryzować się wysoką odpornością na zmęczenie materiałowe oraz ograniczoną podatnością na kruchość wodorową, która może prowadzić do degradacji elementów metalowych w warunkach długotrwałej eksploatacji. Analiza publikacji wykazała, że w napowierzchniowych instalacjach wodorowych technologie łączenia są głównie oparte na połączeniach spawanych, przy minimalizacji połączeń kołnierzowych i gwintowanych. W kolejnych punktach wykonano analizę systemów monitoringu stosowanych w instalacjach wodorowych. Monitoring stanowi podstawę wczesnego wykrywania potencjalnych nieprawidłowości i minimalizacji ryzyka awarii, co ma kluczowe znaczenie dla długoterminowego i bezpiecznego funkcjonowania podziemnych oraz napowierzchniowych magazynów wodoru. W rozdziale dotyczącym warunków dopuszczenia instalacji magazynowania wodoru do eksploatacji przedstawiono zakres testów oraz prób jakie muszą zostać przeprowadzone przed rozpoczęciem eksploatacji każdego magazynu. Najważniejszym testem dopuszczeniowym jest próba szczelności magazynu. W opracowaniu określono również klasy instalacji magazynowych wodoru, z uwzględnieniem maksymalnych ciśnień roboczych. W punkcie dotyczącym uwarunkowań prawnych związanych z budową i eksploatacją podziemnych i napowierzchniowych instalacji magazynowania wodoru przedstawiono zakres aktów prawnych, które wpływają na budowę i eksploatację wodorowych instalacji magazynowych. W ostatnim punkcie części dotyczącej magazynowania wodoru w podziemnych i napowierzchniowych instalacjach Autorzy przedstawili rekomendacje.

Część A
Określenie usytuowania
i warunków technicznych dla sieci
wodorowych, bezpośrednich
rurociągów (gazociągów)
wodorowych i małych sieci
wodorowych

2. Przegląd przepisów krajowych bezpośrednio lub pośrednio dotyczących wodoru

W Polsce obowiązującym aktem prawnym obejmującym regulacje bezpośrednio związane z gospodarką wodorową jest Prawo Energetyczne. Znowelizowana ustawa wprowadza zmiany dotyczące rynku wodoru m.in.:

- definicje, zasady funkcjonowania rynku, warunki świadczenia usług przesyłania i dystrybucji wodoru, zasady prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci wodorowych.

Wszystkie wprowadzone zmiany związane z gospodarką wodorową zawiera dokument „Ustawa z dnia 21 listopada 2024 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw”: [A-P36]

W Art. 3 Prawa energetycznego, po pkt 3b dodano punkty 3c-3e w brzmieniu:

- 3c) **wodór niskoemisyjny** – wodór pochodzący ze źródeł nieodnawialnych, wytworzony w sposób niewyrządzający poważnych szkód dla celów środowiskowych, który spełnia wymaganie dotyczące osiągnięcia progu redukcji emisji gazów cieplarnianych na poziomie 70 % w porównaniu z wartością odpowiednika kopalnego dla paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego określoną zgodnie z metodyką, o której mowa w przepisach rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2023/1185 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniającego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 poprzez ustanowienie minimalnego progu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w przypadku pochodzących z recyklingu paliw węglowych oraz poprzez określenie metodyki oceny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, uzyskanego dzięki odnawialnym ciekłym i gazowym paliwom transportowym pochodzenia niebiologicznego oraz pochodzącym z recyklingu paliwom węglowym (Dz. Urz. UE L 157 z 20.06.2023, str. 20);
- 3d) **wodór odnawialny** – wodór wytworzony z odnawialnego źródła energii;
- 3e) **wodór odnawialny pochodzenia niebiologicznego** – wodór odnawialny wytworzony zgodnie z metodykami, o których mowa w przepisach:

a) rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2023/1184 z dnia 10 lutego 2023 r.

b) rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2023/1185 z dnia 10 lutego 2023 r.

Rozszerzono również zapisy związane ze stacjami ładowania i tankowania pojazdów wodorem pkt 6a, zaopatrzeniem odbiorców m.in. w paliwa wodorowe pkt 8.

Art. 3 Prawa Energetycznego rozszerzono o nowe punkty 77 do 92, które wprowadzają podział i nazewnictwo sieci związanych z wodorem:

„pkt 77) **sieć przesyłowa wodorowa** – sieć wodorową, z wyłączeniem sieci wodorowej ograniczonej geograficznie, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego wodorowego, która:

- a) jest bezpośrednio połączona z instalacją magazynową wodoru, lub
- b) służy do transportu wodoru do innej sieci wodorowej lub instalacji magazynowej wodoru – w tym sieć wodorową mogącą służyć do dostarczania wodoru do odbiorców bezpośrednio przyłączonych do tej sieci;

pkt 78) **sieć dystrybucyjna wodorowa** – sieć wodorową, z wyłączeniem sieci wodorowej ograniczonej geograficznie, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego wodorowego, która:

- a) nie jest bezpośrednio połączona z instalacją magazynową wodoru, oraz
- b) służy do dostarczania wodoru do odbiorców bezpośrednio przyłączonych do tej sieci;

pkt 79) **sieć wodorowa ograniczona geograficznie** – sieć wodorową przeznaczoną do dystrybucji wodoru niskoemisyjnego, wodoru odnawialnego lub wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego, obejmującą swoim zasięgiem ograniczony geograficznie obszar przemysłowy lub handlowy albo rurociąg przeznaczony do dystrybucji wodoru niskoemisyjnego, wodoru odnawialnego lub wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego, który został zbudowany w celu bezpośredniego dostarczania wodoru do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu wodorowego;

pkt 80) **system wodorowy** – sieci wodorowe lub instalacje magazynowe wodoru oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje współpracujące z tymi sieciami lub instalacjami, zawierające wodór, dla którego wartość ułamka molowego wodoru wynosi przynajmniej 0,95 i wartość ułamka molowego innych gazów niż wodór nie przekracza 0,05;

pkt 81) **użytkownik systemu wodorowego** – podmiot dostarczający wodór do systemu wodorowego lub pobierający wodór z tego systemu;

pkt 82) **przesyłanie wodoru** – transport wodoru sieciami przesyłowymi wodorowymi w celu jego dostarczania do innych sieci wodorowych, instalacji magazynowych wodoru lub odbiorców bezpośrednio przyłączonych do sieci przesyłowych wodorowych, z wyłączeniem sprzedaży wodoru;

pkt 83) **dystrybucja wodoru** – transport wodoru sieciami dystrybucyjnymi wodorowymi w celu jego dostarczania do odbiorców bezpośrednio przyłączonych do sieci dystrybucyjnych wodorowych lub transport wodoru sieciami wodorowymi ograniczonymi geograficznie, z wyłączeniem sprzedaży wodoru;

pkt 84) **magazynowanie wodoru** – świadczenie usług przechowywania wodoru w instalacji magazynowej wodoru;

pkt 85) **lokalne magazynowanie wodoru** – magazynowanie wodoru wykonywane w miejscu jego wytworzenia lub magazynowanie wodoru w miejscu przeznaczonym do jego sprzedaży;

pkt 86) **mała instalacja magazynowa wodoru** – instalację używaną do magazynowania wodoru, dla którego wartość ułamka molowego wodoru wynosi przynajmniej 0,95 i wartość ułamka molowego innych gazów niż wodór nie przekracza 0,05, o pojemności mniejszej lub równej 85 000 Nm³;

pkt 87) **instalacja magazynowa wodoru** – instalację używaną do magazynowania wodoru, dla którego wartość ułamka molowego wodoru wynosi przynajmniej 0,95 i wartość ułamka molowego innych gazów niż wodór nie przekracza 0,05, o pojemności większej niż 85 000 Nm³;

pkt 88) **operator systemu przesyłowego wodorowego** – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem wodoru, odpowiedzialne za ruch sieciowy w sieci przesyłowej wodorowej, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tej sieci, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej wodorowej, w tym połączeń z innymi systemami wodorowymi;

pkt 89) **operator systemu dystrybucyjnego wodorowego** – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją wodoru, odpowiedzialne za ruch sieciowy w sieci dystrybucyjnej wodorowej, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tej sieci, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej wodorowej, w tym połączeń z innymi systemami wodorowymi;

pkt 90) **operator systemu magazynowania wodoru** – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się magazynowaniem wodoru, odpowiedzialne za eksploatację instalacji magazynowej wodoru;

pkt 91) **operator systemu połączonego wodorowego** – przedsiębiorstwo energetyczne zarządzające systemami połączonymi wodorowymi, w tym systemem przesyłowym wodorowym, systemem dystrybucyjnym wodorowym lub systemem magazynowania wodoru;

pkt 92) **operator systemu wodorowego** – operatora systemu przesyłowego wodorowego, operatora systemu dystrybucyjnego wodorowego, operatora systemu połączonego wodorowego lub operatora systemu magazynowania wodoru”

Dodatkowo wprowadzono zapisy regulujące kwestie związane z zawieraniem umów z odbiorcami wodoru, z operatorami magazynującymi, przesyłającymi wodór,

W art. 7 ust. 1 otrzymał brzmienie:

„1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, lub przesyłaniem wodoru, lub dystrybucją wodoru jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw

gazowych, tej energii lub tego wodoru, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru, przy czym w przypadku przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej moc przyłączeniowa tego źródła lub magazynu energii elektrycznej może być mniejsza lub równa jego mocy zainstalowanej elektrycznej.”,

Dodano zapis „ust. 1da” w brzmieniu:

„1da. Umowy o przyłączenie do sieci nie zawiera się, w przypadku, gdy do sieci przesyłowej wodorowej ma być przyłączona inna sieć przesyłowa wodorowa, a operatorem systemu dla obu sieci wyznaczono to samo przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem wodoru, lub w przypadku, gdy do sieci przesyłowej gazowej ma być przyłączona sieć przesyłowa wodorowa, a operatorem systemu dla obu tych sieci wyznaczono to samo przedsiębiorstwo energetyczne.”,

W ust. 3 wyrazy „paliwa gazowe lub energia” zastępuje się wyrazami „paliwa gazowe, energia lub **wodór**”.

Artykuł 9 rozszerzono o zapisy:

po ust. 8 dodaje się ust. 8a w brzmieniu:

„8a. Minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki funkcjonowania systemu wodorowego, w szczególności:

- 1) warunki przyłączenia do sieci wodorowej, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci wodorowej instalacji magazynowej wodoru oraz innej sieci wodorowej,
- 2) sposób prowadzenia obrotu wodorem,
- 3) warunki świadczenia usług przesyłania wodoru, dystrybucji wodoru, magazynowania wodoru, prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci wodorowej oraz korzystania z systemu wodorowego i połączeń międzysystemowych,
- 4) warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych,
- 5) zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami w systemie wodorowym,
- 6) parametry jakościowe wodoru

– biorąc pod uwagę bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie systemu wodorowego, równoprawne traktowanie użytkowników tego systemu, wymagania w zakresie ochrony środowiska oraz budowy i eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci wodorowych.”,

Ustawa w wielu punktach zaznacza, że operatorzy systemów powinni stosować obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów, uwzględniając

jednocześnie wymogi środowiska. W ustawie znajdują się również zapisy określające wymogi prawne dla operatorów systemów wodorowych.

Innymi dokumentami pośrednio związanymi z tematyką gospodarki wodorowej są m.in.:

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 7 października 2022 r. — „szczegółowe wymagania techniczne dla stacji wodoru”

Rozporządzenie określa m.in. szczegółowe wymagania techniczne dotyczące bezpieczeństwa eksploatacji, modernizacji, napraw stacji wodoru. Określone są również procedury badań technicznych stacji tankowania wodoru, dokumentację i zasady nadzoru technicznego UDT/TDT. [A-P37]

ROZPORZĄDZENIE MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA z dnia 23 grudnia 2022 r. w sprawie wymagań jakościowych dla wodoru.

W Rozporządzeniu określono wymagania jakościowe dla wodoru (standardy czystości i inne wymagania) istotne przy przesyłach i handlu do różnych zastosowań. [A-P38]

Zmiany w Prawie budowlanym i innych ustawach (implementacja wymogów bezpieczeństwa budowlanego i instalacyjnego dla obiektów wodorowych)

Po nowelizacji Prawa Energetycznego, wprowadzono również zmiany w Ustawie „Prawo budowlane. [A-P39]

Art. 15a, pkt 20. Prawa budowlanego, otrzymał brzmienie:

„Uprawnienia budowlane w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń ciepłych, wentylacyjnych, gazowych, wodociągowych i kanalizacyjnych bez ograniczeń uprawniają do projektowania obiektu budowlanego lub kierowania robotami budowlanymi związanymi z obiektem budowlanym, takim jak: sieci i instalacje ciepłe, wentylacyjne, gazowe, **wodorowe**, wodociągowe i kanalizacyjne.”

Innym dokumentem, o znaczeniu strategicznym dla gospodarki jest „Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 (z perspektywą do 2040)”. Dokument nie jest aktem wykonawczym, ale określa i wskazuje cele regulacyjne i wdrożeniowe w zakresie m.in. przesyłu i dystrybucji wodoru. [A-N43]

3. Przegląd aktów prawnych obowiązujących na poziomie Unii Europejskiej w zakresie gazociągów i sieci wodorowych

We wrześniu 2018 roku w Linz została podpisana przez ministrów właściwych ds. energii z 26 państw członkowskich UE oraz ministrów Islandii i Szwajcarii tzw. „Inicjatywa wodorowa”, której przesłaniu podkreślono rolę wodoru, jako ogniwa łączącego sektory elektroenergetyczny, przemysłowy i transportu [Federal Ministry Republic of Austria Sustainability and Tourism, 2018]. Na chwilę obecną nie ma konkretnych przepisów prawnych, które regulowałyby zatłaczanie wodoru do sieci gazowych lub przesył i dystrybucję czystego wodoru na poziomie całej UE [Floristean A., 2019].

Podczas określania warunków technicznych i możliwości usytuowania dla sieci wodorowych, małych sieci wodorowych oraz bezpośrednich rurociągów wodorowych, należy wziąć pod uwagę zapisy następujących aktów prawnych wydanych na poziomie Unii Europejskiej:

Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 [A-P1],

Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru [A-P1] zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/WE oraz wydane na jej podstawie:

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru [A-P3], zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 i (UE) 2022/869 oraz decyzji (UE) 2017/684, a także uchylenia rozporządzenia (WE) nr 715/2009.

3.1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413

Dyrektywa 2023/2413 [A-P1] wprowadza zmiany do Dyrektywy RED II (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001) w odniesieniu do zagadnień związanych z promowaniem odnawialnych źródeł energii w tym zielonego wodoru. Głównym zadaniem Dyrektywy 2023/2413 jest stworzenie ram prawnych i mechanizmów ułatwiających integrację systemów elektroenergetycznego, gazowego, ciepłowniczego i chłodniczego w sposób, który zwiększy udział energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym. Z tego względu państwa członkowskie ustanawiają ramy zgodnie, z którymi operatorzy systemu dystrybucji energii elektrycznej oceniają, nie rzadziej niż co cztery lata i we współpracy z operatorami systemów ciepłowniczych i chłodniczych na odpowiednich obszarach, potencjał systemów ciepłowniczych i chłodniczych pod względem zapewnienia usługi

bilansującej i innych usług systemowych, w tym reagowania na zapotrzebowanie i magazynowanie energii cieplnej pochodzącej z nadwyżek energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Przy czym państwa członkowskie mogą rozszerzyć te wymogi również na operatorów systemu przesyłu i dystrybucji gazu, w tym sieci wodorowych i innych sieci energetycznych. Dodatkowo Dyrektywa 2023/2413 zobowiązuje „państwa członkowskie do zapewnienia, aby wśród paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego stosowanych do celów związanych z energią końcową i celów innych niż energetyczne wodór stosowany w przemyśle do celów związanych z energią końcową i celów innych niż energetyczne, stanowił przynajmniej 42 % do 2030 r. i 60 % – do 2035 r.” Realizacja tego zobowiązania wymaga efektywnych możliwości magazynowania, jak i transportu sieciowego wodoru odnawialnego.

Zapisy Art. 15e Dyrektywy 2023/2413 zobowiązują państwa członkowskie do wyznaczenia specjalnych obszarów infrastruktury na potrzeby realizacji projektów dotyczących sieci i magazynowania, które są niezbędne do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego. Ponieważ, co do zasady, realizacja tego typu przedsięwzięć nie powinna w sposób znaczący wpływać negatywnie na środowisko plany lokalizacji infrastruktury:

- w przypadku projektów sieciowych nie obejmują obszarów Natura 2000 i obszarów wyznaczonych w ramach krajowych systemów ochrony przyrody i różnorodności biologicznej, chyba że nie istnieją proporcjonalne alternatywy dla realizacji projektów, uwzględniające cele obszaru;
- w przypadku projektów dotyczących magazynowania nie obejmują obszarów Natura 2000 i obszarów wyznaczonych w ramach krajowych systemów ochrony.

W związku z tym należy założyć, że lokalizacja zarówno wodorowych gazociągów bezpośrednich, jak i wodorowych sieci gazowych powinna, w miarę możliwości omijać tereny chronione.

3.2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 oraz Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789

Oba dokumenty Dyrektywa 2024/1788 [A-P1] i Rozporządzenie 2024/1789 [A-P3] tworzą wspólnie tzw. pakiet gazowo-wodorowy. Oba dokumenty koncentrują się na dekarbonizacji sektora gazowego i stworzeniu otoczenia prawnego, które ułatwi dostęp do sieci gazowych paliwom odnawialnym. Dyrektywa 2024/1788 wprowadza szereg definicji w odniesieniu do paliwa wodorowego, które dotyczą obszaru analizowanego w tym projekcie:

- **system wodorowy** - oznacza system infrastruktury, w tymi sieci wodoru, instalacje magazynowania wodoru i terminale wodorowe, zawierający wodór o wysokim stopniu czystości,

- **przedsiębiorstwo wodorowe** - oznacza osobę fizyczną lub prawną, która prowadzi co najmniej jeden z następujących rodzajów działalności: produkcja, transport, dostawa, zakup lub magazynowanie wodoru lub eksploatacja terminalu wodorowego, i która jest odpowiedzialna za zadania handlowe, techniczne lub w zakresie obsługi technicznej dotyczące tych rodzajów działalności, z wyłączeniem odbiorców końcowych;
- **transport wodoru** - oznacza przesył lub dystrybucję wodoru za pośrednictwem sieci wodorowej w celu jego dostarczenia do odbiorców, z wyłączeniem dostaw,
- **sieć wodorowa** - oznacza sieć rurociągów lądowych i morskich, wykorzystywanych do transportu wodoru o wysokim stopniu czystości w celu jego dostarczenia do odbiorców, z wyłączeniem dostaw,
- **sieć przesyłowa wodorowa** - oznacza sieć rurociągów do transportu wodoru o wysokim stopniu czystości, w szczególności sieć, która obejmuje wodorowe połączenia wzajemne lub która jest bezpośrednio połączona z magazynem wodoru, terminalami wodorowymi lub co najmniej dwoma wodorowymi połączeniami wzajemnymi lub która służy głównie do transportu wodoru do innych sieci wodorowych, magazynów wodoru lub terminali wodorowych, nie wyłączając możliwości takich sieci, aby takie sieci służyły celowi zaopatrywania bezpośrednio podłączonych odbiorców,
- **sieć dystrybucyjna wodorowa** - oznacza sieć rurociągów do lokalnego lub regionalnego transportu wodoru o wysokim stopniu czystości, która służy głównie do zaopatrywania bezpośrednio podłączonych odbiorców i nie obejmuje wodorowych połączeń wzajemnych, a także które nie jest bezpośrednio połączona z instalacjami magazynowania wodoru lub terminalami wodorowymi, chyba że dana sieć była systemem dystrybucyjnym gazu ziemnego w dniu 4 sierpnia 2024 r. i została częściowo lub całkowicie przekształcona na potrzeby transportu wodoru lub w co najmniej dwa wodorowe połączenia wzajemne,
- **operator sieci wodorowej** - oznacza osobę fizyczną lub prawną, która zajmuje się transportem wodoru i jest odpowiedzialna za eksploatację, zapewnienie obsługi technicznej oraz, w razie konieczności, rozbudowę sieci wodorowej na danym obszarze, a w stosownych przypadkach za wzajemne połączenia z innymi sieciami wodorowymi, oraz za zapewnienie długoterminowej zdolności systemu do zaspokojenia uzasadnionych potrzeb w zakresie transportu wodoru,
- **wodorowe połączenie wzajemne** - oznacza sieć wodorową przebiegającą przez granicę lub łączącą obie strony granicy między państwami członkowskimi, która ma na celu połączenie krajowych sieci wodorowych tych państw członkowskich lub sieci wodorowej między państwem członkowskim a państwem trzecim na odcinku do terytorium państw członkowskich lub na odcinku morza terytorialnego tego państwa członkowskiego,

- **gazociąg bezpośredni** - oznacza dodatkowy gazociąg uzupełniający system wzajemnie połączony,
- **pojemność akumulacyjna sieci wodorowych** - oznacza magazynowanie wodoru o wysokiej czystości pod ciśnieniem w sieciach wodorowych, z wyłączeniem instalacji przeznaczonych dla operatorów sieci wodorowych na potrzeby realizacji ich funkcji,
- **instalacja magazynowania wodoru** - oznacza instalację używaną do magazynowania wodoru o wysokim stopniu czystości:

obejmującą część terminalu wodorowego wykorzystywaną do celów magazynowania, ale z wyłączeniem części wykorzystywanej na potrzeby produkcji, oraz instalacje przeznaczone wyłącznie dla operatorów sieci wodorowych na potrzeby realizacji ich funkcji,

obejmującą duże, w szczególności podziemne, instalacje magazynowania wodoru, ale z wyłączeniem mniejszych, łatwo odtwarzalnych instalacji magazynowania wodoru,

- **operator magazynowania wodoru** - oznacza osobę fizyczną lub prawną, która zajmuje się magazynowaniem wodoru i jest odpowiedzialna za eksploatację instalacji magazynowania wodoru.

Analizując definicje zawarte w Dyrektywie 2024/1788 należy zauważyć, że określenie bezpośredniego gazociągu wodorowego użyte we wniosku o dofinansowanie niniejszego projektu jest znacznie węższe, niż to wynikające z dyrektywy. W pierwszym przypadku wodorowy gazociąg bezpośredni oznacza gazociąg posiadający jeden punkt wejścia oraz jeden punkt wyjścia nieposiadający fizycznego połączenia z siecią wodorową. Natomiast definicja zawarta w Dyrektywie nie wyklucza rozwiązań z kilkoma punktami wejścia i/lub wyjścia oraz rozwiązań współpracujących z siecią wodorową. Dyrektywa nie definiuje również lokalnych lub małych sieci wodorowych wprowadza jednak w Art. 52 pojęcie ograniczonych geograficznie sieci wodorowych, w stosunku do których mogą być stosowane odstępstwa dotyczące rozdziału i certyfikacji operatorów sieci. Przy czym ograniczona geograficznie sieć wodorowa musi spełniać następujące warunki:

- w jej skład nie wchodzi wodorowe połączenia wzajemne,
- nie ma połączeń bezpośrednich z instalacjami magazynowania wodoru lub z terminalami wodorowymi, chyba że takie instalacje magazynowania lub terminale są podłączone również do sieci wodorowej, która nie korzysta z odstępstwa przyznanego na podstawie niniejszego artykułu lub art. 51.
- służy głównie do dostarczania wodoru odbiorcom bezpośrednio podłączonym do tej sieci oraz
- nie jest podłączona do żadnej innej sieci wodorowej, z wyjątkiem sieci korzystających również z odstępstwa przyznanego na podstawie niniejszego artykułu, eksploatowanych przez tego samego operatora sieci wodorowej.

Istotnymi z punktu widzenia realizacji projektu zapisami Dyrektywy 2024/1788 są zapisy Art. 19 dotyczącego wydawania zezwoleń. Zgodnie z Art. 19 Państwa członkowskie zapewniają, aby:

- wszelkie przepisy krajowe dotyczące procedury udzielania zezwoleń, były proporcjonalne, niezbędne i przyczyniały się do wdrożenia ogólnych zasad organizacji rynków gazu ziemnego i wodoru oraz dostępu do infrastruktury, zasady „efektywność energetyczna przede wszystkim”, osiągnięcia unijnych celów w zakresie klimatu i energii oraz do realizacji zintegrowanych krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu państw członkowskich, a także ich długoterminowych strategii przyjętych na podstawie rozporządzenia (UE) 2018/1999,
- zezwolenia wydawane na mocy prawa krajowego na budowę i eksploatację infrastruktury dla systemu gazu ziemnego miały zastosowanie również do infrastruktury systemu wodorowego, Pozostaje to bez uszczerbku dla prawa państw członkowskich do cofnięcia tych zezwoleń, jeżeli infrastruktura wodoru nie spełnia określonych w prawie unijnym lub krajowym przepisów bezpieczeństwa technicznego dla infrastruktury systemu wodorowego,
- istniejące prawa użytkowania gruntów w zakresie budowy i eksploatacji gazociągów i innych aktywów sieci były stosowane również do rurociągów i innych aktywów sieci na potrzeby transportu wodoru.

W praktyce oznacza to, że zasady wydawania zezwoleń i wymagania stawiane w tym zakresie podmiotom gospodarczym nie powinny być różne w przypadku budowy sieci gazu ziemnego i wodoru, jeśli nie wynika to jasno z wymagań technicznych i/lub kwestii bezpieczeństwa. Zgodnie z Art. 10 Dyrektywy 2024/1788 za ustanowienie kryteriów bezpieczeństwa technicznego, a także opracowanie i podanie do wiadomości publicznej zasad technicznych ustalających minimalne wymagania techniczno-projektowe i eksploatacyjne m.in. systemu wodorowego odpowiedzialne są państwa członkowskie lub organy regulacyjne wyznaczone przez państwo członkowskie.

Podczas opracowywania zapisów aktów wykonawczych, które dotyczą opomiarowania objętości zużywanego wodoru, należy zwrócić uwagę na wymagania zawarte w Art. 18 dotyczącym inteligentnych systemów pomiarowych w systemie wodorowym, zgodnie z którym państwa członkowskie zapewniają wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych, które mogą dokładnie mierzyć zużycie, podawać informacje o rzeczywistym czasie korzystania i są w stanie przesyłać i odbierać dane na potrzeby informowania, monitorowania i kontroli, przy wykorzystaniu łączności elektronicznej. Dodatkowo państwa członkowskie zapewniają bezpieczeństwo inteligentnych systemów pomiarowych i odpowiedniej transmisji danych, prywatność odbiorców końcowych oraz interoperacyjność z uwzględnieniem odpowiednich standardów. Przy czym obowiązek wprowadzenia

tego typu systemów może być uzależniony od analizy kosztów i korzyści co najmniej dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi.

Aktem wykonawczym do Dyrektywy 2024/1788 jest Rozporządzenie 2024/1789, którego celem jest:

- ustanowienie niedyskryminacyjnych zasad określających warunki dostępu do systemów m.in. wodoru z uwzględnieniem specyfiki rynków krajowych i regionalnych w celu zapewnienia właściwego funkcjonowania rynku wewnętrznego gazu ziemnego i rynku wewnętrznego wodoru oraz przyczynienia się do elastyczności systemu energetycznego,
- ułatwienie powstania i działania właściwie funkcjonującego i przejrzystego rynku gazu ziemnego i rynku wodoru, charakteryzującego się wysokim poziomem bezpieczeństwa dostaw oraz zapewnienia mechanizmów harmonizacji zasad dostępu do sieci dotyczących transgranicznej wymiany gazu ziemnego i wodoru.

W związku z tym w Rozporządzeniu duży nacisk położony jest na uregulowanie zasad dostępu do sieci i systemów wodorowych oraz gazu ziemnego, a także kwestiom związanym z kształtowaniem taryf. Rozporządzenie 2024/1789 porusza również kwestie techniczne związane m.in.

ze współpracą operatorów sieci wodorowych, która ma zapewnić od strony technicznej integralność systemu wodorowego poprzez zapewnienie, że ciśnienie i jakość wodoru w systemach mieszczą się między dolną a górną granicą wyznaczonego przedziału,

unikaniem ograniczeń w przepływach transgranicznych wodoru wynikających z różnic w jego jakości oraz zapewnieniem, że transportowany wodór spełniać powinien wymogi w zakresie jakości, dotyczące różnych zastosowań końcowych, zgodnie z mającymi zastosowanie normami jakości wodoru.

Rozporządzenie 2024/1789 zwraca uwagę na kwestie związane z możliwością przyszłej integracji systemów powstających na różnych obszarach w tym integracji transgranicznej, która jest możliwa tylko przy zachowaniu jednakowych wymagań technicznych w zakresie ciśnienia panującego w sieci oraz wymagań jakościowych stawianych transportowanemu wodorowi.

4. Analiza działań legislacyjnych wybranych krajów Unii Europejskiej w kontekście rurociągowego przesyłania wodoru

4.1. Analiza przepisów - Niemcy

Podstawowym dokumentem legislacyjnym regulującym kwestie związane z przesyłaniem gazu w Niemczech jest Ustawa o dostawach energii elektrycznej i gazu **Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung** (Energiewirtschaftsgesetz, ustawa o przemyśle energetycznym – EnWG) [A-P4]. Ustawa określa ramy prawne związane z przesyłaniem m.in. wodoru. Określa zasady działania dla operatorów systemów dystrybucyjnych i przesyłowych poprzez określenie zadań obejmujących m.in. (Sekcja 3b §28j do §28p) kwestie związane z prowadzeniem działalności handlowej. Wprowadza również wymagania w zakresie zapewnienia niezależności eksploatacji sieci od produkcji, magazynowania i dystrybucji wodoru. Ustawa określa wymagania dotyczące możliwości przyłączania i dostępu do sieci wodorowych przez strony trzecie, ustalania warunków i opłat za dostęp do sieci jak również oceny adekwatności zapotrzebowania na infrastrukturę sieci wodorowej. Ponadto Ustawa określa wymagania dotyczące wodorowej sieci bazowej, tj. sieci wodorowej, która ma zostać opracowana na podstawie jednego ogólnoniemieckiego modelu obliczeniowego i powinna służyć przede wszystkim umożliwieniu ponadregionalnego transportu wodoru. W paragrafie § 43 I zamieszczono przepisy dotyczące tworzenia i rozbudowy sieci wodorowych, gdzie jak określono *budowa gazociągów wodorowych leży w nadrzędnym interesie publicznym i służy bezpieczeństwu publicznemu*. W części 6 Ustawy zawarto zapisy dotyczące bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii. Zgodnie z p. (1) § 43 **Systemy energetyczne muszą być instalowane i obsługiwane w sposób gwarantujący bezpieczeństwo techniczne. Z zastrzeżeniem innych przepisów prawnych, należy przestrzegać ogólnie uznanych zasad techniki. Za zgodność z uznanymi zasadami techniki uznaje się, jeśli zostały spełnione zasady Niemieckiego Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Gazu i Wody (DVGW)**. Jednocześnie zastrzeżono, że *Federalna Agencja ds. Sieci może ustanowić bardziej szczegółowe przepisy dotyczące zasad i procedur wprowadzania technicznych zasad bezpieczeństwa w drodze decyzji zgodnie z § 29 ust. 1, o ile techniczne zasady bezpieczeństwa odnoszą się do eksploatacji instalacji energetycznych*.

Aktem prawnym uzupełniającym przepisy Ustawy EnWG jest Rozporządzenie w sprawie dostępu do sieci gazowej: **Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV)** [A-P5]. Rozporządzenie to reguluje warunki, na jakich operatorzy sieci udzielają dostępu do swoich sieci przesyłowych podmiotom uprawnionym do dostępu do sieci. Rozporządzenie dotyczy głównie gazu ziemnego jednak jego przepisy mogą być stosowane również dla wodoru.

W Niemczech prowadzone są (stan na dzień 07.11.2024) również prace legislacyjne nad projektem **Ustawy mającej na celu przyspieszenie dostępności wodoru i zmianę dalszych ramowych warunków prawnych dla rozwoju wodoru, a także zmianę dalszych przepisów prawa energetycznego** **Gesetzentwurf der Bundesregierung [A-P6]**. Zgodnie z § 1 projektu Ustawy jej celem jest stworzenie ram prawnych dla uproszczonego i przyspieszonego rozwoju i rozbudowy infrastruktury, w szczególności w zakresie produkcji, magazynowania i importu wodoru. W szczególności ustawa ta ma wnieść kluczowy wkład w rozwój gospodarki wodorowej w celu osiągnięcia krajowych celów w zakresie ochrony klimatu. Celem jest zabezpieczenie dostaw wodoru. Ma również na celu zapewnienie neutralnej pod względem emisji gazów cieplarnianych, bezpiecznej i przyjaznej dla środowiska produkcji z odnawialnych źródeł energii. Projekt ustawy wprowadza między innymi zmiany do ustawy o przemyśle energetycznym (EnWG). W odniesieniu do rurociągów wodorowych zmiany te mają charakter redakcyjny i nie wprowadzają nowych zapisów dotyczących zagadnień merytorycznych. Rozporządzenie w sprawie gazociągów wysokociśnieniowych Verordnung über Gashochdruckleitungen (Gashochdruckleitungsverordnung - GasHDrLtGV) [A-P7] dotyczy gazociągów wysokiego ciśnienia przesyłających gaz ziemny. Zgodnie z niemiecką Krajową Strategią Wodorową (Nationale Wasserstoffstrategie) [A-P8] przewiduje się aktualizację istniejących przepisów, jak np. rozporządzenia GasHDrLtGV w celu ich przystosowania do transportu wodoru. Rozporządzenie to stawia wymaganie, że gazociągi gazu ziemnego muszą być instalowane i eksploatowane zgodnie z aktualnym stanem wiedzy technicznej w taki sposób, aby nie zagrażały bezpieczeństwu otaczającego obszaru i unikać szkodliwego wpływu na ludzi i środowisko. Za zgodność z aktualnym stanem techniki, rozporządzenie uznaje przestrzeganie przepisów Niemieckiego Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Gazu i Wody (DVGW). Analogiczne podejście w odniesieniu do rurociągów wodorowych zastosowane zostało w Ustawie o przemyśle energetycznym (EnWG), gdzie w zakresie szczegółowych wymagań dotyczących budowy i eksploatacji gazociągów odniesiono się do przepisów DVGW. Systemy dystrybucji gazu działające na terenie spółki, w tym ostatnie urządzenie odcinające przed systemem zużycia gazu, są systemami energetycznymi w rozumieniu § 3, nr 15 ustawy o przemyśle energetycznym (EnWG). W odniesieniu do wymagań technicznych dla systemów energetycznych należy w szczególności przestrzegać przepisów technicznych DVGW; w przypadku ciśnień projektowych większych niż 16 barów należy przestrzegać rozporządzenia w sprawie gazociągów wysokociśnieniowych (GasHDrLtGV). Przy stosowaniu przepisów DVGW zakłada się zgodność z prawnie określonymi ogólnie uznanymi zasadami techniki zgodnie z § 49 ust. 2 EnWG. Jak wynika z powyższych zapisów w Niemczech nie ma wykonawczych aktów prawnych w postaci rozporządzeń, które zawierałyby szczegółowe warunki techniczne dla sieci wodorowych. Dla sieci

wodorowych, podobnie jak dla sieci gazowych gazu ziemnego stosuje się wymagania opracowane przez Niemieckie Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Gazu i Wody (DVGW).

Wśród opracowanych specyfikacji DVGW, które mają zastosowanie w przesyłce i dystrybucji wodoru można wymienić:

DVGW G 260:2021-09 Gas Quality [A-N1]. Specyfikacja zawiera wymagania dotyczące jakości gazów dostarczanych do sieci gazowej, w tym mieszanek gazu ziemnego z wodorem oraz wodoru (gaz 5-tej rodziny).

DVGW G 405:2024-07 Conversion of Asset Valves to Hydrogen [A-N3]. Zawiera wytyczne oceny istniejącej armatury gazowej do zastosowań z wodorem.

DVGW G 407:2022-08 Conversion of Gas Pipelines made of Steel Pipes for the Distribution of Hydrogen-containing High-Methane Gases and Hydrogen up to 16 bar Operating Pressure [A-N4] (Przebudowa gazociągów wykonanych z rur stalowych na potrzeby dystrybucji gazów wysokometanowych zawierających wodór i wodoru o ciśnieniu roboczym do 16 barów). Zawiera wytyczne do procesu oceny i konwersji istniejących sieci dystrybucji gazu do pracy z gazami zawierającymi wodór, bogatymi w metan i wodór. Szczególny nacisk położono na opis aspektów technicznych i procedury określania przydatności gazociągu pod względem mechaniki materiałów.

DVGW G 408:2022-08 Conversion of Gas Pipelines made of Plastic Pipes for the Distribution of Hydrogen-containing High-Methane Gases and Hydrogen up to 16 bar Operating Pressure [A-N5]. (Przebudowa gazociągów wykonanych z rur z tworzyw sztucznych na potrzeby dystrybucji gazów wysokometanowych zawierających wodór i wodoru o ciśnieniu roboczym do 16 barów). Zawiera wytyczne do procesu oceny i konwersji istniejących sieci dystrybucji gazu do pracy z gazami zawierającymi wodór, bogatymi w metan i wodór.

DVGW G 409:2024-07 Conversion of High Pressure Gas Steel Pipelines for a Design Pressure of more than 16 bar for Transportation of Hydrogen [A-N6]. (Konwersja wysokociśnieniowych gazociągów stalowych do projektowego ciśnienia powyżej 16 barów na potrzeby transportu wodoru). Opracowano specyfikacje dotyczące systematycznej procedury oceny i konwersji istniejących gazociągów wysokociśnieniowych do pracy z wodorem. W szczególności opisano aspekty techniczne i procedurę określania przydatności gazociągu wysokociśnieniowego.

DVGW G 440:2022-04 Explosion Protection Document for Installations for the Pipeline Bound Supply of the General Public with Gas and Hydrogen [A-N7] (Dokument dotyczący ochrony przeciwwybuchowej dla instalacji służących do zaopatrywania ludności w gaz i wodór za pomocą rurociągów). Zawiera informacje na temat przeprowadzania oceny ryzyka, kategoryzacji stref,

sporządzania dokumentu ochrony przeciwybuchowej i sprawdzania koncepcji ochrony przeciwybuchowej.

DVGW G 463:2021-10 – High Pressure Gas Steel Pipelines for a Design Pressure of more than 16 bar; Design and Construction [A-N8] (Wysokociśnieniowe gazociągi stalowe dla ciśnienia projektowego powyżej 16 barów; Projektowanie i budowa). Zawiera wytyczne dla projektowania i budowy gazociągów gazu ziemnego jak również gazociągów do transportu wodoru. Powinna być stosowana łącznie z normą EN 1594 [A-N15].

DVGW G 464:2023-03 – Fracture-Mechanical Assessment Concept for Steel Pipelines with a Design Pressure of more than 16 bar for the Transport of Hydrogen [A-N9]. (Koncepcja oceny mechaniki pęknięcia dla rurociągów stalowych o ciśnieniu projektowym powyżej 16 bar do transportu wodoru. Opisuje sposób oceny mechaniki pęknięcia dla gazociągów wysokociśnieniowych.

DVGW G 469:2019-07 – Pressure Testing Procedures Gastransmission/Gasdistribution [A-N10] (Procedury prób ciśnieniowych gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych). Zawiera opis procedur wykonywania prób ciśnieniowych stosowanych do weryfikacji wytrzymałości i szczelności gazociągów gazu ziemnego przed oddaniem ich do eksploatacji

DVGW G 469-B1:2024-07 Amendmend to DVGW Technical Standard G 469:2019-07: Pressure Testing Procedures Gastransmission/Gasdistribution [A-N11] (Zmiana do normy technicznej DVGW G 469:2019-07: Procedury prób ciśnieniowych gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych). Zawiera zmiany dotyczące procedur prób ciśnieniowych dla rurociągów do przesyłania wodoru.

DVGW G 655:2021-04 Guideline H2-Readiness Gas Utilisation [A-N12] (Wytyczne dotyczące wykorzystania H₂). Zawiera wytyczne DVGW na mieszaniny gazu ziemnego i wodoru lub czystego wodoru dla obszarów infrastruktury gazowej i użytkowania. Proces obejmuje doradztwo i zalecane działania, które umożliwiają np. realizację projektów pilotażowych lub przeprowadzanie indywidualnych certyfikowanych testów zgodności.

DVGW-Information GAS Nr. 10 12/2023 - Gasanlagen auf Werksgelände und im Bereich betrieblicher Gasanwendung; Hinweise auf das anzuwendende DVGW-Regelwerk [A-N13] (Instalacje gazowe na terenie zakładu i w obszarze operacyjnych zastosowań gazu; Odniesienia do obowiązujących przepisów DVGW). Zawiera krótkie podsumowanie głównych zadań wynikających z obowiązujących przepisów DVGW dotyczących planowania, budowy, modyfikacji, eksploatacji i konserwacji instalacji gazowych i zastosowań gazu, takich jak np. urządzenia gazowe. Odnosi się również do innych szczególnych cech, których należy przestrzegać oprócz przepisów DVGW dotyczących operacyjnego wykorzystania gazu

DVGW-Information GAS No. 17 05/2024 – Lightning Protection for Gas and Hydrogen Supply Systems - Guideline for Implementing the Requirement [A-N14] (Ochrona odgromowa systemów zasilania gazem i wodorem – Wytyczne dotyczące wdrażania wymagań). Zawiera wytyczne dla operatorów do oceny i zdefiniowania środków ochrony odgromowej dla systemów zasilania gazem, które mają umożliwić operatorowi określenia wymagań dotyczących systemów ochrony odgromowej dla konkretnego systemu i wdrożenia wynikających z tego środków ochrony odgromowej.

Forschungsbericht G 202006 01/2023 DVGW Project SyWeSt H2: Investigation of Steel Materials for Gas Pipelines and Plants for Assessment of their Suitability with Hydrogen (Forschungsbericht G 202006 01, 2023) (Badanie materiałów stalowych dla gazociągów i instalacji w celu oceny ich przydatności do pracy z wodorem). Raport zawiera wyniki badań mechaniki pęknięcia na reprezentatywnym przekroju typowych gatunków stali rurociągowych stosowanych w Niemczech (i, w niektórych przypadkach, w innych częściach Europy).

4.2. Analiza przepisów - Holandia

W Holandii dla rurociągów do transportu wodoru mogą mieć obecnie (31.12.2024) zastosowanie następujące regulacje:

1. **Prawo gazowe (Gaswet) [A-P9]** - określa ogólne wymagania dla systemu gazowego w zakresie: transportu gazu – określa regulacje prawne dla operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, zasady dotyczące przesyłania gazu sieciami gazowymi, wymagania bezpieczeństwa i niezawodności infrastruktury gazowej, rynku gazowego – określa regulacje dotyczące dostępu do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz przepisy dotyczących taryf za przesył gazu, bezpieczeństwa i ochrony środowiska – zawiera regulacje dotyczące bezpieczeństwa infrastruktury gazowej, wprowadza wymagania w kontekście emisji gazów cieplarnianych i przechodzenia na zrównoważone źródła energii bezpieczeństwa dostaw gazu – zawiera regulacje dotyczące zapewnienia dostaw gazu szczególnie w sytuacjach kryzysowych lub zakłóceń w systemie. Ustawa dotyczy przede wszystkim gazu ziemnego jednak częściowo może być również wykorzystana dla gazociągów wodorowych.

Prowadzone są również prace legislacyjne nad nową ustawą Prawo energetyczne Wetsvoorstel Energiewet [A-P10], która ma zastąpić ustawy Prawo elektryczne i Prawo gazowe. Celem nowej ustawy jest zintegrowanie przepisów dotyczących energii elektrycznej oraz gazowej. Ustawa ma zawierać również regulacje uwzględniające zagadnienia związane z przesyłaniem wodoru.

2. **Prawo budowlane (Bouwbesluit 2012)** [A-P11] - określa ogólne wymagania techniczne dla budynków i infrastruktury, w tym rurociągów. Ustawa zawiera ogólne wymagania w zakresie bezpieczeństwa budowy gazociągów, izolacji akustycznej i cieplnej, ochrony środowiska. Ustawa nie odnosi się bezpośrednio do gazociągów wodorowych natomiast może być stosowana w obszarze niektórych ogólnych wymagań analogicznie jak dla gazu ziemnego (bezpieczeństwo, ochrona środowiska).
3. **Prawo ochrony środowiska (Wet milieubeheer)** [A-P12] - zawiera regulacje dotyczące zarządzania środowiskiem. Ustawa nie odwołuje się bezpośrednio do gazociągów wodorowych natomiast mogą mieć zastosowanie jej ogólne wymagania w obszarach dotyczących np. oceny oddziaływania na środowisko, ochrony jakości powietrza i wód, zarządzania gospodarką odpadami, bezpieczeństwa substancji niebezpiecznych, planowania przestrzennego i minimalizacji wpływu inwestycji na otoczenie, planów awaryjnych i ryzyka ekologicznego.

W Holandii nie ma regulacji prawnych określających szczegółowo warunki techniczne dla gazociągów wodorowych. Przy ich projektowaniu i budowie wykorzystywane są międzynarodowe i europejskie specyfikacje techniczne jak np. ASME B31.12 [A-N16], ISO 3183 [A-N17], DNV oraz wytyczne opracowywane przez instytucje badawcze i branżowe jak np. TNO (Holenderski Instytut Badań Naukowych), Stichting HyQ (holenderska fundacja zajmująca się bezpieczeństwem wodoru w sektorze energetycznym), Nederlandse Gasunie (holenderska państwowa firma odpowiedzialna za rozwój sieci przesyłowej wodoru w Holandii). Brak jest jednak opracowań tych firm, które byłyby dostępne publicznie.

4.3. Analiza przepisów - Włochy

Obecnie we Włoszech nie jest możliwe wstrzykiwanie wodoru do sieci gazowej, gdyż nie ma podstaw prawnych (ustawy lub rozporządzenia) regulujących ten obszar. W odniesieniu do mieszanin gazowych (NG-H₂) przepisy krajowe nie ustaliły limitów w tym zakresie, a transport 100% wodoru nie jest dozwolony w żadnym przypadku. Jedynym dokumentem technicznym jest Kodeks sieci gazowej Snam Rete Gas, w którym znajdują się postanowienia dotyczące jakości gazu przesyłanego siecią przesyłową, jednak definiują one jedynie dopuszczalną obecność wodoru w odniesieniu do biometanu zatłaczanego do sieci, która wynosi aktualnie max. 1 % v/v [A-N18].

Same kwestie związane z budową i dostępnością do sieci gazowych we Włoszech regulują dodatkowo Legislative Decree No. 164/2000, który daje operatorom prawo do dostępu do obiektów transportu, magazynowania i przetwarzania gazu zlokalizowanych na terytorium Włoch. Przyznano również Urzędowi Regulacyjnemu ds. Sieci Energetycznych i Środowiska (ARERA) uprawnienia do ustalania odpowiednich taryf i kryteriów niedyskryminacyjnych, aby umożliwić nowym operatorom korzystanie

z krajowej sieci. Są to przepisy, które wdrażają dyrektywę 30/98/WE dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego, a także zapisy ustawy nr 27 z 24 marca 2012 r., zgodnie z którymi nowe obiekty do transportu i przesyłu gazu ziemnego, które mają na celu wdrożenie krajowego systemu gazowego, są uznawane za obiekty leżące w interesie publicznym. Z tego powodu podlegają one wcześniejszemu zezwoleniu Ministerstwa Środowiska i Bezpieczeństwa Energetycznego.

4.4. Analiza przepisów - Hiszpania

Kwestie związane z funkcjonowaniem sieci gazowych w Hiszpanii określa Ustawa 34/1998 z dnia 7 października 1998 r. o sektorze węglowodorów (LSH), która transponuje przepisy dyrektywy 98/30/WE do ustawodawstwa hiszpańskiego, ustanawia podstawy organizacji hiszpańskiego systemu gazowego i określa jego reżim działania. Ustawa koncentruje się na celu osiągnięcia pełnej liberalizacji rynku gazu ziemnego tak, aby ta energia mogła być dostarczana obywatelom i przedsiębiorstwom przy minimalnych kosztach. Wymagało to stabilnych ram regulacyjnych, które umożliwiają rozwój infrastruktury gazowej niezbędnej do zaspokojenia popytu i promowania dywersyfikacji źródeł dostaw gazu w celu zagwarantowania dostaw w obliczu ograniczonej produkcji krajowej. Podstawowe filary ram regulacyjnych hiszpańskiego systemu gazowego to:

- liberalizacja rynku,
- rozdzielenie działalności regulowanej (regazyfikacja, magazynowanie, przesył i dystrybucja) oraz działalności w ramach wolnej konkurencji,
- swobodny dostęp stron trzecich do infrastruktury gazowej na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminujących warunkach,
- ustanowienie zintegrowanych ram ekonomicznych z regulowanymi taryfami dostępu, które muszą być wystarczające do odzyskania poniesionych kosztów,
- wynagrodzenie za regulowaną działalność gazową, które umożliwia zwrot z zaangażowanego kapitału przy rozsądnej rentowności zgodnie z działalnością o niskim ryzyku,
- zapewnienie minimalnych zapasów bezpieczeństwa i strategicznych,
- ochrona konsumentów, zwłaszcza najbardziej narażonych konsumentów.

Podobnie jak we Włoszech, Hiszpania nie wypracowała rozwiązań regulacyjnych w zakresie transportu sieciami gazowymi czystego wodoru. Jednak Hiszpania pretenduje do miana Europejskiego lidera w dziedzinie energii odnawialnych. Jest to częściowo wynikiem niedawnego zatwierdzenia instrumentów polityki energetycznej i klimatycznej, takich jak Narodowy Plan Energii i Klimatu, który ustala cele w zakresie produkcji wodoru z drodze elektrolizy na poziomie 11 GW elektrolizerów do 2030 r., przy czym około 15 GW jest obecnie w przygotowaniu. Ponadto przyjęta przez rząd Hiszpanii „Mapa drogowa wodoru” identyfikuje i definiuje jasne cele, które przyczyniają się do transformacji

energetycznej. Hiszpania przygotowuje swoją istniejącą infrastrukturę transportu gazu ziemnego, aby umożliwić zatlaczanie wodoru na poziomach określonych w Unii Europejskiej. Równolegle prowadząc prace nad budową nowej, dedykowanej infrastruktury do transportu i magazynowania wodoru, przy czym są to działania realizowane w ramach projektów badawczych; badawczo – rozwojowych i wdrożeniowych.

Pod koniec 2024 roku zapoczątkował się proces zmian w prawodawstwie hiszpańskim w zakresie przesyłu i dystrybucji wodoru. Kluczowym wydarzeniem była proponowana zmiana Okólnika 8/2019 Krajowej Komisji Rynków i Konkurencji („CNMC”), która ustanawia metodologię i warunki dostępu i alokacji przepustowości w systemie gazu ziemnego [A-P13]. Główne cele proponowanej zmiany są dwójakie: przegląd mechanizmów dostępu do infrastruktury gazowej i środków wprowadzonych w celu zwalczania nierównego dostępu do infrastruktury, biorąc pod uwagę obecny kontekst rynkowy w zakresie popytu i wykorzystania przepustowości; oraz aktualizacja warunków przyłączenia i dostępu, a także alokacji przepustowości w sektorze gazowym i dostosowanie do nowych potrzeb wynikających z dekarbonizacji sektora gazowego i promocji odnawialnych i niskoemisyjnych gazów.

Ponadto przeprowadzono konsultacje publiczne w sprawie częściowej transpozycji zmian wprowadzonych dyrektywą (UE) 2023/2413 w sprawie promowania energii ze źródeł odnawialnych („RED III”). Konsultacje te koncentrują się na celach dotyczących transportu i przemysłu. Dodatkowo Zatwierdzenie dekretu królewskiego ustawy 8/2023 z dnia 27 grudnia pozwala operatorom systemów przesyłowych gazu ziemnego na pełnienie funkcji tymczasowych operatorów systemów szkieletowych wodoru [A-P14].

4.5. Analiza przepisów - Wielka Brytania

Ramy prawne w zakresie funkcjonowania sieci gazowych są ustalone w Wielkiej Brytanii poprzez [A-P15]:

- Ustawę o gazie z 1996 r., która określa zagadnienia z zakresu prywatyzacji, rozdziału przemysłu gazowego na sektory, ograniczenie siły rynkowej British Gas i zwiększenie konkurencyjności innych operatorów
- Przepisy dotyczące zarządzania bezpieczeństwem gazu z 1996 r. Przepisy GSMR ustalają brytyjską specyfikację jakości gazu i zakres indeksu Wobbego (WI) odpowiedni dla Wielkiej Brytanii, w tym limit stężenia H₂ wynoszący 0,1% obj.,
- Przepisy dotyczące bezpieczeństwa rurociągów z 1996 r. wprowadzone przed dyrektywami WE obejmującymi sieci gazowe i wymogi bezpieczeństwa, takie jak ATEX, a następnie zaktualizowane zgodnie z dyrektywą ATEX 2014/34/UE,

- Ustawę o usługach komunalnych z 2000 r., która ustanawia i określa zasady funkcjonowania Urzędu ds. Rynków Gazu i Energii Elektrycznej oraz Rady Konsumentów Gazu i Energii Elektrycznej; w celu zmiany przepisów regulujących branżę gazową i elektryczną oraz w powiązanych celach – w celu późniejszego przekształcenia się w Biuro ds. Rynków Gazu i Energii Elektrycznej (OFGEM) jako organ regulacyjny sektora.

Obecne ramy regulacyjne zostały zazwyczaj opracowane wokół bezpieczeństwa sieci gazu ziemnego, a procedury operacyjne są zarządzane na poziomie krajowym. Zaznaczyć należy, że OSP i OSD są zobowiązani do spełniania krajowych wymagań technicznych i bezpieczeństwa dla infrastruktury operacyjnej (rurociągi, kompresory, zawory i złącza itp.), które zostały skonfigurowane i utrzymywane w czasie zgodnie z określonym standardem jakości gazu (na podstawie wartości opałowej / indeksu Wobbe'a. Dodanie wodoru do strumienia gazu zmieniłoby wartość opałową gazu, a tym samym podstawę dostarczania gazu na podstawie umowy do głównych użytkowników lub do sieci dystrybucyjnych i wymagałoby różnego sprzętu do monitorowania/pomiaru przepływu i/lub zmian w regulowanych krajowych cenach przesyłu gazu i warunkach płatności – i może ograniczyć międzynarodowe ustalenia dotyczące przepływu gazu. Aktualne przepisy nie odnoszą się do możliwości transportu czystego wodoru.

Podobnie jak w Hiszpanii tak i w Wielkiej Brytanii prowadzone są intensywne prace legislacyjne wspierające gospodarkę wodorową w całym łańcuchu wartości. Ustawa o National Wealth Fund, ogłoszona 17 lipca 2024 r., zapewnia brytyjskiemu Bankowi Infrastruktury 7,3 mld funtów, z czego 500 mln funtów zostanie przeznaczone na produkcję zielonego wodoru [A-P16]. Ustawa o energii z 2023 r. („Ustawa”) wprowadziła kluczowe środki wspierające gospodarkę wodorową Wielkiej Brytanii, w tym (między innymi) ustanowienie ram regulacyjnych dla umów o wsparciu przychodów, upoważnienie do przydzielania środków na projekty produkcyjne, transportowe i magazynowe za pośrednictwem modeli biznesowych oraz umożliwienie wyznaczenia administratora podatku wodorowego, który będzie odpowiedzialny za gromadzenie środków na wsparcie modeli biznesowych wodorowych. Ustawa rozszerzyła również ustawę o gazie z 1986 r., aby wyraźnie objąć licencjonowanie rurociągów do transportu wodoru [A-P17].

4.6. Analiza przepisów - Belgia

W Belgii dla rurociągów do transportu wodoru mogą mieć obecnie (31.12.2024) zastosowanie następujące regulacje:

1. Ustawa 2024004108_N z dnia 19.04.2024 - Dekret Królewski zmieniający Dekret Królewski z dnia 11 marca 1966 r. w sprawie zgłoszenie użyteczności publicznej dla budowy urządzeń do transportu produktów gazowych i innych za pomocą rur oraz szczegółowe zasady

domniemania użyteczności publicznej instalacji transportowych produkty gazowe i inne poprzez rury [A-P18].

Ustawa swoim zakresem obejmuje zagadnienia:

Transport wodoru za pomocą rurociągów oraz produkcja wodoru w belgijskich obszarach morskich podlegają przepisom ustawy.

Ustawa wspiera rozwój infrastruktury wodorowej, regulując kwestie związane z bezpieczeństwem, zarządzaniem oraz licencjonowaniem.

Główne postanowienia:

Wprowadzenie zezwoleń na budowę i eksploatację rurociągów transportujących wodór. Produkcja wodoru na obszarach morskich wymaga koncesji, których okres obowiązywania wynosi do 40 lat.

Specjalne przepisy dotyczą projektów pilotażowych i badawczo-rozwojowych. Kluczowe elementy techniczne i organizacyjne:

Zarządzanie siecią rurociągów transportowych wodoru zostało przydzielone wyznaczonemu operatorowi, który musi spełniać wymogi certyfikacyjne.

Opracowano standardy jakości wodoru, obejmujące jego czystość oraz maksymalną ilość zanieczyszczeń.

Operator sieci zobowiązany jest do zapewnienia równego dostępu użytkownikom oraz przejrzystości w ustalaniu taryf.

Cele środowiskowe i energetyczne:

Ustawa jest elementem strategii Belgii mającej na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz rozwój odnawialnych źródeł energii.

Przewiduje rozwój technologii wodorowych jako alternatywy dla paliw kopalnych. Wejście w życie:

Ustawa weszła w życie 4 sierpnia 2023 r., a pełna implementacja zaplanowana jest na czerwiec 2024 r.

2. Ustawa 2023043752_N z dnia 11 LIPCA 2023 r. - Ustawa o transporcie wodoru rurociągami oraz produkcji wodoru na obszarach morskich podlegających jurysdykcji Belgii [A-P19].

Ustawa odnosi się do operatora sieci transportu wodoru, który jest odpowiedzialny za rozwój i zarządzanie sieciami transportu wodoru w Belgii. Operator ten musi być niezależny od wszelkich podmiotów prawnych zaangażowanych w produkcję lub dostawę wodoru lub innych gazów, zapewniając wyraźne oddzielenie interesów. Ustawa przewiduje, iż zanim przedsiębiorstwo zostanie wyznaczone jako operator systemu przesyłowego wodoru, musi zostać certyfikowane przez Belgijską Federalną Komisję ds. Regulacji Energii Elektrycznej i Gazu (CREG).

Ustawa ta odnosi się bezpośrednio do:

Kryteriów oceny: Wybór operatora sieci transportu wodoru opiera się na kilku kryteriach oceny. Obejmują one jakość biznesplanu, który musi wykazywać zasoby finansowe, techniczne i ludzkie do rozwoju sieci transportu wodoru dostępnej dla osób trzecich. Plan powinien również być zgodny z federalną polityką wodorową i przewidywać popyt rynkowy.

Wsparcia dla celów klimatycznych: Planowane inwestycje w infrastrukturę wodorową muszą być zgodne z celami Belgii w dziedzinie klimatu. Oznacza to, że wszelkie proponowane projekty powinny pozytywnie przyczynić się do osiągnięcia krajowych celów środowiskowych.

Poufności i ochrony danych: Ustawodawstwo podkreśla znaczenie zachowania poufności informacji wrażliwych handlowych. Operator sieci transportu wodoru jest zobowiązany do ochrony takich danych, zwłaszcza przed podmiotami zajmującymi się produkcją i dostawą wodoru i innych gazów.

Taryfy regulowanej: Operator sieci transportu wodoru może zażądać zastosowania różnych norm jakości dla określonych części sieci, pod warunkiem, że jest to technicznie uzasadnione i uzgodnione przez użytkowników sieci. Minister może zasięgnąć porady Komisji, aby uniknąć niepotrzebnej segmentacji rynku w oparciu o różne standardy jakości.

Definicji użytkownika: W tym kontekście „netgebruiker” (użytkownik sieci) jest definiowany jako każda firma zajmująca się produkcją wodorową, która rezerwuje zdolność do instalacji transportu wodoru. Podkreśla to aspekt operacyjny transportu wodoru i podmioty zaangażowane w wykorzystanie infrastruktury.

3. Ustawa 2024004494_N z dnia 26.04.2024 - Decyzja ministerialna w sprawie wyznaczenia operatora sieci transportu wodoru [A-P20].

Ministerialne rozporządzenie z 26 kwietnia 2024 r. wyznaczające firmę Fluxys hydrogen NV jako operatora sieci transportu wodoru na okres 20 lat. Rozporządzenie to ma kluczowe znaczenie, ponieważ ustanawia podmiot odpowiedzialny za zarządzanie transportem wodoru, który jest niezbędny dla rozwoju gospodarki wodorowej w Belgii.

4. Dekret królewski 2024004811_N z dnia 12.05.2024 r. ustanawiający procedurę przygotowania, zatwierdzenia i publikacji planu rozwoju sieci wodorowej oraz planu rozwoju systemu przesyłowego energii elektrycznej w Belgii [A-P21].

Dekret przedstawia kompleksowe ramy tworzenia, zatwierdzania i publikacji planów rozwoju sieci transportu wodoru i sieci przesyłowej energii elektrycznej w Belgii. Poniżej znajdują się kluczowe punkty wywodzące się z podanych kontekstów:

Przegląd regulacyjny: Dokument jest dekretem królewskim z dnia 12 maja 2024 r., który określa procedury niezbędne do opracowania i zatwierdzania planów rozwoju sieci transportu wodoru. Jest to

część wysiłków Belgii na rzecz poprawy zarządzania energią i dostosowania do europejskiej polityki energetycznej.

Mechanizm konsultacji: Dekret kładzie nacisk na ustrukturyzowany proces konsultacji z udziałem różnych zainteresowanych stron, w tym CREG (Komisji ds. Regulacji Energii Elektrycznej i Gazu). Minister ma za zadanie przekazywanie uwag z tych konsultacji do operatora sieci za pośrednictwem komunikacji elektronicznej, zapewniając przejrzysty i rozliczalny proces.

Termin składania: Operator sieci transportu wodoru jest zobowiązany do przedłożenia projektu planu rozwoju sieci transportu wodoru do dnia 1 lipca 2027 r., który obejmie okres od 1 stycznia 2028 r. do 31 grudnia 2037 r. Plan ten musi otrzymać zgodę ministra i zostać udostępniony odpowiednim organom, w tym Generalną Dyрекcją Energii i Federalnym Biurem Planowania. Specyfikacje treści: Plany rozwoju muszą zawierać szczegółowy opis zastosowanych scenariuszy i założeń wraz z analizami oczekiwanych transgranicznych przepływów wodoru. Wymóg ten zapewnia, że plany są oparte na rzetelnych danych i prognozach, które są niezbędne do skutecznego planowania energetycznego.

Dostępność publiczna: Po zatwierdzeniu plany rozwoju sieci transportu wodoru i wszelkie zmiany zostaną opublikowane w belgijskim Dzienniku Urzędowym i udostępnione na różnych stronach rządowych. Ten krok ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia publicznego dostępu do ważnych informacji związanych z energią.

Ramy prawne: Dekret opiera się na obowiązujących przepisach, w tym w ustawie o energii elektrycznej i ustawie wodorowej, które stanowią niezbędną podstawę prawną dla rozwoju i regulacji sieci energetycznych w Belgii.

Obecnie brak szczegółowych wymagań technicznych dla rurociągów wodorowych.

Zgodnie z decyzją Ministerialną z dnia 26.04.2024 wyznaczono firmę Fluxys jako operatora przyszłej sieci wodorowej. Jego głównym zadaniem obecnie jest tworzenie ram prawnych dla przyszłej infrastruktury przesyłu wodoru.

Grupa jedenastu europejskich firm zajmujących się infrastrukturą gazową, w tym Fluxys Belgium, przedstawiła plan specjalnej infrastruktury transportu wodoru. Nowe badania pokazują, że istniejąca infrastruktura gazowa może być modyfikowana do transportu wodoru.

Rurociągi przesyłowe stanowią większość infrastruktury i służą do transportu gazu z punktów produkcji do odbiorców przemysłowych oraz sieci dystrybucyjnych za pomocą stalowych rur o dużej średnicy i wysokim ciśnieniu. Te europejskie rurociągi przesyłowe mają zazwyczaj średnicę od 16 do 56 cali (400 do 1400 mm) i działają pod ciśnieniem w zakresie od 16 do 100 bar.

Badania i wnioski wyciągnięte z pierwszych projektów wodorowych realizowanych przez europejskich operatorów systemów przesyłowych pokazują, że dedykowane rurociągi wodorowe nie różnią się znacząco od gazociągów gazu ziemnego.

Obecne szacunki i dowody empiryczne od Operatorów Systemu Dystrybucyjnego wskazują, że koszt kapitałowy nowo wybudowanego dedykowanego rurociągu wodorowego będzie o 10-50% droższy niż jego odpowiednika na gaz ziemny, chociaż czynniki specyficzne dla regionu, takie jak typowe wymiary rur, wpływają na ten zakres. Podobnie, istniejące rurociągi gazu ziemnego wymagają niewielkich modyfikacji, aby nadawały się w 100% do transportu wodoru, ponieważ materiały, z których wykonane są rurociągi, zasadniczo nadają się również do transportu wodoru. Wstępne rozmowy z firmami produkcyjnymi sugerują, że koszt kapitałowy zmiany przeznaczenia istniejących rurociągów stanowi 10-25% kosztu budowy nowych dedykowanych rurociągów wodorowych. Główne elementy procesu konwersji obejmują oczyszczanie azotem w celu usunięcia niepożądanych części, monitorowanie rurociągów w celu identyfikacji pęknięć oraz wymianę zaworów w przypadkach, gdy te ostatnie działały przez dłuższy czas. Co więcej, rurociągi gazu ziemnego konwertowane na wodór muszą pracować pod niższym ciśnieniem, choć można tego uniknąć poprzez dodanie warstwy powłoki wewnętrznej. Względna łatwość konwersji z technicznego punktu widzenia i niewielkie koszty zmiany przeznaczenia to dwa kluczowe czynniki umożliwiające realizację wizji European Hydrogen Backbone.

Rurociągi przesyłowe zawierają wiele zaworów wzdłuż swojej długości. Ich umiejscowienie zależy od lokalizacji, ale odstępów zazwyczaj wynoszą od 8 do 30 km. Badania związane z projektowaniem zaworów i ich działaniem w dedykowanych rurociągach do transportu wodoru są w toku. Wstępne testy pokazują, że wymagania techniczne w standardowych warunkach eksploatacyjnych są porównywalne z istniejącymi praktykami dla gazu ziemnego. W zależności od regionalnych różnic w właściwościach istniejącej sieci, częściowa wymiana zaworów i uszczelki wystarczy w niektórych regionach, podczas gdy w innych konieczna będzie pełna wymiana armatury, aby zapobiec wyciekom.

4.7. Analiza przepisów - Dania

Dania, jako jeden z liderów w dziedzinie zielonej energii i technologii intensywnie rozwija swoje zainteresowanie wodorem, jako kluczowym elementem transformacji energetycznej. W kontekście wciąż zmieniających się przepisów prawnych i norm technicznych, istotne jest zrozumienie obowiązujących regulacji dotyczących infrastruktury wodorowej.

Przepisy krajowe

W Danii, regulacje dotyczące wodoru są w znacznej mierze związane z przepisami dotyczącymi gazu ziemnego. W grudniu 2022 roku wodór został formalnie włączony do duńskiej ustawy o dostawach

gazu (USTAWA LBK nr 1100 z dnia 16.08.2023 r.) [A-P22] co oznacza, że obecne przepisy dotyczące „gazu” obejmują zarówno gaz ziemny, jak i sieci wodorowe.

1. Ustawa nr 1100 z dnia 16.08.2023 r. o dostawach gazu [A-P22]

Ustawa ta stanowi, że operator systemu przesyłowego (OSP) ma zapewnić finansowe zachęty dla użytkowników do utrzymywania równowagi w systemie. Celem ustawy jest zapewnienie, że zaopatrzenie kraju w gaz, w tym zaopatrzenie w wodór, jest zorganizowane i realizowane zgodnie z względami bezpieczeństwa dostaw, ekonomii społecznej, środowiska, ochrony konsumentów oraz wypełniania obowiązków prawnych UE w zakresie bezpieczeństwa podaży w UE. Ustawę stosuje się do przesyłania, dystrybucji i magazynowania paliw gazowych, w tym wodoru, w systemie, o którym mowa w § 6 ust. 26 ustawy. Ustawę stosuje się również do niektórych kwestii dotyczących obrotu gazem i niektórych relacji z klientami. Ustawa ma również zastosowanie do obiektów wydobywczych, klastrów i niektórych kwestii związanych z miejskimi sieciami gazowymi. Ustawa ma zastosowanie również do wodoru pochodzącego ze źródeł odnawialnych, który nie jest włączany i transportowany do systemu, w odniesieniu do gwarancji pochodzenia zgodnie z art. 36. Ponadto zgodnie z § 2 lit. a) p. 3 Minister Klimatu, Energii i Usług Komunalnych może określić zasady tworzenia i rozbudowy infrastruktury wodorowej, w tym przekształcania istniejącej infrastruktury gazowej na infrastrukturę wodorową.

Dystrybucja wodoru podlega prawu o bezpieczeństwie gazowym (Gassikkerhedsloven), oraz powiązanim z nim rozporządzeniom wykonawczym:

2. Ustawa nr 61 z dnia 30.01.2018 r. o bezpieczeństwie instalacji gazowych, urządzeń gazowych i sprzęcie gazowym (ustawa o bezpieczeństwie gazowym) [A-P23]

Ustawę stosuje się do zakładów gazowniczych, instalacji gazowych i urządzeń gazowych. Ustawę stosuje się także do gazu będącego przedmiotem użytkowania elektrowni gazowych, instalacji gazowych i urządzeń gazowych.

Ogólnie rzecz biorąc, prawo dotyczące bezpieczeństwa gazu odnosi się do stosowania norm, które są uznawane w pięciu rozporządzeniach wykonawczych (§7 i §8).

§7 mówi, iż każdy, kto wykonuje lub obsługuje instalacje gazowe, jest obowiązany stosować się do określonych zasad. Jeżeli przepisy ustanowione zgodnie z niniejszym artykułem odwołują się do uznanych norm, wymóg bezpieczeństwa uważa się za spełniony, jeżeli przestrzegano ustanowionych przepisów i uznanych norm, do których przepisy się odwołują. Jeśli uznane normy nie są spełnione lub jeśli są spełnione tylko częściowo, należy udokumentować, w jaki sposób jest spełniony wymóg bezpieczeństwa określony

w rozdziale 3. Minister ds. działalności gospodarczej i przemysłu może ustanowić dalsze przepisy dotyczące dokumentacji.

§8 mówi, iż każdy, kto produkuje lub importuje urządzenia gazowe, które nie są objęte rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/426 z dnia 9 marca 2016 r. w sprawie urządzeń spalających paliwa gazowe oraz uchylającym dyrektywę 2009/142/WE [A-P24], musi przestrzegać zasad określonych zgodnie z artykułem 5(1) 1, nr 3.

Zatem w przypadkach, gdy normy te nie są lub nie mogą być stosowane do transportowanego gazu, należy udokumentować, w jaki sposób spełnione są wymagania bezpieczeństwa określone w Ustawie o bezpieczeństwie gazowym (§7(2) i §8(2)).

3. Rozporządzenie nr 253 z 04/04/2018 r. w sprawie bezpieczeństwa obiektów gazowych (Gas anlægs bekendtgørelsen) [A-P25]

Rozporządzenie ma również zastosowanie do rurociągów dystrybucyjnych przeznaczonych do transportu wodoru (§ 2(9)). Rozporządzenie dotyczy wykonywania, eksploatacji i konserwacji instalacji gazowych. Obejmuje definicje: Stacja napełniania wodorem, Instalacja do produkcji wodoru. Rozdział 12 nawiązuje do Instalacji do produkcji wodoru i stacji napełniania.

4. Rozporządzenie nr 240 z 23/03/2018 r. Gasdistributionsselskabs bekendtgørelsen) w sprawie spółek zajmujących się dystrybucją gazu [A-P26].

Rozporządzenie stosuje się do przedsiębiorstw dystrybucji gazu, które zajmują się dystrybucją gazu do instalacji gazowych w zakresie określonym ustawą o bezpieczeństwie gazowym. Ktokolwiek dostarcza wodór do instalacji gazowych za pośrednictwem rurociągów, zbiorników lub butli z gazem, uważany jest za przedsiębiorstwo zajmujące się dystrybucją gazu.

Podczas gdy obowiązujące przepisy krajowe odnoszą się do konkretnej uznanej normy (uzupełnionej o krajowe wytyczne) dotyczącej budowy, produkcji i eksploatacji elementów infrastruktury przeznaczonych do transportu gazu ziemnego (i biogazu), w przepisach dotyczących transportu wodoru nie ma takiego odniesienia do uznanej normy, co znacznie utrudnia projektowanie sieci do transportu wodoru. Duńska Agencja Energetyczna (Energistyrelsen) odgrywa kluczową rolę w tworzeniu i nadzorowaniu przepisów dotyczących infrastruktury energetycznej, w tym sieci wodorowych. Obecnie brak jednolitego prawa obejmującego wyłącznie transport i dystrybucję wodoru. Wykorzystuje się przepisy dotyczące gazu ziemnego, które mogą być adaptowane do specyfiki wodoru.

5. Duńska ustawa o środowisku pracy LBK nr 2062 z 16.11.2021 [A-P27]

Z ustawy wynika, że należy przestrzegać uznanych norm lub standardów, które są istotne dla bezpieczeństwa lub zdrowia.

Ustawa określa ogólne cele i wymagania dotyczące środowiska pracy. Ustawa obejmuje między innymi projektowanie i bezpieczeństwo miejsca pracy oraz wymagania dotyczące wyposażenia technicznego. Upoważnia Ministerstwo Pracy (Beskæftigelsesministeriet) do określania dodatkowych wymogów bezpieczeństwa oprócz obowiązujących przepisów UE. Brak jest bezpośredniego odwołania do wodoru.

6. Rozporządzenie wykonawcze BEK nr 429 z dnia 05.04.2022 r. w sprawie projektowania sprzętu technicznego [A-P28]

Obejmuje projektowanie, oznakowanie, instrukcje użytkowania, badanie i wprowadzanie do obrotu urządzeń technicznych. Brak jest bezpośredniego odwołania do wodoru. Obejmuje ogólne wymagania dla projektowania sprzętu technicznego.

7. Rozporządzenie wykonawcze BEK nr 428 z dnia 05.04.2022 r. w sprawie użytkowania sprzętu technicznego [A-P29]

Urząd ds. środowiska pracy Danii jest organem ds. Ustawy o środowisku pracy i powiązanych z nią rozporządzeń wykonawczych. Zarządzenie dotyczy wszelkiego korzystania ze sprzętu technicznego. Brak jest bezpośredniego odwołania do wodoru. Ogólne wymagania dla użytkowania sprzętu technicznego.

8. Rozporządzenie wykonawcze BEK nr 1988 z dnia 9.12.2020 r. w sprawie przepisów bezpieczeństwa dla zakładów gazu ziemnego i zakładów gazu ziemnego na bazie biogazu zgodnie z duńską ustawą o środowisku pracy [A-P30]

Rozporządzenie obejmuje wymagania dla rurociągów, stacji sprężarkowych, stacji regulacyjnych i innego sprzętu uzupełniającego do przesyłu, magazynowania i dystrybucji gazu ziemnego i uszlachetnionego biogazu. Brak jest bezpośredniego odwołania do wodoru.

9. Rozporządzenie wykonawcze BEK nr 239 z 23/03/2018 r. w sprawie bezpieczeństwa urządzeń gazowych (Gasmaterielbekendtgørelsen) [A-P31]

Rozporządzenie określa wymagania bezpieczeństwa dla urządzeń gazowych nieobjętych rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE).

Brak bezpośredniego odwołania do wodoru, niemniej uznano, że jest bardzo istotne dla dystrybucji wodoru.

Strategie wodorowe

Duńska strategia wodorowa wyznacza ramy rozwoju infrastruktury, integracji wodoru w systemie energetycznym oraz współpracy z międzynarodowymi partnerami. Wskazuje na potrzebę rozwijania sektora wodoru poprzez inwestycje w technologie oraz dostosowanie przepisów prawnych do wymagań bezpieczeństwa i ochrony środowiska.

Normy techniczne i regulacje europejskie

Dania, jako członek Unii Europejskiej, zobligowana jest do stosowania norm europejskich. Ważniejsze z nich uznane w powiązaniu z wymaganiami dla wodoru to:

EN 17124 [A-N19] – norma dotyczy parametrów jakościowych paliwa wodorowego i zapewnienia jakości produktu przeznaczonego do stosowania w systemach polimerowych ogniw paliwowych pojazdów drogowych;

ISO 14687:2019 [A-N20] – norma określająca charakterystykę jakościową paliwa wodorowego;

ISO/TR 15916 [A-N21] – norma dotyczy podstawowych zagadnień bezpieczeństwa systemów wodorowych;

ISO 16111 [A-N22] – norma określa wymagania dotyczące materiałów, projektowania, budowy i testowania transportowych systemów magazynowania wodoru.

Uregulowania dotyczące bezpieczeństwa

Zgodnie z dyrektywą UE 2014/68/UE (PED) [A-P32], wszystkie urządzenia i rurociągi mające kontakt z wodorem muszą spełniać rygorystyczne normy dotyczące bezpieczeństwa i ciśnienia. Regulacje dotyczące bezpieczeństwa gazowego zobowiązują operatorów do dokumentowania spełnienia norm bezpieczeństwa oraz do zapobiegania niebezpieczeństwom związanym z wodorem.

Współpraca międzynarodowa

Dania współpracuje z krajami sąsiednimi, takimi jak Szwecja i Niemcy, aby stworzyć spójną i hybrydową regulację dla sektora wodorowego. Propozycje dotyczące współpracy obejmują adaptację przyjętych norm europejskich i międzynarodowych, co ma za zadanie ułatwienie procesu certyfikacji oraz budowy infrastruktury wodorowej.

Podsumowanie

Choć regulacje dotyczące sieci wodorowych w Danii są w fazie rozwoju, obecne przepisy i normy mają kluczowe znaczenie w kontekście bezpieczeństwa, efektywności i integracji wodoru w systemie energetycznym. Postępująca współpraca krajowa i międzynarodowa może przyczynić się do stworzenia solidnych podstaw dla rozwoju rynku wodorowego. Dania, będąca liderem w dziedzinie energii odnawialnej, podejmuje kluczowe kroki w kierunku rozwoju infrastruktury wodorowej. Wprowadzenie dedykowanych ram prawnych oraz dostosowanie istniejących przepisów jest niezbędne dla efektywnego wykorzystania wodoru jako paliwa przyszłości. Działania te powinny uwzględniać międzynarodowe standardy oraz lokalne uwarunkowania, co umożliwi zbudowanie stabilnej i zrównoważonej sieci wodorowej.

Ogólnie rzecz biorąc, prawo dotyczące bezpieczeństwa gazu odnosi się do stosowania norm, które są uznawane w pięciu rozporządzeniach wykonawczych. W przypadkach, gdy normy te nie są lub nie mogą być stosowane do transportowanego gazu, należy udokumentować, w jaki sposób spełnione są

wymagania bezpieczeństwa określone w ustawie o bezpieczeństwie gazu. Podobnie, wymagania bezpieczeństwa określone w rozporządzeniu wykonawczym dotyczącym obiektów gazowych mogą być spełnione, jeśli właściciel obiektu gazowego może udokumentować, że wybrany projekt spełnia poziom bezpieczeństwa, który jest co najmniej równoważny z poziomem bezpieczeństwa określonym w odnośnych normach (równoważne kryteria bezpieczeństwa). Większość, jeśli nie wszystkie, normy określone w rozporządzeniu wykonawczym dotyczącym obiektów gazowych, uwzględniają gaz, który spełnia definicje określone w EN 437 [A-N23]. Wodór nie jest wymieniony jako odrębny gaz w zakresie normy. Rozporządzenie 2016/426/UE [A-P24] w sprawie urządzeń spalających paliwa gazowe, załącznik II, stanowi, że państwa członkowskie muszą przekazywać kryteria dotyczące gazu, który może być dystrybuowany do odbiorców na ich terytorium – w tym zawartość wodoru. Odpowiednie gazy testowe należy ustalać na podstawie tych kryteriów.

Ciężar dokumentacji dla każdego pojedynczego elementu infrastruktury (rurociągi, zawory, chromatografy gazowe itp.) spoczywa na producencie sprzętu, który musi być w stanie udokumentować właścicielowi infrastruktury, że sprzęt jest odpowiedni do celu. Pod warunkiem, że istnieją odpowiednie uznane normy lub odpowiednie wytyczne, producent może zdecydować się na odniesienie się do zgodności z ich wymaganiami, jako części dokumentowania przydatności do celu swojego sprzętu.

W przypadku braku odpowiednich uznanych norm producent może udowodnić przydatność do określonego celu, projektując odpowiednie programy testowe lub zlecić ich zaprojektowanie uznanemu instytutowi badawczemu. Niestety, bez zharmonizowanych norm testowych, do których należy się stosować, wymagania dotyczące takich testów nie są dobrze zdefiniowane.

Możliwym rozwiązaniem mogłoby być dokonanie przeglądu rozporządzenia wykonawczego nr 253 z dnia 04.04.2018 r. w sprawie bezpieczeństwa obiektów gazowych [A-P25], tak aby można było odwołać się do odpowiedniej normy dla rurociągów wodorowych. Mogłoby to obejmować dodanie krajowych wymogów uzupełniających lub, jako alternatywę, opracowanie nowego rozporządzenia wykonawczego, dotyczącego wymogów bezpieczeństwa dla obiektów wodorowych.

Wśród kluczowych wyzwań prawnych należy wymienić:

- Brak jednolitych norm: Obecne przepisy w wielu przypadkach odnoszą się do gazu ziemnego, co może być niewystarczające dla specyfiki wodoru. Konieczne jest ustanowienie dedykowanych norm dla wodoru.
- Certyfikacja zielonego wodoru: Brak standardów certyfikacji dla wodoru jako odnawialnego paliwa może wpływać na trudności z integracją z istniejącą infrastrukturą.

- Równoważenie systemu: Propozycja modelu bilansowania sieci wodorowej wskazuje na potrzebę zapewnienia elastyczności i możliwości krótkoterminowego magazynowania wodoru.
- Wymogi dokumentacyjne: Obowiązek dostarczania szczegółowej dokumentacji przez producentów urządzeń i elementów infrastruktury.

Jako rekomendacje należy wskazać:

- Stworzenie jednolitych ram prawnych: Wprowadzenie kompleksowego aktu prawnego dedykowanego sieciom wodorowym.
- Adaptacja istniejących norm: Uzupełnienie regulacji dla gazu ziemnego o przepisy dotyczące wodoru.
- Międzynarodowa współpraca: Harmonizacja przepisów w ramach UE oraz współpraca z sąsiednimi państwami w zakresie infrastruktury transgranicznej.
- Wsparcie finansowe: Zapewnienie subwencji i grantów dla projektów wodorowych.

4.8. Analiza przepisów - Francja

Głównym dokumentem określającym ramy prawne związane z transportem gazu rurociągami jest Kodeks energetyczny (Code de l'énergie wyd. z dnia 20.02.2024) [A-P33]. Dokument reguluje także kwestie związane z produkcją, dystrybucją, użytkowaniem oraz zarządzaniem energią w kraju oraz Polityką Klimatyczną Państwa. Struktura dokumentu jest podzielona na Księgi, Tytuły, Rozdziały i Artykuły, gdzie księga jest segmentem najobszerniejszym.

W ramach kodeksu przepisom dotyczącym wodoru została poświęcona Księga VIII, na którą składają się Tytuły:

Tytuł I: Produkcja,

Tytuł II: Gwarancje identyfikowalności i pochodzenia,

Tytuł III: Przesył i Dystrybucja

Tytuł IV: Magazynowanie

Tytuł V: Sprzedaż wodoru

Tytuł III, Rozdział I poświęcony jest transportowi wodoru. Zgodnie z artykułami nr L831-1 i L831-2 przepisy dotyczące przesyłu gazu ziemnego (odwołanie do Rozdziałów I i III, Tytułu III oraz Tytułu V, Księgi IV) mają zastosowanie do autonomicznych rurociągów transportujących wodór. Ponadto zgodnie z zapisami Księgi IV, Tytuł II, artykuł L431-6-4 odnawialny wodór może być wstrzykiwany do systemów przesyłających gaz ziemny pod warunkiem podjęcia niezbędnych kroków przez operatorów w celu zapewniania prawidłowej pracy systemów i bezpieczeństwa ludzi i mienia.

Tytuł III, Rozdział II: Dystrybucja posiada analogicznie zapisy zawarte w artykułach L832-1 i L832-2, które stanowią, że: „Przepisy dotyczące dystrybucji wodoru odnawialnego, prowadzonej przez zarządzającego siecią dystrybucyjną gazu ziemnego, znajdują się w Rozdziale II i III Tytułu III oraz Tytule V Księgi IV”. Również dla sieci dystrybucyjnej można odnaleźć zapisy zezwalające na wtrysk wodoru (L432-14) pod warunkiem, że operatorzy tych systemów podejmą niezbędne kroki w celu zapewnienia prawidłowego i zrównoważonego ich funkcjonowania, ciągłości usług i dostaw gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa ludzi i mienia.

W ramach pracy przeanalizowano również Kodeks środowiska (Code de l'environnement) [A-P34] do którego można znaleźć odnośniki w zapisach Kodeksu energetycznego. Nie odnotowano w nim osobnych zapisów dla rurociągów wodorowych.

Wobec powyższych należy stwierdzić, że w ramach ustawodawstwa Republiki Francuskiej rurociągi transportujące i dystrybuujące wodór podlegają tym samym regulacjom, co rurociągi gazu ziemnego.

4.9. Analiza przepisów - Norwegia

Norwegia, chociaż nie jest formalnie członkiem Unii Europejskiej to jako członek Europejskiego Obszaru Gospodarczego (EOG), jest objęta zasadami rynku wewnętrznego UE i aktywnie rozwija swoją gospodarkę wodorową, wdraża unijne dyrektywy dotyczące energii odnawialnej i efektywności energetycznej, dbając jednocześnie o zachowanie suwerenności energetycznej i kontrolę nad strategiczną infrastrukturą przesyłową.

Norwegia podejmuje działania na rzecz rozwoju rynku wodoru wprowadzając różne inicjatywy oraz dokumenty legislacyjne. Z tego powodu jak i z położenia geograficznego oraz dostępu do odnawialnych źródeł energii Norwegia chce i może być liderem w rynku wodoru (Szczęśniak A., 2024).

Norwegia obecnie (31.03.2025) przygotowuje się do wdrożenia przepisów zbliżonych do unijnej dyrektywy w sprawie wspólnych zasad dla rynków gazów odnawialnych, naturalnych i wodoru, by ułatwić handel z UE i zapewnić kompatybilność infrastruktury.

Kluczowe kierunki rozwoju wyznacza Norweska Strategia Wodorowa (The Norwegian Government's hydrogen strategy towards a low emission society) z 2020 r. opracowana przez Norweskie Ministerstwo Ropy i Energii i Ministerstwo Klimatu i Środowiska oraz towarzysząca jej mapa drogowa wodoru (Hydrogenveikart for Norge) z 2021 r.

Główne elementy norweskiej strategii wodorowej (Hydrogen Strategy – Towards a Low Emission Society):

1. Produkcja czystego wodoru: Norwegia koncentruje się na produkcji zarówno zielonego wodoru (z odnawialnych źródeł energii) oraz niebieskiego wodoru (z gazu ziemnego z wychwytem CO₂).

2. Rozwój infrastruktury: Planuje się utworzenie hubów wodorowych, głównie dla transportu morskiego.
3. Współpraca międzynarodowa: Norwegia aktywnie uczestniczy w międzynarodowych inicjatywach, takich jak Sojusz na rzecz Czystego Wodoru UE, aby wspierać rozwój technologii wodorowych i handel międzynarodowy.
4. Cele klimatyczne: Strategia ma na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych o 90–95% do 2050 roku w porównaniu z poziomem z 1990 roku. Wodór ma odegrać kluczową rolę w dekarbonizacji sektorów, które trudno zelektryfikować, takich jak transport morski i ciężki przemysł.
5. Innowacje i wsparcie finansowe: Rząd Norwegii wspiera badania i rozwój poprzez instytucje takie jak Enova, Innovation Norway i Research Council of Norway. Wsparcie finansowe jest kluczowe dla rozwoju łańcucha wartości wodoru.
6. Bezpieczeństwo i regulacje: Strategia podkreśla potrzebę ustanowienia standardów bezpieczeństwa i ram prawnych, aby zapewnić bezpieczne wdrożenie technologii wodorowych.

W 2021 roku przyjęto Norweską Mapę Drogową dotyczącą wodoru (Hydrogenveikart for Norge), która określa cele, takie jak zwiększenie produkcji zielonego wodoru do co najmniej 10 TWh rocznie. Obecnie (31.03.2025) brakuje w Norwegii bezpośrednich przepisów regulujących gospodarkę wodorową, co utrudnia rozwój tej branży. Planowane są prace legislacyjne, aby uregulować ten sektor i stworzyć ramy prawne zbliżone do unijnych dyrektyw (Kupiec B. 2023). Dążenia Norwegii do zbliżenia jej regulacji z unijnymi dyrektywami dotyczącymi rynku wodoru i gazów odnawialnych, mają ułatwić w przyszłości handel i eksport wodoru do Europy, która jest dla Norwegii przyszłościowym rynkiem zbytu tych gazów.

4.10. Analiza przepisów - Szwecja

Szwedzka polityka wodorowa ma charakter strategiczny, silnie powiązany z krajową transformacją energetyczną i planem osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2045 roku. Z dostępnych dokumentów wynika, że Szwecja postrzega wodór, jako kluczowy element dekarbonizacji przemysłu, transportu i sektora energetycznego, a także narzędzie do budowy nowej konkurencyjności gospodarczej.

Strategia wodorowa i cele krajowe.

Zgodnie z dokumentem „Hydrogen Strategy for Fossil Free Competitiveness” (Fossil Free Sweden, RISE) opracowanym w roku 2020 w ramach inicjatywy Fossil Free Sweden, wodór ma służyć nie tylko osiągnięciu celów klimatycznych, lecz także tworzeniu miejsc pracy, rozwojowi przemysłu i innowacji. Strategia koncentruje się na wodorze produkowanym z odnawialnych źródeł energii (zielonym

wodorze) i zakłada, że tylko taki powinien być wspierany ekonomicznie. Celem rządowym jest osiągnięcie 3 GW mocy elektrolizerów do 2030 r. i co najmniej 8 GW do 2045 r. (Uniper; 2024).

Kładzie ona nacisk na rozwój lokalnych i regionalnych klastrów wodorowych (Hydrogen Valleys), zamiast budowy ogólnokrajowej sieci rurociągowej, gdyż Szwecja nie posiada rozbudowanej infrastruktury gazu ziemnego, którą można by łatwo przystosować do wodoru. Krajowy system gazowy na zachodnim wybrzeżu ma być natomiast przekształcony w sieć czysto biogazową.

Ramy regulacyjne i nadzór.

Z raportu „Hydrogen law, regulations strategy in Sweden” wynika, że koordynacją polityki wodorowej od 2023 r. zajmuje się Szwedzka Agencja Energetyczna (Energimyndigheten), która ma za zadanie usuwać bariery prawne i techniczne uniemożliwiające rozwój rynku wodoru. W roku 2024 r. Agencja wskazała konieczność stworzenia spójnych przepisów dotyczących transportu, magazynowania i bezpieczeństwa wodoru, a także dostosowania kluczowych ustaw.

Przystosowanie sieci gazowych i infrastruktura.

Analiza raportów Energiforsk (Szwedzkie Centrum Zrównoważonej Energetyki Wodnej) z 2024 roku wskazuje, że Szwecja praktycznie nie posiada krajowej sieci gazowej, co ogranicza możliwość konwersji rurociągów na wodór. W rezultacie rozwój infrastruktury opiera się na budowie nowych rurociągów w klastrach przemysłowych (np. Stenungsund, Luleå–Boden, Skellefteå) oraz transporcie drogowo-morskim.

Raporty podkreślają też niewielką obecnie akceptację społeczną dla gazu, brak dużych magazynów (np. kawern solnych) i konieczność rozwoju sieci elektroenergetycznych, które muszą dostarczyć dodatkowe 120–150 TWh energii elektrycznej dla przyszłej gospodarki wodorowej.

4.11. Analiza przepisów - Finlandia

Fińska polityka energetyczna jest zgodna z ogólnymi celami UE w zakresie neutralności klimatycznej i dąży do masowego zastąpienia paliw kopalnych czystym wodorem i jego pochodnymi, zarówno w przemyśle, transporcie, jak i energetyce.

Finlandia wyznaczyła cele w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 60% do 2030 r. w porównaniu z poziomami z 1990 r. oraz udziału energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii na poziomie co najmniej 51% do 2030 r. (Lieskoski S. 2024).

Obecnie w Finlandii nie istnieją szczegółowe, opublikowane wymagania bezpieczeństwa dotyczące rurociągów wodorowych. Jednakże, w ramach projektu Nordycko-Bałtyckiego Korytarza Wodorowego (NBHC) [A-P49], operatorzy systemów przesyłowych z Finlandii, Estonii, Łotwy, Litwy, Polski i Niemiec rozpoczęli prace nad studiami wykonalności, które obejmują analizę kwestii związanych z bezpieczeństwem tych rurociągów. Projekt ten, wpisany w listę priorytetowych

inwestycji Unii Europejskiej, przewiduje budowę systemu rurociągów o długości około 2,5 tys. km, który ma transportować zielony wodór do Niemiec.

Wymagania dla instalacji wodorowych określa przewodnik wydany przez fińską agencję bezpieczeństwa chemicznego Tukes (Vedyn käsittelyn ja varastoinnin turvallisuus, 2024). W przewodniku, którego grupą docelową są operatorzy, przedstawiono metody produkcji, przesyłu i dystrybucji wodoru oraz bezpieczne rozwiązania dotyczące ich wdrażania.

Podstawą działań legislacyjnych są: uchwała rządu (Valtioneuvoston Periaatepäätös Vedystä), ustawa o gwarancjach pochodzenia energii (Act on Guarantees of Origin for Energy, 1050/2021) [A-P50], ustawa o bezpieczeństwie chemicznym (Chemicals Safety Act) oraz prawo ochrony środowiska (Environmental Protection Act).

Podsumowując, polityka Finlandii w odniesieniu do wodoru opiera się na przejrzystości pochodzenia energii, ścisłej kontroli bezpieczeństwa oraz wysokich wymogach inżynierskich i środowiskowych. Rozwój narodowej infrastruktury wodorowej jest strategicznie wspierany i zharmonizowany z wymaganiami Unii Europejskiej oraz najnowszymi normami technicznymi.

5. Najlepsze stosowane praktyki na rozwiniętych rynkach wodoru zlokalizowanych poza UE

5.1. Rurociągi wodorowe w USA

W USA jest ponad 1600 mil rurociągów wodorowych. Wykorzystywane są głównie do przesyłania wodoru do dużych zakładów przemysłowych takich jak rafinerie i zakłady chemiczne. Istniejące rurociągi wodorowe pracują pod ciśnieniem około 500 – 1200 psi (3,4 – 8,3 MPa) [World Energy, 2020]. Ponad 90% z tych rurociągów znajduje się wzdłuż wybrzeża Zatoki Perskiej w Teksasie, Luizjanie i Alabamie (Safe Hydrogen Project). Zgodnie ze strategią wodorową Stanów Zjednoczonych (Department of Energy Hydrogen Program Plan, 2024) opartej na Krajowej Strategii i Mapie Drogowej Czystego Wodoru (ang. U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap), która została opublikowana w roku 2023, a następnie zaktualizowana w grudniu 2024 roku głównym jej celem była dekarbonizacja kluczowych sektorów gospodarki oraz wzmocnienie pozycji USA, jako lidera w dziedzinie czystej energii. Strategia ta odzwierciedla koncentrację Departamentu Energii Stanów Zjednoczonych na prowadzeniu skoordynowanych działań badawczo-rozwojowych w celu umożliwienia przyjęcia technologii wodorowych w wielu zastosowaniach i sektorach. Zidentyfikowano następujące obszary, w których wodór może zapewnić znaczne korzyści dla środowiska: transport, energetyka oraz przemysł i produkcja.

Jak stwierdzono, transport odpowiada za jedną trzecią emisji dwutlenku węgla w USA i może być kluczowym czynnikiem przyczyniającym się do lokalnego zanieczyszczenia powietrza. Według danych zawartych w tej strategii wodór wykorzystywany jest do zasilania 16 000 pojazdów osobowych i ciężarowych, które mogą korzystać z 50 stacji tankowania wodoru w całym kraju. Jak stwierdzono, dzięki zwiększonemu rozwojowi badawczemu Stany Zjednoczone mogą przejąć większą część globalnego rynku ogniw paliwowych, który obejmował ponad 25 000 pojazdów (napędzanych ogniwami paliwowymi) i 470 stacji paliwowych na całym świecie. W obszarze transportowym w USA wodór wykorzystywany jest również do napędu wózków widłowych. Według danych z 2023 roku w USA wodorem zasilanych było 60 000 wózków co stanowi 16% całkowitej liczby wózków widłowych w Stanach Zjednoczonych. Wyzwania jakie zidentyfikowano dla tego sektora to koszty i trwałość ogniw paliwowych oraz magazynowanie, dostarczanie i systemy dozowania wodoru.

Kolejny obszar to procesy chemiczne i przemysłowe, gdzie dużych ilości wodoru wymaga rafinacja ropy naftowej i produkcja amoniaku. Wraz z innymi procesami przemysłowymi i chemicznymi napędzają ekonomię skali w zakresie dostaw wodoru i powiązanej infrastruktury. Jako potencjalne wykorzystanie wodoru wskazano również na produkcję stali, która odpowiada za 7% do 9% globalnej emisji gazów cieplarnianych [World Steel Association, 2019]. Zastosowanie wodoru jako czynnika redukującego,

emisje te można znacznie zmniejszyć. Dla tego obszaru w USA prowadzone są liczne demonstratory wykorzystania wodoru do produkcji stali, w tym dwa projekty przemysłowe w Ohio i Missisipi [Office of Clean Energy Demonstrations, 2024]. Kolejny proces przemysłowy, który odpowiedzialny jest za około 8% globalnej emisji dwutlenku węgla to produkcja cementu, gdzie wykorzystanie wodoru zamiast węgla mogłoby zmniejszyć emisję dwutlenku węgla jak również NO_x. Jak stwierdzono w strategii [Department of Energy Hydrogen Program Plan, 2024] w różnych obszarach przemysłowych wkład kosztów wodoru będzie zależał od wymagań specyficznych dla danego procesu dotyczących czystości wodoru, ciśnienia i innych czynników, które wpływają na koszty produkcji, dostawy i magazynowania, a opłacalność komercyjna będzie wymagać ciągłych obniżek kosztów we wszystkich tych obszarach.

Wodór może mieć również zastosowanie stacjonarne w wytwarzaniu energii na dużą skalę, energii rozproszonej, skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz zasilania rezerwowego. Wytwarzania energii elektrycznej za pomocą ogniw paliwowych pozwala na uzyskanie mocy od mniej niż jednego kilowata do wielu megawatów. Ogniwa paliwowe są stosowane na całym świecie jako podstawowe i zapasowe źródło zasilania obiektów przemysłowych, firm, domów, wież telekomunikacyjnych, centrów danych i innych [Department of Energy Hydrogen Program Plan, 2024]. W zastosowaniach stacjonarnych wodór lub mieszanin bogatych w wodór np. z gazem ziemnym, może być również wykorzystany poprzez jego spalanie w cyklu prostym lub łączonym. Jako przykład podano turbiny spalinowe, które mogą generować energię elektryczną dostarczając jednocześnie ciepło do zastosowań mieszkaniowych, komercyjnych i przemysłowych. Pomimo tego, że poczyniony został postęp w modyfikacji palników gazu ziemnego w dostępnych komercyjnie turbinach spalinowych w celu dostosowania ich do mieszanek o wysokiej zawartości wodoru (nawet do 100%) konieczne jest jednak kontynuowanie prac badawczo-rozwojowych w celu kwalifikacji w zakresie wytwarzania energii na skalę przemysłową.

Jeszcze innym obszarem zastosowania wodoru mogą być zintegrowane hybrydowe systemy energetyczne. Hybrydowy system energetyczny to połączenie wytwarzania energii elektrycznej, magazynowania i/lub konwersji w zintegrowanym systemie w celu osiągnięcia zwiększonych możliwości oraz oszczędności kosztów. Technologie wodorowe zastosowane w takim systemie oferują korzyści związane z średnio- i długoterminowym/sezonowym magazynowaniem energii, wyrównywanie i stabilizacja sieci dzięki szybkiej i dynamicznej pracy elektrolizerów oraz zdolność do współprodukcji energii elektrycznej i wodoru lub innych chemikaliów i produktów na bazie wodoru do wykorzystania na rynkach o potencjalnie wyższej wartości niż energia elektryczna.

Zgodnie ze strategią przewidziano ustanowienie programu regionalnych centrów czystego wodoru (H2Hubs) w celu stworzenia sieci producentów wodoru, konsumentów i lokalnej infrastruktury łączącej

w celu przyspieszenia wykorzystania wodoru, jako nośnika czystej energii [Department of Energy Hydrogen Program Plan, 2024]. Centra takie mają stanowić podstawę krajowej sieci czystego wodoru i przyczynić się do dekarbonizacji w takich sektorach gospodarki jak wytwarzanie energii elektrycznej, transportu ciężkiego i procesów przemysłowych (np. produkcja stali i amoniaku) przy jednoczesnych korzyściach dla lokalnych społeczności. Jednym z 7 centrów miało być California Hydrogen Hub, w którym czysty wodór miałby być produkowany w celu zasilenia [Regional Clean Hydrogen Hubs Program, 2024]:

- 3 dużych portów z ponad 200 urządzeniami przeładunkowymi;
- Ponad 5 000 ciężarówek z napędem elektrycznym z ogniwami paliwowymi;
- Ponad 1 000 autobusów elektrycznych zasilanych ogniwami paliwowymi;
- 1 statek morski;
- turbiny i stacjonarne ogniwa paliwowe.

Ponadto planowanych było rozwijanie infrastruktury do transportu i wykorzystania wodoru np. skraplanie wodoru, 60 stacji tankowania ciężkich pojazdów i około 165 mil ogólnodostępnych rurociągów.

Realizacja pierwszej fazy projektu została rozpoczęta w 2024 r. przez Alliance for Renewable Clean Hydrogen Energy Systems (ARCHES) otrzymując pierwszą transzę finansowania w wysokości 30 milionów dolarów z całkowitego kosztu 1,2 mld USD. Kwestia dalszego finansowania zależała będzie jednak od aktualnej polityki USA w odniesieniu do niskoemisyjnych projektów energetycznych. Niezależnie od powyższego nie są jednak znane szczegóły techniczne dotyczące transportu rurociągowego, w tym planowanych średnic rurociągów oraz ciśnień, pod jakim przesyłany byłby wodór.

5.2. Japonia

W Japonii nie ma dedykowanego, ogólnokrajowego przepisu, który formalnie precyzowałby standardy dotyczące transportu wodoru rurociągami. Niemniej istnieje mechanizm prawny, który już na to pozwala, ale tylko po indywidualnej ocenie bezpieczeństwa i zgodzie regulatora. Ponadto przyjęte wymagania mogą się różnić w zależności od prefektury.

Transport wodoru może odbywać się podstawie 2 różnych aktów prawnych odnoszących się do technicznych aspektów procesu:

- High Pressure Gas Safety Act („Ustawa o bezpieczeństwie gazów wysokociśnieniowych”) — dotyczy m.in. użytkowania wodoru jako gazu przemysłowego, magazynowania, transportu. [A-P42]

- Gas Business Act („Ustawa o działalności gazowej”) – reguluje m.in. wymogi dotyczące instalacji, przesyłu, dystrybucji gazu poprzez sieci [A-P43].

Tabela 5-1 precyzuje, który akty prawny należy zastosować w zależności od sytuacji [A-P42], [A-P43].

Tabela 5-1. Ramy prawne w Japonii

Sytuacja	Akt prawny mający zastosowanie
Wodór przesyłany rurociągiem między instalacjami przemysłowymi pod ciśnieniem	High-Pressure Gas Safety Act
Wodór, jako składnik gazu sieciowego dostarczanego mieszkańcom	Gas Business Act
Wodór przesyłany rurociągiem, jako paliwo do instalacji energetycznych (elektrownie, przemysł)	High-Pressure Gas Safety Act
Osobne wodociągi wodorowe (dedykowana sieć H ₂)	brak osobnej ustawy; podlega HPGSA + ewentualnie Gas Business Act

Gas Business Act reguluje całą infrastrukturę „city gas”. Wymaga, aby gaz oraz instalacje spełniały kryteria bezpiecznego składu, właściwości spalania, ciśnienia oraz materiałów. Ustawa nie określa maksymalnego procentu H₂, ale mówi, że:

- skład gazu ziemnego określa METI (Ministry of Economy, Trade and Industry – Ministerstwo Gospodarki, Handlu i Przemysłu Japonii) i może on się różnić w zależności od rejonu;
- zmiana składu paliwa musi przejść ocenę zgodności z wymogami bezpieczeństwa;
- operator sieci musi uzyskać akceptację właściwego organu METI, jeśli wprowadza paliwo o nowych właściwościach.

High Pressure Gas Safety Act reguluje produkcję, magazynowanie, sprzedaż, transport, obsługę i konsumpcję gazów wysokociśnieniowych. Przepisy tego prawa oraz powiązane regulacje techniczne obejmują techniczne standardy dla urządzeń i instalacji wysokociśnieniowych. W 2021 r. przeprowadzono rewizję stosowanego prawa względem stacji tankowania z jasnymi regulacjami dotyczącymi bezpieczeństwa.

Ponadto w roku 2024 została przyjęta ustawa Hydrogen Society Promotion Act mająca na celu promocję gospodarczego wykorzystania „niskoemisyjnego wodoru” oraz ramy wsparcia i regulacji dla dostaw i użycia wodoru:

- przewidziane są zwolnienia regulacyjne (regulatory exemptions / special treatment) jeśli projekt dotyczy „low-carbon hydrogen etc.”, akt prawny stanowi, że z wyjątkiem pewnych procedur bezpieczeństwa za dopuszczenie do ruchu rurociągu może być odpowiedzialny rząd centralny;
- ustawa wprowadza mechanizmy certyfikowania, wsparcia cenowego i wsparcia infrastrukturalnego dla dostaw i użytkowania wodoru.

Prawo w Japonii nie blokuje H₂, ale wymusza weryfikację zastosowanych rozwiązań. Niemniej jednak ze względu na różnice w podejściu do rurociągów w zależności od prefektury planowane jest opracowanie jednolitego aktu prawnego na szczeblu centralnym [Nomura Research Institute, 2025].

6. Analiza dotychczasowych oraz planowanych działań administracji publicznej wszystkich krajów UE oraz krajów spoza UE. Przegląd projektów dolin wodorowych

Projekty dolin wodorowych na świecie zyskują na znaczeniu, jako kluczowe elementy transformacji energetycznej, integrując produkcję, magazynowanie oraz wykorzystanie wodoru w różnych sektorach gospodarki. W planie RePowerEU doliny wodorowe zostały uznane za niezbędne dla rozwoju europejskiej gospodarki wodorowej [Hydrogen Valleys, 2025]. Wynika to z faktu, że łączą one produkcję czystego wodoru, jego magazynowanie i dystrybucję do odbiorców końcowych, jednocześnie tworząc regionalne łańcuchy wartości. Uznając rolę Wspólnego Przedsięwzięcia na rzecz Czystego Wodoru (Clean Hydrogen JU) w zainicjowaniu koncepcji dolin wodorowych oraz początkowego wsparcia, Komisja Europejska przeznaczyła dodatkowe 200 milionów euro w ramach programu RePowerEU na Partnerstwo na rzecz Czystego Wodoru. Dotychczas Wspólne Przedsięwzięcie na rzecz Czystego Wodoru wsparło 21 projektów dolin wodorowych w 19 krajach europejskich, z czego 20 jest nadal w trakcie realizacji. Łączny koszt tych projektów przekracza 1,3 miliarda euro, a suma dofinansowania ze strony Wspólnego Przedsięwzięcia wyniosła nieco ponad 250 milionów euro. W ramach Partnerstwa powołano inicjatywę Hydrogen Valleys Facility [Hydrogen Valleys Facility, 2025], której celem jest wspieranie dolin wodorowych oraz szerokiego grona interesariuszy w rozwijaniu projektów wodorowych. Inicjatywa ta przyczynia się do budowania potencjału, dzielenia się wiedzą oraz rozwoju kompetencji. Partnerstwo zapewnia również niezbędne wsparcie w zakresie rozwoju projektów dla dolin wodorowych na różnych etapach ich dojrzałości, aby przyspieszyć realizację i pomóc w osiągnięciu ostatecznej decyzji inwestycyjnej. Doliny wodorowe to ekosystemy wodorowe obejmujące określony obszar geograficzny, od lokalnego lub regionalnego, po konkretne regiony krajowe czy międzynarodowe. Dzięki wspólnej infrastrukturze dostaw zaopatrują one różne sektory, takie jak transport, przemysł czy odbiorcy energii. Na całym swoim obszarze doliny wodorowe obejmują wiele etapów łańcucha wartości wodoru, od jego produkcji, przez magazynowanie i dystrybucję, aż po końcowych odbiorców, z wykorzystaniem różnych środków transportu. W poniższym rozdziale przedstawiono kilka znaczących inicjatyw europejskich i międzynarodowych, które można również sklasyfikować według skali ich zasięgu [Hydrogen Valleys, 2025].

6.1. Wielkoskalowe doliny wodorowe

Poniżej przedstawiono kilka kluczowych wielkoskalowych dolin wodorowych, w których produkcja i wykorzystanie wodoru kształtuje się na poziomie powyżej 4000 ton H₂/rok [Hydrogen Valleys, 2025].

- Hydrogen Energy Applications for Valley Environments in Northern Netherlands (HEAVENN)

Jest to projekt demonstracyjny w pełni zintegrowanej i funkcjonującej doliny wodorowej na dużą skalę, który łączy kluczowe elementy tj. produkcję, dystrybucję, magazynowanie i lokalne końcowe wykorzystanie wodoru. Proponowana koncepcja opiera się na wdrożeniu i integracji istniejących i planowanych klastrów projektów w 6 lokalizacjach w północnej Holandii. Projekt HEAVENN zakłada maksymalizację wykorzystania różnych zasobów OZE dostępnych w regionie, zarówno lądowych (wiatrowych i słonecznych), jak i morskich, wykorzystując wodór jako magazyn energii do zarządzania odnawialnymi źródłami energii w sieci elektroenergetycznej oraz integracji odnawialnych źródeł energii i dekarbonizacji w różnych sektorach energetycznych. Zostanie to osiągnięte poprzez ułatwienie wdrożenia kluczowej infrastruktury gazowej do transportu i dystrybucji w celu dostarczania zielonego wodoru od punktu dostawy do użytkowników końcowych.

- Projekt „The North Adriatic Hydrogen Valley (NAHV)

Projekt NAHV został zapoczątkowany podpisaniem w marcu 2022 roku listu intencyjnego przez przedstawicieli słoweńskiego Ministerstwa Infrastruktury, chorwackiego Ministerstwa Gospodarki i zrównoważonego rozwoju oraz włoskiego Regionu Autonomicznego Friuli-Wenecja Julijska (FVG), przyczyniając się do realizacji celów Europejskiego Zielonego Ładu i Europejskiej Strategii Wodorowej, poprzez integrację produkcji, dystrybucji i wykorzystania wodoru w sektorach takich jak transport, przemysł i energetyka. Projekt NAHV, realizowany w ramach programu Horyzont Europa, wspierany przez Partnerstwo na rzecz Czystego Wodoru, jest odpowiedzią na inicjatywę podjętą przez przedstawicieli przemysłu z regionu docelowego.

- Cross-border Hydrogen Valley around the Baltic Sea

Projekt BalticSeaH2 stworzy pierwszą na dużą skalę międzyregionalną dolinę wodorową w Europie. W ramach projektu BalticSeaH2 powstanie główna transgraniczna Dolina Wodorowa między Finlandią a Estonią, łącząca ją z lokalnymi dolinami w różnych krajach nadbałtyckich. Operatorzy systemów przesyłowych w obu krajach aktywnie współpracują w dalszym rozwoju infrastruktury transgranicznej. Ostatecznym celem jest rozwój międzynarodowej gospodarki wodorowej i rynków, które będą optymalnie funkcjonować zarówno pod względem technicznym, ekonomicznym, jak i środowiskowym, niezależnie od granic państwowych w Europie Północnej, a konkretnie w regionie Morza Bałtyckiego. Projekt obejmuje 40 partnerów z dziewięciu krajów, w tym Dolnośląską Dolinę Wodorową i przewiduje

realizację 25 projektów demonstracyjnych oraz inwestycji o łącznej wartości ponad 4 miliardów euro. Planowany potencjał produkcyjny wodoru to 100 000 ton.

- Hydrogen Valley Estonia

Estonia realizuje projekt pierwszej na świecie ogólnokrajowej doliny wodorowej Hydrogen Valley Estonia. W inicjatywie uczestniczą czołowe estońskie firmy, organizacje oraz instytucje naukowe, takie jak Eesti Energia, Alexela, port w Tallinie, Uniwersytet w Tartu i Estońskie Stowarzyszenie Wodorowe. Celem projektu jest stworzenie zrównoważonego systemu energetycznego poprzez rozwój technologii wodorowych, wspierającej transformację energetyczną Estonii. Przewiduje się magazynowanie wodoru w kawernach solnych (rozważane we współpracy z Łotwą). W długim terminie planuje się możliwość budowy rurociągów między miejscami produkcji a odbiorcami. Rozważa się, co najmniej sześć regionów produkcji wodoru w Estonii a infrastruktura ma obejmować terminale importowo-eksportowe, stacje tankowania i magazyny.

- Hydrogen valley across the French region of Auvergne-Rhône-Alpes

Projekt IMAGHyNE otworzy drogę do wdrożenia gospodarki opartej na odnawialnym wodorze na dużą skalę w regionie Owernia-Rodan-Alpy. Projekt IMAGHyNE przyczyni się do realizacji strategii UE w zakresie wodoru i stworzy system, w tym rozwój sieci rurociągów, w pełni zintegrowany z systemem energetycznym i odpowiadający potrzebom sektorów o wysokiej emisji.

- Hydrogen Industrial Inland Valley

Projekt stworzy gospodarkę opartą na odnawialnym wodorze na dużą skalę w austriackich regionach przemysłowych Górnej Austrii, Styrii i Karyntii, przyczyniając się bezpośrednio do realizacji celów określonych w Europejskim Zielonym Ładzie, REPower EU i Strategii Wodorowej. Dolina H₂ płynnie połączy austriacki system wodorowy z krajami sąsiednimi, tj. Niemcy, Włochy i Słowacja, wspierając połączoną środkowoeuropejską sieć wodorową. Dolina H₂ będzie również wspierać dzielenie się wiedzą i szersze wdrażanie zielonego wodoru poprzez aktywną współpracę z pięcioma innymi Dolinami Wodorowymi w Europie Wschodniej, w Polsce, Rumunii, na Węgrzech, Łotwie i w Czechach.

- **CyLH₂Valley** jest projektem skierowanym na opracowanie i zademonstrowanie Doliny Wodorowej na dużą skalę w regionie Kastylia i León Hiszpania, obejmującej zastosowania w zakresie mobilności, przemysłu i energetyki. Projekt zagwarantuje co najmniej dwa lata pełnej eksploatacji, a jego pełna integracja i uruchomienie nastąpi w latach 2028–2029. Nacisk zostanie położony na użytkowanie doliny wodorowej, aby wykazać jej opłacalność finansową (9 projektów pilotażowych), połączy się w zintegrowane podejście systemowe, oraz wszechstronność wodoru jako wektora energii, umożliwiając sprzężenie sektorowe.

6.2. Doliny o małej powierzchni

Poniżej przedstawiono kilka ważniejszych dolin wodorowych o małej skali, gdzie produkcja i wykorzystanie wodoru wynosi >500 ton H₂ rocznie [Hydrogen Valleys, 2025].

- GreenHysland2, Majorka, Hiszpania.

Projekt GREEN HYSLAND ma na celu wdrożenie w pełni zintegrowanego i funkcjonalnego ekosystemu wodoru na wyspie Majorka w Hiszpanii, przekształcając wyspę w południowoeuropejski hub wodorowy. Projekt łączy wszystkie kluczowe elementy łańcucha wartości H₂, tj. produkcję, infrastrukturę dystrybucyjną i końcowe wykorzystanie zielonego wodoru między innymi w transporcie, energetyce ciepłej i wykorzystania energii elektrycznej. Wodór produkowany na wyspie będzie wykorzystywany w ramach projektu w sześciu różnych zastosowaniach:

- jako dodatek do gazu ziemnego transportowanego siecią dystrybucyjną Redexis,
- do zasilania ogniwa paliwowego o mocy 100 kWe, które będzie dostarczać energię elektryczną do stacji morskiej w porcie Balearów,
- do zasilania systemu kogeneracji o mocy 50 kWe, który zostanie zainstalowany w jednym z hoteli i pokryje część zapotrzebowania na energię tego hotelu,
- do zasilania systemu kogeneracji o mocy 25 kWe, który zostanie zainstalowany w Miejskim Centrum Sportu w Lloseta,
- jako paliwo dla 5 autobusów wodorowych zintegrowanych z flotą autobusów miejskich,
- jako paliwo do zasilania furgonetek wodorowych zintegrowanych z flotą pojazdów Alfil Logistics, a także samochodów z firm wynajmujących samochody, które włączą pojazdy wodorowe do swoich flot.

Projekt został już uznany za projekt strategiczny przez Rząd Regionalny Balearów i cieszy się wsparciem krajowego rządu. Skalowalność i powtarzalność tego zintegrowanego ekosystemu wodoru w UE zostanie zaprezentowana w długoterminowej mapie drogowej do 2050 roku, wraz z badaniami pełnej replikacji. Jedną z ambicji projektu jest stworzenie demonstratora dekarbonizacji gospodarki zlokalizowanej na wyspie, który w przyszłości będzie mógł być powielony na inne wyspy zarówno w zakresie technicznych, jak i ekonomicznych rozwiązań wypracowanych w ramach projektu [Green Hysland, 2025].

Szerokie zastosowanie wodoru wymaga stworzenia dedykowanej infrastruktury wodorowej, której główne elementy opracowane w ramach projektu to:

- zakład produkcji zielonego wodoru zlokalizowany na terenie CEMEX w Lloseta,
- stacja tankowania wodoru (HRS) w obiektach EMT,

- opracowany system transportu wodoru z wyłączeniem sieci gazowych, który pozwoli na transport wodoru z miejsca produkcji do odbiorców końcowych,
- stacja zatłaczania zielonego wodoru do sieci gazowej, która umożliwi osiągnięcie 2% udziału wodoru w mieszance dostarczanej do elektrociepłowni Ca's Tresorer.

Na podstawie raportu [Green Hysland, 2022] można wskazać informacje dotyczące działań administracyjnych i kwestii regulacyjnych związanych z budową infrastruktury wodorowej, w odniesieniu do nieprzewidzianych barier regulacyjnych, które mogą ograniczyć działania. W ramach działań zostanie przeprowadzona analiza w celu identyfikacji potencjalnych barier lub wyzwań a w przypadku ich zidentyfikowania, planowane jest wczesne zaangażowanie regulatorów i władz, co wskazuje na działania administracyjne jako element procesu przygotowawczego projektu. W kontekście tych działań kluczowe są planowane analizy i procedury mające na celu zapewnienie zgodności z obowiązującym prawem oraz skuteczne uzyskiwanie niezbędnych pozwoleń. Raport wskazuje na konieczność prowadzenia działań komunikacyjnych i współpracy z regionalnymi instytucjami odpowiedzialnymi za procesy uzyskiwania zezwoleń tak, aby zminimalizować opóźnienia związane z realizacją formalności administracyjnych.

- Clean Hydrogen Coastline

Projekt realizowany w północnych Niemczech, koncentruje się na stworzeniu sieci wodorowej wzdłuż wybrzeża. Obejmuje produkcję, magazynowanie i dystrybucję wodoru, z naciskiem na wykorzystanie w transporcie morskim oraz przemyśle. W ramach projektu planowana jest budowa i modernizacja infrastruktury rurociągowej, łączącej elektrolizery w Emden i Bremen z magazynem w Huntorf oraz z odbiorcami przemysłowymi, takimi jak huta ArcelorMittal. Celem jest integracja z niemiecką siecią wodorową i przyszłym paneuropejskim szlakiem transportu wodoru. Projekt dąży do stopniowej integracji wodoru z istniejącym systemem energetycznym w regionie Bremy i regionu północno-zachodniego. Na przykład w Emden wodór ma być produkowany i wykorzystywany w transporcie publicznym w Oldenburgu.

- H2U Hydrogen Valley Ukraine

Projekt na Ukrainie, którego celem jest utworzeniu klastra energetycznego ukierunkowanego na produkcję energii elektrycznej z odnawialnych źródeł, produkcję zielonego wodoru oraz jego eksport do krajów Unii Europejskiej. Planowane jest połączenie rurociągowie z hutą US Steel w Koszycach na Słowacji, w ramach Central European Hydrogen Corridor (CEHC), który ma na celu transport wodoru z Ukrainy przez Słowację, Czechy, Austrię aż do Niemiec, oraz rurociąg Reni–Gałacz (Rumunia) z możliwością integracji z European Hydrogen Backbone (EHB). W listopadzie 2023 roku CEHC został uznany za projekt o znaczeniu wspólnotowym przez Unię Europejską.

6.3. Inicjatywy w Polsce

Należy szczególną uwagę zwrócić na inicjatywy w Polsce. Polska jest w fazie opracowywania strategii, a działania administracyjne i prawne są jeszcze we wczesnej fazie rozwoju, choć istnieje wsparcie na poziomie UE. Rozwijanych jest obecnie jedenaście projektów dolin wodorowych, z których osiem powstało z inicjatywy lub przy współudziale Agencji Rozwoju Przemysłu S.A. (ARP). Celem tych inicjatyw jest stworzenie regionalnych ekosystemów wspierających produkcję, magazynowanie oraz wykorzystanie wodoru w różnych sektorach gospodarki.

Kluczowe inicjatywy dotyczące dolin wodorowych w Polsce:

- **Śląska Dolina Wodorowa:** Planowana jako stowarzyszenie z udziałem śląskich firm i środowisk akademickich. Celem jest wykorzystanie potencjału regionu w zakresie nowoczesnych technologii, takich jak produkcja ogniw paliwowych czy autobusów wodorowych.
- **Dolnośląska Dolina Wodorowa:** Utworzona na mocy listu intencyjnego podpisanego podczas Forum Ekonomicznego w Karpaczu. Wśród inicjatorów znajdują się m.in. KGHM Polska Miedź S.A., Grupa Azoty S.A., Politechnika Wrocławska oraz Toyota Manufacturing Motor Poland. Dolina koncentruje się na integracji podmiotów z różnych sektorów w celu rozwoju technologii wodorowych.
- **Podkarpacka Dolina Wodorowa:** Zlokalizowana w Jasionce na Podkarpaciu, skupia się na rozwoju technologii wodorowych w transporcie i przemyśle. Planuje się produkcję ogniw paliwowych oraz pojazdów wodorowych, takich jak autobusy.
- **Mazowiecka Dolina Wodorowa:** Obejmuje region Mazowsza, z naciskiem na wykorzystanie wodoru w transporcie, energetyce, gospodarce komunalnej i rolnictwie. Inicjatorem jest PKN ORLEN, rozwijający projekty związane z produkcją i dystrybucją wodoru w regionie. W ramach Mazowieckiej Doliny Wodorowej realizowany jest projekt HySPARK (Hydrogen Solutions for euroPEan Airports & Regional Kinetics), którego celem jest budowa pełnego łańcucha wartości wodoru w centralnej Polsce. Projekt obejmuje produkcję i eksploatację innowacyjnych pojazdów zasilanych wodorem, dostarczonym przez Orlen S.A., oraz budowę stacji tankowania wodoru w sąsiedztwie Lotniska Chopina w Warszawie. Projekt HySPARK to pierwsza polska inicjatywa dedykowana dolinom wodorowym, finansowana z programu Clean Hydrogen Partnership, zakłada budowę pełnego łańcucha wartości wodoru w centralnej Polsce.
- **Centralna Dolina Wodorowa:** Projekt obejmujący centralną Polskę, mający na celu budowę pełnego łańcucha wartości wodoru – od produkcji, przez magazynowanie, po wykorzystanie w energetyce i transporcie. Dolina będzie funkcjonować na obszarze trzech województw: łódzkiego, mazowieckiego i świętokrzyskiego. Centralna Dolina Wodorowa obejmie całą ścieżkę produkcji i wykorzystania wodoru, od budowy elektrolizerów, poprzez magazynowanie wodoru, a na jego wykorzystaniu do produkcji energii elektrycznej kończąc.

- **Pomorska Dolina Wodorowa:** Zlokalizowana w Gdańsku i regionie Pomorza, koncentruje się na produkcji zielonego wodoru z wykorzystaniem energii z farm wiatrowych na Bałtyku. Wodór ma być wykorzystywany w transporcie publicznym, przemyśle chemicznym oraz do magazynowania energii. Rozwój dolin wodorowych w Polsce wpisuje się w założenia Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030, która przewiduje powstanie co najmniej pięciu takich dolin jako centrów doskonałości w procesie wdrażania gospodarki wodorowej, integracji sektorów oraz transformacji klimatycznej przemysłu. Dzięki tym inicjatywom Polska dąży do stworzenia silnego ekosystemu gospodarki wodorowej, wspierając dekarbonizację przemysłu, rozwój innowacji oraz tworzenie nowych miejsc pracy w sektorze zielonych technologii. Dnia 12 kwietnia 2022 roku Województwo Wielkopolskie dołączyło do partnerstwa The European Hydrogen Valleys S3 Partnership. Celem tej inicjatywy jest m.in. komercjalizacja i rozwój aplikacji wodorowych, współpraca między regionami w zakresie inwestycji w gospodarkę wodorową oraz zwiększenie produkcji zielonego wodoru.

6.4. Doliny wodorowe poza granicami UE

W szczególności warto wspomnieć o kilku projektach realizowanych w USA.

- **SoHyCal to** Inicjatywa w Kalifornii dotycząca utworzenia zakładu produkcji wodoru z wykorzystaniem energii odnawialnej pochodzącej z elektrowni fotowoltaicznej. Projekt ma na celu dostarczanie czystego wodoru do lokalnych odbiorców w sektorach transportu i przemysłu. Ten pionierski projekt, zarówno z technicznego, jak i komercyjnego punktu widzenia, polega na budowie, finansowaniu i uruchomieniu zakładu produkującego w 100% odnawialny wodór w technologii PEM o nominalnej wydajności do trzech ton dziennie, wykorzystującego energię odnawialną z elektrowni fotowoltaicznej. SoHyCal jest w pełni operacyjny w swojej pierwszej fazie, wykorzystując moc energii odnawialnej i najnowocześniejszą technologię elektrolizy, produkując do 1 tony zielonego wodoru dziennie. W drugiej fazie założono wykorzystanie energii słonecznej i produkcję łącznie 3 ton zielonego wodoru dziennie zasilanego przez ogniwa fotowoltaiczne.

- **HyVelocity Hub:** Projekt w Teksasie skupiający się na produkcji i dystrybucji wodoru, jako jeden z siedmiu regionalnych centrów czystego wodoru (H2Hubs) wybranych przez Departament Energii USA (DOE) w ramach ustawy Bipartisan Infrastructure Law. Jest to największy z przyznanych projektów, z potencjalnym finansowaniem federalnym do 1,2 miliarda dolarów, mającym na celu rozwój produkcji, infrastruktury i zastosowań wodoru na wybrzeżu Zatoki Meksykańskiej, głównie w Teksasie i południowo-zachodniej Luizjanie.

- **Pacific Northwest Hydrogen Hub:** Inicjatywa obejmująca stany Oregon i Waszyngton, mająca na celu rozwój infrastruktury wodorowej. Projekt Pacific Northwest Hydrogen Hub (PNWH2) obejmuje rozwój

infrastruktury rurociągów wodorowych w celu transportu wodoru między różnymi lokalizacjami produkcji i użytkowania w stanach Waszyngton, Oregon i Montana.

- **Midwest Hydrogen Hub**: Projekt realizowany w stanach Illinois, Indiana i Michigan, koncentrujący się na integracji wodoru w sektorze przemysłowym i energetycznym.

6.5. Analiza działań w wybranych krajach

Na podstawie raportów z projektu MET4H2 [Met4H2, Literature study, 2024] i [Met4H2, Technical Report, 2025] oraz raport Clean Hydrogen Partnership [Clean Hydrogen JU, 2023] przedstawiono ważniejsze informacje o działaniach w kierunku rozwoju infrastruktury wodorowej w poszczególnych państwach. Studium literatury dotyczące wykorzystania wodoru w rurociągach w Europie jest częścią projektu Europejskiego Partnerstwa na rzecz metrologii łańcucha dostaw wodoru 21GRD05 Met4H2. W raporcie [Met4H2, Technical Report, 2025] znajdują się odniesienia do planów, projektów i inicjatyw związanych z rozwojem sieci wodorowych, a także do współpracy międzynarodowej i strategicznych planów rozwoju tego sektora. Można tam znaleźć informacje na temat działań poszczególnych krajów związanych z rozwojem sieci wodorowych oraz regulacji i polityk wspierających ten sektor. Wzmianki o projektach unijnych i politykach europejskich, takich jak European Hydrogen Backbone (EHB), sugerują, że istnieje presja legislacyjno-regulacyjna na poziomie europejskim. Inicjatywa EHB została ustanowiona w 2020 r. jako inicjatywa grupy trzydziestu trzech operatorów infrastruktury energetycznej, w której infrastruktura wodorowa może rozrosnąć się do paneuropejskiej sieci o długości prawie 53 000 km do 2040 r., w dużej mierze opartej na przeprojektowanej istniejącej infrastrukturze gazu ziemnego. We wrześniu 2021 r. cztery wiodące środkowoeuropejskie firmy infrastruktury gazowej połączyły siły, aby opracować Środkowoeuropejski korytarz wodorowy. **Celem wspólnej inicjatywy o nazwie Central European Hydrogen Corridor (CEHC) jest transport wodoru z obiecujących przyszłych głównych obszarów dostaw wodoru na Ukrainie, które oferują doskonałe warunki do masowej, zielonej produkcji wodoru, przez Słowację i Czechy do dużych obszarów popytu na wodór w Niemczech i UE. Jego całkowita długość wynosi około 1225 km.**

- Niemcy

Organizacje zajmujące się rozwojem gospodarczym północnych krajów związkowych Niemiec połączyły siły, aby utworzyć inicjatywę na rzecz zielonego wodoru HY-5. Niemcy aktywnie rozwijają infrastrukturę wodorową, wspierając budowę sieci i regulacje prawne. W ramach programu Hyland w 2023 r. wybrano do finansowania trzy doliny wodorowe. Hyland – Regiony Wodorowe w Niemczech wspiera gminy w rozwijaniu regionalnych gospodarek wodorowych i docenia indywidualny poziom wiedzy specjalistycznej. W ten sposób można zaspokoić potrzeby różnych regionów poprzez ustanowienie trzech kategorii: HyStarter (wstępne tworzenie sieci lokalnych podmiotów), HyExpert

(szczegółowa analiza i plany wdrożenia) oraz HyPerformer (realizacja gospodarek wodorowych). Zgodnie z inicjatywą EHB, niemiecka sieć wodorowa 2030 połączy różne klastry popytu, takie jak Zagłębie Ruhry, Region Ren-Men, Niemcy Wschodnie, środkowo niemiecki trójkąt chemiczny i Bawarię, ze źródłami wodoru w Niemczech, zwłaszcza na północy, oraz z ważnymi szlakami importowymi. Przewiduje się połączenia rurociągowo z Holandią, Morzem Północnym i Danią, a także z Polską i Morzem Bałtyckim w celu integracji rurociągów morskich i ewentualnego importu. Na południowym wschodzie powstaną połączenia importowe z Austrią i Czechami. Na zachodzie powstaną połączenia z Belgią i Francją, a na wschodzie nowe połączenie z Polską będzie dostępne dla importu, aby zaspokoić rosnące zapotrzebowanie krajowe w różnych regionach. Niemcy uczestniczą jako aktywny członek w programie Współpracy Energetycznej Mórz Północnych (NSEC) wraz z Belgią, Francją, Danią, Irlandią, Luksemburgiem, Holandią, Norwegią, Szwecją i Wielką Brytanią.

- Holandia

Holandia prowadzi liczne projekty pilotażowe i inicjatywy związane z infrastrukturą wodoru, w tym budową sieci i portów z obsługą wodoru, wspieranych przez regulacje i inicjatywy polityczne. W wielu krajach dyskusje dotyczą wyłącznie mieszania wodoru z gazem ziemnym, w przypadku Holandii raczej spodziewane są sieci dla czystego wodoru (>98%). Holenderski operator systemu przesyłowego (Gasunie) jest interesariuszem projektu Met4H2 a Spółka zależna Gasunie (Hynetwork Services) została wyznaczona przez rząd do realizacji holenderskiej sieci gazu wodorowego, która połączy główne centra przemysłowe/porty w Holandii. Będzie to realizowane przede wszystkim przy użyciu istniejącej, ale także nowo wybudowanej infrastruktury [Hydrogen network Netherlands, 2025]. Aby zrealizować wszystkie podprojekty, konieczne jest wydanie decyzji o zagospodarowaniu przestrzennym i pozwoleń. W tym celu stosuje się specjalną procedurę projektową na podstawie Ustawy o środowisku i planowaniu przestrzennym. Celem tej procedury jest przyspieszenie decyzji w sprawie dużych projektów energetycznych bez naruszania należytej staranności i możliwości wyrażania opinii przez obywateli.

- Dania

W marcu 2023 r. podpisano umowę o współpracy w celu utworzenia interkonektorów wodorowych do transportu wodoru produkowanego w Danii do niemieckich konsumentów. Plan obejmuje rozmieszczenie 1300 km rurociągów wodorowych do 2045 r., a także dwóch dedykowanych wysp wodorowych na Morzu Północnym. Warunki geologiczne na nizinach północnoniemieckich są wyjątkowe i doskonale nadają się do pośredniego magazynowania dużych objętości wodoru. Sojusz ClusterNorthH2 opublikował w marcu 2022 r. swój pierwszy raport, w którym przedstawiono, w jaki sposób infrastruktura wodorowa może łączyć magazyny, producentów i konsumentów w środkowej

i północnej części Jutlandii. W projekcie ClusterNorthH2 współpracują Evida, Gas Storage Denmark, Eurowind Energy i GreenLab.

- Włochy

Istniejące rurociągi wodorowe we Włoszech znajdują się w Porto Marghera i Priolo Gargallo i są własnością firm dostarczających gaz (tj. Air Products i Air Liquide). Rurociągi te mają ograniczoną długość (odpowiednio 1,63 km i 4,47 km), ponieważ łączą wyłącznie miejsca produkcji wodoru z użytkownikami końcowymi tj. zakładami chemicznymi i petrochemicznymi. Operator systemu gazowego SNAM bierze udział w rozwoju włoskiego odcinka European Hydrogen Backbone. Ten rurociąg będzie się rozciągał od punktu wejścia na Sycylii do punktów eksportowych do Austrii i Szwajcarii. Infrastruktura mogłaby umożliwić transport wodoru produkowanego w Afryce Północnej i południowych Włoszech do głównych włoskich i europejskich obszarów konsumpcji. Włoski układ rurociągowy EHB będzie składał się z około 2300 km rurociągów (73% przebudowanych i 27% nowo wybudowanych) oraz kilku stacji sprężarkowych.

- Norwegia

W odniesieniu do rozwoju infrastruktury wodorowej inicjatywa EHB przewiduje, że w 2030 roku, w oparciu o dostępną przepustowość systemu, jeden z rurociągów eksportowych biegnących za platformami gazowymi Draupner lub Sleipner mógłby zostać przekształcony w rurociąg do transportu wodoru. Możliwa jest również budowa nowego rurociągu, na przykład z Norwegii do Holandii, jednak musiałby on zostać dostosowany do wolumenów przewidywanych na 2040 rok. Norwegia prowadzi strategię bezpieczeństwa gazu ziemnego i rozwoju infrastruktury energetycznej, w tym w zakresie wodoru. Wskazano, że regulacje i polityki są głównie na poziomie krajowym i europejskim, a Norwegia uczestniczy w międzynarodowych inicjatywach.

- Grecja

Jeśli chodzi o rozwój infrastruktury wodorowej, do 2035 roku główne greckie klastry przemysłowe w Atenach, Koryncie i Salonikach zostaną połączone nowymi, dedykowanymi rurociągami wodorowymi, biegnącymi wzdłuż istniejącej trasy gazu ziemnego. Potencjalny klaster wodorowy w Macedonii Zachodniej zostanie również połączony z Salonikami, w pobliżu istniejącego połączenia z TAP, poprzez nowy, gotowy do transportu wodoru rurociąg w regionie, który jest obecnie w budowie. Do 2040 roku dedykowany rurociąg wodorowy mógłby zostać połączony z sąsiednimi systemami, tak aby wódór mógł płynąć z Grecji w kierunku południowo-wschodniej, południowo-zachodniej i centralnej Europy.

- Belgia

Zgodnie z inicjatywą EHB, oczekuje się, że belgijski szkielet krajowy powstanie dzięki rozwojowi głównie w wokół klastrów przemysłowych w Antwerpii i Gandawie oraz wzdłuż doliny przemysłowej w Walonii. Biorąc pod uwagę bliskość Antwerpii i Rotterdamu, prawdopodobne są połączenia międzyportowe z Holandią. Ponadto połączenia międzyportowe z Francją i Niemcami zapewnią Belgii dostęp do importu i eksportu wodoru z krajami sąsiednimi.

- Chorwacja

Chorwacja wspólnie ze Słowenią i włoskim regionem autonomicznym Friuli-Wenecja Julijska utworzyła projekt „Północno Adriatycka Dolina Wodorowa” (NAHV). Jest to projekt międzynarodowy, realizowany przez słoweńską firmę energetyczną HSE i wspierany przez Wspólne Przedsięwzięcie Czystego Wodoru (Clean Hydrogen JU).

- Portugalia

Aktualnie Portugalia realizuje kilka projektów dolin wodorowych na różnych etapach rozwoju. Zgodnie z inicjatywą EHB, dotyczącą rozwoju infrastruktury wodorowej, do roku 2030 co najmniej dwa dedykowane klastry przemysłowe (na północy i południu kraju) mogłyby być zaopatrywane przez dedykowane, w 100% wodorowe, zintegrowane systemy sieciowe o obiegu zamkniętym i długości ok. 20 km.

- Hiszpania

Hiszpania ma kilka dolin wodorowych i planuje utworzenie kolejnych. Jest jednym z liderów rozwoju zielonego wodoru w Europie, realizując projekty w ramach strategii transformacji energetycznej. GreenHysland na Majorce to pierwszy w Europie projekt wodorowy na wyspie, integrujący pełny łańcuch wartości wodoru. Projekt obejmuje instalację elektrolizerów o mocy 7,5 MW zasilanych energią słoneczną, budowę infrastruktury (rurociągi, stacje tankowania) oraz wprowadzenie wodoru do lokalnej sieci gazowej. GreenHysland ma być wzorem dla podobnych inicjatyw w regionach wyspiarskich UE, wspierając cele neutralności klimatycznej do 2050 r. [GREEN HYSLAND Deployment, 2025]. Drugim kluczowym przedsięwzięciem jest CyLH2Valley w regionie Kastylii i León. Projekt zakłada stworzenie dużej doliny wodorowej integrującej sektor mobilności, przemysł i energetykę. Do 2029 r. planowana jest pełna operacyjność, produkcja i wykorzystanie co najmniej 16 889 ton zielonego wodoru rocznie. Inwestycje przekroczą 340 mln euro, a projekt ma demonstrować opłacalność finansową i technologiczną, umożliwiając replikację w innych regionach UE. CyLH2Valley wykorzystuje technologie cyfrowe, w tym wirtualne narzędzia i analitykę danych, aby zoptymalizować

działanie ekosystemu wodorowego [CyLH2Valley Projekt, 2025]. Oba projekty są wspierane przez Clean Hydrogen Partnership i wpisują się w cele programu RePowerEU, promując rozwój gospodarki wodorowej w Hiszpanii i jej integrację z europejską siecią energetyczną.

- Stany Zjednoczone

Regulacje administracyjne i regulacyjne dla sieci wodorowych w Stanach Zjednoczonych są złożone i rozproszone, obejmując wiele szczebli administracji federalnej, stanowej oraz lokalnej [Regulatory Framework, 2025]. System ten charakteryzuje się wyzwaniami wynikającymi z konieczności spełnienia wymagań różnych agencji rządowych, które regulują poszczególne aspekty działań w zakresie produkcji, magazynowania, transportu i użytkowania wodoru. Na poziomie federalnym kluczową rolę odgrywają główne agencje takie jak EPA (Environmental Protection Agency), DOT (Department of Transportation), FERC (Federal Energy Regulatory Commission) oraz USACE (U.S. Army Corps of Engineers). EPA odpowiedzialna jest za kwestie związane z ochroną środowiska, w tym z regulacjami odnośnie do emisji z instalacji produkujących wodór. DOT reguluje bezpieczeństwo transportu wodoru, zarówno w postaci rurociągów, jak i transportu drogowego, kolejowego i morskiego, klasyfikując wodór jako łatwopalny gaz i nakładając odpowiednie wymogi dotyczące oznakowania i bezpieczeństwa transportu. Na poziomie stanowym i lokalnym, przepisy obejmują między innymi zezwolenia na budowę i eksploatację instalacji produkcyjnych, magazynów, rurociągów oraz zagadnienia związane z wykorzystaniem gruntów, planowaniem przestrzennym i bezpieczeństwem pożarowym. Procedury zatwierdzania inwestycji często wymagają wielu etapów konsultacji, w tym między innymi z agencjami ochrony środowiska, urzędami ds. dziedzictwa kulturowego czy organami ds. planowania przestrzennego. W częściach krajowych, norma NEPA (National Environmental Policy Act) wymusza przeprowadzenie ocen wpływu projektów na środowisko, co wymaga zaangażowania wielu agencji i interesariuszy oraz przeprowadzenia konsultacji społecznych. FERC ma jurysdykcję nad międzystanowymi rurociągami przesyłającymi mieszaninę gazu ziemnego i wodoru, ale w przypadku rurociągów do transportu czystego wodoru nie obowiązują obecnie żadne federalne przepisy dotyczące lokalizacji i budowy. Ponieważ obecnie nie ma federalnych przepisów regulujących lokalizację i eksploatację rurociągów do transportu czystego wodoru, dlatego inwestorzy muszą przestrzegać odpowiednich przepisów stanowych i lokalnych, w tym przepisów obowiązujących w wielu stanach, jeśli rurociąg przekracza granice stanowe.

6.6. Podsumowanie działań administracyjnych i publicznych

Analiza literaturowa, między innymi [Met4H2, Technical Report, 2025], [Met4H2, Literature study, 2024], [Clean Hydrogen JU, 2023], [Hydrogen valleys, Publications Office, 2021] wskazuje, że rozwój sieci wodorowych oraz projektów dolin wodorowych wymaga silnego wsparcia ze strony działań

administracyjnych i regulacyjnych, które odgrywają kluczową rolę w tworzeniu sprzyjających warunków prawnych i organizacyjnych. Istotnym elementem jest konieczność opracowania i dostosowania ram regulacyjnych, które ułatwią proces uzyskiwania pozwoleń, certyfikacji, standardów bezpieczeństwa i zgodności technicznej dla infrastruktury wodorowej. Wśród wyzwań wymienianych znajduje się konieczność zwiększenia wiedzy i świadomości wśród organów administracji publicznej na temat technologii wodorowych i jej potencjału, co może przyczynić się do szybszego i bardziej efektywnego procesowania formalności i regulacji. Polityki publiczne i regulacje muszą być elastyczne, umożliwiając dostosowanie do dynamicznych zmian rynkowych i technologicznych, a także powinna istnieć możliwość wsparcia różnych segmentów rynku wodorowego poprzez odpowiednie programy i inicjatywy prawne. Istnieje potrzeba dostosowania istniejących przepisów i wymagań technicznych do specyfiki technologii wodorowych, co wymaga zaangażowania organów administracji na różnych szczeblach, od poziomu krajowego, poprzez regionalny, aż po europejski (np. regulacje UE). Brak spójnych, jasnych i kompatybilnych regulacji może stanowić barierę dla rozwoju infrastruktury wodorowej. Wśród ważniejszych działań administracyjnych oraz działań regulacyjnych związanych z rozwojem sieci wodorowych należy wymienić:

- Utworzenie i funkcjonowanie Rady ds. Strategii Wodorowej w Polsce, a także grup roboczych, które skupiają się na implementacji technologii wodorowych, w tym na infrastrukturze transportowej i magazynowej.
- Wskazanie na konieczność stworzenia stabilnego środowiska regulacyjnego dla rozwoju gospodarczego w sektorze wodorowym, co jest jednym z priorytetów polskiej strategii wodorowej do 2030 roku.
- Wspomnienie o działaniach administracyjnych związanych z zarządzaniem i koordynacją projektów w sektorze wodorowym, zarówno na poziomie krajowym (np. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju), jak i regionalnym (np. zarządy województw).
- Informacje o formalno-prawnych krokach, takich jak podpisanie Polskiego sektora ds. Wodorów czy ustawienie ram legislacyjnych, wspierających budowę infrastruktury wodorowej, np. stacji tankowania, sieci przesyłowych.

W ciągu ostatnich lat liczba dolin wodorowych rosła globalnie, począwszy od inicjatyw głównie publicznych, a obecnie coraz większą rolę odgrywa sektor prywatny [Hydrogen valleys, Publications Office, 2021]. Obserwuje się trend przejścia od projektów inicjowanych przez instytucje publiczne do inicjatyw prowadzonych przez firmy, które postrzegają je jako strategiczny krok w rozwoju nowych

działalności gospodarczych. Kluczowe czynniki gwarantujące sukces dolin wodorowych obejmują m.in. przekonujące koncepcje projektowe i pełne pokrycie łańcucha wartości wodoru, wykorzystanie lokalnych atutów (np. odnawialnych źródeł energii), współpracę z lokalnymi interesariuszami, a także dostosowanie się do specyficznych potrzeb regionu. Ważnym aspektem jest również wsparcie polityczne, wypracowanie odpowiednich regulacji, uproszczenie procedur administracyjnych oraz promowanie świadomego odbioru społecznego. Raport [Hydrogen valleys, Publications Office, 2024] wskazuje na szereg wyzwań regulacyjnych, technicznych oraz infrastrukturalnych związanych z rozwojem sektora wodoru, które obecnie ograniczają szybki postęp w tym obszarze. Jednym z głównych problemów są trudności związane z uzyskaniem pozwoleń na realizację projektów wodoru, co jest szczególnie widoczne na etapach planowania i wdrażania inwestycji. Procesy administracyjne, takie jak oceny oddziaływania na środowisko, konieczność uzyskania wielu zgód czy licencji, często są czasochłonne i nie są dostosowane do wymogów szybkiego rozwoju projektów wodoru. Wciąż brakuje wypracowanych i spójnych ram prawnych, które obejmowałyby regulacje dotyczące infrastruktury przesyłowej wodoru, co stanowi poważną przeszkodę w rozbudowie sieci transportowych i magazynowych i powoduje trudności w zabezpieczeniu finansowania inwestycji, mimo postępu w zakresie regulacji unijnych, takich jak akt delegowany RED II, które pomagają w określeniu definicji „zielonego wodoru” i wspierają tworzenie korzystnych warunków rynkowych. Jednakże, pomimo postępów legislacyjnych, istnieje nadal potrzeba uproszczenia i uelastycznienia instrumentów wsparcia, takich jak dotacje czy systemy aukcyjne, aby ułatwić rozwój sektora wodoru na skalę komercyjną. Rozwój infrastruktury przesyłowej, w tym rurociągów, terminali i magazynów, jest kluczowy dla efektywnego funkcjonowania ekosystemu wodoru. Podsumowując, aktualne wyzwania regulacyjne i infrastrukturalne znacząco opóźniają rozwój sektora wodoru i stanowią poważne bariery na drodze do jego komercjalizacji na dużą skalę. Realizacja tych celów wymaga zarówno uproszczenia procedur administracyjnych, jak i wprowadzenia spójnych ram prawnych, które umożliwią efektywne funkcjonowanie rynku wodoru oraz skrócą czas potrzebny na uzyskanie niezbędnych pozwoleń i rozbudowę infrastruktury.

Partnerstwo na rzecz Czystego Wodoru (Clean Hydrogen Partnership) finansuje Fundusz Doliny Wodorowej (H2V Facility) i zapewnia wsparcie niefinansowe w latach 2025–2030, oparte na trzech filarach. Platforma Hydrogen Valley obejmuje europejskie i globalne flagowe projekty wodorowe na różnych etapach dojrzałości i zapewnia szczegółowe informacje na temat rozwoju projektów wodorowych. Centrum wiedzy H2V to platforma samoobsługowa i interaktywna dla szerszej społeczności wodorowej, zapewniająca dedykowane treści, produkty wiedzy i formaty wymiany informacji na temat najlepszych praktyk dla projektów na różnych poziomach dojrzałości. Pomoc w rozwoju projektu (PDA) skierowana do dolin wodorowych, aby umożliwić im przejście od pomysłu

do koncepcji oraz od koncepcji do etapu wykonalności, a ostatecznie do ostatecznej decyzji inwestycyjnej.

W Stanach Zjednoczonych, rozwój sektora wodoru i wsparcie regulacyjne są wspierane przez ustawę Inflation Reduction Act i program Hydrogen Hubs, które mają na celu rozwój infrastruktury i projekty komercyjne. Australia, podobnie jak Europa i USA, inwestuje w projekty wodorowe w ramach swojego Narodowego Strategicznego Programu Wodoru, przewidując znaczne nakłady na rozwój regionalnych hubów wodoru. Azja, w tym Korea i Japonia, realizują własne programy wsparcia, takie jak krajowe kontrakty różnicowe oraz zintegrowane strategie rozwoju sektora wodoru.

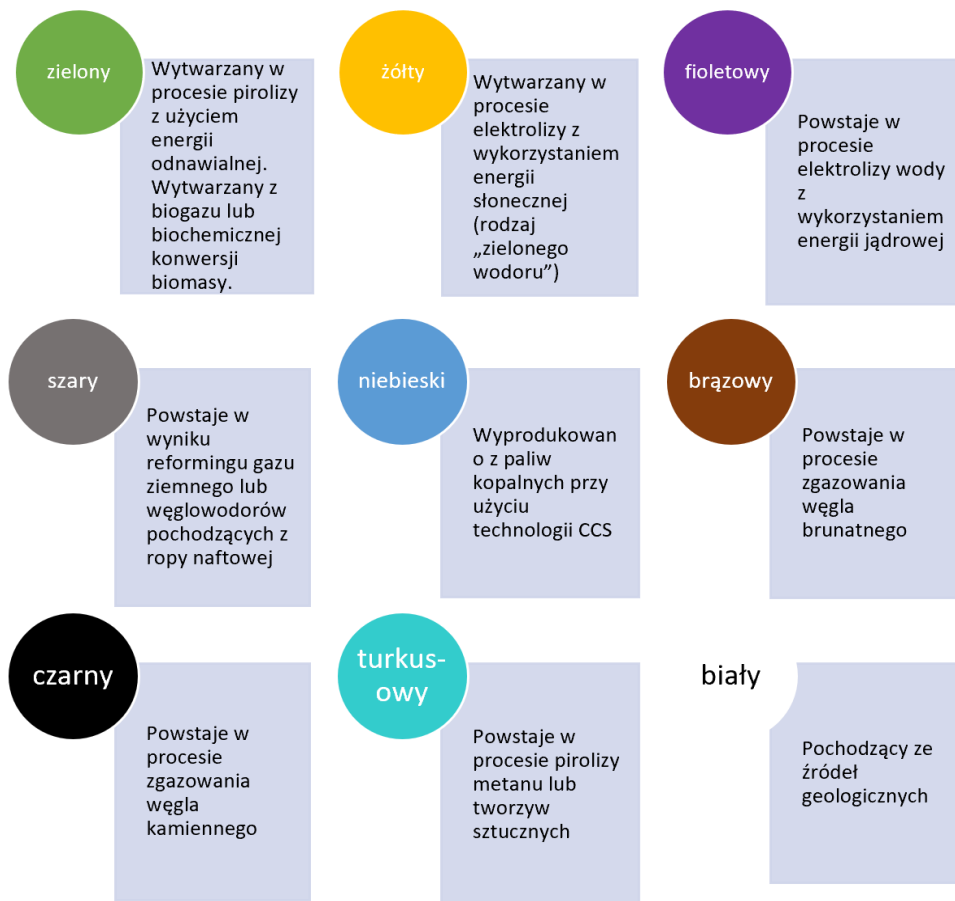
Jak wskazano w raporcie [European Green Deal Regulatory White Paper, 2021], obecnie sieci transportu wodoru nie podlegają dyrektywie gazowej UE (Dyrektywa 2009/73/EC), ponieważ infrastruktura do transportu czystego wodoru nie jest jeszcze rozwinięta. Należy od samego początku doprecyzować ramy regulacyjne dla prywatnych sieci wodorowych tworzonych jako sieci typu business-to-business. Z jednej strony, w fazie początkowej rozwoju sektora, sugeruje się wprowadzenie tymczasowych, wyjątkowych przepisów dla prywatnych, lokalnych sieci wodoru działających w modelu point-to-point, które są finansowane i obsługiwane przez prywatnych dostawców i odbiorców. Takie podejście pozwoli na wsparcie innowacji i inwestycji bez obciążania rynek nadmiernymi regulacjami, pod warunkiem działań w ramach istniejącej konkurencji i braku oznak dyskryminacji lub nadużycia pozycji dominującej. Ważną strategią jest przyjęcie podejścia stopniowego i elastycznego, które uwzględni rozwój rynku i technologii w czasie.

W publikacji [Suriya Evans-Pritchard Jayanti, 2022] autorzy omawiają konieczność dostosowania istniejących kontraktów transportowych, w tym wymagań dotyczących ciśnienia, jakości, strat i odpowiedzialności za emisje związane z wprowadzeniem wodoru do rurociągów. Podkreślono, że specyfikacje te będą wymagały zmian, aby uwzględnić różnice między wodorem a gazem ziemnym, np. w zakresie ciśnienia czy materiałów rur. Autorzy poruszają kwestie związane z koniecznością uwzględnienia odmiennych regulacji prawnych i wymagań technicznych na poziomie międzynarodowym oraz krajowym, m.in. konieczność uzyskania nowych pozwoleń, licencji, a także przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko. Publikacja wskazuje na potrzebę zmian w regulacjach i standardach technicznych oraz podkreśla znaczenie rozwoju sieci wodorowych w kontekście adaptacji istniejącej infrastruktury gazowej.

7. Podział sieci wodorowych

7.1. Analiza specyfiki dostawców i odbiorców wodoru

Biorąc pod uwagę potencjalnych dostawców wodoru i ich wpływ na interoperacyjność sieci gazowych, w pierwszej kolejności należy zwrócić uwagę nie na ciśnienie wodoru, a na jakość tego paliwa i zanieczyszczenia, które mogą w nim występować. Na Rysunku 7.1. scharakteryzowano możliwe sposoby otrzymywania wodoru.



Rysunek 7-1. Rodzaje wodoru i metody jego produkcji [Król A., i.in. 2024]

Poszczególne sposoby wytwarzania wodoru wiążą się z występowaniem w wodorze typowych dla danego procesu zanieczyszczeń. Zarówno rodzaj występujących w wodorze zanieczyszczeń, jak i zakres występujących stężeń. Zestawienie przykładowych składów mieszanin gazowych, w zależności od metody wytwarzania zostało przedstawione w Tabeli 7.1.

Tabela 7-1. Zestawienie przykładowych składów mieszanin wodorowych w zależności od metody wytwarzania [Du Z i in. 2021]

Składniki [%]	Zgazowanie węgla	Reforming gazu ziemnego	Reforming metanolu	Gaz koksowniczy	Metanol	Syntetyczny gaz resztkowy z NH ₃	Zgazowanie biomasy
H ₂	25-35	70-75	75-80	45-60	70-80	60-75	25-35
CO	35-45	10-15	0,5-2	5-10	4-8	-	30-40
CO ₂	15-25	10-15	20-25	2-5	5-10	-	10-15
CH ₄	0,1-0,3	1-3	-	25-30	2-8	-	10-20
N ₂	0,5-1,0	0,1-0,5	-	2-5	5-15	15-20	1
Ar	-	-	-	-	0,1-2	-	-
Siarka	0,2-1	-	-	0,01-0,5	-	-	0,2-1
H ₂ O	15,2	-	-	-	-	1-3	-
O ₂	-	-	-	0,2-0,5	-	10-15	0,3
Inne	-	-	-	2-5	-	-	-

Wodór otrzymywany we wszystkich procesach wymienionych w Tabeli 7-1. wymaga oczyszczenia przed zatłoczeniem do sieci gazowych. Inaczej wygląda sytuacja w przypadku wodoru otrzymywanego w procesie elektrolizy wody. Wodór otrzymywany w wyniku elektrolizy wody, to wodór o czystości od 99,3 do 99,999% [El-Shafie Mostafa, 2023], którego głównymi zanieczyszczeniami są tlen oraz para wodna.

Analizując możliwy podział sieci wodorowych pod kątem, jakości transportowanego gazu o wiele ważniejsza wydaje się wymagana przez odbiorców końcowych jakość wodoru niż jakość wodoru wynikająca ze specyfiki procesów otrzymywania wodoru. Wymagania jakościowe dla różnych rodzajów paliw gazowych zależą od ich przeznaczenia. Z tej perspektywy wodór można zidentyfikować do kilku głównych zastosowań [Król A. i in. 2024]:

- wodór jako paliwo transportowe do zasilania ogniw paliwowych PEM,
- wodór jako paliwo transportowe do zasilania silników spalinowych,
- wodór przeznaczony do zatłaczania do sieci gazu ziemnego i późniejszego wykorzystania w procesach energetycznych jako mieszanina z gazem ziemnym (NG-H₂),
- wodór stosowany jako substrat w procesach chemicznych, w tym:
 - rafinacja ropy naftowej,
 - produkcja amoniaku,
 - produkcja metanolu oraz
 - bezpośrednia redukcja rudy żelaza w produkcji stali.

Wymagana jakość wodoru różni się znacznie w zależności od potencjalnych zastosowań. Szczegółowe wymagania jakościowe w poszczególnych obszarach są określone w odpowiednich normach i specyfikacjach technicznych [A-N19], [A-N25], [A-N26].

Najbardziej restrykcyjne wymagania jakościowe stawiane są wodorowi, który ma być wykorzystywany do zasilania samochodów wyposażonych w ogniwa paliwowe PEM. W wodorze automotiv limitowana jest zawartość 15 różnych zanieczyszczeń, a określone w normie limity zawartości poszczególnych z nich są bardzo restrykcyjne i mieszczą się w zakresie od 0,004 $\mu\text{mol/mol}$ dla siarki całkowitej do 300 $\mu\text{mol/mol}$ dla gazów inertnych takich jak hel, azot i argon. Dodatkowo sumaryczna zawartość zanieczyszczeń gazowych w wodorze automotiv nie może być większa niż 300 $\mu\text{mol/mol}$ [A-N19]. Ilość zanieczyszczeń kontrolowana w wodorze automotiv, jak i dopuszczalny poziom występowania poszczególnych z nich wynika ze specyfiki działania ogniw PEM.

Wymagania jakościowe dla wodoru stosowanego do zasilania silników spalinowych odnoszą się w głównej mierze do zanieczyszczeń, które mogą mieć negatywny wpływ na pracę układu paliwowego (woda, cząstki stałe) [A-N25]. Dodatkowe wymagania, które odnoszą się do zawartości węglowodorów i zanieczyszczeń gazowych wynikają z faktu, że ich znaczący udział w wodorze zmieniać będzie jego właściwości fizykochemiczne takie jak gęstość, ciepło spalania itp. Zmiany tych parametrów mogą utrudniać prawidłową realizację procesu spalania wodoru w silniku, a tym samym przyczyniać się do zwiększonej emisji zanieczyszczeń.

Jakość wodoru zatłaczanego do sieci gazowych została wyspecyfikowana przez Europejskie Stowarzyszenie EASEE-gas, które powstało w 2002 roku i obecnie zrzesza 85 firm działających na europejskim rynku gazu. Biorąc pod uwagę dotychczasowe działania stowarzyszenia, w których powstałe specyfikacje jakościowe np. dla gazu ziemnego stanowiły podstawy do stworzenia Normy EN 16726 Infrastruktura gazowa -- Jakość gazu -- Grupa H przyjąć można, że specyfikacja ta brana będzie pod uwagę podczas normalizacji tego zagadnienia. W przypadku zanieczyszczeń takich jak: tlen, siarka całkowita, punkt rosy wody i węglowodorów wymagania specyfikacji EASEE-gas są analogiczne do wymagań stawianych gazom ziemnym w sieciach gazowych [A-N27] i mają zapobiec negatywnym skutkom tworzenia się kondensatów w sieciach oraz korozji. Dodatkowo ograniczona została zawartość [A-N26]:

- tlenków węgla ze względu na potencjalne wymagania odbiorców końcowych wodoru lub mieszaniny NG-H₂,
- inertów ze względu na zmianę właściwości fizykochemicznych wodoru, w tym I. Wobbego,
- zawartości związków halogenowych ze względu na fakt, że w procesie spalania tworzą wysoce korozyjne związki takie jak kwas solny i kwas fluorowodorowy.

Wodór może być wykorzystywany jako paliwo lub substrat w wielu gałęziach przemysłu. Jedną z takich gałęzi przemysłu jest przemysł chemiczny. Wodór jest substratem w reakcjach syntezy amoniaku,

metanolu czy węglowodorów (w reakcji Fischera-Topscha). Wymagania jakościowe dla wodoru stosowanego w reakcjach różnią się w zależności od procesu [GERG, 2022]:

- synteza amoniaku: limitowanymi zanieczyszczeniami są między innymi związki siarki i halogeny (<1 ppb), tlenek węgla, dwutlenek węgla oraz tlen (<5ppm), zawartość wody (<30 ppm),
- synteza metanolu: limitowanymi zanieczyszczeniami są między innymi związki siarki (<50ppb), halogeny (<1ppb), azot (<0,5%), metan (<3,0%), żelazo, nikiel (<5 ppb), oraz kwas solny (<2 ppb),
- synteza w reakcji F-T: limitowanymi zanieczyszczeniami są między innymi siarka całkowita (< 100 ppb), halogeny (<10 ppb), azot (< 50 ppb), cyjanowodór (0,2 ppm), amoniak i tlenki azotu (<10 ppm).

Zawartość zanieczyszczeń wymienionych w specyfikacji poszczególnych procesów chemicznych jest związana z zastosowanymi w poszczególnych procesach katalizatorami i koniecznością zabezpieczenia ich przed zatruciem.

Inną istotną gałęzią przemysłu, w której wykorzystywany jest wodór, jest energetyka oraz przemysł ciężki, który potencjalnie może wykorzystywać wodór na cele energetyczne. Wykorzystanie wodoru na cele energetyczne odbywa się głównie z zastosowaniem turbin gazowych lub stacjonarnych silników gazowych. Zarówno w przypadku turbin gazowych, jak i silników gazowych istotniejszym parametrem od składu spalanego gazu, jest stabilność liczby Wobbego. Zmiany tego parametru nie powinny przekraczać 5%, a w niektórych przypadkach nawet 2% [GERG 2022]. Dlatego nie specyfikuje się szczegółowych wymagań jakościowych dla wodoru stosowanego w energetyce i przemyśle ciężkim, przy czym ze względu na stabilność pracy urządzeń oraz aspekty środowiskowe zakłada się, że zawartość zanieczyszczeń w wodorze powinna być limitowana na analogicznym poziomie jak w gazie ziemnym [GERG 2022].

W niedalekiej przyszłości wodór może być wykorzystywany również w urządzeniach gazowych do użytku domowego (np. kotły gazowe). Projekty realizowane w tym zakresie np. Hy4Heat zakładają, że urządzenia te powinny być odporne na typowe wahania składu gazu, a zakres limitowanych zanieczyszczeń powinien ograniczać się do zapewnienia bezpieczeństwa i nie mieć negatywnego wpływu na zdrowie i środowisko. Projektowane w oparciu o te założenia wymagania jakościowe dla wodoru przedstawiono w Tabeli 7-2.

Tabela 7-2. Wymagania jakościowe dla wodoru stosowanego do zasilania urządzeń domowych [Hy4Heat, 2019]

Parametr	Wartość dopuszczalna
wodór	>98,0%
tlenek węgla	<20 ppm
siarkowodór	<5 mg/m ³
siarka całkowita	<50 mg/m ³
tlen	<0,2% mol/mol
metan, węglowodory, dwutlenek węgla	<1,0% mol/mol
suma argonu, azotu, helu	<2,0% mol/mol
punkt rosy wody	<-10°C
punkt rosy węglowodorów	<-2°C

Oprócz składników, które mogą negatywnie wpływać na urządzenie (np. siarkowodór), zdrowie ludzi (np. tlenek węgla), czy środowisko (np. zw. siarki), w podanej propozycji ograniczona została zawartość inertów, wody i węglowodorów, których obecność może utrudniać transport paliwa gazowego lub podnosić koszty transportu.

Kluczowe wymagania jakościowe dla wodoru do różnych zastosowań w sposób graficzny przedstawiono na Rysunku 7.2.



Rysunek 7-2. Wymagania jakościowe dla wodoru do różnych zastosowań [Król A., i.in. 2024]

Z danych przedstawionych na Rysunku 7.2 wynika, że sieci wodorowe ze względu na specyfikę odbiorców mogą się dzielić na sieci, którymi transportowany jest wodór wysokiej czystości np. sieci

zasilające stacje tankowania wodorem samochodów wyposażonych w ogniwa PEM oraz pozostałe sieci gazowe transportujące wodór do innych zastosowań. Jednocześnie z doświadczeń międzynarodowych wynika, że wodór automotiv nie jest transportowany systemami rurowymi lub taki transport odbywa się hybrydowo z innymi rodzajami transportu i jedynie w ograniczonym zakresie [RWE, 2024].

Należy mieć również na uwadze, że dopóki nie powstanie ogólnoeuropejska specyfikacja jakości wodoru transportowanego sieciami gazowymi przyjęte w polskim prawodawstwie wymagania, ze względu na wymaganą interoperacyjność sieci, będą musiały zostać dostosowane do regulacji europejskich po ich wprowadzeniu.

7.2. Rodzaje sieci i rurociągów do transportu wodoru wg aktualnego stanu prawnego w Polsce

Dnia 20 stycznia 2025 r. weszła w życie nowelizacja Prawa energetycznego (PE), mająca na celu regulację rynku wodoru [A-P36]. Kluczowe zmiany w kontekście infrastruktury sieciowej i rurociągowej to wprowadzenie nowych definicji związanych z transportem wodoru. Do katalogu definicji w Art.3. dodano:

- **sieć przesyłowa wodorowa** – sieć wodorowa, z wyłączeniem sieci wodorowej ograniczonej geograficznie, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego wodorowego, która:
 - a) jest bezpośrednio połączona z instalacją magazynową wodoru, lub
 - b) służy do transportu wodoru do innej sieci wodorowej lub instalacji magazynowej wodoru – w tym sieć wodorową mogącą służyć do dostarczania wodoru do odbiorców bezpośrednio przyłączonych do tej sieci;
- **sieć dystrybucyjna wodorowa** – sieć wodorowa, z wyłączeniem sieci wodorowej ograniczonej geograficznie, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego wodorowego, która:
 - a) nie jest bezpośrednio połączona z instalacją magazynową wodoru, oraz
 - b) służy do dostarczania wodoru do odbiorców bezpośrednio przyłączonych do tej sieci;
- **sieć wodorowa ograniczona geograficznie** – sieć wodorowa przeznaczoną do dystrybucji wodoru niskoemisyjnego, wodoru odnawialnego lub wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego, obejmującą swoim zasięgiem ograniczony geograficznie obszar przemysłowy lub handlowy albo rurociąg przeznaczony do dystrybucji wodoru niskoemisyjnego, wodoru odnawialnego lub wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego, który został

zbudowany w celu bezpośredniego dostarczania wodoru do instalacji odbiorcy z pominięciem systemu wodorowego.

Tabela 7-3. Podział sieci i rurociągów do transportu wodoru.

Typ sieci / infrastruktury	Zakres działania	Przykład funkcji / uwagi
Sieć przesyłowa wodorowa	Rurociągi lub inne instalacje transportu wodoru na dużą skalę, obejmujące połączenia międzysystemowe lub ogólnokrajowe, za które odpowiedzialny jest operator systemu przesyłowego wodorowego.	Transport wodoru między regionami, między krajami, magazynami; wymaga operatora, certyfikacji niezależności.
Sieć dystrybucyjna wodorowa	Infrastruktura wodoru dostarczająca wodór „do odbiorców końcowych” – przemysłowych, komercyjnych, lokalnych instalacji.	Podłączenie instalacji wodorowych, stacji tankowania, lokalnych zakładów.
Sieć wodorowa ograniczona geograficznie	Instalacja/rurociąg wodoru o charakterze lokalnym, nie posiadający połączeń systemowych lub międzysystemowych – może być traktowany oddzielnie pod względem regulacyjnym.	Może to być np. rurociąg zakładowy wodoru w ramach jednej huty/zakładu, bez przejścia w system ogólnokrajowy.

7.3. Podział sieci wodorowych ze względu na maksymalne ciśnienie robocze

Transport i magazynowanie to kluczowe elementy łańcucha dostaw wodoru. Infrastruktura wodorowa jest potrzebna nie tylko po to, by połączyć regiony, w których wodór może być produkowany w niskich cenach z ośrodkami zapotrzebowania na niego w celu zarządzania wahaniami produkcji i popytu, ale także po to, by zapewnić odporność systemu w przypadku zakłóceń w dostawach. Import wodoru i jego produkcja krajowa będą wymagały magazynowania w celu zrównoważenia podaży i dostosowania zaimportowanego wodoru do wymagań branży.

Analizując podział sieci wodorowych ze względu na maksymalne ciśnienie robocze należy uwzględnić konieczność ich kompatybilności z istniejącymi sieciami dla gazu ziemnego. W Polsce sieci gazu ziemnego dzieli się na cztery kategorie ze względu na maksymalne ciśnienie robocze (MOP) (Dz.U. 2013 poz. 640) [A-P35]:

- 1) Sieci niskiego ciśnienia (do 10 kPa),
- 2) Sieci średniego ciśnienia (powyżej 10 kPa do 0,5 MPa),
- 3) Sieci podwyższonego średniego ciśnienia (powyżej 0,5 MPa do 1,6 MPa),
- 4) Sieci wysokiego ciśnienia (powyżej 1,6 MPa).

Maksymalne ciśnienie robocze (MOP) jest to maksymalne ciśnienie, przy którym sieć gazowa może pracować w sposób ciągły przy braku zakłóceń w urządzeniach i przepływie gazu ziemnego. Podział ten jest kluczowy dla projektowania, budowy i eksploatacji sieci gazowych oraz określania wymogów bezpieczeństwa dla poszczególnych odcinków.

Chociaż sieci niskiego ciśnienia w rozumieniu obecnie stosowanych sieci gazu ziemnego (do 10 kPa) mogłyby teoretycznie przesyłać wodór, ich niska wydajność energetyczna sprawia, że są nieodpowiednie do efektywnej dystrybucji większych ilości energii wodorowej (wodór ma około 3,5 razy mniej energii na metr sześcienny niż gaz ziemny wysokometanowy). Kwestia wykorzystania sieci niskociśnieniowych do przesyłu wodoru jest złożona, a niska kaloryczność objętościowa wodoru stanowi tu poważne wyzwanie dla efektywności. Z uwagi na niską objętościową gęstość energetyczną wodoru, sieci niskiego ciśnienia (jak dla gazu ziemnego do 10 kPa) nie są optymalnym rozwiązaniem do efektywnego przesyłania czystego wodoru na dużą skalę [Ray, 2024], [Chaczykowski, 2022], [Witek, Uilhoorn, 2022].

Analiza dostępnej literatury potwierdza, że ograniczona przepustowość energetyczna istniejących rurociągów niskiego ciśnienia sprawia, że transport czystego wodoru w takiej sieci w celu zaspokojenia dużego zapotrzebowania energetycznego (np. ogrzewania budynków) jest nieefektywny ekonomicznie i technicznie bez znacznych modernizacji. Ich potencjalne wykorzystanie wiąże się głównie z przesyłem mieszanek wodorowo-gazowych lub wymagałoby znaczącej przebudowy i podniesienia ciśnienia. Z tego powodu w publikacjach europejskich i światowych dla wodoru proponuje się zwiększenie granicy ciśnienia dla sieci niskiego ciśnienia.

Na bazie europejskich doświadczeń, pod względem ciśnienia roboczego sieci wodorowe można podzielić w uproszczony sposób na trzy lub cztery grupy (przy czym w praktyce granice te mogą się różnić w zależności od regionu, standardów i technologii) tj. sieci niskiego ciśnienia, sieci średniego ciśnienia, sieci wysokiego ciśnienia i instalacje wysokociśnieniowe specjalne [Universe of Chemical Sciences, 2025], [Hy Responder, 2021], [HyWay27, 2021], [European Hydrogen Backbone, 2020], [Hydrogen Europe, 2025], MET4H2 [Met4H2, Literature study, 2024] i [Met4H2, Technical Report, 2025], [Extending the European Hydrogen Backbone, 2021], [Gasunie – Energinet, 2021].

Zakresy ciśnień roboczych dla gazociągów i sieci wodorowych w innych krajach europejskich, podobnie jak dla gazu ziemnego określa się w zależności od ich funkcji (przesył, dystrybucja) oraz rodzaju infrastruktury (rurociąg przesyłowy, sieć miejska, instalacja przemysłowa). Typowe zakresy ciśnień dla gazociągów wodorowych – zarówno wg praktyk przemysłowych, jak i norm europejskich PN-EN 1594:2024-08 [A-N15], PN-EN 12327:2013-02 + AP1:2014-02 [A-N44], [A-N45], ISO/TR 15916:2015 [A-N21], DVGW G 260:2021-09 [A-N1], DVGW G 262 [A-N2], DVGW G 409:2024-07 [A-N6]:

1) Sieci niskiego ciśnienia

Maksymalne ciśnienie robocze: do 0,1 MPa.

Zastosowanie: lokalne sieci zasilające, obecnie często testowe lub pilotażowe (np. projekty H₂Ready, mieszanki H₂/CH₄ w gospodarstwach domowych).

Sieci niskociśnieniowe wodoru służą do dostarczania gazu z sieci średnociśnieniowej poprzez stacje redukcyjne do odbiorców indywidualnych, małych instalacji przemysłowych, stacji tankowania (sekcja niskiego ciśnienia) czy układów zasilania ogniw paliwowych. Sieci niskociśnieniowe mają zazwyczaj strukturę rozgałęzioną lub pierścieniową w zabudowie miejskiej.

2) Sieci średniego ciśnienia

Maksymalne ciśnienie robocze: powyżej 0,1 MPa ÷ 1,6 MPa.

Zastosowanie: rozprowadzenie (dystrybucja) wodoru do obszarów miejskich lub przemysłowych.

Sieci dystrybucyjne średnociśnieniowe dla wodoru służą do transportu gazu z gazociągów przesyłowych (wysokociśnieniowych) do odbiorców końcowych lub stacji lokalnych (np. stacji tankowania, zakładów przemysłowych, magazynów). Sieci średnociśnieniowe mają zwykle strukturę pierścieniową, co umożliwia zapewnienie ciągłości dostaw (możliwość zasilania z dwóch kierunków), ograniczenie spadków ciśnienia i elastyczność w sterowaniu przepływem.

3) Sieci wysokiego ciśnienia

Maksymalne ciśnienie robocze: powyżej 1,6 MPa ÷ 10 MPa (a nawet 12 MPa).

Zastosowanie: przesył wodoru na duże odległości (np. pomiędzy elektrolizerami a przemysłem chemicznym lub magazynami).

Gazociągi wodorowe o ciśnieniu roboczym powyżej 1,6 MPa do 10 MPa zaliczane są do gazociągów wysokociśnieniowych (według polskich i europejskich norm, m.in. PN-EN 1594:2024-08 [A-N15], ISO 13623:2017 [A-N46]).

Zakres pracy:

powyżej 1,6 MPa ÷ 3 MPa – dolny zakres wysokiego ciśnienia (np. dystrybucja lokalna),

powyżej 3 MPa ÷ 10 MPa – typowe ciśnienia przesyłowe (transport międzyregionalny, zasilanie przemysłu, magazynów, stacji tankowania H₂).

Gazociągi wysokiego ciśnienia dla wodoru to kluczowe elementy infrastruktury wodorowej, służące do przesyłu wodoru z miejsc produkcji (np. elektrolizerów, reformerów) do punktów magazynowania, dystrybucji lub odbiorców przemysłowych.

4) Sieci (instalacje) wysokociśnieniowe specjalne

Maksymalne ciśnienie robocze: powyżej 10 MPa.

Zastosowanie: stacje tankowania: magazyny i bufory stacyjne: 20 MPa ÷ 30 MPa, stacje tankowania (kompresja do pojazdów): 35 MPa ÷ 70 MPa, transport butlowy i kontenerowy: 20 MPa ÷ 50 MPa. Instalacje wysokociśnieniowe wodoru (powyżej 10 MPa) to systemy przeznaczone do magazynowania, transportu i dystrybucji sprężonego wodoru

w zastosowaniach przemysłowych, energetycznych i transportowych. Ich projektowanie i eksploatacja wymagają szczególnych środków bezpieczeństwa, ze względu na właściwości fizykochemiczne H₂ i wysokie energie zgromadzone w układzie.

Podział europejskich sieci wodorowych ze względu na maksymalne ciśnienie robocze (MOP) przedstawia Tabela 7-4.

Tabela 7-4. Podział europejskich sieci wodorowych ze względu na maksymalne ciśnienie robocze.

Zakres MOP [MPa]	Zakres MOP [bar]	Typ sieci / gazociągu	Typowe zastosowanie
≤ 0,1	≤ 1	Sieć niskiego ciśnienia	Dystrybucja miejska, małe systemy pilotażowe, mieszanki H ₂ /CH ₄
> 0,1 ÷ 1,6	> 1 ÷ 16	Sieć średniego ciśnienia	Dystrybucja lokalna lub przemysłowa (np. do zakładów, stacji tankowania)
> 1,6 ÷ 10,0	> 16 ÷ 100	Sieć wysokiego ciśnienia	Gazociąg wysokociśnieniowy (dystrybucyjny): zasilanie przemysłu, przesył regionalny H ₂ Gazociąg przesyłowy wysokiego ciśnienia: przesył H ₂ na duże odległości (np. sieci krajowe, H ₂ Backbone*)
> 10	> 100	Instalacje wysokociśnieniowe (specjalne)	Magazyny wodoru, stacje tankowania, systemy testowe

*) H₂ Backbone (Hydrogen Backbone) jest koncepcją europejskiej sieci przesyłowej wodoru, systemu dużych gazociągów (rurociągów), który ma umożliwić transport wodoru pomiędzy regionami produkcji (np. z elektrolizerów, portów importowych, farm wiatrowych) a głównymi odbiorcami przemysłowymi i energetycznymi w całej Europie. Celem projektu jest stworzenie zintegrowanej, paneuropejskiej sieci transportu wodoru w celu umożliwienia przepływu H₂ między krajami UE i sąsiadami (Norwegia, Wielka Brytania, Ukraina, Maroko). Około (60 ÷ 70) % sieci ma pochodzić z przystosowanych gazociągów gazu ziemnego, a reszta to nowe rurociągi [European Hydrogen Backbone, 2020], [Guidehouse & EHB., 2021].

Na chwilę obecną nie ma europejskich przepisów prawnych w zakresie podziału sieci wodorowych ze względu na ciśnienie. Nie istnieje również jednolita norma UE i większość państw dopiero tworzy własne klasyfikacje. Ponieważ większość infrastruktury H₂ w UE powstanie poprzez konwersję istniejących gazociągów należy przyjąć obowiązujący w Polsce podział ciśnień w sieciach gazu ziemnego dla sieci wodorowych.

Przyjęcie podziału sieci wodorowych według zakresów ciśnień analogicznych do stosowanych obecnie w polskiej infrastrukturze gazu ziemnego jest rozwiązaniem uzasadnionym technicznie, regulacyjnie i organizacyjnie. Pomimo odmiennych właściwości fizycznych wodoru, podstawowe zasady projektowania i eksploatacji rurociągów ciśnieniowych pozostają wspólne, co umożliwia przeniesienie dotychczasowych kategorii ciśnienia na grunt infrastruktury wodorowej – z korektą polegającą na pominięciu klasy niskiego ciśnienia.

Ramy prawne Unii Europejskiej – w szczególności Dyrektywa 2024/1788 [A-P2] oraz Rozporządzenie 2024/1789 [A-P3] – definiują podział sieci wodorowych wyłącznie przez ich funkcję (przesyłową lub dystrybucyjną), nie narzucając żadnych zakresów ciśnień. Państwa członkowskie mają więc pełną swobodę w definiowaniu klasyfikacji ciśnieniowej, o ile zasady te są spójne, proporcjonalne i niedyskryminujące. W tym kontekście wykorzystanie istniejącej klasyfikacji gazowej jest zgodne z unijnym prawem i zapewnia regulatorowi oraz operatorom dużą przejrzystość.

Jak już wcześniej wspomniano większość przyszłej infrastruktury wodorowej w Polsce i Europie powstanie poprzez konwersję istniejących gazociągów wysokiego ciśnienia. Jest to kierunek preferowany zarówno przez operatorów, jak i przez inicjatywy unijne, takie jak European Hydrogen Backbone [European Hydrogen Backbone, 2020]. Sieci te były projektowane i eksploatowane w ramach obecnych klas ciśnień (średniego podwyższonego, wysokiego i podwyższonego wysokiego), z wieloletnią dokumentacją techniczną, analizami ryzyka i procedurami nadzoru. Przyjęcie identycznych klas ciśnienia dla wodoru znacząco upraszcza proces konwersji, ponieważ eliminuje konieczność zmiany klasyfikacji obszarów, odległości ochronnych, wymagań projektowych oraz procedur odbiorowych.

Zachowanie obecnej struktury podziału ciśnień ma istotne znaczenie administracyjne i organizacyjne. Ułatwia opracowanie przyszłych przepisów dotyczących infrastruktury wodorowej, ponieważ możliwe jest odniesienie się do istniejących, dobrze zrozumianych i praktykowanych regulacji gazowych. Umożliwia to zachowanie ciągłości w systemach certyfikacji, nadzoru technicznego, eksploatacji, prowadzenia ksiąg obiektów oraz pracy operatorów. Zmniejsza to również koszty transformacji i ułatwi jej planowanie oraz zarządzanie.

Podsumowując, zastosowanie analogicznego podziału ciśnień jak dla sieci gazu ziemnego – z pominięciem klasy niskiego ciśnienia – jest rozwiązaniem spójnym z obowiązującymi normami konstrukcyjnymi, neutralnym regulacyjnie, uzasadnionym technicznie i praktycznym z punktu widzenia konwersji istniejącej infrastruktury. Umożliwia to płynne i bezpieczne wdrażanie sieci wodorowych w Polsce przy minimalnej ingerencji w dotychczasowe procedury techniczne i administracyjne.

8. Określenie dopuszczalnych materiałów do budowy sieci wodorowych

8.1. Mechanizmy degradacji wodorowej

Niszczenie stali przez wodór następuje na skutek jego wnikania do metalu. Wnikanie następuje w oparciu o adsorbcję i dyfuzję wodoru i dalszą rekombinację do wodoru cząsteczkowego wywołującego wzrost naprężeń, prowadzącą w konsekwencji do kruchości wodorowej (pęknięcia wodorowego). Wnikanie rozpoczyna się od adsorbpcji wodoru na powierzchni stali. Wobec tego wnikanie wodoru można wyrazić Równaniem:



gdzie:

MH_{ads} – atom wodoru zaadsorbowany na powierzchni,

MH_{abs} – wodór zaabsorbowany tuż pod powierzchnią metalu.

W zależności od rodzaju źródła (środowiska), z którego pochodzi wodór, adsorbpcja atomów wodoru jest wynikiem różnych procesów.

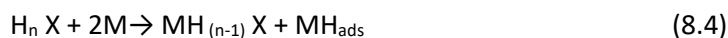
W normalnych warunkach temperatury i ciśnienia, wodór występuje w postaci dwuatomowych cząsteczek, które ze względu na stosunkowo znaczne rozmiary nie mogą wnikać do metalu. Wnikanie wodoru z fazy gazowej musi być poprzedzone dysocjacją jego cząsteczek:



Powstawaniu wodoru atomowego sprzyja polaryzacja katodowa, stanowiąc źródło wolnych elektronów. Zjawisko polaryzacji jest szczególnie często wykorzystywane do sztucznego nasycania wodorem próbek, co umożliwia wykonywanie badań na materiałach zawierających w sobie różne stężenie wodoru, a co za tym idzie oceniać jego wpływ na różnego rodzaju właściwości.

Potwierdza to pierwiastkowa zależność rozpuszczalności wodoru od jego ciśnienia (prawo Sievertsa). Reakcja (8.2) jest jednak wysoce endotermiczna (436 kJ/mol H_2) i wobec tego znaczny stopień rozkładu cząsteczek wodoru na atomy i ich adsorbpcję na powierzchni można osiągnąć w dostatecznie wysokich temperaturach i ciśnieniach [Baranowski B. i in., 2005], albo doprowadzając do wyładowań elektrycznych w rozrzedzonym wodorze cząsteczkowym. Mimo to, z obecnością atomowego wodoru trzeba się liczyć także w normalnych warunkach ciśnienia i temperatury. Wynika to ze zdolności cząsteczek H_2 oraz innych gazów zawierających w cząsteczce wodór do tzw. dysocjacyjnej chemisorpcji [Hayward D.O. i in. 1964, Imai H. i in. 1968, Marcus P. i in. 1985]. Mianowicie siły chemisorpcyjnego oddziaływania cząsteczek H_2 , H_2O , H_2S (a przypuszczalnie także NH_3 , PH_3 , AsH_3) z powierzchnią metali przejściowych (Fe, Cr, Ni, Mo, W) przewyżniają wzajemne przyciąganie się atomów

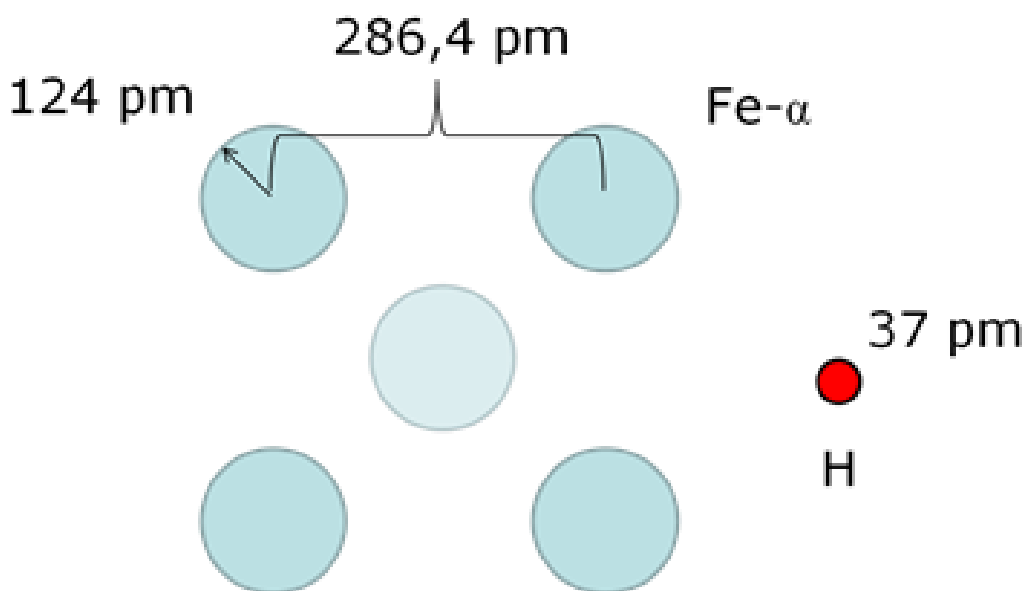
w cząsteczkach, czego rezultatem jest odszczepianie atomów wodoru i ich adsorpcja na powierzchni metalu:



gdzie:

X – O, S, N, P, As.

Zaadsorbowane atomy wodoru mogą „wnikać” do wnętrza metalu [Wolarek Z. i in. 2007]. Przemieszczanie się w strukturze krystalicznej stali (dyfuzja wodoru) jest stosunkowo proste ze względu na małą średnicę atomów wodoru. Rysunek 8-1 przedstawia schemat odległości międzyatomowe w żelazie- α oraz promienie atomów żelaza i wodoru.



Rysunek 8-1. Schemat sieci krystalicznej Fe- α wraz z promieniami atomów żelaza i wodoru oraz odległościami międzyatomowymi (opracowanie własne AGH)

Procesy niszczenia środowiskowego w obecności wodoru są trudne do ustalenia, ponieważ procesy w skali atomowej przebiegające w wierzchołku pęknięcia nie mogą być bezpośrednio obserwowane w próbkach masywnych (tzn. nie można odnaleźć analogii w makroskali). Mechanizmy pęknięcia określa się więc na podstawie obserwacji metalograficznych, fraktograficznych oraz na podstawie zmiennych metalurgicznych, środowiskowych i eksperymentalnych na kinetykę i charakter pęknięcia. W literaturze zaproponowano szereg modeli opisujących mechanizm niszczenia wodorowego, jednak nie ma jednego uniwersalnego mechanizmu opisującego i wyjaśniającego wszystkie formy niszczenia wodorowego. Modele fizycznego opisu procesu niszczenia wodorowego można podzielić na pięć grup:

- dyslokacyjne,
- ciśnienia wewnętrznego,
- dekohezji sieci,
- adsorpcyjny (zmniejszania energii powierzchniowej),
- faz wodorkowych.

Zawartość wodoru w próbkach metalicznych można wyrazić jako [Śmiałowski M., 1961]:

- stężenie atomowe c – liczba atomów H przypadająca na 1 atom metalu,
- objętość względna R.V. – objętość wodoru na jednostkę objętości metalu,
- procent ciężarowy – masa wodoru w gramach na 100 g metalu,
- objętość wodoru – objętość wodoru w cm^3 na 100 g metalu.

Współczynniki przeliczeniowe zawarto w Tabeli 8-1.

Tabela 8-1. Współczynniki przeliczeniowe do zmiany wartości stężeń wodoru w żelazie i jego stopach. Gęstość $7,88 \text{ g/cm}^3$, ciężar atomowy żelaza $55,84$ [Śmiałowski M., 1961]

	Mnożnik			
	C	R.V.	% ciężar.	B
c	1	0,000633	0,553	0,0000498
R.V.	1580	1	875	0,0788
% ciężar.	1,81	0,00115	1	0,0000892
B	20000	12,7	11100	1

Najczęściej w środowisku bogatym w wodór wyróżnia się następujące ryzyka związane z pękaniem materiałów:

- Pękanie naprężeniowe wodorowe - Hydrogen-Induced Cracking (HIC) / Hydrogen Stress Cracking - HSC,
- Kruchość w środowisku wodorowym - Hydrogen Environment Embrittlement (HEE),
- Pękanie wodorowe w wysokiej temperaturze - High Temperature Hydrogen Attack (HTHA).

W przypadku wszystkich tych mechanizmów pękania następuje długotrwałe niszczenie sieci i infrastruktury gazociągowej, a awaria związana z rozszczelnieniem lub pękaniem następować będzie w sposób nagły. W przypadku mechanizmu HIC i HEE wystarczy obecność środowiska wodoru w warunkach wysokiego ciśnienia, co generuje wysokie stan naprężeń rozciągających, a w przypadku HTHA również podwyższona temperatura. Tym samym szkodliwe działanie wodoru wynika z adsorpcji atomów wodoru na powierzchni metalu przy dostatecznie krótkim czasie umożliwiającym ich dalsze wniknięcie do stali oraz zdolności cząsteczek wodoru oraz innych gazów i par zawierających wodór do dysocjacyjnej chemisorpcji na powierzchni metalu. Siły wiązania chemisorpcyjnego niektórych

cząsteczek gazów i par z czystą powierzchnią metalu są tak duże, że przewyżniają wzajemne przyciąganie się atomów w cząsteczkach, czego rezultatem jest odszczepianie się atomów wodoru, które ulegają adsorpcji na powierzchni metalu a następnie dyfuzji. Rozpuszczalność atomów wodoru w żelazie wynosi 2-8 ppm i zależy od odmiany alotropowej żelaza oraz parametrów procesu. Rozpuszczalność wodoru w fazie α -Fe oraz w ferrycie jest niższa niż w fazie γ -Fe oraz austenicie i wzrasta ze wzrostem temperatury i ciśnienia. W wyniku wygrzewania w wysokiej temperaturze może nastąpić znaczne nasycenie wodorem, który przy obniżaniu temperatury wydelfunduje tylko częściowo. Wodór pozostający w roztworze stałym, węglowym i międzywęzłowym oraz mikroporach, powoduje powstawanie pęcherzy i spękań prowadzących do wad wewnętrznych zwanych płatkami śnieżnymi. Obecność wodoru sprzyja też odwęglaniu stali (szczególnie przy długotrwałym narażeniu na podwyższoną temperaturę).

Pękanie wodorowe w stalach następuje po przekroczeniu pewnego progu naprężeń σ , w czasie do 12 h od rozpoczęcia działania naprężenia. Progowe naprężenia σ dla danej stali są dużo niższe niż wytrzymałość na rozciąganie tej stali (np. $\sigma = 470$ MPa przy $R_m = 1400$ MPa). Wpływ wodoru na właściwości mechaniczne widoczny jest szczególnie przy zginaniu i przy obciążaniu stałą siłą próbek z karbem. Ze wzrostem wytrzymałości na rozciąganie (R_m) podatność na szkodliwe działanie wodoru rośnie. Jeśli badana próbka nie posiada karbu to nawodorowanie obniża przewężenie (Z) i wydłużenie (A), natomiast słabo wpływa na R_m . Podatność do kruchości wodorowej zależy ponadto od składu chemicznego i struktury stali oraz temperatury i ciśnienia wodoru. Krytyczną temperaturą dla kruchości wodorowej jest ok. 200°C przy ciśnieniu wodoru powyżej 2 MPa, powyżej której istnieje duże ryzyko jej wystąpienia. Dla niskich ciśnień, poniżej 2 MPa obserwowany jest wzrost tej temperatury do ponad 500°C.

Kruchość wodorową opisuje teoria dekohezji opierająca się na dwóch podstawowych założeniach:

- dyfuzja wodoru zachodzi pod wpływem gradientów naprężeń sprężystych; powoduje to akumulację atomów wodoru w miejscach spiętrzeń naprężeń rozciągających; w obecności karbu dyfuzja zachodzi w szczególności do miejsc na czole karbu lub wierzchołka pęknięcia; stwierdzenia te zostały udowodnione pomiarami tarcia wewnętrznego i metodą atomów znaczonych (atomów trytu);
- wodór zmniejsza siły wzajemnego przyciągania się atomów żelaza (siły kohezji) w sieci krystalicznej; silne przyciąganie Fe—H powoduje zbliżenie w sieci α -Fe czterech atomów żelaza do atomu wodoru, co powoduje oddalenie się tych atomów od pozostałych atomów żelaza; pod wpływem naprężenia lokalnego wiązanie Fe—Fe na dnie karbu może więc ulec rozerwaniu.

Źródłami wodoru stymulującego zjawisko kruchości wodorowej jako jednego z rodzajów korozji są:

- dysocjacyjna chemisorpcja cząsteczek H_2O , H_2S , NH_3 ,
- korozja z depolaryzacją wodorową lub mieszaną,
- wytrawianie metalu w kwasach,
- ochrona katodowa,
- elektrolityczne nakładanie powłok metalicznych (wodór z procesu elektrolizy nie może wydyfundować przez warstwę).

Mechanizmy pękania bazują na następujących modelach teoretycznych opisujących mechanizmy degradacji materiałów:

Model dyslokacyjny Beachema

W odkształconym plastycznie materiale dyslokacje poruszają się w kryształach wraz z utworzonymi przez nich wodorowymi atmosferami Cottrella lub Snoeka. Spiętrzenie dyslokacji na przeszkodzie, np. na wtrąceniu niemetalicznym, powoduje miejscowe nagromadzenie wodoru i może prowadzić do inicjacji pęknięć. Efekt transportu przez ruchome dyslokacje występuje przy niskich szybkościach odkształcenia, ponieważ dla większych szybkości odkształcenia atmosfery Cottrella odrywają się od dyslokacji [Hirth J.P., 1980]. W roku 1972 Beachem [Beachem C.D., 1972] zaproponował model niszczenia wspomaganego przez wodór, w którym rola wodoru polegała na zwiększeniu mobilności (ruchliwości) dyslokacji i lokalnego uplastycznienia (zmiękczenia). Potwierdzony wielokrotnie doświadczalnie efekt zmiękczenia wywołany jest zwiększoną ruchliwością dyslokacji śrubowych, zwiększonym „zarodkowaniem” (tworzeniem) dyslokacji na powierzchni metalu oraz niestabilnością odkształcenia przez ścinanie. Model ten miał charakter głównie jakościowy.

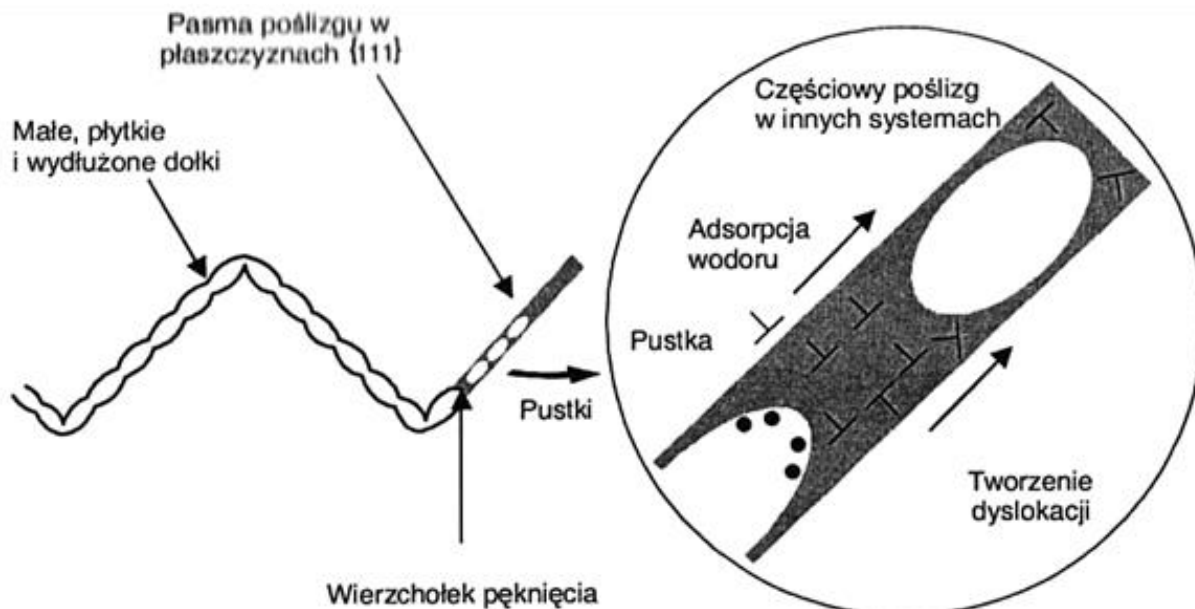
Model Lyncha

Model lokalnego uplastycznienia zaproponowany przez Beachema został rozwinięty przez Lyncha w 1979 r. [Lynch S.P., 1979]. Według niego, wodór adsorbowany na powierzchni wierzchołka pęknięcia ułatwia tworzenie nowych dyslokacji i odkształcenie przez poślizg (AILS – Adsorption-Induced Localised-Slip). Lynch postawił tezę, że oddziaływanie wodoru na przyspieszone pęknięcia ma charakter powierzchniowy (oddziaływanie na powierzchnię), przebieg pęknięcia przedstawiając w następujących etapach [Lynch S.P., 1988]:

- adsorpcja wodoru w wierzchołku pęknięcia,
- osłabienie wiązań międzyatomowych, co ułatwia powstawanie dyslokacji w wierzchołku pęknięcia,
- wzrost pęknięcia poprzez naprzemienny poślizg w dwóch płaszczyznach przecinających pęknięcie,

- powstanie mikropustek w sferze odkształceń plastycznych przed wierzchołkiem pęknięcia,
- łączenie się wzrastającego pęknięcia z mikropustkami.

Powyższy proces prowadzi do pęknięcia quasi-łupliwego (makroskopowo) w płaszczyźnie dzielącej dwie aktywne płaszczyzny poślizgu – płaszczyzny $\{100\}$ i kierunki $\langle 110 \rangle$ krystalograficzne dla metali o sieci A1 i A2. Model AILS został przedstawiony na Rysunku 8-2.



Rysunek 8-2. Schemat modelu AILS [Lynch S.P., 1994]

W idealnych warunkach występuje naprzemienny poślizg po obu stronach płaszczyzny pęknięcia, ponieważ jeśli poślizg nastąpi po jednej stronie, to wywoła po tej stronie naprężenia, co czyni poślizg po przeciwnej stronie łatwiejszym (bardziej uprzywilejowanym). Jeżeli jednak płaszczyzny poślizgu nie są symetrycznie zorientowane względem osi naprężenia to po jednej stronie pęknięcia wystąpi większe naprężenie w płaszczyźnie poślizgu, a w konsekwencji poślizg będzie łatwiej następował po jednej stronie wierzchołka pęknięcia. Podobnie różne gęstości (ilości) przeszkód po jednej stronie mogą prowadzić do zróżnicowania łatwości poślizgu. Nierównomierność poślizgu po obu stronach płaszczyzny pęknięcia doprowadzi do makroskopowej zmiany (odchylenia) płaszczyzny pęknięcia od płaszczyzn krystalograficznych o niskich wskaźnikach. Sytuacja ta dotyczy wszystkich stopów metali o sieci A1 oraz sieci A2, tj. stali niestopowych.

Model wspomaganey przez wodór zlokalizowanej plastyczności HELP (Hydrogen-Enhanced Localised Plasticity).

Kolejnym modelem odwołującym się do zwiększenia ruchliwości dyslokacji przez wodór jest model opracowany przez Birnbauma (1988-1994) [Birnbaum H.K., 1994] (HELP Hydrogen-Enhanced Localised Plasticity) – zlokalizowanego uplastycznienia wspomaganego wodorem, stanowiąc rozwinięcie i modyfikację modeli Beachema oraz Lyncha.

Model HELP opisuje układ materiał-środowisko, w którym wodór wydziela się w szczelinie na powierzchni pęknięcia w wyniku reakcji katodowej, a wnika w wierzchołku pęknięcia, a więc metale i stopy zdolne do pasywacji. Mechanizm pęknięcia opisany modelem HELP można przyjąć za prawdopodobny dla czystych metali oraz stopów utwardzanych roztworowo przez pierwiastki różnowęzłowe i utwardzanych wydzieleniowo, w tym: austenitycznych stali kwasoodpornych (AISI 304, 316), stopów Al oraz stopów tytanu jednofazowych α . Lokalne uplastycznienie przez wodór zaobserwowano dla wszystkich typów sieci krystalicznych metali: sieci regularnej ściennie centrowanej A1, sieci regularnej przestrzennie centrowanej A2 oraz sieci heksagonalnej zwartej A3 [Birnbaum H.K., 1988].

Model HELP może występować również w układach, gdzie tworzą się kruche fazy wodorkowe jako konkurencyjny mechanizm pęknięcia. Taki przypadek występuje np. dla stopów tytanu jednofazowych α oraz mniej stabilnych fazowo stali kwasoodpornych austenitycznych np. AISI 304) [Birnbaum H.K., 1997].

Dla stopów tworzących fazy wodorkowe mechanizm HELP występuje w warunkach, gdy wodorki indukowane naprężeniami nie tworzą się, np. gdy szybkość propagacji pęknięcia jest większa niż szybkość dyfuzji wodoru do wierzchołka pęknięcia [Birnbaum H.K., 1997].

Model HELP występuje w przypadku wnikania wodoru ze środowiska (zewnątrzna kruchość wodorowa), jak i w przypadku jego obecności w roztworze stałym (wewnętrzna kruchość wodorowa). W obu przypadkach przyłożenie naprężenia prowadzi do nierównomiernego rozkładu wodoru i zwiększonego stężenia przed wierzchołkiem pęknięcia lub wokół wydzielenia. Lokalne pole naprężeń rozciągających przy wierzchołku pęknięcia zmniejsza potencjał chemiczny wodoru znajdującego się w roztworze stałym i na drodze dyfuzji prowadzi do lokalnego zwiększenia stężenia wodoru. W wyniku tego miejscowo następuje zmniejszenie naprężania płynięcia materiału, a w konsekwencji lokalne odkształcenie, które prowadzi do lokalnego pęknięcia plastycznego, podczas gdy całkowite odkształcenie obserwowane makroskopowo pozostaje niewielkie. Pęknięcie w modelu HELP przebiega w następujących etapach:

- dyfuzja wodoru do obszarów przed wierzchołkiem pęknięcia,
- tworzenie atmosfer wodorowych wokół dyslokacji (i przeszkód dla ruchu dyslokacji – np. wydzielenie węglików i azotków),
- ułatwiony, zlokalizowany poślizg, dzięki obniżeniu poprzez atmosfery wodorowe sił przyciągania dyslokacji.

Model wspomaganej przez środowisko lokalnej plastyczności CEPM (Corrosion Enhanced Plasticity Model)

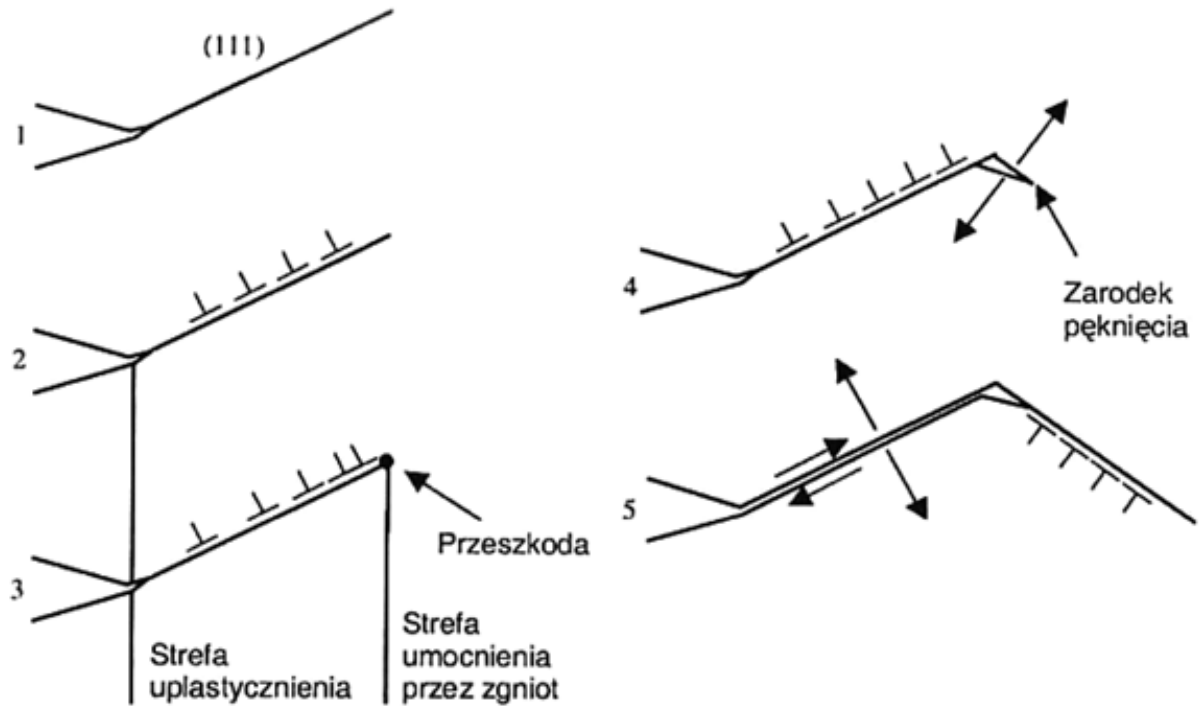
Model proponujący wyjaśnienie pęknięcia quasi-łupliwego pod wpływem środowiska w materiałach normalnie ciągliwych przedstawił Magnin [Magnin T., 1996].

Zakłada on lokalne roztwarzanie materiału stopu o sieci regularnej ściennie centrowanej A1 wzdłuż płaszczyzn {111} przy wierzchołu pęknięcia, co uruchamia pęknięcie kruche. Powierzchniowe roztwarzanie i towarzyszące mu generowanie wakansów na wierzchołku pęknięcia może również ułatwić tworzenie nowych dyslokacji na powierzchni, podobnie jak to opisano w modelu Lyncha (AILS). Roztwarzaniu anodowemu w wierzchołku pęknięcia stali pasywujących się towarzyszy często wydzielanie wodoru (reakcja katodowa). Kolejne stadia (etapy) modelu są następujące (Rysunek 8-3):

- aktywowanie płaszczyzn poślizgu na świeżo zdepaswowanym metalu w wierzchołku pęknięcia na skutek zlokalizowanego roztwarzania w płaszczyźnie {111};
- zwiększona plastyczność w płaszczyźnie {111} z powodu tworzenia wakansów (roztwarzanie anodowe) oraz absorpcji wodoru (reakcja katodowa i adsorpcja), jak też zwiększenie ostrości wierzchołka pęknięcia;
- oddziaływanie dyslokacji z przeszkodami wcześniej utworzonymi podczas przyłożenia głównego naprężenia.

Następujące obszary wzdłuż płaszczyzn poślizgu są uprzywilejowane:

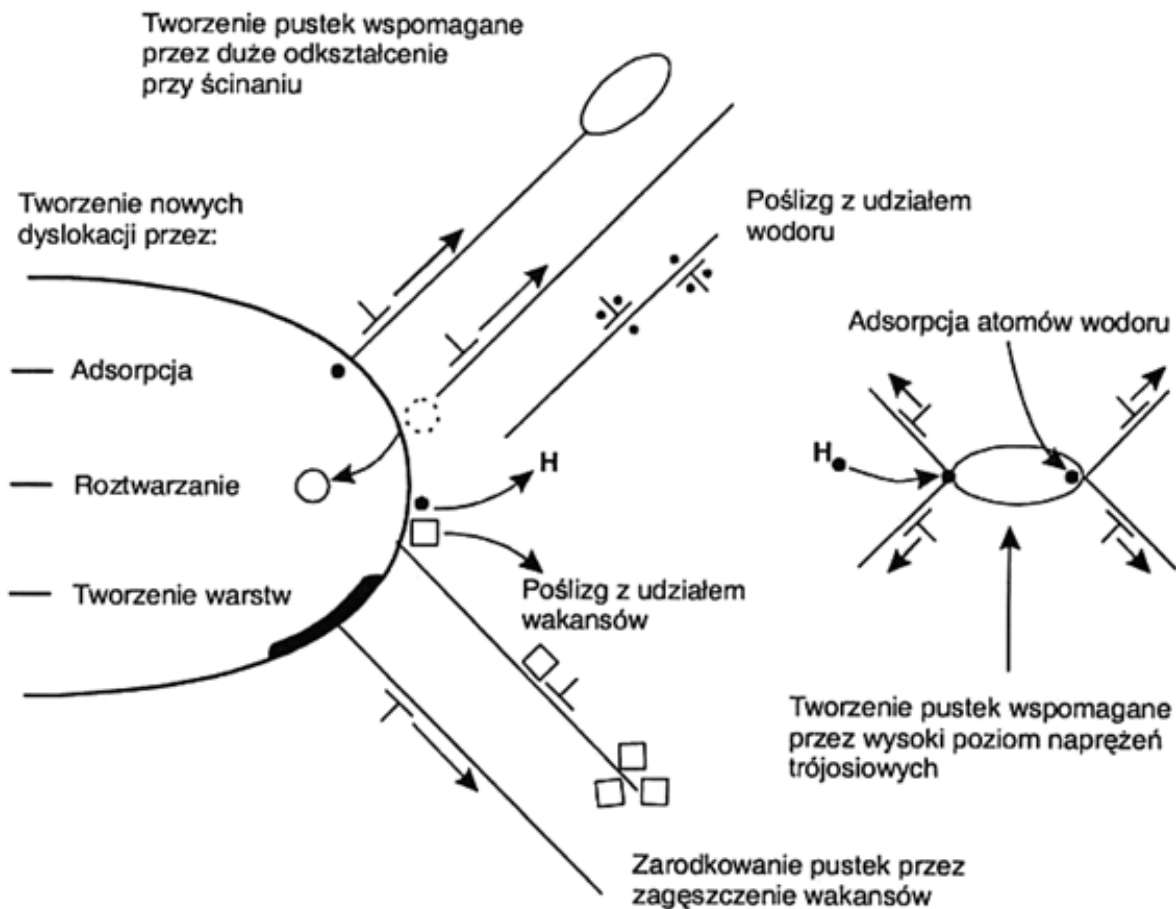
- obszar dyfuzyjny (zwiększonej plastyczności) blisko powierzchni wierzchołka pęknięcia,
- obszar wcześniej utwardzony przez zgniot;
- osiągnięcie krytycznej wartości współczynnika intensywności naprężeń K_{Ic} przez lokalne naprężenie (szczególnie, gdy współczynnik koncentracji naprężenia jest obniżony przez absorpcję wodoru wzdłuż płaszczyzn poślizgu) i zarodkowanie pęknięć np. wg mechanizmu Stroha;
- spadek energii wiązań (kohezji) w płaszczyźnie {111} i otwarcie pęknięcia wzdłuż płaszczyzny poślizgu, emisji dyslokacji wzdłuż symetrycznych płaszczyzn poślizgu, otaczających nowo tworzony wierzchołek pęknięcia, z okresową zmianą płaszczyzny pęknięcia. Zygzakowate pęknięcie może wystąpić w skali makro wzdłuż płaszczyzn {111}.



Rysunek 8-3. Kolejne etapy pęknięcia w modelu CEPM [Magnin T. i in. 1999]

Model CEPM został opracowany i zweryfikowany dla materiałów o sieci A1, a sprawdzony eksperymentalnie i przez modelowanie numeryczne dla nanokrystalicznych stali ALSI 316L i 304L [Lynch S.P., 1994; Magnin T. 1999]. Model zakłada, że lokalne roztwarzanie wzdłuż płaszczyzn {111} przy wierzchołku pęknięcia (prawdopodobnie połączone z adsorpcją wodoru) ułatwia zlokalizowanie odkształcenie plastyczne wzdłuż płaszczyzn poślizgu. Przewiduje się, że lokalny poślizg jest blokowany przez przeszkody ruchu dyslokacji, np. wydzielenia, układy dyslokacyjne, takie jak bariery Lomera-Cotrella (L-C).

Na skutek blokowania poślizgu naprężenie może osiągnąć wartość wystarczającą do zainicjonowania pęknięcia wzdłuż płaszczyzn {100}, {110} lub {111}. Zatrzymanie pęknięcia następuje, gdy naprężenie ulegnie relaksacji, a dalej cały proces jest powtarzany. Schematyczne przedstawienie możliwych oddziaływań środowisko – odkształcenie, które są wynikiem niszczenia środowiskowego (Rysunek 8-4). Wszystkie procesy są zdolne do utworzenia lokalnego odkształcenia oraz zwiększenia stosunku liczby dyslokacji dzielących wierzchołek pęknięcia i powodujących propagację pęknięcia do dyslokacji odpowiedzialnych za stępienie wierzchołka pęknięcia. Jest to kluczowe zagadnienie wg Lyncha [Lynch S.P., 1994].



Rysunek 8-4. Schematyczne przedstawienie możliwych oddziaływań środowisko-odkształcenie [Lynch S.P.,1994]

Model ciśnienia wewnętrznego (Internal Pressure Theory)

Model zaproponowany przez Zapffe'a i Simsa w 1941 r. [Timmins P.F.1997], obecnie ma znaczenie historyczne, ale niekiedy stosowany jest do wyjaśnienia przyczyn pęknięć spoin stalowych złączy spawanych. Model ciśnienia wewnętrznego wymaga udziału gazowego wodoru o wysokim ciśnieniu w pustkach dla wzrostu pustek lub pęknięć. Jednak wyniki doświadczeń wykazały, że propagacja pęknięć zachodzi w wilgotnym wodorze przy ciśnieniu obniżonym, co wskazuje, że model ciśnienia wewnętrznego nie jest modelem ogólnym.

Inne doświadczenia [Hirth J.P., 1980] wykazały, że transport wodoru przez dyslokacje może generować duże wewnętrzne przesylenie sieci wodorem i, co za tym idzie, wysokie ciśnienie wewnętrzne, nawet jeśli zewnętrzne ciśnienie było niskie. Jednak rzeczywiste przesylenie może być najwyżej 2 lub 3-krotnie większe od równowagowego. Wyklucza to model ciśnienia wewnętrznego jako ogólnie wyjaśniający niszczenie wodorowe. Wspomagany ciśnieniem wzrost pustek może zachodzić tylko przy wysokiej fugatywności środowiska, jak to ma miejsce przy tworzeniu pęcherzy wodorowych bez udziału naprężeń zewnętrznych.

Model dekohezji sieci (Hydrogen Induced Decohesion Mechanism)

Model ten został zaproponowany przez Troiano [Troiano A.R., 1960] i rozwinięty przez Oriani [Oriani R.A., 1972]. Model postuluje, że wodór sieciowy obniża siłę wiązań atomowych, a tym samym obniża siłę potrzebną do rozdzielania kryształu wzdłuż określonej płaszczyzny krystalograficznej oraz energię dekohezji granic sieci. Pękanie łupliwe i zachodzi, gdy przyłożone naprężenie przewyższa naprężenie kohezji.

Nie uzyskano bezpośrednich dowodów doświadczalnych na potwierdzenie słuszności modelu dekohezji sieci i obniżenia sił wiązań atomowych przez wodór znajdujący się w roztworze [Birnbaum H.K., 1997]. Mało jest jednak przesłanek przemawiających za modelem dekohezji sieci wywołanej wodorem dla metali mających niską rozpuszczalność wodoru w stanie stałym, ale mimo to część badaczy opowiada się wciąż za jego słusznością [Szkłarska-Śmiałowska Z., 2003].

Model adsorpcyjny (zmniejszenia energii powierzchniowej)

Model zaproponowany przez Petcha i Stablesa [Petch N.J. i in., 1952] zakłada, że adsorpcja wodoru zmniejsza energię powierzchniową (napiecie powierzchniowe) niezbędną do tworzenia pęknięcia i stąd obniża naprężenie pęknięcia sprzyjające kruchemu pękaniu. Mimo licznych badań nie otrzymano bezpośredniego eksperymentalnego dowodu na to, że w temperaturze zbliżonej do pokojowego wodoru obniża energię powierzchniową żelaza i jego stopów. Znaczenie teorii adsorpcyjnej jest dodatkowo ograniczone przez fakt, że nie obserwuje się jakościowych różnic w działaniu wodoru „zewnętrznego” i wodoru znajdującego się w materiale. Petch i Stables oparli się na teorii Griffitha pęknięcia kruchego. Krytyczna wartość naprężenia powodującego niekontrolowany wzrost pęknięcia zależy od powierzchniowej energii jednostkowej. Argumenty przeciw teorii adsorpcyjnej są następujące:

- nie docenia ona pracy pęknięcia,
- nie wyjaśnia pęknięcia nieciągłego potwierdzonego metodą emisji akustycznej,
- nie wyjaśnia, dlaczego skłonności do opóźnionego pęknięcia wodorowego zanika przy usunięciu naprężeń zewnętrznych,
- nie tłumaczy, dlaczego tlen mający większą zdolność adsorpcji niż wodór obniża skłonność do pęknięcia oraz blokuje negatywny wpływ wodoru.

Odwracalność skłonności do opóźnionego pęknięcia wodorowego jest prawdopodobnie związana z procesem zarodkowania pęknięcia, które wymaga nie tylko zmniejszenia energii powierzchniowej, ale również istnienia lokalnych naprężeń (związanych ze spiętrzeniem dyslokacji i wystąpieniem nierównomiernych naprężeń w zakresie odkształceń sprężystych). Dodatkowe czynniki wpływające na lokalne stężenie wodoru mogą ulec „relaksacji” i zaniknąć przy usunięciu naprężeń zewnętrznych. Pierwotny model adsorpcyjny został wykorzystany przez Lyncha w modelu AILS [Lynch S.P., 1994;

Lynch S.P., 1988], jednak w modelu Lyncha adsorpcja ułatwia tworzenie nowych dyslokacji i uplastycznienie materiału.

Modele faz wodorkowych

Westlake [Westlake D.G., 1969] zasugerował, że pękanie może postępować przez tworzenie i pękanie wodorków w pobliżu wierzchołka pęknięcia. Inni badacze objaśniający ten model pokazali, że pole naprężeń hydrostatycznych przy wierzchołku pęknięcia może stabilizować wodorek, nawet jeśli jest on niestabilnym wodorkiem bez udziału naprężeń [Hirth J.P., 1980]. Wiele metali i stopów wykazuje kruchość wodorową wynikającą z tworzenia wodorków (lub innych kruchych faz) pod wpływem naprężeń, a następnie kruchego pęknięcia tych faz. Kilka rodzajów faz może wywoływać kruche pękanie, np. wodorki, martenzyt, tlenki, azotki. Pękanie według tego modelu wykazują oraz tworzą stabilne wodorki pierwiastki z grupy Vb układu okresowego: Nb, V, Ta, Zr i Ti. Niektóre metale mogą tworzyć pseudowodorki, które są roztworami stałymi o wysokim stężeniu wodoru, w warunkach wysokiej fugatywności wodoru [Hirth J.P., 1980; Birnbaum H.K., 1988].

Niskotemperaturowe klasyczne niszczenie wodorowe może przyjmować najrozmaitszy sposób [Śmiałowski M., 1961; Timmins P.F., 1997; Oriani R.A., 1972], jako:

- obniżenie plastyczności (mierzonej wydłużeniem i przewężeniem w próbie rozciągania) i udarność, co może prowadzić do pęknięć kruchych,
- obniżenie rzeczywistego naprężenia zrywającego na skutek zmniejszenia plastyczności i braku tworzenia się szyjki przed zerwaniem, przy czym wartość naprężeń umownych R_m i R_e nie ulegają obniżeniu,
- opóźnione pękanie wodorowe pod wpływem naprężeń stałych niższych od granicy plastyczności (już na poziomie 10% R_e) – Hydrogen Stress Cracking (HSC),
- naprężeniowe pękanie korozyjne pod wpływem obecności siarczków – Sulfide Stress-Corrosion Cracking (SSC lub SCC),
- płatki wodorowe (flokony) – pęcherze wodorowe w stalowych półwyrobach i wyrobach hutniczych o dużych przekrojach, wykonanych ze stali z dodatkiem Ni lub Ni i Cr,
- pęknięcia wewnętrzne wywołane ciśnieniem wodoru cząsteczkowego – Hydrogen Induced Cracking (HIC). Wodór absorbowany dyfunduje do uprzywilejowanych miejsc (powierzchnie międzyfazowe, granice ziaren), gdzie rekombinuje do formy cząsteczkowej. Wysokie ciśnienie H_2 powoduje powstawanie pęcherzy wodoru lub wzdłużnych pęknięć,
- pęknięcia zimne w złączach spawanych stali o podwyższonej i wysokiej wytrzymałości. Pękanie opóźnione inicjowane jest w strefie wpływu ciepła (SWC) lub spoinie po

ostygnięciu złącza. Przy niższych stężeniach wodoru zachodzi według mechanizmu HSC, a przy wysokich stężeniach dowodu według HIC.

Niszczenie wodorowe zachodzi, niezależnie od mechanizmu, gdy naprężenie rozciągające (zewnętrzne lub pozostające) jest większe lub równe naprężeniu krytycznemu. Naprężenie krytyczne lub krytyczny współczynnik intensywności naprężeń K_c zależne są od temperatury i krytycznego stężenia wodoru, który związany jest z danym rodzajem defektu sieci krystalicznej lub wydzieleniem bądź wtrąceniem, czy nieciągłością (CH). Krytyczne stężenie wodoru (CK) to stężenie powodujące w danych warunkach (temperatura, naprężenie, K_c , rodzaj struktury, właściwości mechaniczne) inicjację pęknięcia lub wspomagające jego propagację. Należy zwrócić uwagę, że rozkład wodoru w materiale nie jest równomierny. Lokalne stężenie wodoru pułapkowanego (CH) lub np. nagromadzonego przed wierzchołkiem pęknięcia w strefie odkształcenia plastycznego może być o 1-3 rzędów wielkości większe od średniego całkowitego stężenia wodoru w materiale (CO). Pozornie materiały pękają przy niskich stężeniach wodoru, ale lokalnie stężenie krytyczne wodoru może być bardzo wysokie.

Ponieważ mechanizmy niszczenia nie są możliwe do wyznaczenia w warunkach projektowania i eksploatacji instalacji najczęściej wykorzystywane są następujące mechanizmy pęknięcia opisujące w sposób ogólny zjawiska związane z inicjacją i rozwojem pęknięć:

Mechanizm pęknięcia naprężeniowego wodorowego (HIC/HSC)

Pęknięcie HIC następuje na skutek absorpcji atomów wodoru przez powierzchnię rurociągów i ich dyfuzję do wnętrza ścianki. Atomy wodoru gromadzą się w nieciągłościach wewnętrznych np. mikropęknięciach, pustkach, granicach wtrąceń niemetalicznych lub granicach ziaren. W wyniku czego tworzą się pustki wodorowe, a gromadzący się wewnątrz wodór powoduje wzrost naprężeń wewnątrz materiału [Shehata M.F. i in. 2023; Ohaeri E. i in., 2018]. Czynnikiem powodującym wzrost naprężeń, poza ciśnieniem wewnątrz instalacji mogą być drgania zewnętrzne [Munteanu L. i in., 2023; Jiang X. i in., 2024; Sun Y. i in., 2022]. W przypadku niektórych gatunków stali tworzyć się mogą stabilne lub metastabilne wodorki. Obecność pustek lub wodorków powoduje obniżenie plastyczności stali (wzrost jej kruchości), co w konsekwencji powoduje inicjację pęknięć i dalszą degradację materiału. Wraz ze wzrostem ilości wodoru (nasylenia wodorem) wewnątrz stali propagacja pęknięć następować może ze zwiększoną szybkością i w sposób nagły [Shehata M.F. i in. 2023; Ohaeri E. i in., 2018].

Głównymi czynnikami wpływającymi na skłonność do pęknięcia HE jest skład chemiczny, mikrostruktura, stan powierzchni, czy wytrzymałość stali. Najsilniej wpływającymi na kruchość są:

- Wielkość ziarna: struktura drobnoziarnista sprzyja uzyskaniu wysokiej plastyczności stali i wytrzymałości;
- Mikrostruktura: Struktura żelaza α i γ jest strukturą korzystną dla odporności na kruche pęknięcia, podczas gdy struktura martenzytu odpuszczonego, bainityczna lub perlityczna może powodować zwiększenie kruchości,
- Skład chemiczny: niska zawartość węgla ogranicza skłonność do pęknięcia wodorowego, podczas, gdy wraz ze wzrostem zawartości węgla zwiększa się ilość wydzieliń węglików stanowiących miejsce pułapkowania wodoru; dodatki mikrostopowe w niewielkim stopniu wpływają na zwiększenie kruchości wodorowej, przy czym mogą wpływać korzystnie na właściwości plastyczne lub wytrzymałość zmęczeniową (np. Mo lub V)
- Chropowatość: Zwiększone parametry chropowatości sprzyjają adsorpcji wodoru, przy czym bezpośrednie działanie zależy od warunków występujących na granicach faz.
- Właściwości mechaniczne: Wraz ze wzrostem wytrzymałości na rozciąganie i granicy plastyczności obniża się odporność na kruche pęknięcie, przy czym wpływ właściwości mechanicznych zależy od sposobu umocnienia stali.
- Właściwości plastyczne: Wysokie wydłużenie, przewężenie oraz udarność zapewniają wysoką odporność na pęknięcie wodorowe.

Mechanizm kruchości w środowisku wodorowym (HEE)

Kruchość w środowisku wodorowym jest złożonym zjawiskiem wynikającym z uwarunkowań środowiskowych, jak skład chemiczny, ciśnienie, wilgotność, temperatura oraz stan naprężeń [Feaugas X. i in., 2019; Lynch S., 2019; Liu J. i in. 2023]. W zależności od występujących czynników wyróżnia się zjawiska związane z dekohezją sieci, HELP, AIDE, przemianami fazowymi i tworzeniem się kruchych wodorków, czy tworzeniem się mikropustek [Feaugas X. i in., 2019; Lynch S., 2019; Liu J. i in. 2023; Khare A. i in., 2018; Takasawa K. i in., 2023]. Czynnikiem wpływającym na kruchość są wydzielania, węgliki i wtrąceń niemetaliczne, szczególnie w granicach ziarna, jak również stan naprężeń własnych i warunki obciążeń zewnętrznych (np. zmiany ciśnienia) [Murakami Y. i in., 2014].

Mechanizm pęknięcia wodorowego w wysokiej temperaturze (HTHA)

Pęknięcie HTHA zachodzi w warunkach podwyższonej temperatury i ciśnienia i związane jest z odwęglaniem roztworu stałego lub redukcji węglików w obecności wodoru [Prueter P.E. i in. 2019; Vijayvargia K. i in., 2023; Vijayvargia K. i in., 2025; Mitul D. i in. 2023]. W wyniku tworzą się pustki metanowe powodujące wzrost naprężeń wewnętrznych [Dadfarnia M. i in., 2019]. Zjawisko ulega nasileniu wraz ze wzrostem ciśnienia i temperatury [van Zyl A. i in., 2024]. Temperatura początku mechanizmu wynosi 200°C przy ciśnieniu wodoru ok. 2 MPa.

8.2. Materiały stalowe

Klasyfikacja stali przeznaczonych dla przesyłu gazu ziemnego wskazuje m.in. stosowanie stali niestopowych o zawartości węgla poniżej 0,1% i ziarnie poniżej 10 wg ASTM uzyskiwanym w procesach obróbki cieplnej lub procesów wytwarzania stali z kontrolowanym chłodzeniem (walcowanie termomechaniczne). Wzrost wytrzymałości w tych stalach otrzymuje się m.in. poprzez dodatek mikrododatków stopowych, np. molibdenu. Stale takie cechują się dużą wytrzymałością, przekraczającą 500 MPa i stosunkowo dobrą plastycznością i udarnością. Doboru stali na rurociągi można dokonać w oparciu o normy wskazujące wymagania dla przesyłu paliw palnych (PN-EN ISO 3183 [A-N17]) i zastosowań ciśnieniowych (PN-EN 10216 [A-N62]).

Wśród norm na rury do przesyłu paliw palnych stosowana jest norma PN-EN ISO 3183 [A-N17] wskazująca wymagania dla stali o granicy plastyczności do 555 MPa. W składzie chemicznym tych stali wskazuje stosunkowo dużą dopuszczalną zawartość węgla (ok. 0,2%), dodatki mikroskopowe V, Nb i Ti (łącznie zawartość do 0,15%) i zawartość siarki i fosforu do 0,03%. Obejmuje gatunki zarówno stali niestopowych (Re od 245 do 360 MPa) jak i stale stopowe do granicy plastyczności 555 MPa wytwarzane w procesach ulepszania cieplnego jak i walcowania termomechanicznego. Klasyfikacja stali w tej normie przeprowadzona została w oparciu o PN-EN 10020 [A-N63]. Stale te charakteryzują się obniżoną zawartością węgla (ok. 0,16%) oraz obniżoną dopuszczalną zawartość siarki do 0,01% i fosforu do 0,02%. Stale do zastosowań ciśnieniowych zawierają większą ilość dodatków stopowych m.in. Cr i Cu, przy czym zawartość węgla, siarki fosforu w tych stalach wynosi podobnie jak w stalach na rury do przesyłu paliw palnych. API 5L dla rur PSL2 ogranicza zawartość siarki do 0,015% i fosforu do 0,025% (łącznie 0,04%) a równoważnik węgla jest zgodny z PN-EN ISO 3183 [A-N17] tj. poniżej 0,43%.

Wymagania norm PN-EN 10208 [A-N64] (norma wycofana), PN-EN 10216 [A-N62], zawierających wymagania dla wytwarzania i stanu dostawy rur na rurociągi nie są adekwatne dla wymagań stawianych instalacjom dla przesyłu paliwa zawierającego wodór.

Dla instalacji wodorowych obejmujących rury wraz z armaturą ¹⁾ należy stosować szczególne wymagania obejmujące w szczególności skład chemiczny (wg ASME B.31.12:2023 [A-N16], AIGA 033_06 [A-N60]):

- stosowanie stali uspokojonych,
- zachowanie obniżonej zawartości siarki do wartości poniżej 0,010%, a najkorzystniej poniżej 0,001%,
- zachowanie obniżonej zawartości fosforu do 0,02%, a najkorzystniej poniżej 0,015%,
- zawartość węgla poniżej 0,2%, najkorzystniej poniżej 0,16%,

- całkowity skład chemiczny odpowiadający równoważnikowi węgla poniżej 0,43% (wg PN-EN ISO 3183 [A-N17] do 0,43%), przy czym zaleca się stosowanie stali o składzie chemicznym o równoważniku węgla poniżej 0,35%,
- należy zwracać uwagę na zawartość miedzi, która w ilości do 0,3% powoduje ograniczenie ilości wodoru dyfundującego, ale przy stężeniach wyższych może powodować pęknięcia i mikropęknięcia [Blicharski M. 2004; Pietkun-Greber I. i in., 2014]
- kontrolować stosunek Ca/S. Wartość stosunku Ca/S powyżej 1,5 (przy S > 0,0015%) sprzyja koagulacji wtrąceń siarczkowych (wymaganie ujęte w np. PN-EN ISO 3183 [A-N17]). Wymaga to ujawniania w składzie chemicznym zawartości wapnia, jeżeli jest wprowadzany celowo,
- zachowanie łącznej zawartości Ti, Nb, V poniżej 0,15%.

¹⁾ Uwaga – przez pojęcie armatura należy rozumieć zawory, kształtki, kołnierze, łuki gięte na zimno i gorąco oraz inne elementy narażone na bezpośredni kontakt z medium i poddawane naprężeniom własnym, eksploatacyjnym i pochodzącym od ciśnienia roboczego do 10 MPa).

Analiza składu chemicznego stali pod kątem spełnienia powyższych wymagań powinna zapewnić możliwość wykonania instalacji wodorowych odpornych na pękanie wodorowe. Niemniej, konieczne jest każdorazowe stawianie wymagań producentom stali w zakresie ograniczania zawartości siarki i fosforu oraz utrzymywanie na odpowiednim poziomie równoważnika węgla oraz stężeń innych pierwiastków. Niski równoważnik węgla będzie sprzyjał również procesom spawania rur ze względu na ograniczenie niezbędnych zabiegów dodatkowych podczas spawania (np. podgrzewanie wstępne lub obróbka cieplna po spawaniu, odprężanie mechaniczne). W zależności od gatunku stali i jej właściwości mechanicznych nie wszystkie powyżej wymienione warunki będą możliwe do spełnienia (patrz pkt. 8.2.1 i 8.2.2) Ustalenie reżimu spawania i kwalifikowanie technologii spawania powinno być przeprowadzane w oparciu o normy PN-EN ISO 15609-1 [A-N65] i PN-EN ISO 15614-1 [A-N58] w zależności od gatunku stali oraz ciśnienia instalacji (patrz p. 13).

Odmienną grupę stanowią stale stopowe, gdzie skład chemiczny stali uzależniony jest bezpośrednio od wymaganego dla danego gatunku stężenia pierwiastków dla uzyskania odpowiednich właściwości mechanicznych i plastycznych lub struktury (patrz pkt. 8.2.3)

W przypadku stosowania na rury i armaturę na instalacje eksploatowane w temperaturze poniżej 60°C stali niestopowych i stopowych o składzie chemicznym spełniającym powyższe warunki w zakresie stężeń pierwiastków oraz o normatywnej granicy plastyczności poniżej 360 MPa przy zachowaniu twardości poniżej 220 HV (w tym złączy spawanych) i stanu naprężenia poniżej 30% granicy

plastyczności okres bezpiecznego użytkowania nie będzie zależał od wodoru niezależnie od stosowanego ciśnienia, a wyłącznie od innych czynników eksploatacyjnych występujących w instalacji. W przypadku stosowania stali o wysokiej wytrzymałości tj. o normowej granicy plastyczności między 360 MPa, a 500 MPa, ze względu na ich skład chemiczny, dopuszczalna maksymalna twardość dla złączy spawanych wynosi 250 HV. Doświadczenia w stosowaniu gazu koksowniczego wskazują, że stale niestopowe ferrytyczno-perlityczne o granicy plastyczności poniżej 360 MPa i twardości poniżej 220 HV (w tym złącza spawane) wykazują trwałość dochodzącą do 50 lat, a w przypadku podwyższonej temperatury (90-120°C) i wysokiego stężenia zanieczyszczeń do 20 lat, kiedy to rozpoczynają się doraźne awarie. Usuwanie awarii obejmuje wyłącznie wymianę uszkodzonego odcinaka na nowy, co powoduje, że nie ma doświadczeń, jak zmienia się okres bezpiecznego użytkowania dla napraw doraźnych.

Stosowanie stali odpornych na korozję o strukturze austenitycznej zapewnia brak oddziaływania wodoru na metal i jego złącza spawane w zakresie do 10 MPa, co zapewnia nieograniczony czas eksploatacji instalacji, gdzie inne czynniki w tym szczególnie procesy korozji wżerowej i naprężeniowej mogą powodować skrócenie bezpiecznego okresu eksploatacji.

W przypadku procesów korozyjnych stali austenitycznych mogą one w niekorzystnych warunkach środowiskowych przebiegać z bardzo dużą szybkością niezależnie od grubości zastosowanego materiału.

W przypadku stosowania stali odpornych na korozję ferrytycznych, martenzytycznych, utwardzanych wydzieleniowo lub o wysokiej zawartości niklu (np. 800, 800H lub 800HT) w instalacjach eksploatowanych powyżej 200°C i 2 MPa występuje wysokie ryzyko trwałej degradacji wodorowej i utraty plastyczności. Doświadczenia z instalacji technologicznych dla produkcji amoniaku wskazują na bezpieczny okres eksploatacji wynoszący 20-30 lat, przy czym wraz ze wzrostem temperatury i ciśnienia okresy te ulegają skróceniu i obserwowane są doraźne awarie.

8.2.1. Stale niestopowe i mikrostopowe

Stal niestopowe (dawniej węglowe) to grupa stali najczęściej stosowana od lat 60-tych ubiegłego wieku w rurociągach do przesyłu wodoru lub mieszanin wodoru z innymi gazami palnymi. Wybór konkretnego gatunku uzależniony jest od wielu czynników, w tym od stopnia skomplikowania instalacji, dostępności i względnych kosztów.

Powszechne gatunki rur ze stali niestopowej o granicy plastyczności do 360 MPa wykazują korzystne właściwości i odporność na działanie wodoru i mieszanin wodoru z innymi gazami (Tabela 8-2). Wynika to ze stosunkowo niskiej granicy plastyczności i wysokiego wydłużenia, co jest kluczowe dla zapewnienia odporności na kruchość wodorową i inne mechanizmy kruchego pęknięcia. Rury wg API 5L

[A-N69] (PN-EN ISO 3183 [A-N17]) dostępne są dwóch poziomach specyfikacji tj. PSL 1 i PSL 2, gdzie wariant PSL 2 zapewnia pożądane wymagania, nieuwzględnione w PSL 1, w tym minimalną udarność, maksymalne wartości wytrzymałości na rozciąganie i równoważnik węgla (poniżej 0,43). Niska zawartość węgla oraz brak dodatków stopowych zapewniają niską twardość materiału podstawowego i spoiny, a stosowane technologie spawania, również w strefie wpływu ciepła (poniżej 250 HV).

Ponadto w małych instalacjach wodorowych stosuje się wartości naprężeń projektowych niższe od wartości standardowych dla średniego, średniego podwyższonego i wysokiego ciśnienia (tj. zbliżone do warunków rzeczywistych), co skutkuje cieńszymi ściankami lub rurociągami o niższym naprężeniu własnym.

Jednym ze sposobów wg ASME B.31.12:2023 [A-N16] jest ograniczenie naprężenia obwodowego przy normalnym ciśnieniu roboczym do mniej niż 30% minimalnej rzeczywistej granicy plastyczności stali (stopu) lub 20% minimalnej rzeczywistej wytrzymałości na rozciąganie SMUTS, przy zachowaniu minimalnej grubości ścianki 6,4 mm (0,250 cala) bez względu na średnicę rury. Taki sposób podejścia do projektowania wymaga znajomości rzeczywistych właściwości mechanicznych stali stosowanej na rury lub armaturę (zawory, kształtki, kołnierze, łuki indukcyjne i zimnogięte) przed rozpoczęciem prac projektowych. Konstrukcje (instalacje) o niższym naprężeniu są stosowane przede wszystkim w celu złagodzenia uszkodzeń rurociągu przez czynniki zewnętrzne, ale niski stan naprężeń zmniejsza również ryzyko uszkodzeń wodorowych.

Stale niestopowe i mikrostopowe spełniają wymagania w zakresie zawartości siarki i fosforu oraz niskiej zawartości wtrąceń niemetalicznych (p. 8.1) oraz posiadają strukturę ferrytyczno-perlityczną (stale normalizowane), przy czym w procesie walcowania termomechanicznego możliwe jest uzyskanie drobnoziarnistej struktury ferrytycznej z niewielką ilością kolonii perlitu. Stale walcowane termomechanicznie charakteryzują się wysoką jednorodnością struktury. Odpowiednie warunki walcowania wraz z obróbką cieplną lub sama obróbka cieplna pozwala na uzyskanie struktury drobnoziarnistej o wielkości ziarna powyżej ASTM 8 (wg ASTM E112 [A-N70]). Rozdrobnienie ziarna wpływa korzystnie zarówno na właściwości mechaniczne, jak i plastyczne stali.

W składzie chemicznym stali niestopowej, poza węglem dodawany jest głównie mangan, zapewniający odpowiednią wytrzymałość oraz wiążący siarkę do siarczków manganu. Ze względu na obecność wtrąceń w specyfikacji wyrobu należy każdorazowo podawać pierwiastki dodawane celowo dla kontroli kształtu siarczków (wapń, pierwiastki metali ziem rzadkich), uspokojenia stali (aluminium) oraz wszystkie niezbędne do wyznaczenia wartości ekwiwalentu węgla. Wartości graniczne wymagane oraz zalecane podano w p. 8.1.

Gatunki stali niestopowych i mikrostopowych stosowane w instalacjach wodorowych powinny mieć najniższą wymaganą wytrzymałość na rozciąganie wynikającą z rzeczywistych warunków

eksploatacyjnych, gdzie zwiększanie wytrzymałości może być niekorzystne ze względu na mechanizmy degradacji wodorowej. Zalecane jest stosowanie stali niestopowych o maksymalnej rzeczywistej wytrzymałości na rozciąganie poniżej 760 MPa (110 ksi).

Dla stali niestopowych i mikrostopowych wraz ze wzrostem ciśnienia roboczego zaleca się zwiększanie grubości ścianki zamiast stosowania stali o wyższej granicy plastyczności oraz stosowanie stali o możliwie wysokiej udarności. Temperatura badania udarność powinna być określona w projekcie instalacji i wynikać z rzeczywistych zagrożeń. W przypadku braku warunków eksploatacyjnych na etapie projektowania instalacji wodorowych, podczas doboru stali zaleca się przyjąć temperaturę badania:

- dla instalacji wewnątrz budynków i ciśnienia do 0,5 MPa: 0°C,
- dla instalacji zewnętrznych (podziemnych i naziemnych) dla ciśnienia > 0,5 MPa do 1,6 MPa: -20°C,
- dla instalacji zewnętrznych (podziemnych i naziemnych) dla ciśnienia > 1,6 MPa do 10 MPa: -29°C,
- średnia praca łamania w temperaturze badania powinna wynosić nie mniej niż 40 J dla próbek standardowych, przy czym dopuszcza się dla pojedynczej próbki wynik nie mniejszy niż 30 J.

Parametry wytrzymałościowe stali niestopowych i mikrostopowych stosowanych na rurociągi i armaturę mają szczególne znaczenie przy ciśnieniu powyżej 50 bar (5 MPa), co powoduje, że ze względu na wytrzymałość w warunkach niskiego, średniego i średniego podwyższonego ciśnienia (czyli do 1,6 MPa) właściwości mechaniczne stali nie mają istotnego znaczenia o ile spełnione są pozostałe warunki projektowe i wymagania względem składu chemicznego i udarność stali. Szczegółnej analizie właściwości mechaniczne stali należy poddawać dopiero w instalacjach wysokiego ciśnienia (> 1,6 MPa do 10 MPa) [Mohitpour M. i in. 2003], w tym wymagania projektowe mogą dopuszczać zastosowania innych materiałów dla uniknięcia zbyt dużej grubości ścianki (np. stale stopowe).

Rzeczywista granica plastyczności i wytrzymałość na rozciąganie nie powinny być wyższe od wartości minimalnych normatywnych o 165 MPa dla L360 (X52) i o 172 MPa dla L290 (X42) (wg zaleceń AIGA 033 [A-N60]) wraz ze spełnieniem wymagań projektowych (p. 12.2).

Tabela 8-2. Wybrane gatunki stali niestopowej dla zastosowań w środowisku wodoru

ASTM B31.12/API 5L	PN-EN ISO 3183	PN-EN 10216 /PN- EN 10213
ASTM A53, Type S Grade A	L245NB	GP240 GH
ASTM A53, Type S Grade B	L245MB	G20Mn5
ASTM A106, Grade A	L290NB	P265GH
ASTM A106, Grade B	L290MB	P265NL
ASTM A333, Grade 1(1)	L360NB	P275NL1
ASTM A333, Grade 6(1)	L360MB	P355NH
API 5L Grade A PSL1		P355NL1
API 5L Grade B PSL1/PSL2		
API 5L Grade X42 PSL1/PSL2		
API 5L Grade X46 PSL1/PSL2		
API 5L Grade X52 PSL1/PSL2		

8.2.2. Stale stopowe

Od początku lat 90. ubiegłego wieku znaczna ilość rur przewodowych w gatunku API 5L X52 i wyższym jest używana do przesyłu wodoru pod ciśnieniem przekraczającym 7 MPa (1000 psi). Stale te ze względu na dodatek pierwiastków takich jak Cr, Ni, Mo, V, czy Nb lub Ti wykazują skłonność do utwardzania podczas procesów obróbki cieplnej, w tym spawania. Jednocześnie, ze względu na procesy wytwarzania nie jest zalecane stosowanie dodatkowych obróbek cieplnych w warunkach technologicznych. Zgodnie z PN-EN ISO 3183 [A-N17] stale te posiadają normową granicę plastyczności do 555 MPa i wykazywać mogą strukturę martenzytu odpuszczonego, bainitu i ferrytyczno-perlityczną w zależności od technologii wytworzenia. Wytwarzanie rur realizowane może być poprzez spawanie (najczęściej metodą SAW – 12 wg PN-EN ISO 4063 [A-N67]) lub zgrzewane prądami wysokiej częstotliwości. Dla uniknięcia niekorzystnych struktur o wysokiej twardości po zgrzewaniu niezbędna jest obróbka cieplna (normalizowanie). Proces zgrzewania powoduje, że w obszarze zgrzania występować mogą wtrącenia niemetaliczne jak również siarczki manganu, które mogą zwiększać ryzyko korozji wodorowej lub braku szczelności wyrobów hutniczych. Obecność tych wtrąceń i nieciągłości powoduje, że nie jest zalecane stosowanie rur zgrzewanych do zastosowań ciśnieniowych, a w szczególności dla ciśnień powyżej 0,5 MPa ze względu na ryzyko zwiększonej szybkości degradacji wodorowej lub szybkiej utraty szczelności instalacji. Zaleca się stosowanie rur spawanych (wg PN-EN ISO 3183 [A-N17]) lub bezszwowych (PN-EN 10216 [A-N62]) pod warunkiem spełnienia wymagań dodatkowych dla stali).

Stale wg PN-EN ISO 3183 [A-N17] (powyżej L360) oraz API 5L (powyżej X52) nie są klasyfikowane jako stale mikrostopowe. Tym samym, dla tych stali podczas projektowania należy określać dodatkowe

wymagania w zakresie składu chemicznego oraz właściwości wytrzymałościowych i plastycznych. Jak wskazano w tabeli 8-2 zalecanymi gatunkami do zastosowań wodorowych są stale L290 (X42) i L360 (X52) i nie powinny być zastępowane stalami o wyższej wytrzymałości, a tym samym stale stopowe o podwyższonej wytrzymałości powinny być stosowane w przypadku, gdzie zastosowanie innych stali skutkowałoby nadmiernym zwiększeniem grubości ścianki. Stale te o normatywnej granicy plastyczności do 550 MPa (L415 - L485) uwzględnione są w zasadach projektowania w Opcji B, a w Opcji A tylko stale L415 i L450 wraz z ich odpowiednikami. W przypadku stosowania stali stopowych na elementy armatury należy stosować wymagania dla stali takie same jak dla rur.

Końcowy rozmiar ziarna ferrytu powinien wynosić maksimum ASTM 8 (najlepiej ASTM 10) zarówno w materiale rodzimym jak i w obszarze złączy zgrzewanych poddawanych obróbce cieplnej (normalizowaniu) wg wymagań ASME B.31.12:2023 [A-N16]. Dla określenia wielkości ziarna należy przeprowadzić badania metalograficzne. Badania metalograficzne muszą odnosić się do wyrobu (rury lub armatury) i obejmować minimum jedno badanie na każde 100 mb. spoiny (zgrzeiny). W badaniach złączy zgrzewanych należy potwierdzić poprawność uzyskiwanego połączenia obejmującego całą grubość ścianki oraz brak wtrąceń w linii zgrzania. Dla złączy zgrzewanych wymagane jest osiągnięcie twardości poniżej 220 HV (95 HRB), co jest konsekwencją poprawnie przeprowadzonej obróbki cieplnej złącza.

W przypadku stosowania stali o wyższej wytrzymałości niż L360 (X52) należy w dokumentacji projektowej określić maksymalną dopuszczalną rzeczywistą granicę plastyczności i wytrzymałość na rozciąganie, przy czym rzeczywista wytrzymałość na rozciąganie nie powinna przekraczać 760 MPa oraz powinien zostać zachowany stosunek $Re/Rm < 0,92$ (wymaganie zawarte m.in. w PN-EN ISO 3183 [A-N17]).

Badanie udarności należy przeprowadzać dla każdej partii wyrobów (wytopu) na próbkach standardowych Charpy V obejmujących pełną grubość ścianki. W badaniach należy stosować największą możliwą grubość próbki zbliżoną do grubości ścianki, a wymiar próbki należy liniowo interpolować do grubości zawartych w Tabeli 8-3. Temperatura badania wynika z rzeczywistych warunków eksploatacji. Badanie należy przeprowadzić na minimum trzech próbkach poprzecznych i trzech próbkach wzdłużnych dla średnic DN150 i powyżej), a dla mniejszych tylko trzy próbki wzdłużne. W Tabeli 8.3 wskazano wymagania dla badania udarności (pracy łamania) w temperaturze 0°C. W warunkach badania w obniżonej temperaturze należy uzyskać udział przełomu plastycznego wynoszący średnio minimum 75% dla 3 próbek standardowych (pełnych) i minimum 80% dla próbek pocienionych, przy czym żadna z wartości nie może być niższa niż 60%. Próbki poprzeczne należy prostować mechanicznie. Nie dopuszczalne jest prostowanie z wykorzystaniem ciepła. Temperatura

badania nie powinna być wyższa niż zawarta w dokumentacji projektowej. Powyższe kryteria, obniżone w stosunku do kryteriów podanych w p. 12.2.2, w zakresie udziału przełomu plastycznego można stosować pod warunkiem znajomości krzywej przejścia w stan kruchy obejmującej minimum pracę łamania i udział przełomu kruchego do temperatury o 10°C niższej niż temperatura badania.

Tabela 8-3. Minimalne wartości pracy łamania dla próbek Charpy V w temperaturze 0 °C (wg. ASME B.31.12:2023 [A-N16])

Wielkość próbki	Praca łamania – poprzeczna [J]		Praca łamania – wzdłużna [J]	
	Średnia	Minimalna	Średnia	Minimalna
Pełna (t = 10 mm)	94	71	118	88
3/4 t	71	53	88	67
2/3 t	48	48	78	58
1/2 t	35	35	58	43
1/3 t	23	23	39	30
1/4 t	18	18	30	22

Stale niskostopowe węglowo-molibdenowe (C-Mo) i węglowo-molibdenowo-chromowe (C-Mo-Cr) zaleca się do stosowania w przypadku buforów lub obszarach instalacji wodorowej narażonych na podwyższoną temperaturę w tym wystąpienie mechanizmu degradacji wysokotemperaturowej (temperatura powyżej 200°C wg ASME B.31.12:2023 [A-N16]). Gatunki o wysokiej zawartości Cr (Tabela 8.4) mogą być trudniejsze do spawania, podatne na pękanie i mogą wykazywać lokalne utwardzenie w strefie wpływu ciepła, co powoduje konieczność stosowania podgrzewania wstępnego i obróbki cieplnej po spawaniu dla uzyskania twardości poniżej 250 HV. Obecność zwiększonej zawartości Mo w stali powoduje, że stal i jej połączenia spawane mogą być narażone na pęknięcia relaksacyjne.

Tabela 8-4. Gatunki stali C-Mo i C-Cr-Mo dla zastosowań w środowisku wodoru w podwyższonej temperaturze

Gatunek	Max. zawartość Cr, % wag.	Max. zawartość Mo, % wag.
ASTM A335, Grade P1		0,5Mo
ASTM A335, Grade P2	0,65Cr	0,5Mo
ASTM A335, Grade P12	1,0Cr	0,5Mo
ASTM A335, Grade P11	1,25Cr	0,5Mo
ASTM A335, Grade P22	2,25Cr	1,0Mo

ASME B.31.12:2023 [A-N16] stanowi podstawowy standard o zasięgu międzynarodowym stosowanym w projektowaniu i budowie rurociągów wodorowych i wodorowych instalacji przemysłowych. Przepisy ASME B.31.12:2023 [A-N16] powinny być stosowane wraz z ASME B31.8 [A-N68], co powoduje, że projektowanie, a w tym dobór stali może być oparty o inżynierię lub krytyczną metodykę

projektowania z pominięciem standardowych współczynników materiałowych, zróżnicowanych kryteriów twardości i wytrzymałości oraz posługiwania się materiałami równoważnymi. W załączniku IX ASME B31.12:2023 [A-N16] wskazano podstawowe wymagania dla stali, co nie wyklucza stosowania innych materiałów o korzystniejszej odporności na wodór, przy czym każdorazowo należy wykazać, że zostało to osiągnięte. Należy zwrócić uwagę, że ASME B31.12:2023 [A-N16] w zakresie wymagań podstawowych dla stali i Załącznik IX ASME B.31.12:2023 [A-N16] nie są spójne, gdzie ASME B.31.12:2023 [A-N16] wskazuje, że skład chemiczny stali musi być zgodny z API 5L PSL2, co ogranicza maksymalny równoważnik węgla do 0,43. Standard ASME B31.12:2023 [A-N16] w załączniku G zawiera wytyczne dotyczące stali o wyższej wytrzymałości narażone na warunki sprzyjające kruchemu pękaniu, gdzie maksymalny równoważnik węgla jest ograniczony do wartości od 0,15 do 0,17 w zależności od gatunku stali. W przypadku samego węgla API 5L ogranicza maksymalną zawartość do 0,16%–0,24%, gdzie ASME B.31.12:2023 [A-N16] ogranicza do 0,07%. Tym samym do zastosowań wodorowych nie powinny być stosowane stale o granicy plastyczności powyżej 360 MPa (np. L485), podczas gdy stale te ujęte są w wykazie w Załączniku IX ASME ASME B.31.12:2023 [A-N16] i w API 5L [A-N69] oraz w zasadach projektowania (Opcja A i opcja B). W tym zakresie norma PN-EN ISO 3183 [A-N17] pozostaje w sprzeczności z wymaganiami ASME B.31.12:2023 [A-N16], co powoduje, że zaleca się stosowanie jej jako dokumentu podstawowego w zakresie właściwości stali o wysokiej wytrzymałości wraz z ograniczeniami wskazanymi w punkcie 8.1.

8.2.3. Stale i stopy odporne na korozję

Stale stopowe odporne na korozję o strukturze ferrytycznej i asutenitycznej mogą być stosowane do transportu i magazynowania wodoru bez ograniczeń w zakresie ciśnienia maksymalnego do 10 MPa ponieważ tworzą metastabilne wodorki, co ogranicza ryzyko kruchości wodorowej. Stale te są jednak wrażliwe na procesy korozji chlorkowej i naprężeniowej, co powoduje, że ich zastosowanie wymaga szczegółowej analizy środowiska, w którym mają być zastosowane oraz nie jest zalecane stosowanie ich w instalacjach podziemnych, szczególnie w granatach o silnym zawilgoceniu oraz glebach o niskim pH. Korozja instalacji następuje od zewnątrz i ma charakter lokalny (korozja wżerowa). W instalacjach wodorowych należy stosować stale austenityczne o wysokim ekwiwalencie niklu. Wśród gatunków stali stosować należy gatunki niskowęglowe ANSI 304L i ANSI 316L lub stabilizowane ANSI 316Ti, ANSI 321 i ANSI 347. Dopuszcza się stosowanie gatunków ANSI 304 i ANSI 316.

W stalach 304/304L i 316/316L może występować niewielka ilość ferrytu delta oraz węglikoazotków pochodzących z procesu wytwarzania stali, co powoduje, że powinny być zastępowane stalami w pełni austenitycznymi (ANSI 321) lub stabilizowanymi (np. ANSI 316Ti lub ANSI 316Nb). Dodatkowo podczas spawania wymagana jest zawartość ferrytu w spoinie w zakresie 5-10% dla uniknięcia pękania

gorącego oraz mogą tworzyć się niewielkie ilości wydzielań węglików chromu. Na granicach fazowych może dochodzić do pułapkowania wodoru, co może prowadzić do kruchości wodorowej.

W instalacjach niskiego i średniego ciśnienia można stosować stale odporne na korozję o strukturze ferrytycznej (np. X3NiCrMo13-4), martenzytycznej (np. 410 – X2Cr13, 430 – X6Cr17), ferrytyczno-austenityczne (np. 2205 – X2CrNiMoN22-5-3) lub utwardzane wydzieleniowo (np. 17-4PH – X5CrNiCuNb16-4). Stan naprężeń w ściankach rur i armatury (zawory, kształtki, kołnierze, łuki indukcyjne i zimnogięte) powinien być możliwie niski. W przypadku stali austenitycznych, ferrytycznych i ferrytyczno-austenitycznych powinny być poddawane procesowi przesycania na etapie wytwarzania. Stale martenzytyczne i utwardzane wydzieleniowo powinny być poddawane obróbce cieplnej w celu uzyskania wymaganego poziomu wytrzymałości (i plastyczności).

Stale austenityczne cechują się brakiem przejścia w stan kruchy w temperaturze do -196°C , co powoduje, że nie muszą być poddawane badaniu udarności, o ile inne procedury tego nie wymagają (np. proces kwalifikowania technologii spawania lub obróbki cieplnej).

Stale ferrytyczne, ferrytyczno-austenityczne i martenzytyczne mogą wykazywać obniżoną odporność na kruche pękanie, stąd zaleca się dla tych materiałów przeprowadzanie badania udarności zgodnie z zasadami dla stali stopowych (p. 8.2.2).

Większość stopów niklu jest podatnych na kruchość wodorową, stąd należy każdorazowo zweryfikować przydatność stopu do pracy w środowisku bogatym w wodór. Warunki i metody badania należy dobrać w oparciu o środowisko eksploatacji oraz skład chemiczny stopu i jego obróbkę cieplną. Zgodnie z AIGA 033 [A-N60] w instalacjach wodorowych dopuszcza się stosowanie stopów Monel K-500 i Inconel X-750 (utwardzane wydzieleniowo) oraz Incoloy 800/800H/800HT/825, Inconel 600/625 i Hasteloy X utwardzanych roztworowo.

8.3. Tworzywa sztuczne

Materiały polimerowe, np. polietylen (PE), są zazwyczaj stosowane w nowoczesnych rurociągach dystrybucyjnych. Ponieważ właściwości tych polimerów różnią się od siebie, mogą one wykazywać różne zachowania pod wpływem wodoru.

Polimery nie są podatne na kruchość wodorową w taki sam sposób jak metale. W metalach wodór dysocjuje na atomy wodoru na powierzchni metalu, podczas gdy polimery mogą absorbować dwuatomowy wodór [Gallon, N. i in., 2020]. Mechanizmy uszkodzeń i degradacji istotne dla polimerów w gazowym wodorze wysokociśnieniowym obejmują pęcherze spowodowane szybką dekompresją, starzeniem i degradacją mikrostrukturalną [Gallon, N. i in., 2020].

Krótkoterminowe testy mechaniczne rurociągów PE wykazały, że wodór przy niskim ciśnieniu nie zmienia znacząco właściwości mechanicznych, natomiast przy wyższym ciśnieniu obserwuje się

niewielką redukcję wytrzymałości na rozciąganie i odkształcenia niszczącego [Alvine, K. J. i in., 2014; Castagnet, S. i in., 2010; Klopffer, M. H. i in., 2010; Menon, N. C. i in., 2016]. Konkretna przyczyna, czy to z powodu samego wodoru, czy też wpływu ciśnienia, nie została ujawniona.

Badanie polietylenu średniej gęstości (MDPE) nie wykazało znaczącego zmniejszenia trwałości zmęczeniowej ani odporności na pękanie po wystawieniu na działanie gazowego wodoru do ciśnień 21 MPa [Meeks, N. D. i in., 2022].

Aktualne dane koncentrują się głównie na korpusach rurociągów. Wpływ wodoru na połączenia termozgrzewalne i wpływ różnych formułacji żywic na kompatybilność z wodorem nadal wymagają dokładnego zbadania [Topolski K. i in., 2022]. Ponadto konieczne są dalsze badania dotyczące długotrwałego narażenia materiałów polimerowych na działanie wodoru [Simmons, K. i in. 2022].

Wyciek wodoru z polimerowych rurociągów dystrybucyjnych jest problemem [Topolski K. i in., 2022]. Chociaż przenikanie przez ścianę rury jest niewielkie na metr kwadratowy, w pełnowymiarowym rurociągu może dojść do przenikania na wielu metrach kwadratowych. Szybkość przenikania przez ścianę rurociągu PE jest cztery do pięciu razy wyższa w przypadku wodoru niż w przypadku gazu ziemnego [Haeseldonckx, D. i in., 2007]. Jednak straty szacuje się nadal na 0,0005% do 0,001%, co jest uważane za ekonomicznie nieistotne. Inne badanie oszacowało, że straty spowodowane przenikaniem przez ściany rurociągu (z wyłączeniem złączy i zaworów) mogą wynosić do 0,06% rocznie w przypadku najcięższych rozważanych warunków eksploatacji [Simmons, K. i in. 2022]. Ostatecznie całkowita ilość wycieku dla rurociągu jest określana przez materiał polimerowy użyty do wykonania rurociągu, jego wymiary i ciśnienie robocze. Chociaż wycieki mogą być ekonomicznie nieistotne, wycieki w zamkniętych i niewentylowanych przestrzeniach mogą stanowić zagrożenie dla bezpieczeństwa. Biorąc pod uwagę ogromne zróżnicowanie charakterystyk rurociągów i spoin oraz potencjalne implikacje dla gospodarki wodorowej, zaleca się więcej testów przenikania zarówno dla nowych, jak i starych rur [Simmons, K. i in. 2022].

Chociaż literatura na ten temat jest ograniczona, należy stwierdzić, że najważniejszym problemem w przypadku rurociągów polimerowych jest zwiększona przepuszczalność, a zatem ciągłe wycieki, a nie natychmiastowe wycieki z powodu utraty integralności [Gallon, N. i in., 2020].

Materiały elastomerowe stosowane w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych obejmują pierścienie uszczelniające, przepony, uszczelki, osłony, kołnierze [Topolski K. i in., 2022]. Istnienie tych materiałów w infrastrukturze jest ograniczone, co oznacza, że ich wymiana jest uważana za stosunkowo łatwą. Współczynnik przenikania wodoru jest większy w elastomerach niż w materiałach polimerowych [Melaina, M. i in., 2013]. Mimo to szacuje się, że przeciek przez ściany rurociągu odpowiada za większość utraty gazu w systemie, biorąc pod uwagę znacznie większą powierzchnię odśloniętą

[Melaina, M. i in., 2013]. Przenikanie wodoru do elastomerów zmniejsza również ich wytrzymałość na rozciąganie, co może prowadzić do zwiększonego przecieku [Melaina, M. i in., 2013].

Odpowiednie tworzywa sztuczne do rurociągów wodorowych i magazynowania należy uznać wyłącznie polietylen o wysokiej gęstości (HDPE) [Zhang X. i in., 2024]. HDPE jest powszechnie stosowany do rurociągów wodorowych mimo stosunkowo wysokiej przepuszczalność wodoru ze względu na wysokie właściwości mechaniczne. Wraz ze wzrostem temperatury HDPE wykazuje zwiększenie współczynnika rozpuszczalności, dyfuzji i przepuszczalności. Degradacja tworzywa nasila się również wraz ze wzrostem ciśnienia, co powoduje, że ze względu na przepuszczalność może być stosowany wyłącznie w warunkach niskiego i średniego ciśnienia (do 0,5 MPa). Ze względu na właściwości mechaniczne zastosowanie HDPE może być również dla ciśnienia średniego podwyższonego do 1,0 MPa.

W przypadku wysokiego ciśnienia może być stosowany do wykonywania okładzin wewnętrznych.

Długotrwałe narażenie na wodór może pogorszyć właściwości mechaniczne tworzyw sztucznych [Kulkarni S.S. i in., 2021; Mohitpour M. i in. 2003]. Polietylen o wysokiej gęstości (HDPE) i poliketon (POK) wykazują zmiany we właściwościach mechanicznych i zwiększoną krystaliczność z powodu starzenia się po wystawieniu na działanie wodoru [Castagnet, S. i in., 2010]. Ponadto polimery takie jak poliamid mogą ulec uszkodzeniu mechanicznemu w warunkach wodoru pod wysokim ciśnieniem (powyżej 1 MPa), szczególnie podczas szybkiej dekompresji [Klopffer, M. H. i in., 2010; Menon, N. C. i in., 2016]. Badania wykonane w Pacific Northwest Laboratory [Pacific Northwest Laboratory, 2022] wskazują, że trwałość rur i innych elementów instalacji narażonych na działania wodoru szacowana jest na 50 lat. W badaniach stosowane są przyspieszone metody, w tym podwyższona temperatura, a wyniki podlegają estymacji dla okresu bezpiecznego użytkowania [Pacific Northwest Laboratory, 2022; Drozdov, A.D. i in., 2023]. Istotnym elementem wykonanych obserwacji jest fakt, że degradacja wodorem nie stanowi podstawowego czynnika niszczącego, ani nie wpływa w sposób istotny na pozostałe czynniki środowiskowe. Potwierdzają to wyniki prób DGC [DGC, 2010].

8.4. Materiały kompozytowe

Materiały kompozytowe, w tym HDPE, EVOH, termoplasty, polimery termoutwardzalne, GFRP i BMPL, uznaje się za właściwe do rurociągów i magazynów wodoru. Każdy z tych materiałów oferuje unikalne właściwości, które spełniają wymagania dotyczące przepuszczalności i odporności mechanicznej, zapewniając bezpieczną i wydajną infrastrukturę. Nie mniej materiały te ujęte są wyłącznie w publikacjach naukowych i brakuje dokumentów standardowych umożliwiających określenie jednoznacznych wymagań dla tego typu materiałów. Stosowanie materiałów kompozytowych jak również tworzyw sztucznych wymaga potwierdzenia zgodności projektowaną lub budowaną

infrastrukturą wodorową [Zhang X. i in., 2024; Smith D.B. i in., 2016; Melnichuk M. i in., 2020; Kumar M., 2024; Benrabah Z. i in., 2024; Benrabah Z. i in., 2022; Kulkarni S.S. i in., 2021; Jana S. i in., 2025]

Kopolimer etylenu i alkoholu winylowego (EVOH)

EVOH ma niższą przepuszczalność wodoru w porównaniu do HDPE ze względu na unikalną konfigurację segmentów łańcucha, która tworzy silne wiązania wodorowe między grupami hydroksylowymi, utrudniając przenikanie wodoru [Zhang X. i in., 2024], ale jest wrażliwy na wilgoć. Posiada również stosunkowo niskie właściwości mechaniczne, co powoduje, że wymagane jest wzmocnienie włóknami szklanymi. Wówczas warstwowy kompozyt charakteryzuje się niską przepuszczalnością wodoru i właściwościami mechanicznymi odpowiadającemu ciśnieniu z zakresu od niskiego do wysokiego (10 MPa) i wyżej.

Tworzywa termoplastyczne i polimery termoutwardzalne

Materiały te są stosowane w pojemnikach wysokociśnieniowych i złączach uszczelniających. Zapewniają szczelność wodorową i odporność mechaniczną, co jest niezbędne do utrzymania integralności systemów magazynowych w warunkach wysokiego ciśnienia [Melnichuk M. i in., 2020]. Polimery termoplastyczne są stosowane w zbiornikach do magazynowania wodoru typu IV, które składają się z polimerowej wykładziny zapewniającej szczelność wodorową i materiałów kompozytowych zapewniających wytrzymałość mechaniczną [Kumar M., 2024].

Polimer wzmocniony włóknem szklanym (GFRP)

Rurociągi GFRP lepszą wydajność cyklu życia w porównaniu do rurociągów stalowych. Są one oceniane pod kątem kompatybilności z wodorem, przepuszczalności i szybkości wycieku, aby zapewnić bezpieczny i niezawodny przesył wodoru [Smith D.B. i in., 2016].

Wykładziny z tworzyw sztucznych formowanych rozdmuchowo (BMPL)

BMPL składają się ze ścianek polimerowych o dużej masie cząsteczkowej, które służą jako warstwy przepuszczające gaz wodorowy. Są one optymalizowane pod kątem lekkości i przepuszczalności przy użyciu modeli numerycznych opartych na prawach dyfuzji roztworów Ficka [Benrabah Z. i in., 2024; Benrabah Z. i in., 2022].

BMPL są stosowane w pokładowych zbiornikach do magazynowania sprężonego wodoru gazowego typu IV, zapewniając efektywne magazynowanie wodoru i minimalizując przenikanie [Benrabah Z. i in., 2024; Benrabah Z. i in., 2022].

W obszarze trwałości materiałów kompozytowych brakuje doniesień w zakresie badań laboratoryjnych, jak również ogólnodostępnych opracowań pozwalających na określenie trwałości materiałów kompozytowych w zakresie bezpiecznych okresów użytkowania. Doniesienia odnosząc się do przemysłu samochodowego wykazują dla zbiorników trwałość do 10 lat (przy ciśnieniu do 40-70 MPa), przy czym kluczowym są procesy wytwarzania i powiązane z tym mechanizmy degradacji na

skutek przenikalności wodoru. Wskazuje to, że w przypadku niskiego i średniego ciśnienia (do 1,0 MPa) należy spodziewać się trwałości równoznacznej z trwałością dla tworzyw sztucznych, gdzie tworzywo, będące osnową materiału kompozytowego stanowi podstawowy obszar wpływający na trwałość wyrobu (rury, kształtki, zaworu).

8.5. Wymagania dla armatury zaporowej i upustowej przeznaczonej do stosowania w sieciach wodorowych

Obecnie w Polsce brak jest norm i przepisów określających wymagania jakim powinna odpowiadać armatura stosowana w rurociągach transportujących wodór.

Na podstawie analizy przepisów i rozwiązań na świecie, można podobne rozwiązania zastosować w przepisach krajowych.

8.5.1. Rozwiązania na świecie

Obecnie w Europie brak jest dedykowanych wymagań, normy dotyczącej armatury przeznaczonej do sieci wodorowych. Trwają prace nad projektem normy prPN-prEN 18191E [A-N102]. W Stanach Zjednoczonych Ameryki obowiązująca norma ASME B31.12 [A-N16] dotycząca transportu wodoru rurociągami, w punkcie PL-2.2.2 a), (1) wskazuje, że armatura powinna spełniać wymagania norm:

- ASME B16.34 - Valves--Flanged, Threaded, and Welding End (*Zawory - kołnierzowe, gwintowane i do spawania*) [A-N88]
- ASME B16.38 - Large Metallic Valves for Gas Distribution (*Duże zawory metalowe do dystrybucji gazu*) [A-N89]
- API 6D - API Specification 6D Specification for Pipeline and Piping Valves (*Specyfikacja dla rurociągów i zaworów rurociągowych*) [A-N90]
- API 609 – Butterfly Valves: Flanged, Lug, and Wafer Types (*Zawory motylkowe: kołnierzowe, przelotowe i międzykołnierzowe*) [A-N91]
- API 600 – Steel Gate Valves – Flanged and Butt-welding Ends, Bolted Bonnets (*Zasuwy stalowe – z kołnierzami i końcówkami do spawania czołowego, pokrywy skręcane śrubami*) [A-N92]
- API 602 - Gate, Globe, and Check Valves for Sizes DN100 (NPS 4) and Smaller for the Petroleum and Natural Gas Industries (*Zawory zasuwowe, kulowe i zwrotne o rozmiarach DN100 (NPS 4) i mniejszych dla przemysłu naftowego i gazu ziemnego*) [A-N93]

Wszystkie powyższe normy dotyczące armatury dotyczą bezpośrednio armatury stosowanej w rurociągach transportujących gaz ziemny i inne media związane z przemysłem petrochemicznym. Brak jest dokumentu dotyczącego wyłącznie armatury stosowanej w rurociągach transportujących wodór.

Zapisy w normie ASME B31.12 PL-2.2.2 a), (3) [A-N16] wprowadzają jednak dodatkowy zapis, który mówi:

(3) Zawory rurociągowo zakupione zgodnie z wymaganiami API 6D [A-N90] powinny być zdolne do przejścia testów ciśnieniowych opisanych w API 6D Aneks C, par. C4, przy użyciu helu jako medium testowego. Inne zawory powinny być zdolne do przejścia testów ciśnieniowych opisanych w API 598 [A-N94], przy użyciu helu jako czynnika testowego.

8.5.2. Wymagania dla armatury zaporowej i upustowej - Polska

Jak wspomniano na początku Rozdziału 8.5, w Polsce brak jest specjalnych wymagań tak dla armatury jak i sieci transportujących wodór, niemniej jednak takie wymagania należy określić.

8.5.2.1. Wymagania materiałowe

Materiały, z jakich wykonana może być armatura powinny spełniać wymagania opisane w rozdziale 8 niniejszego opracowania.

W zakresie materiałów, norma ASME B31.12 PL-2.2.2 a), (2) [A-N16] ogranicza stosowanie armatury wykonanej z żeliwa odlewanego i sferoidalnego.

(2) W instalacjach wodorowych nie wolno stosować zaworów z elementami płaszcza (korpus, pokrywa, pokrywa i/lub kołnierz końcowy) wykonanymi z żeliwa odlewanego lub sferoidalnego.

8.5.2.2. Wymagania funkcjonalne

W zakresie wymagań funkcjonalnych, podobnie jak w rozwiązaniach w USA należy przyjąć, że armatura powinna spełniać wymagania określone w Polskich i Europejskich normach dotyczących armatury stosowanej w sieciach gazowych oraz armatury przemysłowej.

a) Normy powszechnie stosowane dla armatury o ciśnieniu roboczym do 1,6 MPa:

- PN-EN 13774:2013-07 - Zawory dla systemów dystrybucji gazu na maksymalne ciśnienie robocze mniejsze lub równe 16 bar -- Wymagania eksploatacyjne, [A-N95]
- PN-EN 12266-1:2012 Armatura przemysłowa -- Badania armatury metalowej -- Część 1: Próby ciśnieniowe, procedury badawcze i kryteria odbioru -- Wymagania obowiązkowe [A-N96]
- PN-EN 12266-2:2012 Armatura przemysłowa -- Badania armatury metalowej -- Część 2: Badania, procedury badawcze i kryteria odbioru -- Wymagania dodatkowe [A-N97]
- PN-EN 16668:2025-07 - Armatura przemysłowa -- Wymagania i badania dotyczące armatury metalowej jako osprzętu ciśnieniowego. [A-N98]
- PN-EN 1983:2014-02 Armatura przemysłowa -- Kurki kulowe stalowe [A-N99]

- PN-EN 13709:2010 Armatura przemysłowa -- Stalowe zawory zaporowe i zaporowo-zwrotne [A-N100]

b) Normy powszechnie stosowane dla armatury o ciśnieniu roboczym powyżej 1,6 MPa:

- PN-EN 14141:2013-11 - Armatura stosowana w rurociągach do przesyłu gazu ziemnego -- Wymagania eksploatacyjne i badania, [A-N101]
- PN-EN 12266-1:2012 Armatura przemysłowa -- Badania armatury metalowej -- Część 1: Próby ciśnieniowe, procedury badawcze i kryteria odbioru -- Wymagania obowiązkowe [A-N96]
- PN-EN 12266-2:2012 Armatura przemysłowa -- Badania armatury metalowej -- Część 2: Badania, procedury badawcze i kryteria odbioru -- Wymagania dodatkowe [A-N97]
- PN-EN 16668:2025-07 - Armatura przemysłowa -- Wymagania i badania dotyczące armatury metalowej jako osprzętu ciśnieniowego. [A-N98]
- PN-EN 1983:2014-02 Armatura przemysłowa -- Kurki kulowe stalowe [A-N99]
- PN-EN 13709:2010 Armatura przemysłowa -- Stalowe zawory zaporowe i zaporowo-zwrotne [A-N100]

Badając armaturę zgodnie z powyższymi wymaganiami oraz innymi normami stosowanymi w transporcie rurociągowym gazu ziemnego, należy jednak uwzględnić specyfikę medium, jakie będzie transportowane rurociągami, a mianowicie wodór H₂.

Zatem wszystkie badania szczelności armatury powinno wykonywać się z zastosowaniem jako medium badawczego 100% Hel, jako gaz najbardziej zbliżony do wodoru pod względem wielkości cząsteczek.

9. Określenie technologii zabezpieczania przed korozją powłokami izolacyjnymi

Rurociągi transportujące różne media powinny posiadać odpowiednią powłokę izolacyjną zewnętrzną, zabezpieczającą je przed korozją. Systemy rurociągowo posiadające powłokę ochronną w celu kompleksowego zabezpieczenia ich przed korozją powinny posiadać jako uzupełniającą ochronę czynną, tzw. ochronę katodową. Ochrona katodowa zapewnia zabezpieczenie rurociągów przed korozją w przypadku niedoskonałości w powłokach izolacyjnych, defektów powstałych w czasie eksploatacji lub budowy rurociągów.

Rurociągi transportujące wodór powinny posiadać szczególnie dobrą powłokę ochronną o wysokiej szczelności, dobrej przyczepności oraz odporności na odspajanie jej od powierzchni rury. Ze względu na możliwość dyfundowania atomów wodoru do stali, co może prowadzić do obniżenia właściwości mechanicznych materiału, zwłaszcza kruchości wodorowej, należy również rozważyć możliwości stosowania powłok wewnętrznych, ograniczających to przenikanie.

9.1. Podział powłok

Ze względu na funkcję i miejsce zastosowania, powłoki ochronne stosowane na rurociągach dzielimy na zewnętrzne i wewnętrzne.

9.1.1. Powłoki zewnętrzne

Powłoki zewnętrzna mają rolę ochrony gazociągów przed korozją oraz przed uszkodzeniami mechanicznymi, mogącymi powstać podczas eksploatacji rurociągu, lub podczas jego budowy.

Przy doborze powłok ochronnych zewnętrznych należy uwzględnić:

- **miejsce instalowania rurociągu,**

Rurociągi mogą przebiegać przez tereny zurbanizowane, krzyżować się z infrastrukturą kolejową, inną infrastrukturą podziemną m.in. gazociągami, wodociągami, z infrastrukturą napowietrzną, sieciami energetycznymi przesyłowymi.

W miejscach np. skrzyżowań z elektryfikowanymi liniami kolejowymi, zbliżeniami do napowietrznych linii energetycznych, należy zadbać szczególnie o bardzo dobrą jakość powłok ochronnych, tak aby zminimalizować możliwość negatywnego oddziaływania prądów błędnych na rurociąg.

- **sposób układania.**

Rurociągi można instalować:

- ~ w wykopie otwartym – tradycyjna metoda,
- ~ metodą przewiertu sterowanego HDD – przekroczenia rzek, dróg, linii kolejowych

- ~ metodą przecisku hydraulicznego - rura wpychana lub wbijana w grunt pod przeszkodą - małe średnice i krótkie odcinki
- ~ metodą mikrotunelowania - sterowany, zmechanizowany przecisk rur przy użyciu tarczy - długie, duże średnice w terenie zurbanizowanym

W przypadku układania rurociągów technikami bezwykopowymi, należy zastosować powłoki odporne na uszkodzenia mechaniczne. Jeżeli nie ma możliwości zagwarantowania bezinwazyjnego wykonania przecisku/przewiertu, tj. bez gwarancji zachowania nieuszkodzonej powłoki, należy rozważyć zastosowanie rury osłonowej, do której zostanie wprowadzona właściwa rura przewodowa z powłoką o odpowiedniej jakości. Rurociągi powinny być dodatkowo wyposażone w elektrochemiczną ochronę przed korozją (Ochronę katodową).

W przypadku umieszczenia rurociągu w rurach osłonowych, należy zapewnić, aby fragmenty rurociągów umieszczone w rurach osłonowych były dodatkowo wyposażone w indywidualne elementy systemów elektrochemicznej ochrony przed korozją, umożliwiające monitorowanie stanu powłok w przestrzeni międzyrurowej, oraz w przypadku wystąpienia defektu w powłoce izolacyjnej znajdującej się wewnątrz przestrzeni między rurowej mogły umożliwić doprowadzenie do tego defektu prądu ochrony katodowej.

W otwartych wykopach, miejscach nie narażonych na uszkodzenia mechaniczne, skały, należy rozważyć zastosowanie powłok ochronnych 2 lub 3 warstwowych polietylenowych 2LPE, 3LPE lub 3LHDPE zgodnych z normą np.: PN-EN ISO 21809-1 [A-N28]. Miejsca ułożenia rurociągu, w których grunt jest skalisty, kamienisty, należy rozważyć zastosowanie powłok polipropylenowych 3LPP, zgodnej z normą np.: PN-EN ISO 21809-1[A-N28].

Dodatkowo w miejscach przecisków/przewiertów, powłokę fabryczną można zabezpieczyć dodatkowymi powłokami np. laminatami, którą mają za zadanie zabezpieczyć mechanicznie powłokę fabryczną przed uszkodzeniem.

Wszystkie połączenia rur, należy izolować powłokami o nie gorszej jakości i właściwościach niż powłoka fabryczna. Powłoka w miejscu izolowania powinna być szczelna, odpowiednio przyczepna. Powłoki powinny być zgodne np. z PN-EN ISO 21809-3 [A-N29], w zależności od zastosowanej powłoki.

Tabela 9-1. Rodzaje powłok zewnętrznych.

Typ powłoki	Główne zalety	Uwagi
Fusion-Bonded Epoxy (FBE) Epoksyd termoutwardzalny (jednowarstwowy)	Dobra przyczepność do stali, sprawdzona technologia, odporność chemiczna	Niska bariera dla atomowego H ₂ (polimer może przepuszczać cząsteczki)
3LPE / 3LPP (3-warstwowy system) FBE/klej + warstwa klejąca + PE/PP	Wysoka odporność mechaniczna, dobra ochrona przed korozją, sprawdzony w gazociągach	Zewnętrzna warstwa PE nie jest główną barierą dla atomowego H ₂ (ochrona mechaniczna)
2LPE (2-warstwowy system) klej + polietylen PE	Wysoka odporność mechaniczna, dobra ochrona przed korozją, sprawdzony w gazociągach	Zewnętrzna warstwa PE nie jest główną barierą dla atomowego H ₂ (ochrona mechaniczna)
Poliuretan PUR	Łatwa w nakładaniu, dwuskładnikowa, nakładana na gołą oczyszczoną stal. Stosowana w ochronie armatury, kształtek, trójników itp.	Niska odporność na uszkodzenia mechaniczne, w przypadku grubych warstw może pękać

9.1.1.1. Powłoki na armaturze i innych elementach rurociągów.

Armatura i elementy stosowane do budowy gazociągów powinny posiadać powłokę ochronną odpowiednią do instalowania jej w ziemi lub w częściach naziemnych rurociągów. Dla armatury instalowanej w ziemi odpowiednimi powłokami mogą być powłoki epoksydowe FBE zgodne np. z PN-EN 10289 [A-N31], powłoki poliuretanowe PUR zgodne z PN-EN 10290 [A-N32].

9.1.1.2. Powłoki na naziemnych częściach rurociągów.

Armatura i rurociągi usytuowane w naziemnej części powinny być zabezpieczone powłokami odpornymi na oddziaływanie czynników środowiskowych, promieniowanie UV, wykonanymi np. wg normy PN-EN 14901[A-N33].

Do najczęściej stosowanych powłok można zaliczyć:

- powłoki malarskie,
- powłoki na bazie żywicy epoksydowej.

9.1.2. Powłoki wewnętrzne

Powłoki wewnętrzne stosowane w rurociągach mają na celu m.in.:

- izolowanie metalu od agresywnych składników gazu, w przypadku wodoru zmniejszenie dyfundowania atomowego wodoru do struktury metalu,
- ograniczenie powstawania korozji na powierzchni rury, produktów utleniania i osadów
- zwiększenie żywotność rurociągu,

- ułatwienie utrzymania czystości w rurociągach transportujących wodór wysokiej czystości,
- redukcja oporów przepływu,
- zmniejszenie strat ciśnienia.

Tabela 9-2. Przykładowe rodzaje stosowanych powłok wewnętrznych

Typ powłoki	Charakterystyka	Uwagi
Epoksydowa wysokotemperaturowa	Dobra adhezja, odporność chemiczna	Powszechnie stosowane w gazociągach H ₂ i CH ₄
Fluoropolimerowa (PTFE, FEP)	Niski współczynnik tarcia, bariera dyfuzyjna	Droższe, stosowane w miejscach krytycznych
Ceramiczne kompozyty	Bardzo dobra odporność na dyfuzję wodoru	W fazie testów i wdrożeń przemysłowych
Polimery termoutwardzalne	Dobre właściwości mechaniczne	Wymagają dokładnego przygotowania podłoża

9.2. Czynna ochrona przed korozją

W celu uzupełnienia biernej ochrony przed korozją realizowanej poprzez zastosowanie powłok ochronnych, rurociągi należy wyposażać w czynną ochronę przed korozją stosując systemy elektrochemicznej ochrony przed korozją CP (Cathodic Protection/Ochrona Katodowa). Ochrona katodowa ma na celu zapewnienie skutecznej ochrony przed korozją rurociągów w miejscach, gdzie powłoka izolacyjna może posiadać wady/defekty.

Ochrona katodowa może być realizowana przy pomocy:

- ochrony z zewnętrznego źródła prądu – stosując zasilacze prądu stałego analogowe, automatyczne itp.,
- anodami galwanicznymi,
- drenażem elektrycznym,
- drenażem elektrycznym wzmocnionym – drenaż elektryczny wraz z zasilaczem prądu stałego.

9.3. Eksploatacja powłok ochronnych.

Rurociągi i elementy rurociągów pokryte powłokami ochronnymi w częściach naziemnych należy regularnie kontrolować pod kątem:

- ciągłości powłoki,
- odprysków,
- korozji podpowłokowych,
- innych uszkodzeń mechanicznych.

Elementy podziemnej infrastruktury rurociągu należy kontrolować poprzez:

- badanie i lokalizację defektów w powłoce izolacyjnej metodami bezwykopowymi np. DCVG, ACVG, DCVG+CIPS,
- metodę tłokowania tłokami inteligentnymi – umożliwiają wykrycie wad w ściankach rury, co może wskazywać na wady powłoki zewnętrznej w tych miejscach,
- zastosowanie tłoków czyszczących – po wykonaniu tłokowania, na podstawie zanieczyszczeń usuniętych z rurociągu można określić stopień korozji wewnętrznej rurociągów,
- pomiary systemów ochrony katodowej – na podstawie np. pomiarów prądów ochrony katodowej można określić czy zapotrzebowanie na prąd ochrony katodowej wzrosło, co może świadczyć o pojawieniu się nowych defektów w powłoce izolacyjnej.

Wykryte wady w powłoce izolacyjnej należy ocenić i w razie konieczności naprawić. Podczas prac odkrywkowych, należy przeprowadzić oględziny izolacji, sprawdzić szczelność np. przy pomocy poroskopów i ewentualne wady powłoki naprawić.

Eksploatację systemów ochrony katodowej należy prowadzić zgodnie z obowiązującymi standardami, normami m.in. PN-EN 12954 [A-N35], stosując metody pomiarowe opisane w normie PN-EN 13509 [A-N36], a dla obiektów złożonych, takich jak ZZU, stacje gazowe, tłocznie gazu, części napowierzchniowe ośrodków magazynowych wg PN-EN 14505 [A-N37], dla orurowań odwiertów, podziemnych magazynów gazu należy stosować zapisy normy PN-EN 15112 [A-N38].

Rurociągi biegnące w pobliżu zelektryfikowanych linii kolejowych należy zabezpieczać przed oddziaływaniem prądów błędzących i eksploatować zgodnie z zapisami w normie PN-EN 50122-2 [A-N41] i PN-EN 50162 [A-N42]. Rurociągi biegnące w pobliżu linii przesyłowych WN prądu przemiennego, należy zabezpieczyć przed skutkami prądów błędzących przemiennych i eksploatować stosując zapisy normy PN-EN ISO 21857 [A-N39] oraz PN-EN ISO 18086 [A-N40].

10. Warunki dopuszczenia do użytkowania sieci wodorowych - Próby szczelności i wytrzymałości

Wykonywanie prób szczelności i wytrzymałości w sieciach rurociągów do transportu wodoru jest krytycznie ważne z kilku kluczowych powodów. Przede wszystkim, zapobieganie wyciekom wodoru ma fundamentalne znaczenie, ponieważ wodór jest najlżejszym gazem o bardzo małych cząsteczkach, charakteryzującym się wysoką zdolnością do dyfuzji przez materiały, a nawet mikroskopijne nieszczelności. Ze względu na swoją łatwopalność i szeroki zakres granic wybuchowości (4–75% w powietrzu), nawet niewielkie wycieki mogą prowadzić do poważnych zagrożeń pożarowych lub eksplozji.

Wymagania prawne i normy przemysłowe również odgrywają istotną rolę. Normy takie jak ASME B31.12-2023 [A-N16], wymagają rygorystycznych testów ciśnieniowych przed dopuszczeniem rurociągów wodorowych do eksploatacji.

Specyfika transportu wodoru również jest bardzo istotna. Wodór jest zwykle transportowany pod wysokim ciśnieniem (nawet do ok. 100 bar), co wymaga dodatkowych testów wytrzymałościowych.

Przeprowadzenie prób szczelności i wytrzymałości jest niezbędne, aby zapewnić bezpieczeństwo ludzi i środowiska, zgodność z przepisami, niezawodność systemu przesyłowego oraz ochronę przed kosztownymi awariami.

W celu określenia warunków technicznych prowadzenia prób ciśnieniowych szczelności i wytrzymałości dla sieci wodorowych, bezpośrednich rurociągów wodorowych, małych sieci wodorowych, przeprowadzono analizę dokumentów regulacyjnych krajowych w zakresie sieci gazowych – wobec braku rozporządzeń technicznych dedykowanych sieciom wodorowym (Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie [A-P35]) oraz międzynarodowych dokumentów standaryzacyjnych, w tym amerykańskich (standard ASME B31.12:2023 [A-N16]), europejskich (EIGA IGC Doc 121/14 [A-N24]) i azjatyckich (AIGA 087/20 [A-N61] oraz 033/14 [A-N60]).

10.1. Odniesienie do technologii dla gazociągów wysokiego ciśnienia

Próby szczelności i wytrzymałości dla gazociągów gazu ziemnego wykonuje się w oparciu o zapisy Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie [A-P35]. Zgodnie z zapisami powyższego rozporządzenia każdy gazociąg przed oddaniem do użytkowania, należy poddać próbie wytrzymałości i próbie szczelności.

Gazociągi wykonane ze stali o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) powyżej 0,5 MPa, które będą użytkowane przy naprężeniach obwodowych o wartości równej lub większej od 30% wartości dolnej

granicy plastyczności $R_{t0,5}$ materiału rur i armatury (zawory, kształtki, kołnierze, łuki indukcyjne i zimnogięte), należy poddać:

- 1) w pierwszej i drugiej klasie lokalizacji:
 - a) próbie wytrzymałości pneumatycznej lub hydrostatycznej – gazociąg o średnicy do DN 200 włącznie,
 - b) próbie wytrzymałości hydrostatycznej – gazociąg o średnicy większej od DN 200 – do ciśnienia nie niższego od iloczynu współczynnika 1,5 i maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP);
- 2) w trzeciej klasie lokalizacji – próbie wytrzymałości hydrostatycznej lub pneumatycznej do ciśnienia nie niższego od iloczynu współczynnika 1,3 i maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP);
- 3) niezależnie od klasy lokalizacji – próbie szczelności hydrostatycznej lub pneumatycznej do ciśnienia równego iloczynowi współczynnika 1,1 i maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP).

W przypadku gazociągów stalowych o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) powyżej 0,5 MPa, które będą użytkowane przy naprężeniach obwodowych mniejszych niż 30% wartości dolnej granicy plastyczności $R_{t0,5}$ materiału rur i armatury (zawory, kształtki, kołnierze, łuki indukcyjne i zimnogięte), poddane są tylko próbie szczelności przy ciśnieniu równym iloczynowi współczynnika 1,1 i maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP).

Naprężenia obwodowe wywołane w trakcie przeprowadzania prób wytrzymałości, nie powinny przekroczyć 95% minimalnej wartości granicy plastyczności $R_{t0,5}$, a w trakcie przeprowadzenia prób specjalnych wytrzymałości 110% minimalnej wartości granicy plastyczności $R_{t0,5}$.

W przypadku zakresu średnich ciśnień gazociągi stalowe o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) do 0,5 MPa włącznie i gazociągi wykonane z polietylenu o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) do 1,0 MPa włącznie należy poddać próbie łączonej wytrzymałości i szczelności pneumatycznej pod ciśnieniem nie mniejszym niż iloczyn współczynnika 1,5 i maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP), lecz większym co najmniej o 0,2 MPa od maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP).

Jednocześnie dla gazociągów z polietylenu ciśnienie próby łączonej wytrzymałości i szczelności nie powinno przekroczyć iloczynu współczynnika 0,9 i ciśnienia krytycznego szybkiej propagacji pęknięć.

Jednocześnie rozporządzenie dopuszcza dla gazociągów stalowych o średnicy poniżej DN150 i odcinków o długości do 300 m oraz dla gazociągów od średnicy powyżej DN150 i odcinków o długości do 200 m brak konieczności przeprowadzania prób szczelności pod warunkiem, że wcześniej odcinki te zostały poddane próbom wytrzymałości hydrostatycznej i pneumatycznej oraz próbie łączonej wytrzymałości i szczelności pneumatycznej przy jednoczesnej kontroli spoin tych odcinków za pomocą badań nieniszczących.

Spoiny obwodowe, łączące poszczególne odcinki gazociągu stalowego, po przeprowadzonej próbie ciśnieniowej należy poddać badaniom nieniszczącym, oraz dodatkowo badaniom powierzchniowym magnetyczno-proszkowym (MT) lub penetracyjnym (PT).

Zgodnie z zapisami rozporządzenia czas trwania prób jest liczony od momentu ustabilizowania się temperatury i ciśnienia, gdy to nastąpi czas trwania próby:

- 1) wytrzymałości hydrostatycznej lub pneumatycznej dla gazociągu stalowego powinien być nie krótszy niż 15 minut;
- 2) szczelności hydrostatycznej lub pneumatycznej dla gazociągu stalowego powinien być nie krótszy niż 24 godziny;
- 3) szczelności pneumatycznej dla przyłącza powinien być nie krótszy niż godzina;
- 4) łączonej wytrzymałości i szczelności dla gazociągu z polietylenu o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) do 1,0 MPa łącznie powinien być nie krótszy niż 2 godziny przy zastosowaniu elektronicznych urządzeń rejestrujących ciśnienie próby w zależności od zmian temperatury z czujnikiem ciśnienia klasy 0,1 i czujnikiem pomiaru temperatury czynnika o dokładności do 0,5°C (0,5 K), przy zapewnieniu minimalnego dwugodzinnego czasu stabilizacji czynnika próbnego.

Dopuszcza się przeprowadzenie próby specjalnej wytrzymałości dla gazociągu stalowego o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) większym niż 1,6 MPa i średnicy większej niż DN200.

Dla gazociągów szczegółowe zasady wykonywania prób ciśnieniowych wytrzymałości i szczelności regulują dokumenty standaryzacyjne jak Polskie Normy oraz Standardy Techniczne Izby Gospodarczej Gazownictwa.

10.2. Odniesienie do standaryzacji amerykańskiej (ASME B31.12-2023)

ASME B31.12-2023 (*Hydrogen Piping and Pipelines*) to amerykańska norma regulująca projektowanie, budowę, inspekcję i eksploatację rurociągów przeznaczonych do transportu wodoru (H₂) oraz mieszanek wodoru z innymi gazami. Stanowi część serii standardów ASME B31 dotyczących systemów rurociągowych i uwzględnia specyficzne właściwości wodoru, takie jak niska gęstość, wysoka dyfuzyjność oraz ryzyko kruchości wodorowej materiału rurociągu, która może prowadzić do uszkodzeń materiałowych.

10.2.1. Zakres stosowania i główne wymagania standardu ASME B31.12-2023

Norma obejmuje rurociągi naziemne i podziemne, stosowane w przemyśle, transporcie oraz dystrybucji wodoru w postaci gazowej lub ciekłej. Kluczowe wymagania dotyczą doboru materiałów odpornych na działanie wodoru, dla minimalizacji możliwości wystąpienia zjawiska kruchości wodorowej i pęknięcia materiału rurociągu. Projektowanie rurociągów musi uwzględniać wyższe ryzyko wycieków ze względu na małe rozmiary cząsteczek wodoru, które mogą przenikać przez mikroszczeliny materiału rurociągu lub przez połączenia. Ponadto standard określa szczegółowe wytyczne dotyczące spawania, kontroli jakości spoin oraz wykonania rur (NDT ang. *Non-Destructive Testing*, np. radiografia, ultradźwięki) oraz środków bezpieczeństwa, takich jak systemy wykrywania wycieków i zabezpieczenia antykorozyjne. Powyższy standard opisuje również zalecenia i wymagania dotyczące prób ciśnieniowych szczelności.

Zasady związane z prowadzeniem prób szczelności i wytrzymałości zawarte w normie ASME B31.12-2023 [A-N16].

Przed pierwszym uruchomieniem oraz po wykonaniu wymaganych badań i napraw zgodnie z pkt. IP-10.4 standardu ASME B31.12-2023 [A-N16] – Wymagania dla dopuszczenia *Examination requirements* każdy system rurociągowy do przesyłu wodoru oraz wodoru w mieszaninie z innymi gazami powinien być poddany próbie szczelności. W pierwszej kolejności należy przeprowadzić wizualną kontrolę podczas próby hydrostatycznej zgodnie z normą ASME BPVC, Sekcja V, Artykuł 10 [A-N59] oraz pkt. IP-10.6 *Hydrostatic leak test*, chyba, że postanowiono inaczej.

Standard ASME B31.12-2023 [A-N16] dopuszcza sytuację, w której, jeśli właściciel lub operator rurociągu uznają próbę hydrostatyczną za niepraktyczną, możliwe jest zastąpienie jej próbą pneumatyczną zgodnie z pkt. IP-10.7 *Pneumatic leak test*, lub połączoną próbą hydrostatyczno-pneumatyczną zgodnie z pkt. IP-10.8 *Hydrostatic-pneumatic leak test*, z uwzględnieniem zagrożeń związanych z energią zgromadzoną w sprężonym gazie.

Jeśli zarówno próba hydrostatyczna, jak i pneumatyczna są uznane za niepraktyczne do realizacji, można zastosować alternatywę określoną w pkt. IP-10.10 *Alternative leak test*. W takiej sytuacji wymagana jest również próba szczelności metodą wrażliwą zgodnie z pkt. IP-10.9 *Sensitive leak test*.

10.2.2. Wymagania dotyczące prób szczelności wg ASME B31.12

Poniższe wymagania w punktach 10.2.2.1 – 10.2.2.6 stanowią ogólne wymagania dla różnych prób szczelności. Odpowiadają zapisom punktu IP-10.5.2. *Requirements*.

10.2.2.1. Ograniczenia dotyczące ciśnienia

- a) **Naprężenia przekraczające granicę plastyczności** – jeśli ciśnienie próbne spowodowałoby naprężenia obwodowe lub wzdłużne przekraczające granicę plastyczności w temperaturze próby, można je zmniejszyć do maksymalnego ciśnienia, które nie przekroczy tej granicy (zgodnie z zapisem punktu ASME B31.12-2023 [A-N16] IP-2.2.7 – *Bases for design pressure*). Przytoczony punkt określa podstawy ustalania wartości naprężeń obliczeniowych dla różnych materiałów metalowych dla całej normy ASME B31.12-2023 [A-N16].
- b) **Rozszerzalność cieczy próbnej** – jeśli próba ciśnieniowa ma być utrzymywana przez dłuższy czas, a ciecz w układzie może się nagrzewać, należy podjąć środki ostrożności, aby uniknąć nadmiernego wzrostu ciśnienia.
- c) **Wstępna próba pneumatyczna** – przed próbą hydrostatyczną można przeprowadzić wstępną próbę powietrzem przy ciśnieniu nie wyższym niż 170 kPa (25 psi), aby wykryć poważne nieszczelności.

10.2.2.2. Inne wymagania dotyczące prób

- a) **Kontrola nieszczelności** – próba szczelności powinna trwać co najmniej 10 minut, a wszystkie połączenia należy sprawdzić pod kątem wycieków.
- b) **Obróbka cieplna** – próby szczelności należy przeprowadzać po zakończeniu ewentualnej obróbki cieplnej.
- c) **Niska temperatura próby** – przy próbach przeprowadzanych w temperaturach bliskich przejścia ciągliwo-kruchego, należy uwzględnić ryzyko pęknięcia kruchego.

10.2.2.3. Specjalne przepisy dotyczące prób

- a) **Elementy i podzespoły rurociągów** można poddać próbom osobno lub całościowo jako zintegrowany system rurociągu.
- b) **Połączenia kołnierzowe** – jeśli kołnierze łączą już sprawdzone elementy lub są odizolowane zaślepką podczas próby, nie wymagają dodatkowej próby szczelności (zgodnie z ASME B31.12 p. IP-10.5.1 *Required leak test*).
- c) **Spoiny końcowe** – ostatnie spoiny łączące już testowane systemy nie wymagają próby szczelności, pod warunkiem, że wszystkie zostały poddane badaniu radiograficznemu (zgodnie z p. IP-10.4.5.3 ASME B31.12:2023) lub ultradźwiękowemu (zgodnie z p. IP-10.4.5.6 ASME B31.12:2023).

10.2.2.4. Rurociągi pod ciśnieniem zewnętrznym

Próby szczelności rurociągów znajdujących się pod obciążeniem ciśnieniem zewnętrznym należy wykonywać przy ciśnieniu wewnętrznym $1,5 \times$ wyższym od różnicy ciśnienia zewnętrznego i wewnętrznego, ale nie mniejszym niż 105 kPa (15 psi).

10.2.2.5. Rurociągi wykonane z rur dwupłaszczowych (rurociągi dwupłaszczowe)

- a) **Rurociąg wewnętrzny** – próba szczelności rurociągu wewnętrznego powinna uwzględniać bardziej istotne ciśnienie (wewnętrzne lub zewnętrzne). Próbę należy wykonać przed zamknięciem płaszcza, w szczególności, gdy konieczny jest dostęp do połączeń spawanych.
- b) **Płaszcz zewnętrzny** – próba szczelności powinna być przeprowadzona zgodnie z ASME B31.12 p. IP-10.5.1 *Required leak test*), przy ciśnieniu projektowym płaszcza (o ile nie określono inaczej).

10.2.2.6. Naprawy lub modyfikacje rurociągu po wykonanej próbie

Jeśli po wykonanej próbie szczelności wprowadzono modyfikacje rurociągu lub przeprowadzono naprawy, należy powtórzyć badanie, chyba że właściciel (operator) zrezygnuje z tego wymogu w przypadku drobnych napraw (pod warunkiem zachowania należytej ostrożności).

10.2.3. Przygotowanie przeprowadzenia próby szczelności

10.2.3.1. Odkryte połączenia spawane

Wszystkie złącza, spoiny i połączenia muszą być dostępne do kontroli podczas próby (chyba, że były już badane wcześniej). Dopuszcza się gruntowanie i malowanie przed próbą, chyba że wymagana jest próba wrażliwa zgodnie z p. 10.2.7 (odpowiednik w ASME B31.12-2023 pkt. IP-10.9).

10.2.3.2. Rurociągi z dylatacjami/kompensatorami

- a) **Dylatacje/kompensatory** zależne od zewnętrznych kotew należy badać na miejscu w systemie rurociągów w miejscu wbudowania.

- b) **Dylatacje samokompensujące** wcześniej sprawdzone przez producenta, można wykluczyć z próby – chyba że wymagana jest próba wrażliwa zgodnie z p. 10.2.7 (odpowiednik w ASME B31.12-2023 pkt. IP-10.9).
- c) **System z dylatacjami mieszkowymi** należy testować bez tymczasowych ograniczeń, przy ciśnieniu nie wyższym niż 150% ciśnienia projektowego dylatacji lub ciśnienia systemu rurociągu określonego w zapisach rozdziałów 10.2.2 oraz 10.2.3. Ciśnienie próbne nie może przekroczyć wartości podanej przez producenta.

10.2.3.3. Próby wykonywane przy wyższym ciśnieniu

Jeśli wymagane jest ciśnienie przekraczające 150% ciśnienia projektowego (z zastrzeżeniem p. 10.2.2.1 – dot. ciśnień wywołujących naprężenia powyżej granicy plastyczności materiału (ASME B31.12. pkt. IP-10.5.2(a)(1)), należy usunąć dylatacje mieszkowe z systemu lub zastosować tymczasowe kotwy, aby ograniczyć obciążenia.

Wyposażenie systemu rurociągu, które nie będzie podlegać próbie, należy odłączyć od rurociągu lub odizolować za pomocą zaślepek lub innych środków podczas próby. Można zastosować zawór, pod warunkiem, że zawór (wraz z mechanizmem zamykającym) jest przystosowany do ciśnienia próbnego.

10.2.4. Próba szczelności hydrostatycznej

10.2.4.1. Płyn próbny

Płynem próbnym powinna być woda, chyba że istnieje ryzyko uszkodzenia spowodowanego zamrażaniem lub negatywnym wpływem wody na rurociąg. W takim przypadku można zastosować inny odpowiedni, nietoksyczny płyn. Jeśli płyn jest łatwopalny, jego temperatura zapłonu musi wynosić co najmniej 49°C (120°F), a środowisko wykonywania próby powinno zostać odpowiednio uwzględnione, by ograniczyć możliwość zapłonu.

10.2.4.2. Ciśnienie próbne

Z zastrzeżeniem postanowień p. 10.2.4.3 tj. systemu rurociągów połączonych ze zbiornikami ciśnieniowymi (zgodnie z pkt. IP-10.6.3 w ASME B31.12:2023), ciśnienie próby hydrostatycznej w dowolnym punkcie systemu rurociągowego wykonanego ze stali powinno wynosić:

- a) nie mniej niż 1,5-krotność ciśnienia projektowego;
- b) gdy temperatura projektowa jest wyższa niż temperatura próby, minimalne ciśnienie próbne w danym punkcie należy obliczyć za pomocą równania (10.1). Jeśli system rurociągowy składa

się z więcej niż jednego materiału lub ma więcej niż jedną temperaturę projektową, Równanie (10.1.) należy zastosować dla każdej kombinacji (z wyłączeniem elementów podpór rurociągów i śrub), a maksymalna obliczona wartość PT jest minimalnym ciśnieniem próbnym.

$$PT = 1,5 \cdot P \cdot Rr \quad (10.1)$$

gdzie:

P - projektowe ciśnienie wewnętrzne, MPa

PT- minimalne ciśnienie próbne, MPa

Rr - stosunek ST/S dla komponentów bez ustalonych ratingów (nie więcej niż 6,5) lub stosunek ratingu ciśnieniowego komponentu w temperaturze próby do ratingu w temperaturze projektowej (nie więcej niż 6,5),

S - wartość naprężenia w temperaturze projektowej (zgodnie z załącznikiem IX (Tabela IX-1A) do ASME B31.12-2023), MPa

ST - wartość naprężenia w temperaturze próby, MPa.

Alternatywnie, dla rurociągów ze stali węglowej o minimalnej granicy plastyczności nie większej niż 290 MPa, ciśnienie próbne dla zestawu komponentów (z wyłączeniem podpór i śrub) może być oparte na wartości Rr dla dowolnego elementu w zestawie.

- c) Jeśli ciśnienie próbne określone powyżej wywołałoby naprężenia obwodowe lub wzdłużne przekraczające granicę plastyczności w temperaturze próby, ciśnienie można zmniejszyć do maksymalnej wartości nieprzekraczającej granicy plastyczności (należy zwrócić uwagę na pkt. IP-2.2.7(c) i (d) normy ASME B31.12-2023 dotyczący ograniczeń zastosowań oraz innych niewymienionych w pkt IP-2.2.7 materiałów, z którego wykonany jest rurociąg). Dla mieszkowych dylatacji metalowych należy uwzględnić wymagania ASME B31.3, Załącznik X, pkt. X302.2.3(a).

10.2.4.3. Próba hydrostatyczna systemu rurociągów ze zbiornikami ciśnieniowymi

- a) Jeśli ciśnienie próbne rurociągów podłączonych do zbiornika jest takie samo lub niższe niż ciśnienie próbne zbiornika, rurociągi można badać razem ze zbiornikiem przy ciśnieniu próbnym rurociągów.
- b) Jeśli ciśnienie próbne rurociągów przekracza ciśnienie próbne zbiornika i nie jest praktyczne odizolowanie rurociągów od naczynia, można je badać razem przy ciśnieniu zbiornika, pod warunkiem, że operator wyrazi zgodę, a ciśnienie to wynosi co najmniej 77% ciśnienia

próbne rurociągów obliczonego zgodnie z p. 10.2.4.2. podpunkt b) (odpowiadający mu pkt. IP-10.6.2(b) normy ASME B31.12-2023).

- c) Postanowienia niniejszego p. 10.2.4.3 nie wpływają na wymagania dotyczące prób ciśnieniowych wynikające z obowiązujących norm dotyczących zbiorników ciśnieniowych.

10.2.5. Próba szczelności pneumatycznej

10.2.5.1. Środki ostrożności

Próba pneumatyczna wiąże się z ryzykiem uwolnienia energii zgromadzonej w sprężonym gazie. Należy zachować szczególną ostrożność, aby zminimalizować ryzyko kruchego pęknięcia rurociągu podczas wykonywania próby. Temperatura próby ma w tym przypadku kluczowe znaczenie i musi zostać uwzględniona przy doborze materiału konstrukcyjnego (patrz p. 10.2.2.2 c) – w normie B31.12 pkt. IP-10.5.2(b)(3) i Załącznik Informacyjny B).

10.2.5.2. Zabezpieczenie przed nagłym wzrostem ciśnienia

Należy zapewnić zabezpieczenie przed nagłym wzrostem ciśnienia, ustawione na ciśnienie nie wyższe niż 110% ciśnienia próbnego. Dla ciśnień próbnych niższych niż 700 kPa (100 psi), zabezpieczenie może być ustawione na maksymalnie 70 kPa (10 psi) powyżej ciśnienia próbnego, ale nie więcej niż 1,5-krotność ratingu najbliższego komponentu w systemie.

10.2.5.3. Płyn próbny

Gaz używany jako płyn próbny (jeśli nie jest to powietrze) musi być niepalny i nietoksyczny.

10.2.5.4. Ciśnienie próbne

Minimalne ciśnienie próbne nie powinno być niższe niż 1,1-krotność ciśnienia projektowego i nie powinno przekraczać mniejszej z następujących wartości:

- a) 1,33-krotność ciśnienia projektowego;
- b) ciśnienie, które spowodowałoby naprężenia nominalne lub podłużne przekraczające 90% granicy plastyczności dowolnego komponentu w temperaturze próby.

10.2.5.5. Procedura przeprowadzenia próby.

Ciśnienie należy stopniowo zwiększać, aż do osiągnięcia ciśnienia manometrycznego, które jest mniejszą z wartości: połowy ciśnienia próbnego lub 170 kPa (25 psi), po czym należy przeprowadzić

wstępną kontrolę, w tym wizualne badanie połączeń zgodnie z paragrafem IP-10.4.5.2 normy B31.12 *Visual examination*. Następnie ciśnienie należy stopniowo zwiększać etapami, aż do osiągnięcia ciśnienia próbnego, utrzymując je na każdym etapie wystarczająco długo, aby wyrównać naprężenia w rurociągu. Następnie ciśnienie należy zmniejszyć do ciśnienia projektowego przed badaniem szczelności zgodnie z p. 10.2.2.2. podpunkt a) – próba szczelności powinna trwać co najmniej 10 minut, a wszystkie połączenia należy sprawdzić pod kątem wycieków.

10.2.6. Próba hydrostatyczno-pneumatyczna szczelności

Jeśli stosuje się kombinowane hydrostatyczno-pneumatyczne badanie szczelności, należy spełnić wymagania p. 10.2.4., a ciśnienie w wypełnionej cieczą części rurociągu nie może przekraczać limitów określonych w p. 10.2.3.

10.2.7. Próba szczelności z wysoką czułością

Test powinien być przeprowadzony zgodnie z metodą testu gazowego i pęcherzykowego określoną w ASME BPVC, Sekcja V, [A-N59] Artykuł 10 lub inną metodą, co do której wykazano, że ma taką samą czułość. Czułość testu nie może być mniejsza niż 10^{-3} bar·ml/s w warunkach testowych. Ciśnienie manometryczne próby powinno wynosić co najmniej 105 kPa (15 psi) lub 25% ciśnienia projektowego, w zależności od tego, która wartość jest mniejsza. Ciśnienie należy stopniowo zwiększać, aż do osiągnięcia ciśnienia manometrycznego równego połowie ciśnienia testowego lub 170 kPa (25 psi), w którym to momencie należy przeprowadzić wstępną kontrolę. Następnie ciśnienie należy stopniowo zwiększać krok po kroku, aż do osiągnięcia ciśnienia testowego, przy czym ciśnienie należy utrzymywać wystarczająco długo na każdym kroku, aby wyrównać naprężenia rurociągu.

10.2.8. Alternatywna próba szczelności

Następujące procedury i metoda alternatywna próby szczelności mogą być stosowane wyłącznie w warunkach określonych w p. 10.2.1 (odpowiednik w normie ASME B31.12: pkt. IP-10.5.1(b)). Osobne wymagania norma wprowadza dla próby alternatywnej dla spoin. Spoiny, w tym te stosowane w produkcji spawanych rur i kształtek, które nie zostały poddane testom szczelności hydrostatycznej lub pneumatycznej zgodnie z normą ASME B31.12:2023, należy zbadać w następujący sposób:

- a) Spoiny obwodowe i wzdłużne z rowkiem z całkowitym przetopem spoiny należy zbadać wymaganą metodą NDE oprócz badania wizualnego, zgodnie z punktem IP-10.4, Tabelą IP-10.4.3-1, i Tabelą IP-10.4.3-3 normy ASME B31.12:2024.

- b) Wszystkie spoiny, w tym spoiny mocowań konstrukcyjnych, nieobjęte paragrafem (a) powyżej, należy zbadać metodą penetrantu ciekłego zgodnie z punktem IP-10.4.5.4 lub, w przypadku materiałów magnetycznych, metodą magnetyczno-proszkową zgodnie z pkt. IP-10.4.5.5 normy ASME B31.12-2023.

10.3. Odniesienie do standaryzacji europejskiej (EIGA IGC Dco 121/14)

10.3.1. Zakres dokumentu

Dokument *Hydrogen Pipeline Systems* (IGC Doc 121/14) [A-N24], opracowany przez *European Industrial Gases Association* (EIGA), stanowi kompleksowy zbiór wytycznych dotyczących projektowania, budowy, eksploatacji i konserwacji systemów rurociągowych przeznaczonych do transportu wodoru oraz jego mieszanin. Jest to zaktualizowana wersja wcześniejszego dokumentu (Doc 121/04), uwzględniająca najnowsze osiągnięcia techniczne i najlepsze praktyki w tej dziedzinie. Dokument koncentruje się na stalowych rurociągach przesyłowych i dystrybucyjnych, które transportują czysty wodór lub mieszaniny wodoru w określonych warunkach ciśnieniowych i temperaturowych. Zakres zastosowania obejmuje ciśnienia od 1 MPa do 21 MPa (ok. 150–3000 psi) oraz temperatury w zakresie od -40°C do 175°C. Wytyczne te nie dotyczą jednak instalacji napełniania butli, zakładów produkcyjnych wodoru ani rurociągów wchodzących w skład specjalistycznych urządzeń.

Głównym celem dokumentu jest zapewnienie bezpieczeństwa i niezawodności systemów przesyłowych poprzez odpowiednie projektowanie, dobór materiałów, procedury budowlane oraz metody eksploatacji. Wodór, ze względu na swoje unikalne właściwości (m.in. wysoką łatwopalność, niską energię zapłonu, niewidoczny płomień oraz zdolność do wywoływania kruchości wodorowej w materiałach), wymaga szczególnych rozwiązań technicznych i proceduralnych.

10.3.2. Próby ciśnieniowe wg EIGA IGC Dco 121/14

Według dokumentu EIGA IGC Doc 121/14 [A-N24] rurociąg należy poddać pneumatycznej lub hydrostatycznej próbie ciśnieniowej przy ciśnieniu wymaganym przez dokumentację, zgodnie z którym rurociąg został zbudowany.

Dokument wskazuje, że preferowanym typem próby jest próba ciśnieniowa hydrostatyczna. Bez względu na wybraną metodę testową, próbę należy przeprowadzić w dogodnym miejscu dla konstrukcji rurociągu, aby spełnić wymagania projektu i zminimalizować prawdopodobieństwo kosztownych przeróbek.

Próbie wytrzymałości należy zakończyć, wykonując próbę hydrostatyczną przy użyciu płynu testowego, którym powinna być czysta woda. Próbę należy przeprowadzić zgodnie z dokumentacją, według której rurociąg został zaprojektowany i zbudowany. Operacje napełniania i przeprowadzenia próby należy zaplanować jako ciągłą operację, aby zapewnić, że testowe medium próbne nie pozostanie w systemie rurociągu dłużej niż jest to konieczne, szczególnie jeśli w okresie przeprowadzania próby przewiduje się temperatury otoczenia poniżej 0°C.

Należy podjąć odpowiednie środki ostrożności w celu zminimalizowania potencjalnych skutków uwolnienia ciśnienia podczas trwania próby.

Jeśli przeprowadzana jest próba ciśnieniowa pneumatyczna, a jako medium testowe używany jest azot, należy ocenić ryzyko narażenia personelu na ekspozycję na atmosferę z niedoborem tlenu i podjąć odpowiednie środki ostrożności.

Woda do wykonania próby i każdego kolejnego przepłukiwania systemu rurociągów powinna być czysta i wolna od wszelkich zanieczyszczeń zarówno nierozpuszczalnych lub rozpuszczonych, które mogłyby być szkodliwe dla materiału rury lub które mogłyby tworzyć osady w rurociągu.

W przypadku rurociągów ze stali węglowej odczyn pH medium testowego powinien wynosić od 5 do 8, a łączna zawartość chlorków nie powinna przekraczać 1000 mg/litr (50 mg/litr w przypadku stali nierdzewnej).

Najlepszą praktyką jest minimalizowanie czasu, w którym woda do próby hydrostatycznej pozostaje w rurociągu, ponieważ woda sprzyja korozji i aktywności biologicznej. Jeśli woda pozostaje w rurociągu dłużej niż 8 dni, akceptowalny odczyn pH powinien być ograniczony do zakresu 6–7,5, a łączna zawartość chlorków powinna być mniejsza niż 500 mg/litr (5 mg/litr w przypadku stali nierdzewnej).

Należy zachować szczególną ostrożność w przypadku wykorzystania wody ze źródeł zawierających potencjalnie szkodliwe substancje chemiczne lub bakterie.

Po zakończeniu próby hydrostatycznej wodę należy usunąć natychmiast, albo przez opróżnienie, albo przez przepuszczenie przez rurę, albo przez kombinację obu tych metod.

Ze względów praktycznych, w przypadku połączeń rurowych lub ostatecznych spoin zamykających, dopuszczalne jest odstępianie od konieczności przeprowadzenia próby ciśnieniowej pod warunkiem, że zostanie przeprowadzona określona alternatywna metoda badania nieniszczącego, a lokalne przepisy tego nie zabraniają.

Ponadto, niezależnie od charakteru próby ciśnieniowej przeprowadzanej w terenie, producent rury przewodowej musi jako część procesu produkcji i kontroli jakości, przeprowadzić próbę hydrostatyczną na każdym odcinku gotowej rury. Próba powinna być zgodna z wymogami obowiązujących krajowych przepisów oraz standardów, chyba że specyfikacja projektu stanowi inaczej w wyniku wymagań nabywcy.

10.4. Odniesienie do standaryzacji azjatyckiej (AIGA)

10.4.1. Zakres dokumentu AIGA 087/20 oraz 033/14

Dokument AIGA 087/20 [A-N61], zatytułowany *Standard for Hydrogen Piping Systems at User Locations*, to kompleksowy przewodnik opracowany przez *Asia Industrial Gases Association (AIGA)* we współpracy z międzynarodowymi organizacjami branżowymi, takimi jak *Compressed Gas Association (CGA)* i *Japan Industrial and Medical Gases Association (JIMGA)*. Stanowi on zharmonizowany standard techniczny, którego celem jest zapewnienie bezpieczeństwa i efektywności systemów rurociągów wodoru – zarówno gazowego (Type I), jak i ciekłego (Type II) – w miejscach ich użytkowania.

Standard obejmuje cały proces – od projektowania instalacji po eksploatację i konserwację – dla rurociągów wodoru rozpoczynających się od zaworu rozgraniczającego na początku rurociągu aż do końcowego zaworu rozgraniczającego. Szczególny nacisk kładzie się na systemy wysokociśnieniowe, gdzie ciśnienie robocze wynosi 3000 psi (ok. 21 MPa) lub więcej. Dokument uwzględnia również różnice regionalne, dostosowując się do lokalnych przepisów, np. w USA (NFPA, CGA), Kanadzie (CSA) czy Japonii (JIMGA).

Wcześniejszy standard AIGA 033/14 [A-N60] *Hydrogen Piping Systems* jest tożsamy z dokumentem EIGA IGC Doc 121/14 [A-N24], w tym z zapisami dotyczącymi prób ciśnieniowych rurociągów do transportu wodoru.

10.4.2. Próby ciśnieniowe według dokumentów AIGA 033/14 oraz 087/20

W przypadku dokumentu AIGA 033/14 [A-N60] *Hydrogen Piping Systems* zapisy dotyczące prób ciśnieniowych są tożsame z zapisami dokumentu europejskiego EIGA IGC Doc 121/14 [A-N24].

W dokumencie AIGA 087/20 [A-N61] są wprowadzone istotne uzupełnienia w zakresie prób ciśnieniowych dotyczących rurociągów dla transportu wodoru i mieszanin gazowych zawierających wodór.

Przed uruchomieniem systemu rurociągów oraz po przeprowadzeniu prac konserwacyjnych system rurociągów należy poddać próbom w celu potwierdzenia jego szczelności i wytrzymałości konstrukcyjnej. Standard AIGA 087/20 [A-N61] odwołuje się w zakresie prób ciśnieniowych do odpowiednich zapisów normy ASME B31.12-2023 [A-N16].

Badania można przeprowadzić metodą hydrauliczną (próba hydrostatyczna) lub pneumatyczną (próba pneumatyczna). Najbardziej istotna różnica w zapisach dotyczy płynu próbnego w przypadku prób pneumatycznych należy zastosować mieszaninę zawierającą co najmniej 10% helu w gazie obojętnym

lub 5–10% wodoru w gazie obojętnym. Wynika to z faktu, że skuteczne wykrywanie nieszczelności w systemach wodoru wymaga użycia gazu o małych cząsteczkach.

Norma ASME B31.12-2023 [A-N16] zawiera wytyczne dotyczące dokumentowania wyników przeprowadzonych badań.

10.5. Rekomendacje

Na podstawie analizy dokumentów regulacyjnych krajowych (Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie [A-P35] oraz standaryzacji międzynarodowej, w tym amerykańskiej (standard ASME B31.12-2023 [A-N16]), europejskiej (EIGA IGC Doc 121/14 [A-N24]) i azjatyckiej (AIGA 087/20 [A-N61] oraz 033/14 [A-N60]) w niniejszym opracowaniu udzielono następujących rekomendacji w zakresie przeprowadzania prób ciśnieniowych sieci wodorowych, bezpośrednich rurociągów wodorowych, małych sieci wodorowych w zakresie maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP) nie przekraczającego 10 MPa, instalacji magazynowania wodoru i ich instalacji towarzyszących dla zastosowań na terenie Polski:

1. Przed uruchomieniem, po wykonaniu wszystkich niezbędnych kontroli i napraw, każdy system rurociągów wodoru musi przejść próbę szczelności i wytrzymałości.

Rekomendacje ujęte w punktach od 2 do 12 odnoszą się do prób szczelności, w szczególności dla rurociągów i sieci wodorowych o maksymalnym ciśnieniu roboczym z zakresu powyżej 0,5 MPa do 10 MPa włącznie:

2. Jeśli próba hydrostatyczna szczelności rurociągu wodoru nie jest możliwa, można przeprowadzić próbę pneumatyczną lub kombinowaną próbę hydrauliczno-pneumatyczną.
3. Jeśli zarówno hydrauliczna, jak i pneumatyczna próba szczelności są ze względów technicznych lub innych niemożliwe do wykonania lub z punktu widzenia technicznego niepraktyczne, można przeprowadzić opisaną w ASME B31.12 próbę alternatywną.
4. Płynem próbnym w próbie hydrostatycznej powinna być woda, chyba że istnieje ryzyko uszkodzenia spowodowanego zamarzaniem lub negatywnym wpływem wody na rurociąg. W takim przypadku można zastosować inny odpowiedni, nietoksyczny płyn. Jeśli płyn jest łatwopalny, jego temperatura zapłonu musi wynosić co najmniej 49°C (120°F).
5. W przypadku rurociągów ze stali węglowej odczyn pH medium testowego powinien wynosić od 5 do 8, a łączna zawartość chlorków nie powinien przekraczać 1000 mg/litr (50 mg/litr w przypadku stali nierdzewnej), w przypadku utrzymywania wody w rurociągu powyżej 8 dni odpowiednio pH powinno wynosić 6-7,5 a łączna zawartość chlorków nie powinna przekraczać 500 mg/litr.

6. Próbę szczelności o wysokiej czułości należy wykonać w przypadku określonym w normie ASME B31.12-2023 przy wykonaniu próby alternatywnej szczelności.
7. Ciśnienie próby hydrostatycznej rurociągu do przesyłu wodoru należy określić wg równania

$$PT = 1,5 \cdot P \cdot Rr \quad (10.2)$$

gdzie:

P - ciśnienie projektowe wewnętrzne, MPa

PT - minimalne ciśnienie testowe, MPa

Rr - stosunek ST/S, mniejszy niż 6,5,

S - wartość naprężenia w temperaturze projektowej, MPa

ST - wartość naprężenia w temperaturze testowej. MPa

8. Płyn do pneumatycznej próby szczelności powinien być gazem obojętnym (powietrzem lub innym gazem niepalnym i nietoksycznym). Ze względu na podatność wodoru do przenikania przez połączenia elementów rurociągu do próby pneumatycznej zaleca się stosować mieszaninę zawierającą co najmniej 10% helu w gazie obojętnym lub w wyjątkowych sytuacjach 5–10% wodoru w gazie obojętnym. Wynika to z faktu, że skuteczne wykrywanie nieszczelności w systemach wodoru wymaga użycia gazu o zbliżonych do wodoru wielkości molekuł. Najlepszym gazem spełniającym to kryterium, będąc jednocześnie gazem całkowicie bezpiecznym, jest hel. Z tego względu w pierwszej kolejności rekomendacja obejmuje zalecenie wykorzystania gazu obojętnego zawierającego co najmniej 10% helu. W przypadku wykonywania próby pneumatycznej całego rurociągu lub systemu rurociągów za pomocą gazu obojętnego nie zawierającego zalecanej zawartości helu lub wodoru przy jednoczesnym potwierdzonym spełnieniu warunków szczelności wodorowej dla zamontowanej w systemie rurociągów armatury, zaleca się poddać badaniom szczelności z wykorzystaniem mieszaniny gazów zawierającej zalecane zawartości helu lub wodoru połączenia rozłączne systemu rurociągów (np. połączenia kołnierzowe).
9. Minimalne ciśnienie pneumatycznej próby szczelności nie powinno być mniejsze niż 1,1-krotność ciśnienia projektowego i nie powinno przekraczać mniejszej z następujących wartości:
 - a) $1,33 \times P$, gdzie P = ciśnienie projektowe,
 - b) ciśnienia, które wywołałyby naprężenie obwodowe lub wzdłużne przekraczające 90% granicy plastyczności.
10. Procedura przeprowadzania próby szczelności pneumatycznej rurociągu do transportu wodoru:

- a) stopniowo należy zwiększać ciśnienie do wartości ciśnienia manometrycznego równej mniejszej z połowy ciśnienia testowego lub 170 kPa (25 psi),
 - b) należy wykonać wstępne sprawdzenie szczelności systemu rurociągu, w tym przede wszystkim wszelkich połączeń,
 - c) stopniowo należy zwiększać ciśnienie etapowo aż do osiągnięcia ciśnienia testowego,
 - d) należy utrzymywać ciśnienie na równym poziomie na każdym etapie, aby zrównoważyć odkształcenia rurociągu,
 - e) należy zmniejszyć ciśnienie do ciśnienia projektowego przed sprawdzeniem szczelności.
11. Próba szczelności o wysokiej czułości powinien odznaczać się czułością większą niż 0,001 bar·ml/s w warunkach testowych. Ciśnienie próbne powinno wynosić co najmniej mniejszą z wartości: ciśnienia manometrycznego 105 kPa (15 psi) lub 25% ciśnienia projektowego. W procedurze wykonania próby należy stopniowo zwiększać ciśnienie do wartości ciśnienia manometrycznego równej mniejszej wartości z: połowy ciśnienia testowego lub 170 kPa (25 psi). Następnie należy wykonać wstępne sprawdzenie szczelności, w tym przede wszystkim połączeń elementów systemu rurociągów. W kolejnym etapie należy stopniowo zwiększać ciśnienie etapami aż do osiągnięcia ciśnienia testowego, następnie należy utrzymywać ciśnienie na każdym etapie, aby zrównoważyć odkształcenia rurociągu.
12. Po próbie należy usunąć płyn testowy z rurociągu i jego komponentów oraz przepłukać rurociąg gazem obojętnym.

Rekomendacje ujęte w punktach 13-14 odnoszą się do prób wytrzymałości, w szczególności dla rurociągów i sieci wodorowych o maksymalnym ciśnieniu roboczym w zakresie powyżej 0,5 MPa do 10 MPa włącznie:

13. Rurociągi do przesyłu wodoru wykonane ze stali o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) powyżej 0,5 MPa, które będą użytkowane przy naprężeniach obwodowych o wartości równej lub większej od 30% wartości dolnej granicy plastyczności $R_{t0,5}$ materiału rur i armatury, należy poddać próbom wytrzymałości analogicznie jak gazociągi wysokiego ciśnienia gazu ziemnego:
- 1) w pierwszej i drugiej klasie lokalizacji:
 - a) próbie wytrzymałości pneumatycznej lub hydrostatycznej – rurociąg o średnicy do DN 200 włącznie,
 - b) próbie wytrzymałości hydrostatycznej – rurociąg o średnicy większej od DN 200 – do ciśnienia nie niższego od iloczynu współczynnika 1,5 i maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP);

- 2) w trzeciej klasie lokalizacji – próbie wytrzymałości hydrostatycznej lub pneumatycznej do ciśnienia nie niższego od iloczynu współczynnika 1,3 i maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP);

Medium testowe oraz warunki wykonywania próby wytrzymałości należy przyjąć analogicznie jak w Rozporządzeniu o warunkach technicznych jakim powinny odpowiadać sieci gazowe oraz ich usytuowanie (Dz. U. poz. 640, 2013) [A-P35]. Klasy lokalizacji natomiast zgodnie z p. 11.3 niniejszego sprawozdania.

14. Rurociąg stalowy do transportu wodoru o maksymalnym ciśnieniu roboczym powyżej 0,5 MPa, który będzie użytkowany przy naprężeniach obwodowych mniejszych niż 30% wartości dolnej granicy plastyczności $R_{t0,5}$ materiału rur i armatury, może być poddany tylko próbie szczelności, zgodnie z rekomendacjami w ujętych pkt. 2 – 12 niniejszego podrozdziału

Rekomendacje ujęte w punkcie 15 odnoszą się do prób szczelności i wytrzymałości dla rurociągów i sieci wodorowych wykonanych ze stali dla zakresu maksymalnego ciśnienia roboczego od 10 kPa do 0,5 MPa (ciśnienie średnie):

15. Dla sieci wodorowych w zakresie średniego ciśnienia odniesionego do sieci gazowych (MOP od 10 kPa do 0,5 MPa) uznaje się za wystarczające wymogi Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz. U. 2013, poz. 640) [A-P35] gazociągi stalowe o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) do 0,5 MPa włącznie należy poddać próbie łączonej wytrzymałości i szczelności pneumatycznej pod ciśnieniem nie mniejszym niż iloczyn współczynnika 1,5 i maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP), lecz większym co najmniej o 0,2 MPa od maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP).

Rekomendacje ujęte w punkcie 16 odnoszą się do prób szczelności i wytrzymałości dla rurociągów i sieci wodorowych wykonanych z polietylenu:

16. Gazociągi wykonane z polietylenu o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) do 1,0 MPa włącznie należy poddać próbie łączonej wytrzymałości i szczelności pneumatycznej pod ciśnieniem nie mniejszym niż iloczyn współczynnika 1,5 i maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP), lecz większym co najmniej o 0,2 MPa od maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP). Ciśnienie próby łączonej wytrzymałości i szczelności nie powinno przekroczyć iloczynu współczynnika 0,9 i ciśnienia krytycznego szybkiej propagacji pęknięć.
17. Do czasu określenia wymagań technicznych dla sieci wodorowych, w tym określenia dla nich zakresów maksymalnych ciśnień roboczych (MOP) i związanym z nimi podziału sieci wodorowych ze względu na maksymalne ciśnienia robocze, zalecane jest opieranie się na

ciśnieniu projektowym, jako głównym parametrze odniesienia dla procedur przeprowadzania prób ciśnieniowych.

11. Warunki lokalizacji rurociągów wodorowych

11.1. Dopuszczalne lokalizacje gazociągów wodorowych

Warunki lokalizacji gazociągów wodorowych zostały opisane w różnych specyfikacjach. Przykładem może być niemiecka norma DVGW G 463:2021 [A-N8], określająca wymagania zarówno dla gazociągów gazu ziemnego jak i gazociągów wodorowych. Jak określono, specyfikację DVGW G 463:2021 [A-N8] należy stosować łącznie z normą DIN EN 1594 (PN-EN 1594:2024-08) [A-N15]. Norma PN-EN 1594:2024-08 [A-N15] podobnie jak norma DVGW G 463:2021 [A-N8] zawiera dodatkowe wymagania dla gazociągów wodorowych. Określono je głównie załączniku B (informacyjnym) gdzie zwrócono uwagę na kwestie związane ze współczynnikiem projektowym odnosząc się do wymagań ASME B31.12-2023 [A-N16]. W odniesieniu do lokalizacji gazociągów nie określono dodatkowych wymagań dla gazociągów transportujących mieszaninę wodoru i gazu ziemnego czy samego wodoru. Inną specyfikacją zawierającą wymagania dotyczące lokalizacji gazociągów wodorowych jest norma ASME B31.12-2023 [A-N16].

Tam, gdzie rurociągi i magistrale przecinają obszary, które zwykle znajdują się pod wodą lub są narażone na zalanie (np. jeziora, zatoki lub bagna), do gazociągu należy zastosować niezbędne obciążenie lub zakotwiczenie. Ponieważ przejścia podwodne mogą być narażone na podmycie ze względu na naturalne zagrożenia związane ze zmianami w dnie drogi wodnej, prędkościami wody, pogłębieniem kanału lub zmianą położenia kanału w drodze wodnej, w projekcie należy uwzględnić ochronę rurociągu na takich przejściach. Jeśli to możliwe, skrzyżowanie powinno być zlokalizowane w bardziej stabilnym miejscu brzegu i dna. Głębokość rurociągu, umiejscowienie kolanek zainstalowanych w brzegach, grubość ścianki rury i obciążenie rurociągu należy dobrać w oparciu o charakterystykę drogi wodnej. Tam, gdzie rurociągi i magistrale są odsłonięte, np. na przęsłach, estakadach i skrzyżowaniach mostów, rurociągi i magistrale powinny być odpowiednio chronione za pomocą odstępów lub zapór przed przypadkowym uszkodzeniem przez ruch kołowy lub z innych przyczyn. Jeśli rurociągi mogą być narażone na zagrożenia naturalne, takie jak podmycia, powódzie, osuwiska, niestabilność gleby lub inne warunki, które mogłyby powodować poważne przemieszczenia lub nienormalne obciążenia rurociągu, należy podjąć uzasadnione środki ostrożności w celu ochrony rurociągu. Dodatkową ochronę rurociągu można uzyskać poprzez zwiększenie grubości ścianki rury, budowę umocnień lub instalację kotew.

Zgodnie z DVGW G 463:2021 [A-N8] układanie gazociągów w kanałach jest dopuszczalne tylko wtedy, gdy kanały są wystarczająco wentylowane lub zasypane, lub gdy gazociągi są zainstalowane w rurach osłonowych kończących się poza takimi kanałami. Układanie gazociągów w przejściach (np. przejściach dla pieszych lub pojazdów) bez rur osłonowych jest dopuszczalne, jeśli przejście jest wystarczająco naturalnie wentylowane.

11.2. Głębokość posadowienia

Jak wynika ze specyfikacji DVGW G 463:2021 [A-N8] wielkość pokrywy glebowej powinna zostać dostosowana do warunków lokalnych jednak powinna wynosić co najmniej 1,0 m. Na terenach rolniczych i ogrodniczych pokrywa glebowa powinna być większa niż spodziewana głębokość penetracji gruntu. Określono również maksymalną wielkość pokrywy glebowej, która bez istotnego powodu, nie powinna przekraczać 2,0 m. W odniesieniu do minimalnej wielkości przykrycia dopuszczono przypadki, gdy będzie ona mniejsza niż 1,0 m, jednak wymaga to uzasadnienia i konsultacji z ekspertem technicznym. Zaznaczono również, że w takich przypadkach należy przeprowadzić ocenę ryzyka i zapewnić ewentualne dodatkowe środki.

W specyfikacji PN-EN 1594:2024-08 [A-N15] określono natomiast, że głębokość przykrycia rurociągów i ich obudów powinna wynosić co najmniej 0,8 m. Norma dopuszcza mniejszą głębokość przykrycia (np. w terenach skalistych lub w obszarach, w których rura przecina rowy lub ciekі wodne), przy czym jak określono, może być wymagane zastosowanie odpowiednich środków ochronnych. Zwiększoną głębokość przykrycia rurociągu należy zastosować w przypadkach, gdy:

- praktyki rolnicze lub ogrodnicze wymagają większej głębokości,
- obszary mogą być narażone na erozję,
- wystąpią przekroczenia dróg wodnych.

W odniesieniu do dróg wodnych wymagane jest określenie najniższego spodziewanego profilu dna w miejscu skrzyżowania z rurociągiem. Należy uwzględnić zabezpieczenie gazociągu przed uszkodzeniem kotwicami statków.

Zgodnie z wymaganiami ASME B31.12-2023 [A-N16] gazociągi wodorowe lokalizowane w gruncie powinny być układane w taki sposób, aby przykrycie wynosiło nie mniej niż 910 mm. Jeśli nie jest to możliwe do osiągnięcia lub jeśli obciążenia zewnętrzne mogą być nadmierne, gazociąg powinien zostać obudowany tak aby wstrzymać wszelkie przewidywane obciążenia zewnętrzne. Jeżeli przewiduje się, że nad gazociągiem mogą występować w przyszłości obszary rolnicze, na których prace rolnicze będą prowadzone głęboką orką lub jeśli jest prawdopodobne przyszłe skrzyżowanie z drogami, autostradami, liniami kolejowymi lub rowami wówczas należy zastosować dodatkową ochronę.

W przypadku wykopów skalnych minimalne przykrycie rurociągu może wynosić 610 mm. Na obszarach rolniczych minimalna wielkość przykrycia powinna wynosić 1220 mm.

Z powyższych specyfikacji wynikają zróżnicowane wymagania dla głębokości posadowienia rurociągów. Minimalna głębokość przykrycia gazociągów powinna mieścić się w przedziale od 0,8 m do 1,0 m. W uzasadnionych przypadkach dopuszczono zmniejszenie wielkości przykrycia gazociągu (np. skalistych lub w obszarach, w których rura przecina rowy lub cieki wodne), przy czym jak określono, może być wymagane zastosowanie odpowiednich środków ochronnych, jednocześnie dla terenów skalistych określono ją na wartość 0,61 m. Dla obszarów rolniczych i ogrodniczych zwrócono uwagę na ewentualną konieczność większej głębokości posadowienia gazociągu i nie określono dokładnej wartości posadowienia albo jak w specyfikacji amerykańskiej określono ją na 1220 mm. Dla gazociągów wodorowych lokalizowanych na terenach leśnych w powyższych specyfikacjach nie określono dodatkowych szczegółowych wymagań.

Dla gazociągów gazu ziemnego polskie przepisy nie określają konkretnych wartości w odniesieniu do głębokości posadowienia czy wielkości przykrycia gazociągu. Są to kwestie, które regulowane są przez operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Przykładowo w instrukcji PE-DY-I02 [A-N103] Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. określono, że minimalne przykrycie gazociągu powinno wynosić 1,2 m.

Największy w Polsce Operator Systemu Dystrybucyjnego Gazu, Polska Spółka Gazownictwa wymagania w zakresie posadowienia gazociągów niskiego i średniego ciśnienia (stalowych i polietylenowych) określa w dokumencie: Zasady projektowania gazociągów stalowych niskiego i średniego ciśnienia oraz gazociągów polietylenowych [A-N104]. Zgodnie z tym dokumentem minimalne przykrycie gazociągów układanych pod powierzchnią ziemi powinno wynosić:

- 0,8 m dla gazociągów rozdzielczych zlokalizowanych poza pasami drogowymi oraz w trawnikach, chodnikach lub poboczach dróg publicznych,
- 0,6 m dla przyłączy gazowych,
- 1,0 m dla gazociągów rozdzielczych zlokalizowanych w gruntach ornych

W przypadku jezdni dróg publicznych lub torów kolejowych odległość pionowa mierzona od górnej zewnętrznej ścianki gazociągu rozdzielczego, przyłącza lub rury osłonowej powinna wynosić nie mniej niż:

- 1,0 m do powierzchni jezdni, przy czym nie mniej niż 0,5 m od spodu konstrukcji nawierzchni,
- 1,5 m do płaszczyzny przechodzącej przez główki szyn toru kolejowego,
- 0,5 m do rzędnej dna przydrożnego rowu odwadniającego lub rowu odwaniającego tory.
- 1 m do rzędnej dna cieku wodnego o ile władający nie wyda ostrzejszych warunków.

Jeśli natomiast gazociągi mają być lokalizowane na terenach leśnych i budowane mają być za pomocą przewiertu sterowanego, gdzie nie jest wymagane wycinanie drzew i krzewów, określono wymaganie, że gazociąg należy ułożyć poniżej poziomu systemu korzeniowego drzew.

Z kolei dla gazociągów podwyższonego średniego i wysokiego ciśnienia [A-N105] minimalną wielkość przykrycia określono na 1,2 m.

Wymagania określone przez polskich operatorów dla gazu ziemnego, co do zasady są zbieżne z wymaganiami określonymi w przywołanych powyżej normach. Zaleca się, aby wartości wielkości przykrycia gazociągów wodorowych były zgodne z wymaganiami dla gazociągów gazu ziemnego określonymi przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM i Operatora Systemu Dystrybucyjnego PSG sp. z o.o.

11.3. Odległości rurociągów wodorowych od innych obiektów

Wymagania dotyczące minimalnych odległości gazociągów wysokiego ciśnienia (w tym wodorowych) od innej infrastruktury określono w niemieckiej specyfikacji DVGW G 463:2021 [A-N8].

Minimalne odległości kabli (o napięciu poniżej 110 kV) od rurociągów zakopanych w ziemi powinny być zgodne z Tabelą 11-1.

Tabela 11-1 Minimalne odległości gazociągu wodorowego od kabli

Sposób układania	Minimalna odległość
Skrzyżowania	0,2 m
Trasy równoległe	0,4 m

W celu uniknięcia szkodliwego wpływu wysokich temperatur na gazociągi wysokiego ciśnienia należy wziąć pod uwagę oddziaływanie termiczne na gazociągi wysokiego ciśnienia krzyżujące się z zakopаныmi kablami elektroenergetycznymi wysokiego napięcia.

Podana w tabeli 11-1 odległość przy skrzyżowaniu gazociągu wodorowego i kabla energetycznego jest zbieżna z odległością linii kablowej energetycznej określonej w odniesieniu do gazociągów gazu ziemnego zgodnie z Rozporządzeniem Dz.U. 2013 poz. 640. W odniesieniu do odległości kabla energetycznego od gazociągu wodorowego przy lokalizacji równoległej wymagania określone w Rozporządzeniu Dz.U. 2013 poz. 640 są ostrzejsze. Dla gazociągów wodorowych zaleca się stosowanie wymagań zgodnych z polskimi przepisami dotyczącymi gazociągów gazu ziemnego.

Minimalne odległości gazociągu wodorowego od istniejącego rurociągu zależne są od średnicy nominalnej gazociągu i powinny być zgodne z Tabelą 11-2.

Tabela 11-2 Minimalne odległości gazociągu wodorowego od istniejących rurociągów

Średnica nominalna	Minimalna odległość
≤ DN 150	1,0 m
> DN 150 ≤ DN 400	1,5 m
> DN 400 ≤ DN 600	2,0 m
> DN 600 ≤ DN 900	3,0 m
> DN 900	3,5 m

Jeśli rurociągi o różnych średnicach nominalnych są układane równolegle, do określenia minimalnej odległości stosuje się większą średnicę.

Jeśli gazociągi wysokiego ciśnienia będą równoległe lub przecinają linie wysokiego napięcia, należy ocenić spodziewane zakłócenia prądu przemiennego.

W odniesieniu do lokalizacji gazociągów wodorowych względem turbin wiatrowych istotne jest uwzględnienie możliwych zagrożeń mechanicznych dla rurociągu. Jak wynika z dokumentu ENA L44 [A-N106], w którym przedstawiono zalecenia techniczne przy określaniu odległości turbin wiatrowych od energetycznych linii napowietrznych jednym z aspektów, który może mieć przełożenie dla gazociągów jest zagrożenie spowodowane przewróceniem turbiny wiatrowej. Jak wynika z tej specyfikacji turbina powinna znajdować się w wystarczającej odległości od linii napowietrznej, aby uniknąć jej uszkodzenia spowodowanego przewróceniem się turbiny. Turbiny wiatrowe powinny być ustawione w taki sposób, aby minimalna odległość pozioma od najgorszego punktu obrotu turbiny wiatrowej do przewodów linii napowietrznej wiszących w bezruchu powietrza była większa od wysokości końcówki turbiny (H_t) + 10% gdzie H_t jest równe najwyższemu punktowi od podłoża wyznaczonemu przez obrót łopaty turbiny wiatrowej. Analogiczne wymagania można przyjąć w celu określenia odległości gazociągu wodorowego od turbiny wiatrowej.

Kwestie związane z lokalizacją rurociągów wodorowych uwzględnione zostały również w specyfikacji ASME B31.12-2023 [A-N16]. Niezależnie od ciśnienia, pod jakim przesyłany jest wodór, odległość rurociągu wodorowego od jakiegokolwiek innej konstrukcji podziemnej, która nie jest połączona z rurociągiem musi wynosić, co najmniej 460 mm. Jeśli natomiast nie jest możliwe zachowanie takiej odległości, wymagane jest podjęcie środków ostrożności w celu ochrony rurociągu np. poprzez zastosowanie rury osłonowej lub dodatkowej przegrody. Pozostałe wymagania związane z lokalizacją gazociągów wodorowych w uzależnieniu od klasy lokalizacji oraz skrzyżowaniami rurociągu z drogami i liniami kolejowymi, drogami prywatnymi, nieutwardzonymi drogami publicznymi, drogami i autostradami lub ulicami publicznymi o twardej nawierzchni oraz liniami kolejowymi, rurociągami

lokalizowanymi na mostach zostały uwzględnione w warunkach projektowych gdzie w zależności od lokalizacji gazociągu określono stosowne współczynniki projektowe (patrz p. 12.2.1).

Ponad to w zakresie lokalizacji stacji gazowych w celu zachowania bezpiecznych odległości od otaczającej infrastruktury można wykorzystać wymagania określone w specyfikacji IGC Doc 121/04/E [A-N24], które przedstawiono w Tabeli 11-3.

Tabela 11-3 Minimalne odległości stacji gazowych (wodorowych) od innej infrastruktury

Obiekt	Odległość od stacji gazowej
Rurociąg naziemny (płyn palny, tlen)	3 m ¹⁾
Podziemny zbiornik z płynem łatwopalnym	3 m ¹⁾
Otwory odpowietrzające lub napełniające podziemnego zbiornika z płynem łatwopalnym	8 m
Zbiornik ciśnieniowy (płyn niepalny) o pojemności wodnej $P \times V > 200 \text{ bar} \times \text{m}^3$	3 m ¹⁾
Nadziemne miejsce magazynowania produktów łatwopalnych	3 m ¹⁾
Miejsce przechowywania ciekłego wodoru lub tlenu	3 m ¹⁾
Wloty sprężarki	15 m
Stacja transformatorowa	15 m
Budynek administracyjny z otworami lub czerpnią klimatyzacji	15 m
Budynek użyteczności publicznej	8 m ²⁾
Publiczna droga / linia kolejowa / parking	5 m ²⁾
Wewnętrzna linia kolejowa	5 m
Nadziemny kabel elektryczny wysokiego napięcia	15 m
Granica własności gruntu użytkownika	5 m ²⁾
Parking wewnętrzny	5 m
Miejsca w których mogą występować działania wytwarzające płomień i/lub iskry	5 m
¹⁾ odległość może być zwiększona w zależności od wielkości stacji gazowej (wodorowej). Odległość powinna zostać określona na podstawie analizy ryzyka biorąc pod uwagę wszystkie parametry środowiskowe, ²⁾ rzeczywiste minimalne odległości, których należy przestrzegać, określa się na podstawie analizy ryzyka biorąc pod uwagę wszystkie parametry środowiskowe. Uwagi: - podane odległości można zmniejszyć stosując odpowiednio zaprojektowane bariery zgodnie z obowiązującymi przepisami, - stacje gazowe (wodorowe) nie powinny znajdować się pod przewodami linii wysokiego napięcia - należy unikać jakiegokolwiek dachu stacji gazowej (wodorowej) lub zastosować odpowiednie otwory, aby zapewnić wystarczającą wentylację i zapobieganie gromadzeniu się gazów.	

Podczas określania odległości obiektów budowlanych od gazociągów wodorowych można wykorzystać obliczony promień oddziaływania rurociągu wodorowego w oparciu o Równanie (11.1) zgodnie z ASME B31.8-2022 [A-N68].

$$r = 0,47\sqrt{pd^2} \quad (11.1)$$

gdzie:

p – maksymalne ciśnienie robocze,

d – średnica zewnętrzna rurociągu.

Uwzględniając obliczony promień oddziaływania rurociągu wodorowego należy przeprowadzić ocenę ryzyka wystąpienia zagrożeń dla otoczenia. W tym celu można wykorzystać metodykę określoną w specyfikacji IGC Doc 121/04/E [A-N24].

11.4. Warunki skrzyżowania z inną infrastrukturą i obiektami

Zgodnie z ASME B31.12-2023 [A-N16] dla skrzyżowań z drogami i liniami kolejowymi sposobem na zapewnienie dodatkowej ochrony może być zastosowanie współczynnika projektowego, F, zgodnie z Tabelą 12.5 i 12.6. Zapewnienie dodatkowej ochrony przed uszkodzeniem przez osoby trzecie rurociągu lub rurociągu krzyżującego się w obrębie (lub równoległe do) pasa drogi lub linii kolejowej można uzyskać również poprzez zastosowanie fizycznej bariery nad lub wokół rurociągu, np. betonowej lub stalowej płyty lub rury osłonowej lub/i zwiększonej niż wymagana głębokości przykrycia rurociągu. Przebieg rurociągu powinien być możliwie prosty i prostopadły do przebiegu drogi lub linii kolejowej.

Rury osłonowe pod drogami, autostradami lub liniami kolejowymi powinny zostać tak zaprojektowane, aby wytrzymać występujące obciążenia.

Rurociągi pod liniami kolejowymi, autostradami, drogami lub ulicami powinny być układane w rurach osłonowych. Rury osłonowe powinny zostać tak zaprojektowane, aby wytrzymały występujące obciążenia. Końce rur osłonowych powinny być uszczelnione. Jeśli uszczelnienie jest takie, że wytrzyma MAOP rury przewodowej wówczas rura osłonowa powinna być zaprojektowana do tego ciśnienia z uwzględnieniem współczynnika projektowego jak dla rury przewodowej. Do rury osłonowej należy zainstalować odpowietrzniki i zabezpieczyć je przed warunkami atmosferycznymi tak, aby zapobiec przedostawaniu się wody do wnętrza rury osłonowej.

Ze względu na brak dodatkowych szczegółowych wymagań wg ASME B31.12-2023 [A-N16] dla skrzyżowań rurociągów przeznaczonych do przesyłania wodoru, można wykorzystać wymagania krajowe jak dla gazociągów gazu ziemnego określone w rozporządzeniu Dz.U. 2013 poz. 640 [A-P35].

§ 14

1. Projekty skrzyżowania gazociągu z drogą lub ułożenia gazociągu wzdłuż drogi należy uzgodnić z właściwym zarządcą drogi, a w przypadku skrzyżowania gazociągu z torami linii kolejowej lub ułożenia gazociągu wzdłuż linii kolejowej – z zarządcą infrastruktury kolejowej.
2. Odległość pionowa mierzona od górnej zewnętrznej ścianki gazociągu lub górnej zewnętrznej ścianki rury osłonowej powinna wynosić nie mniej niż:
 - 1) 1,0 m do powierzchni jezdni, przy czym nie mniej niż 0,5 m od spodu konstrukcji nawierzchni;
 - 2) 1,5 m do płaszczyzny przechodzącej przez główki szyn toru kolejowego;
 - 3) 0,5 m do rzędnej dna rowu przydrożnego, a w przypadku linii kolejowej do rzędnej dna rowu odwadniającego tory kolejowe naniesionych na mapach geodezyjnych.
3. Kąt skrzyżowania gazociągu z torami kolejowymi lub drogami krajowymi powinien być zbliżony do 90°, lecz nie mniejszy niż 60°.

Ze względu na transportowane medium, jakim jest wodór, w specyfikacji ASME B31.12-2023 [A-N16] nie określono szczególnych wymagań dla skrzyżowań rurociągów z przeszkodami wodnymi. Podobnie w tym zakresie podczas projektowania rurociągów do transportu wodoru można wykorzystać wymagania jak dla gazociągów gazu ziemnego określone w rozporządzeniu Dz.U. 2013 poz. 640 [A-P35].

§ 15

1. Projekt skrzyżowania gazociągu z przeszkodami wodnymi należy uzgodnić z właściwym zarządcą.
2. Odległość pionowa mierzona od górnej zewnętrznej ścianki gazociągu nie może być mniejsza niż:
 - 1) 1,0 m – do dolnej granicy warstwy ruchomej dna rzeki, kanału wodnego, jeziora i innej przeszkody wodnej;
 - 2) 0,5 m – do dna skalistego.
3. Dla gazociągu ułożonego nad powierzchnią wody odległość pionowa od dolnej zewnętrznej ścianki gazociągu do powierzchni maksymalnego poziomu wody nie może być mniejsza niż 1,0 m, a dla szlaków żeglownych – dodatkowo 1,5 m ponad skrajnię żeglugową.
4. Miejsca skrzyżowania gazociągu z żeglownymi szlakami wodnymi, po obu brzegach przeszkody wodnej, należy oznakować zakazem kotwiczenia oraz zakazem postoju dla jednostek pływających na szerokości odpowiadającej co najmniej szerokości strefy kontrolowanej.

Podobnie jak w poprzednich przypadkach w zakresie wymagań dotyczących skrzyżowań lub zbliżeń rurociągu do transportu wodoru z liniami elektroenergetycznymi oraz telekomunikacyjnymi, przy

projektowaniu rurociągów do transportu wodoru można wykorzystać zapisy rozporządzenia Dz.U. 2013 poz. 640 [A-P35] określającego wymagania dla gazociągów gazu ziemnego.

§ 17

1. Przy skrzyżowaniu lub zbliżeniu gazociągu stalowego z elektroenergetyczną linią napowietrzną odległość pozioma rzutu fundamentu słupa linii elektroenergetycznej o napięciu do 15,0 kV włącznie do ścianki gazociągu nie może być mniejsza niż:
 - 1) 0,5 m – dla gazociągu o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) do 0,5 MPa włącznie;
 - 2) 3,0 m – dla gazociągu o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) powyżej 0,5 MPa.
2. Odległość pozioma rzutu fundamentu słupa linii elektroenergetycznej o napięciu powyżej 15,0 kV do ścianki gazociągu stalowego nie może być mniejsza niż:
 - 1) 5,0 m – dla gazociągu o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) do 0,5 MPa włącznie;
 - 2) 10,0 m – dla gazociągu o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) powyżej 0,5 MPa.
3. Odległość uziemienia słupa linii elektroenergetycznej od ścianki gazociągu stalowego, niezależnie od występującego w nim maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP), nie może być mniejsza niż 2,0 m.
5. Kąt skrzyżowania gazociągu stalowego z linią elektroenergetyczną napowietrzną dla gazociągu ułożonego w gruncie nie może być mniejszy niż 30°.
6. Odległość pionowa ścianki gazociągu układanego nad gruntem od przewodów linii elektroenergetycznej w skrajnych warunkach zwisu dla linii elektroenergetycznej nie może być mniejsza niż:
 - 1) 3,0 m – dla linii elektroenergetycznej o napięciu do 15,0 kV włącznie;
 - 2) 5,0 m – dla linii elektroenergetycznej o napięciu powyżej 15,0 kV.
7. Odległość gazociągu stalowego od obrysu zewnętrznego uziemienia elektroenergetycznej stacji transformatorów nie może być mniejsza niż:
 - 1) 5,0 m – od granicy strefy kontrolowanej wyznaczonej dla tego gazociągu dla elektroenergetycznych stacji transformatorów o napięciu do 15,0 kV włącznie;
 - 2) 8,0 m – od granicy strefy kontrolowanej wyznaczonej dla tego gazociągu dla elektroenergetycznych stacji transformatorów o napięciu powyżej 15,0 kV.
8. Odległość granicy strefy kontrolowanej gazociągu stalowego od rzutu skrajnego przewodu linii elektroenergetycznej napowietrznej nie może być mniejsza niż:
 - 1) szerokość strefy kontrolowanej – dla linii elektroenergetycznej o napięciu do 1,0 kV włącznie;
 - 2) 3,0 m – dla linii elektroenergetycznej o napięciu do 15,0 kV włącznie;
 - 3) 5,0 m – dla linii elektroenergetycznej o napięciu powyżej 15,0 kV.

§ 18

1. Przy skrzyżowaniu lub zbliżeniu gazociągu z linią telekomunikacyjną napowietrzną odległość pozioma ścianki gazociągu do rzutu fundamentu słupa linii telekomunikacyjnej oraz do rzutu fundamentu innych słupów, podpór i masztów nie może być mniejsza niż:
 - 1) 0,5 m – dla gazociągu o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) do 0,5 MPa włącznie;
 - 2) 2,0 m – dla gazociągu o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) powyżej 0,5 MPa.
2. Odległość pozioma gazociągu stalowego od rzutu skrajnego przewodu linii telekomunikacyjnej napowietrznej nie może być mniejsza niż 0,5 m od granicy strefy kontrolowanej wyznaczonej dla tego gazociągu.
3. Odległość gazociągu stalowego od kanalizacji kablowej i kabla ziemnego nie może być mniejsza niż połowa strefy kontrolowanej wymaganej dla tego gazociągu.

§ 19

1. Przy skrzyżowaniu gazociągu z linią kablową telekomunikacyjną podziemną, jak i linią kablową elektroenergetyczną podziemną, odległość pionowa od ścianki gazociągu nie może być mniejsza niż 0,2 m.
2. Kąt skrzyżowania gazociągu z kanalizacją kablową powinien być nie mniejszy niż 60°, a z linią kablową podziemną – nie mniejszy niż 20°.
3. Przy zbliżeniu gazociągu do zbiornika lub rurociągu technologicznego w stacji paliw płynnych należy zachować odległości nie mniejsze niż:
 - 1) 20,0 m – dla gazociągu wysokiego ciśnienia;
 - 2) 2,0 m – dla pozostałych gazociągów.

Analogicznie jak w poprzednich przypadkach nie określono szczególnych wymagań dla lokalizowania rurociągów do transportu wodoru w terenach leśnych. Podobnie, można zastosować wymagania rozporządzenia Dz.U. 2013 poz. 640.

§ 20.

1. Dla gazociągu układanego w przecinkach leśnych powinien być wydzielony pas gruntu bez drzew i krzewów o szerokości minimum po 2,0 m z obu stron osi gazociągu, licząc od osi gazociągu do pni drzew lub do krzewów.
2. Jeżeli gazociąg na terenach leśnych jest budowany za pomocą przewiertu sterowanego, nie jest wymagane wycinanie drzew i krzewów. W takim przypadku gazociąg należy ułożyć poniżej poziomu systemu korzeniowego drzew.

11.5. Klasy lokalizacji rurociągów wodorowych

W odniesieniu do gazociągów gazu ziemnego, zgodnie z obowiązującym w Polsce rozporządzeniem w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz.U. 2013 poz. 640) [A-P35] klasa lokalizacji to klasyfikacja terenu, w którym jest lokalizowany gazociąg i jest oceniana według stopnia urbanizacji terenu, przez który gazociąg ten przebiega.

Zgodnie z w/w rozporządzeniem:

- do pierwszej klasy lokalizacji zalicza się – (§ 7 ust. 1) teren o zabudowie budynkami zamieszkania zbiorowego oraz obiektami użyteczności publicznej, o zabudowie jedno- lub wielorodzinnej, intensywnym ruchu kołowym, rozwiniętej infrastrukturze podziemnej, takiej jak sieci wodociągowe, kanalizacyjne, ciepłne, gazowe, energetyczne i telekomunikacyjne, oraz ulice, drogi i tereny górnicze,
- do drugiej klasy lokalizacji zalicza się – (§ 7 ust. 2) teren o zabudowie jednorodzinnej i zagrodowej, zabudowie budynkami rekreacji indywidualnej, a także niezbędnej dla nich infrastrukturze,
- do trzeciej klasy lokalizacji zalicza się – (§ 7 ust. 3) teren niezabudowany oraz teren, na którym mogą się znajdować tylko pojedyncze budynki jednorodzinne, gospodarcze i inwentarskie oraz niezbędna dla nich infrastruktura.

W celu określenia klas lokalizacji dla rurociągów wodorowych można wykorzystać zapisy specyfikacji ASME B31.12-2023 [A-N16], gdzie klasy lokalizacji uzależnione zostały od liczby występujących budynków na danym obszarze. Klasy lokalizacji rurociągów wodorowych zostały zdefiniowane w następujący sposób:

Klasa lokalizacji 1. Klasa lokalizacji 1 to dowolny odcinek o długości 1 mili (1,6 km), na którym znajduje się dziesięć lub mniej budynków przeznaczonych do zamieszkania przez ludzi. Klasa lokalizacji 1 ma odzwierciedlać obszary takie jak nieużytki, pustynie, tereny podmokłe, góry, pastwiska, pola uprawne i obszary słabo zaludnione.

Klasa 1, dział 1 - dział ten nie ma zastosowania do wodoru,

Klasa 1, dział 2 - klasa lokalizacji 1 w której współczynnik projektowy rury jest $\leq 0,72$ i został przetestowany do 1,1 krotności maksymalnego ciśnienia roboczego (tabela PL-3.7.1-6 wg ASME B31.12-2023 [A-N16] dla wyjątków od współczynnika projektowego).

Klasa lokalizacji 2. Klasa lokalizacji 2 to dowolny odcinek o długości 1 mili (1,6 km), na którym znajduje się więcej niż 10, ale mniej niż 46 budynków przeznaczonych na pobyt ludzi. Klasa lokalizacji 2 ma odzwierciedlać obszary, w których stopień zaludnienia jest pośredni między klasą lokalizacji 1 a klasą

lokalizacji 3, takie jak obszary peryferyjne wokół miast i miasteczek, obszary przemysłowe, rancza lub posiadłości wiejskie itp.

Klasa lokalizacji 3. Klasa lokalizacji 3 to dowolny odcinek o długości 1 mili (1,6 km), na którym znajduje się 46 lub więcej budynków przeznaczonych do użytku przez ludzi, z wyjątkiem sytuacji, gdy przeważa klasa lokalizacji 4. Klasa lokalizacji 3 ma odzwierciedlać obszary takie jak podmiejskie osiedla mieszkaniowe, centra handlowe, obszary mieszkalne, obszary przemysłowe i inne zaludnione obszary niespełniające wymagań klasy lokalizacji 4.

Klasa lokalizacji 4. Klasa lokalizacji 4 obejmuje obszary, na których przeważają budynki wielopiętrowe, gdzie ruch jest duży lub gęsty i gdzie pod ziemią może znajdować się wiele innych mediów. Budynek wielopiętrowy oznacza cztery lub więcej kondygnacji naziemnych, w tym parter lub piętro. Głębokość piwnic lub liczba kondygnacji naziemnych nie ma znaczenia.

W odróżnieniu od przyjętej w Polsce klasyfikacji terenu, wg ASME B31.12-2023 [A-N16] najbardziej zurbanizowane tereny zostały zaliczone do czwartej klasy lokalizacji a najmniej – do pierwszej.

Ażeby w Polsce dla gazociągów wodorowych nie wprowadzać odmiennej klasyfikacji proponuje się następujące przyporządkowanie klas lokalizacji zdefiniowanych dla gazociągów gazu ziemnego wg rozporządzenia (Dz.U. 2013 poz. 640) [A-P35] do klas lokalizacji wg ASME B31.12-2023 [A-N16] (Tabela 11-4).

Tabela 11-4. Przyporządkowanie klas lokalizacji wg rozporządzenia (Dz.U. 2013 poz. 640) do klas lokalizacji wg ASME B31.12-2023

Klasa lokalizacji gazociągów wodorowych wg ASME B31.12-2023	Klasa lokalizacji gazociągów wodorowych w oparciu o rozporządzenie (Dz.U. 2013 poz. 640)
1	3
2	2
3	1
4	

Podczas zaliczania terenu do danej klasy lokalizacji można wykorzystać metodykę określoną w ASME B31.12-2023 [A-N16]. Aby określić liczbę budynków przeznaczonych na pobyt ludzi w otoczeniu rurociągu wodorowego w pierwszej kolejności należy wyznaczyć wzdłuż rurociągu strefę o szerokości ¼ mili (400 m), przy czym rurociąg znajduje się w linii środkowej strefy. Następnie rurociąg należy podzielić na losowe odcinki o długości 1 mili (1,6 km) tak aby poszczególne odcinki obejmowały maksymalną liczbę budynków przeznaczonych na pobyt ludzi. Dla tak wydzielonych obszarów należy policzyć ilość budynków, przy czym oddzielny lokal mieszkalny w budynku wielorodzinnym należy liczyć jako oddzielny budynek na pobyt ludzi. Podczas projektowania rurociągu należy uwzględnić ewentualną dalszą ekspansję zabudowań, chyba że istnieją jakieś bariery fizyczne uniemożliwiające zwiększenie liczebności budynków. Jeśli skupisko budynków przeznaczonych na pobyt ludzi wskazuje, że rurociąg będzie posadowiony w klasie lokalizacji 2 lub klasie lokalizacji 3, wówczas klasa lokalizacji 2

lub klasa lokalizacji 3 powinna być zakończona nie bliżej niż 660 stóp (198 m) od najbliższego budynku w skupisku. Dla rurociągów o długości mniejszej niż 1 mila (1,6 km) należy przypisać klasę lokalizacji, która jest typowa dla klasy lokalizacji wymaganej dla 1 mili (1,6 km) rurociągu o tej samej gęstości zaludnienia budynków.

Jeśli rurociąg ma być posadowiony w pobliżu miejsc zgromadzeń publicznych takich jak np. kościoły, szkoły, budynki wielorodzinne, szpitale lub tereny rekreacyjne o charakterze zorganizowanym w klasie lokalizacji 1, klasie 2 lub klasie 3 muszą wówczas spełniać wymagania jak dla klasy 4.

Jeśli jednak dla klasy lokalizacji 1, klasy 2 lub klasy 3 miejsca skupisk będą rzadko używane powyższe wymagania nie muszą być spełnione, przy czym głębokość przykrycia rurociągu powinna być odpowiednia, aby zapewnić integralność przez cały czas eksploatacji.

Powyższe wymagania nie mają również zastosowania w odniesieniu do skupisk ludzi dla grup liczących mniej niż 20 osób na obiekt/lokalizację natomiast uwzględnić należy osoby znajdujące się na zewnątrz jak i wewnątrz budynku.

Klasy lokalizacji (1, 2, 3 lub 4) zostały zdefiniowane jako ogólny opis obszaru o określonych cechach, który stanowi podstawę do określania typów projektów, konstrukcji i metod testowania, które mają być stosowane w tych lokalizacjach. Sam numer klasy lokalizacji nie stanowi jednoznacznie, że określony współczynnik projektowy jest wystarczający dla wszystkich konstrukcji w danej lokalizacji lub obszarze. Podczas klasyfikacji lokalizacji powinno się uwzględnić możliwość przyszłego rozwoju danego obszaru. Jeśli będzie z niego wynikała ewentualna zmiana klasy lokalizacji wówczas należy to uwzględnić podczas projektowania i testowania rurociągu. Warunki szczegółowe projektowania uwzględniające klasę lokalizacji gazociągu wodorowego oraz wpływu zmiany klasy lokalizacji w czasie eksploatacji rurociągu określono w p. 12 niniejszego sprawozdania.

11.6. Strefy kontrolowane

W odniesieniu do gazociągów gazu ziemnego w rozporządzeniu w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz.U. 2013 poz. 640) [A-P35] zdefiniowane jest pojęcie strefy kontrolowanej w § 2 (część definicyjna p.30):

strefa kontrolowana – obszar wyznaczony po obu stronach osi gazociągu, którego linia środkowa pokrywa się z osią gazociągu, w którym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się transportem gazu ziemnego podejmuje czynności w celu zapobieżenia działalności mogącej mieć negatywny wpływ na trwałość i prawidłowe użytkowanie gazociągu.

W świetle rozporządzenia dla gazociągu na czas jego użytkowania powinna być wyznaczona strefa kontrolowana, służąca do jego zabezpieczenia przed uszkodzeniami, zapewnienia bezpiecznej eksploatacji i utrzymania sprawności technicznej. Operator gazociągu, powinien kontrolować

wszystkie prowadzone prace, które mogą spowodować uszkodzenie gazociągu, każda czynność w tej strefie wymaga uzgodnienia z właściwym operatorem sieci gazowej.

Strefa kontrolowana pełni funkcję obszaru ochronnego rurociągu, ograniczającej ryzyko jego uszkodzenia mechanicznego oraz umożliwiając operatorowi nadzór nad sposobem użytkowania terenu w jej granicach.

W pasie strefy kontrolowanej nie mogą znajdować się ani też nie można wznosić budynków, dotyczy to także altan, wiat, tuneli ogrodowych, nie można urządzać stałych składów i magazynów, placów zabaw czy utwardzonych placów manewrowych, prowadzić działalności mogącej zagrozić trwałości rurociągu.

Dodatkowo w strefach kontrolowanych nie należy sadzić drzew i krzewów. Zgodnie z § 10.4 (Dz.U. 2013 poz. 640) [A-P35] w strefach kontrolowanych nie mogą rosnąć drzewa w odległości mniejszej niż:

- 2,0 m od osi gazociągów do DN 300,
- 3,0 m od osi gazociągów o średnicy powyżej DN 300,

licząc od osi gazociągu do pni drzew.

Dla gazociągów układanych w przecinkach leśnych metodą wykopu otwartego powinien być wydzielony pas gruntu bez drzew i krzewów o szerokości po 2 m z obu stron osi gazociągu licząc od osi gazociągu do pni drzew lub do krzewów. Jeżeli gazociąg na terenach leśnych jest budowany za pomocą przewiertu sterowanego, nie jest wymagane wycinanie drzew i krzewów. W takim przypadku gazociąg należy ułożyć poniżej poziomu systemu korzeniowego drzew.

Jeżeli w planach uzbrojenia podziemnego nie przewidziano stref kontrolowanych dla gazociągów budowanych w pasach drogowych na terenach miejskich i wiejskich, lokalizację strefy kontrolowanej należy ustalić w dokumentacji projektowej gazociągu, po uzgodnieniu z zarządcą drogi.

Szerokość strefy kontrolowanej jest ustalana indywidualnie dla każdego gazociągu, pas strefy kontrolowanej jest zróżnicowany, zależy od maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP) oraz średnicy gazociągu i wynosi:

- 1) do 0,5 MPa włącznie – 1,0 m;
- 2) powyżej 0,5 MPa do 1,6 MPa włącznie – 2,0 m;
- 3) powyżej 1,6 MPa oraz o średnicy:
 - a) do DN 150 włącznie – 4,0 m,
 - b) powyżej DN 150 do DN 300 włącznie – 6,0 m,
 - c) powyżej DN 300 do DN 500 włącznie – 8,0 m,
 - d) powyżej DN 500 – 12,0.

Zgodnie z § 17 rozporządzenia [A-P35] odległość granicy strefy kontrolowanej gazociągu stalowego od rzutu skrajnego przewodu linii elektroenergetycznej napowietrznej nie może być mniejsza niż:

- 1) szerokość strefy kontrolowanej – dla linii elektroenergetycznej o napięciu do 1,0 kV włącznie;
- 2) 3,0 m – dla linii elektroenergetycznej o napięciu do 15,0 kV włącznie;
- 3) 5,0 m – dla linii elektroenergetycznej o napięciu powyżej 15,0 kV.

Wytyczne techniczne dla rurociągów do transportu wodoru można znaleźć w specyfikacji IGC Doc 121/04/E [A-N24] opracowanej przez Europejskie Stowarzyszenie Gazów Przemysłowych (EIGA). Dokument ten swoim obejmuje rurociągi przesyłowe i dystrybucyjne transportujące zarówno czysty wodór, jak i jego mieszaniny, w szerokim zakresie temperatur od -40°C do 175°C oraz przy ciśnieniach roboczych od 1 MPa do 21 MPa. W dokumencie określono wytyczne w zakresie projektowania, budowy i eksploatacji rurociągów do transportu wodoru, jednakże mają one charakter dość ogólny, identyfikujący zagrożenia występujące na różnych etapach, począwszy od projektowania, a kończąc na eksploatacji. Wytyczne tylko w niektórych przypadkach definiują szczegółowe parametry jakie należy uwzględnić dla stalowych rurociągów transportujących wodór. Nie podają jednak wymagań dla strefy kontrolowanej

Specyfikacje ASME B31.8-2025 [A-N68] oraz ASME B.31.12-2023 [A-N16], nie odnoszą się do strefy kontrolowanej są one skoncentrowane na klasach lokalizacji rurociągów gazu ziemnego czy wodorowego, określane metodą opierającej się na analizie wpływu różnych możliwych zdarzeń awaryjnych, oraz ocenie potencjalnych skutków tych zdarzeń, a nie na z góry ustalonych wartościach odległości, maksymalnego ciśnienia roboczego oraz średnicę rurociągu.

W normie PN-EN 1594:2024-08 [A-N15] określono wymagania funkcjonalne dla rurociągów o maksymalnym ciśnieniu roboczym powyżej 16 bar zakresie temperatur od -40°C do 120°C ., ogólne zasady planowania, budowy, eksploatacji i konserwacji rurociągów gazowych wysokiego ciśnienia. Infrastruktura gazowa objęta tym dokumentem rozpoczyna się za stacją pomiarową producenta gazu. Obejmuje ona swoim zakresem rurociągi przesyłające m. in. gazy: ziemny biometan i wodór. W normie podano definicję strefy kontrolowanej, jako pas terenu wzdłuż rurociągu, wzdłuż którego operator rurociągu jest uprawniony do kontrolowania wszelkich działań. W punkcie 5.2 dotyczącym bezpieczeństwa rurociągu norma nakłada na operatora rurociągu obowiązek podjęcia odpowiednich środków w celu zapewnienia bezpieczeństwa na etapie projektowania, budowy i eksploatacji. Przy wyborze odpowiednich środków bezpieczeństwa należy uwzględniać warunki bezpieczeństwa i środowiskowe, które istniały w trakcie budowy. Norma wymienia możliwe do zastosowania środki bezpieczeństwa, które obejmują m. in. ustanowienie strefy kontrolowanej, której celem jest kontrola wszystkich działań stron trzecich w celu ochrony rurociągu przed ingerencją mogącą mieć negatywny wpływ na trwałość i prawidłowe użytkowanie gazociągu.

Kodeks postępowania DVGW G 463 (A):2021 [A-N8] określa wymagania i wytyczne dotyczące planowania oraz budowy stalowych gazociągów wysokiego ciśnienia, przeznaczonych do pracy przy

ciśnieniach powyżej 16 bar, należy stosować łącznie z normą PN-EN 1594:2024-08 [A-N15]. uwzględniającej swoim zakresem transport wodoru, jak stwierdzono, w odniesieniu do wcześniejszego wydania dotyczącego przesyłania gazu ziemnego, wprowadzono zmiany dotyczące szerokości strefy kontrolowanej oraz wprowadzono zestaw zasad uwzględniający transport wodoru. W odniesieniu do szerokości stref kontrolowanych są one zgodne z szerokościami stref kontrolowanych określonymi w polskich przepisach dla gazu ziemnego (Dz.U. 2013 poz. 640) [A-P35]).

Podsumowując, strefa kontrolowana skupia się na fizycznej ochronie rurociągu i ograniczeniu ryzyka uszkodzenia infrastruktury, z tego względu w zakresie określania szerokości stref kontrolowanych, możliwe jest wykorzystanie zapisów Rozporządzenia Ministra Gospodarki z 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz.U. 2013 poz. 640) [A-P35]).

11.7. Określenie odległości między zespołami armatury zaporowej i upustowej sieci wodorowych

11.7.1. Cel stosowania armatury zaporowo upustowej.

Głównym celem stosowania zespołów zaporowo-upustowych na gazociągach jest zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci, które realizowane jest poprzez umożliwienie szybkiego odcięcia przepływu gazu oraz kontrolowanego upustu gazu z odciętego odcinka gazociągu. Zespoły zaporowo upustowe składają się z armatury zaporowej i upustowej, które pełnią określone funkcje.

- Funkcja zaporowa (odcięcie przepływu gazu)
 - umożliwia natychmiastowe odcięcie dopływu gazu w sytuacji awaryjnej, takiej jak rozszczelnienie, uszkodzenie mechaniczne, pożar,
 - umożliwia wyłączenie odcinków gazociągu podczas prac eksploatacyjnych i remontowych.
- Funkcja upustowa (zrzut gazu, rozgazowanie odcinka gazociągu)
 - umożliwia kontrolowane odprowadzenie gazu z odciętego odcinka, co pozwala na obniżenie ciśnienia, opróżnienie gazociągu, bezpieczne prowadzenie prac serwisowych.
- Funkcja bezpieczeństwa
 - minimalizacja ryzyka nadciśnienia,
 - zmniejszenie skutków niekontrolowanych wycieków,
 - szybka reakcja systemu dzięki wykorzystaniu automatycznych stacji zaporowo-upustowych.
- Podział gazociągu na segmenty
 - podział magistrali na sekcje w celu ograniczenia skutków awarii,
 - zmniejszenie ilości gazu podczas rozgazowania gazociągu,

- umożliwienie pracy na mniejszych odcinkach rurociągu,
- możliwości tłokowania gazociągów.

Armatura zaporowo upustowa lokalizowana jest na gazociągach przesyłowych i dystrybucyjnych, węzłach przesyłowych, w miejscach odgałęzień, przejść pod rzekami i drogami, przy stacjach redukcyjno-pomiarowych.

11.7.2. Lokalizacja armatury zaporowo upustowej dla gazociągów wodorowych.

Dla rurociągów wodorowych, zazwyczaj przyjmuje się te same odległości pomiędzy armaturą zaporowo upustową jak dla rurociągów transportujących gaz ziemny, uwzględniając i analizując ryzyko związane przesyłanym medium.

11.7.2.1. Polska

W Polsce dla gazociągów gazu ziemnego odległości armatury zaporowo upustowej określone są w Rozporządzeniu „ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie.” [A-P35]

W paragrafie §26. p. 1. określono:

„Gazociąg o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) powyżej 0,5 MPa należy podzielić na odcinki za pomocą armatury zaporowej i upustowej.”

Kolejno w p.2 zapisano, że:

Określając odległość między zespołami armatury zaporowej i upustowej, należy brać pod uwagę średnicę gazociągu, maksymalne ciśnienie robocze (MOP) i czas opróżnienia z gazu ziemnego.

Maksymalne odległości określono w p. 3 tego paragrafu i wynoszą:

3. Odległość między zespołami armatury zaporowej i upustowej nie powinna być większa niż:

- 1) 18,0 km – dla gazociągów usytuowanych w pierwszej klasie lokalizacji;
- 2) 36,0 km – dla gazociągów usytuowanych w drugiej i trzeciej klasie lokalizacji.

Szczegółowe odległości określają również dokumenty wewnętrzne operatorów gazociągów przesyłowych, dotyczące projektowania, eksploatacji gazociągów. Standardy operatorów określają również m.in.:

- sposoby projektowania stacji zaporowo upustowych,
- wymagania dla automatyki,
- określają dopuszczalną armaturę, typy armatury,
- wymagania dla automatyki i systemów SCADA.

11.7.2.2. Stany Zjednoczone

W Stanach Zjednoczonych przyjęto rozwiązania określone w Federalnym dokumencie 49CFR §192.179 [A-P48] oraz ASME B31.8 [A-N68] z uwzględnieniem zapisów normy ASME B31.12 [A-N16] uwzględniając ryzyko związane z transportem wodoru.

Wg dokumentu wg 49CFR §192.179 każdy punkt na gazociągu powinien być oddalony od armatury w odległości nie większej niż:

- Lokalizacja klasy 1: 16 km,
- Lokalizacja klasy 2: 12 km,
- Lokalizacja klasy 3: 6,4 km,
- Lokalizacja klasy 4: 4 km.

Według powyższego, aby każdy punkt znajdujący się na gazociągu nie przekraczał powyższych odległości, armatura powinna być oddalona od siebie maksymalnie o 2 odległości armatury od punktu co daje:

Odległości armatury zaporowej względem siebie:

- Lokalizacja klasy 1: 32 km,
- Lokalizacja klasy 2: 24 km,
- Lokalizacja klasy 3: 13 km,
- Lokalizacja klasy 4: 8 km.

11.7.2.3. Kanada

W Kanadzie podobnie jak w Stanach Zjednoczonych odległości armatury zaporowej i upustowej określone są w normie CSA Z662 [A-N87], modyfikując je w razie konieczności, uwzględniając szczególne warunki usytuowania rurociągu i medium transportowanego.

Rozmieszczenie armatury zaporowej wg punktu 4.4 normy CSA Z662 stanowi, że w przypadku braku oceny technicznej przeprowadzonej zgodnie z punktem 4.4.3, rozstaw zaworów w rurociągu powinien wynosić:

- Lokalizacja klasy 1: nie jest wymagana,
- Lokalizacja klasy 2: 25 km,
- Lokalizacja klasy 3: 13 km,
- Lokalizacja klasy 4: 8 km.

Odległości te można zmienić nawet o 25% w zależności od czynników operacyjnych, konserwacyjnych, dostępu i projektu systemu.

11.7.3. Zestawienie lokalizacji zespołów zaporowo upustowych

Przy określaniu odległości pomiędzy armaturą zaporowo - upustową, należy wziąć pod uwagę ocenę ryzyka związana z lokalizacją rurociągu. Należy przy tym uwzględnić wyższą dyfuzję wodoru i niższą energię zapłonu. Dodatkowo należy pamiętać, że zbyt gęste rozmieszczenie armatury zaporowo upustowej zwiększa ryzyko wycieku, podczas awarii tej armatury.

Tabela 11-5 przedstawia zestawienie obowiązujących odległości stosowanych pomiędzy armaturą zaporową w USA i w Kanadzie i Polsce stosowaną dla sieci do transportu gazu ziemnego w odniesieniu do klas lokalizacji rurociągów.

Tabela 11-5. Porównanie odległości zespołów zaporowo upustowych w różnych Państwach

Stany Zjednoczone		Kanada		Polska	
Klasa lokalizacji gazociągów wg 49 CFR §192.179	Odległości pomiędzy armaturą [km]	Klasa lokalizacji wg CSA 662	Odległość pomiędzy armaturą zaporową [km]	Klasa lokalizacji gazociągów wodorowych w oparciu o rozporządzenie (Dz.U. 2013 poz. 640)	Odległości pomiędzy armaturą [km]
1	32	1	-	3	36
2	24	2	25	2	
3	13	3	13	1	18
4	8	4	8		

Dla gazociągów wodorowych, armatura zaporowo upustowa powinna być zainstalowana:

- na granicach klasy lokalizacji,
- przy wejściach i wyjściach do stacji redukcyjno-pomiarowych,
- przed i za przekroczeniem rzek i dróg,
- przy rozgałęzieniach rurociągów,
- przy wejściu i wyjściu tłoczni gazów, punktów podłączeń.

Szczegółowe wymagania powinny być określone przez operatorów rurociągów wodorowych uwzględniając potrzeby eksploatacyjne i techniczne.

12. Opracowanie warunków bezpieczeństwa użytkowania sieci wodorowych

12.1. Określenie dodatkowych warunków zapewniających bezpieczeństwo użytkowania sieci wodorowych uwzględniających ich zabezpieczenie przed czynnikami geologicznymi

W niniejszym Rozdziale określono dodatkowe warunki zapewniające bezpieczeństwo użytkowania sieci wodorowych uwzględniając ich zabezpieczenie przed czynnikami geologicznymi, w tym naprężeniami wywołanymi szkodliwym oddziaływaniem gruntu w zależności od dopuszczalnych sposobów projektowania sieci wodorowej (w tym możliwość i warunki projektowania sieci wodorowej układanej na podporach lub zawieszeniach).

Na podstawie dostępnych opracowań literaturowych na etapie projektowania cały czas należy mieć na uwadze, że nie jest możliwe „dosłowne” przeniesienie wymagań stosowanych w przypadku sieci gazu ziemnego do sieci wodorowych. Ogólne zasady są analogiczne, jednakże zawsze należy pamiętać o występujących różnicach zarówno w odniesieniu do właściwości samego transportowanego gazu, jak i jego oddziaływania z materiałem rury. W dostępnej literaturze wykazano, że stal rurociągową może stracić do 40% swojej ciągliwości pod wpływem działania wodoru o ciśnieniu do 100 barów [Joundi et al., 2023; Boot et al., 2021].

Badania te obejmują różnorodne źródła ruchów gruntu, w tym m.in: ruchy uskokowe (strike-slip, normal-slip), osiadania gruntu spowodowane drążeniem tuneli, zróżnicowane osiadania gruntu związane z obniżaniem się wód gruntowych oraz wzrostem zawartości wody w gruncie. Główne stosowane metodologie badawcze to analiza analityczna, symulacja numeryczna i testy eksperymentalne.

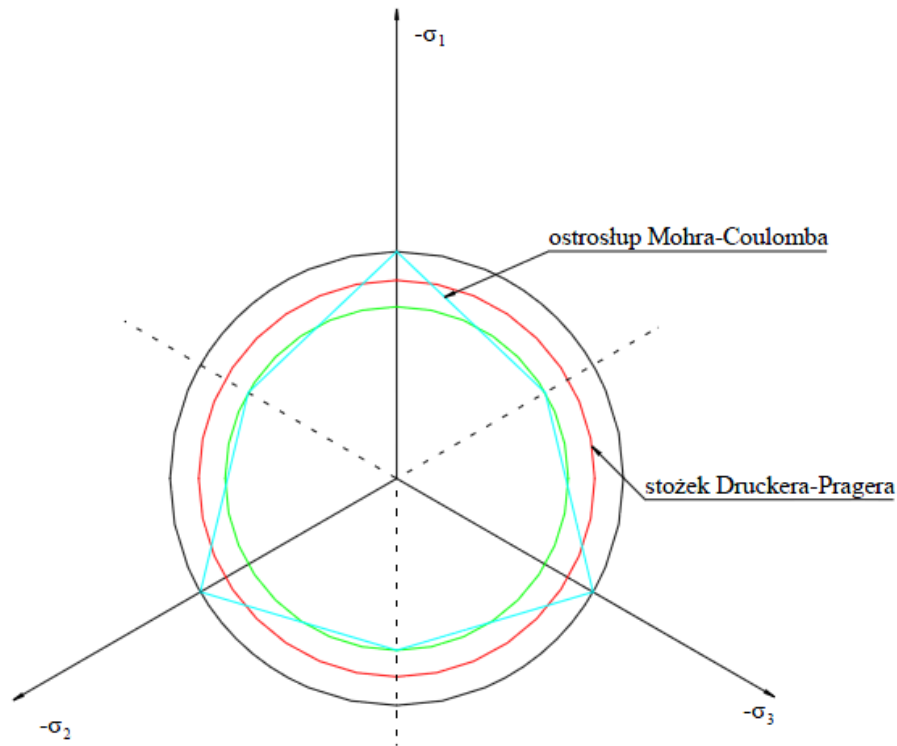
Jednym ze sposobów badania zachowania rurociągów posadowionych w gruncie jest modelowanie analityczne oparte na analizie teoretycznej [Hu, et al., 2022; Kouretzis et al., 2015; Karamitos, et al., 2011]. W przypadku tego podejścia konieczne jest przyjęcie rozsądnych założeń i uproszczeń podczas symulacji układu rura-grunt, a także ruchu gruntu. Modele interakcji między gruntem a rurą opisane są zazwyczaj jednym z dostępnych modeli: Winklera, Pasternaka lub podobnych. Uznano, że zachowanie materiału rurociągu ma sprężystą, dwu- lub trójliniową reakcję naprężenie-odkształcenie. Przyjęte założenia symulacyjne w wyżej wymienionych badaniach mogą być istotne w niektórych przypadkach o znaczeniu praktycznym [Joundi et al., 2023].

Powyższe założenie można zastosować w przypadku prostej sytuacji oddziaływania rurociąg-grunt stosując wtedy analityczne podejście Winklera lub Pasternaka (belka na sprężystym podłożu). W rurociągach zlokalizowanych w gruncie oprócz naprężeń związanych z ciśnieniem wewnętrznym,

naciskiem otaczającego gruntu i zmianami temperatur występują również naprężenia dodatkowe związane z niestabilnością podłoża, w jakim są lokalizowane i w niektórych przypadkach grunt otaczający rurociąg zamiast typowej roli stabilizującej może wpływać niekorzystnie na niego, w sposób niekontrolowany zwiększając jego obciążenie [Hirsz, 2015].

Mając na uwadze występujące w Polsce zróżnicowanie pod kątem możliwości lokalizacji sieci gazowej, niezbędna jest także analiza bardziej skomplikowanych gruntowo przypadków takich, jak np. osuwiska, czy zapadliska, szkody górnicze. Dla oszacowania ryzyka ewentualnych szkód w obszarze infrastruktury gazowej na gruntach niestabilnych, jednym z najlepszych, a zarazem najtańszych rozwiązań, są symulacje numeryczne pozwalające śledzić proces oddziaływania gruntu na rurociąg (przemieszczenia oraz naprężenia) w czasie aż do ewentualnego uszkodzenia rurociągu. Wraz z rozwojem możliwości obliczeniowych komputerów oraz wzrostem dostępności do specjalistycznego oprogramowania do analizy numerycznej, zaobserwować można zmianę podejścia z tradycyjnej analizy stateczności z boczny do analizy numerycznej zagadnień geotechnicznych, opartej na metodzie elementów skończonych (MES) [Zienkiewicz, Taylor, 2005]. MES jest jedną z metod dyskretyzacji układów geometrycznych ciągłych, tj. podziału kontinuum na skończoną liczbę podobszarów.

W celu modelowania zachowania się gruntu w takich przypadkach, jak np. zapadliska, czy osuwiska stosuje się modele konstytutywne gruntu Coulomba-Mohr'a oraz Druckera-Pragera [Fedorowicz i Fedorowicz 2021] (Rysunek 12-1).



Rysunek 12-1. Przekroje powierzchni plastyczności płaszczyzną oktaedryczną: błękitny – ostrosłup Culomba-Mohra, czerwony – stożek Druckera-Pragera [opracowanie własne AGH]

W analizie ruchu mas ziemnych zależności pomiędzy prędkościami zmian ciśnienia i odkształcenia objętościowego wyrażają się Równaniem:

$$P' = -Kd_{kk} \quad (12.1)$$

gdzie:

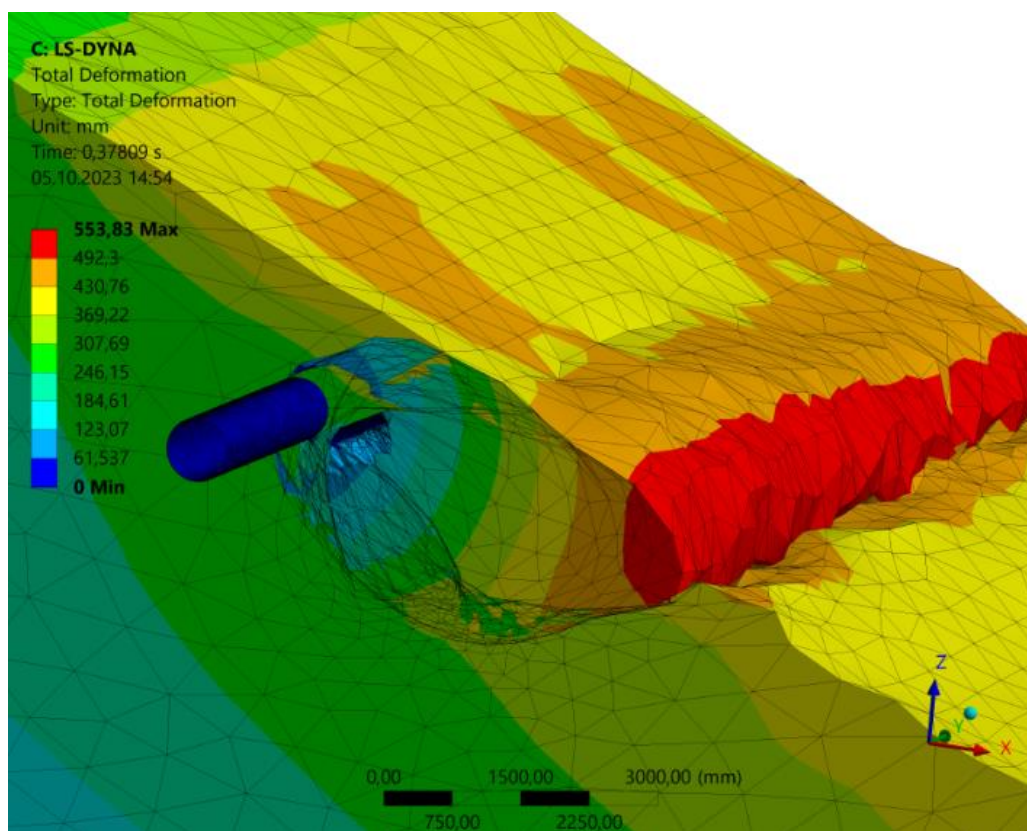
K – miara Zaremby-Jaumanna,

d_{kk} – odkształcenia objętościowe.

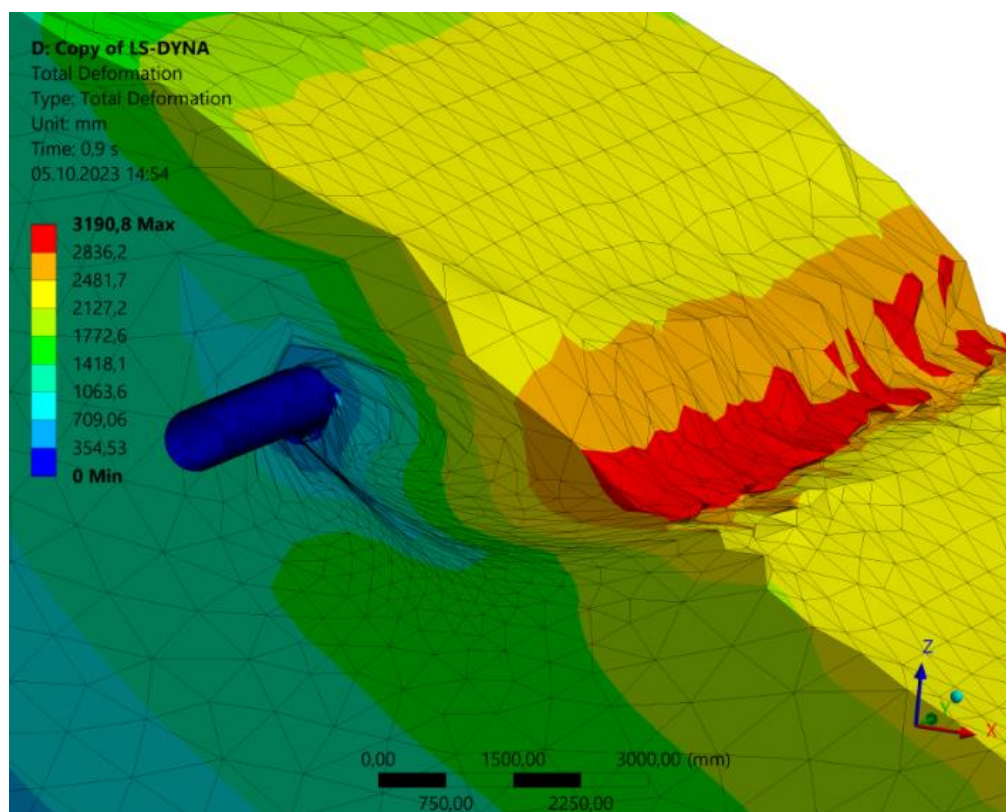
Symulacje numeryczne odwzorowują wpływ ruchu gruntu (opisany powyższymi modelami) na posadowiony rurociąg wykorzystując analizę kontaktu pomiędzy gruntem a rurociągiem, przyjmując współczynnik tarcia z reguły pomiędzy $\mu = 0,5-0,6$. W trakcie projektowania sieci wodorowych, podobnie jak w przypadku sieci gazowych, symulacje numeryczne mogą być pomocnym narzędziem dla modelowania nacisków gruntu na rurociąg wodorowy i stabilności położenia w przypadku gruntów niestabilnych. Dla poszczególnych elementów rurociągu (łuki, kształtki, śluzy i armatura) w trakcie projektowania powinny być wykonywane obliczenia wytrzymałościowe dla symulowanych modeli warunków eksploatacyjnych [Barczyński, 2022].

Przyjmując jako warunek początkowo-brzegowy obciążenia grawitację, w przypadku usytuowania rurociągu na stabilnym gruncie, jedynym obciążeniem na rurociąg będzie zalegająca masa gruntu nad rurą. Zaś w przypadku analizy zlokalizowania rurociągu na gruntach niestabilnych dochodzą dodatkowo obciążenia na odcinek rurociągu wywołane przesuwającą się masą gruntu i silnie oddziałują na niego

poprzez założony kontakt (Rysunek 12-2, 12-3). Wielkości tych sił znacznie przekraczają siły występujące w przypadku gruntów stabilnych i w konsekwencji mogą doprowadzić do uszkodzeń rurociągu.



Rysunek 12-2. Obraz zachowania się rurociągu na osuwisku z widoczną tendencją skręcania rurociągu (opracowanie własne AGH przeprowadzone w ANSYS)



Rysunek 12-3. Obraz zachowania się rurociągu na osuwisku z widoczną tendencją skręcania rurociągu (opracowanie własne AGH przeprowadzone w ANSYS)

Podziemne rurociągi wodorowe są podatne na uszkodzenia spowodowane uderzeniami piorunów lub zwarciami doziemnymi, które z kolei mogą spowodować pęknięcie materiału rury. Aby zmniejszyć prawdopodobieństwo wystąpienia jednego z tych zjawisk, należy unikać ciągłości elektrycznej między podziemnymi przewodami wodorowymi, a przewodami naziemnymi lub innymi konstrukcjami metalowymi (EIGA, 2014, s. 14).

Ze względu na możliwość wystąpienia wycieków zaleca się, aby pod ziemią nie było żadnych połączeń kołnierzowych ani innych połączeń mechanicznych. Jeśli nie można tego uniknąć, należy ograniczyć ich liczbę i zamontować je w sposób zapewniający dostęp w celu kontroli i konserwacji, np. w studzienkach zaworowych (EIGA, 2014, s. 14).

Złącza izolacyjne to zasadniczo dwa kawałki rury oddzielone materiałem o wysokiej stałej dielektrycznej (izolatorem) w celu elektrycznego odizolowania dwóch systemów lub elementów. Zazwyczaj robi się to w celu stworzenia oddzielnych stref możliwej korozji, na przykład między podziemnymi i naziemnymi segmentami rurociągu. Chociaż konstrukcja tych urządzeń jest dobrze znana, nadal istnieje możliwość, że między elektrycznie odizolowanymi sekcjami może powstać iskra, która może wywołać pożar. Prawidłowa specyfikacja i instalacja połączeń izolacyjnych jest niezbędna do ograniczenia tego ryzyka. W związku z tym osoba posiadająca odpowiednią wiedzę i doświadczenie powinna dokonać przeglądu specyfikacji i instalacji tego elementu [EIGA, 2014, s. 26].

Podczas serwisowania rurociągów wodorowych może dojść do wybuchu gazu resztkowego pozostającego w rurach. Ryzyko to dotyczy również gazociągów gazu ziemnego, ale w przypadku transportu wodoru jest znacznie większe ze względu na jego większą wybuchowość (szersze granice wybuchowości i zdecydowanie niższa wartość energii wymaganej do zainicjowania wybuchu). Sieć gazowa musi posiadać jednostki wydmuchowe: zawory, które odprowadzają resztkowe stężenia wodoru w górę. W ten sposób gaz resztkowy może być spalany w kontrolowany sposób [MIN, 2025].

12.1.1. Ruch podłoża

Według EGIG (ang. European Gas pipeline Incident data Group) ruchy gruntu są jednym z głównych źródeł awarii gazociągów. Jest to również drugie co do wielkości źródło pełnych pęknięć rurociągów [EGIG, 2024]. Także w przypadku krajowego systemu przesyłowego awarie w dużej części wynikają z powstających w przewodzie gazowym ponadnormatywnych naprężeń, uzewnętrzniających się w różnych warunkach eksploatacji, zwłaszcza przy oddziaływaniu czynników zewnętrznych [Hirsch, 2015]. Awaria rurociągu spowodowana ruchem gruntu zwykle wiąże się z lokalnym przemieszczeniem rurociągu, powodując naprężenia przekraczające wytrzymałość stali na rozciąganie. W związku z tym awarie spowodowane ruchem gruntu są zwykle poważniejsze niż wady związane z pęknięciami, ponieważ te pierwsze zwykle powodują pęknięcia rur, a te drugie znacznie mniejsze wycieki [EGIG, 2024]. Sugeruje się, że zmniejszenie plastyczności w wyniku ekspozycji na wodór może zwiększać ryzyko awarii [Joundi et al., 2023], ale badania są nadal ograniczone [EUSH, 2025]. Należy postępować zgodnie z instrukcjami dostawcy i producenta dotyczącymi sprzętu i systemów, otrzymanymi od dostawcy lub zaktualizowanymi przez upoważnioną osobę w firmie obsługującej. Rurociąg i stacje powinny być utrzymywane w dobrym stanie technicznym z punktu widzenia eksploatacji i bezpieczeństwa. Operator będzie przestrzegał określonego programu konserwacji, obejmującego wszystkie środki bezpieczeństwa i monitorowania technicznego. Szczegółowy opis prac, które mają zostać przeprowadzone, powinien zostać udokumentowany poprzez nakreślenie konkretnych zadań, które są rutynowo wykorzystywane do konserwacji rurociągów. Przykład programu ochrony prewencyjnej dla gazociągów wodorowych przedstawiony został w Tabeli 12.1, który ilustruje główne zadania do wykonania. Częstotliwość przeprowadzania inspekcji będzie podyktowana przepisami krajowymi i/lub ustalonymi praktykami firmy [EIGA, 2014].

Tabela 12-1. Przykład programu ochrony prewencyjnej dla gazociągów wodorowych [EIGA, 2014]

Gazociągi podziemne	Częstotliwość sprawdzania						
	1 miesiąc	3 miesiące	6 miesięcy	1 rok	3 lata	5 lat	Gdy wymagane
Inspekcja rurociągów		×					
Inspekcja rurociągów w obszarach krytycznych	×						
Inspekcja rur osłonowych gazociągów			×				
Wpływ prac górniczych (osiadanie)					×		
Gazociągi nadziemne							
Inspekcja i serwisowanie gazociągów			×				
Mosty rurociągowe – inspekcja i malowanie				×			
Podpory i kotwienia						×	
Wewnętrzna inspekcja rurociągów							×

Uwaga: Częstotliwość sprawdzania przedstawiono tylko jako przykład i nie należy ich traktować jako uniwersalnej i wymaganej praktyki.

12.1.2. Podsumowanie

1. W trakcie projektowania sieci wodorowych, podobnie jak w przypadku sieci gazowych gazu ziemnego, symulacje numeryczne mogą być pomocnym narzędziem dla modelowania nacisków gruntu na rurociąg wodorowy i stabilności położenia w przypadku gruntów niestabilnych. Dla poszczególnych elementów rurociągu (łuki, kształtki, śluzy i armatura) w trakcie projektowania powinny być wykonywane obliczenia wytrzymałościowe dla symulowanych modelowo warunków eksploatacyjnych.
2. W trakcie projektowania nowych rurociągów wodorowych lub przeprowadzania modernizacji istniejących gazociągów w celu przystosowania ich do transportu wodoru należy pamiętać o różnicach w ilości transportowanego strumienia energii (duże różnice wartości opałowej) i konieczności zapewnienia odbiorcy końcowemu dostarczenia odpowiedniej energii (takiej samej w przypadku zastępowania gazu ziemnego). Zwiększony strumień objętościowy transportowanego gazu będzie częściowo rekompensowany zmniejszonymi wartościami gęstości, jak i lepkości dynamicznej. Jednakże w każdym przypadku należy przeprowadzić odpowiednie obliczenia sprawdzające wielkości spadku ciśnienia na poszczególnych odcinkach sieci.

3. W przypadku przedmuchiwania gazociągów wodorowych może pojawić się problem z usunięciem wodoru znajdującego się w kolanach lub elementach sieci, znajdujących się powyżej pozostałych elementów.
4. W przypadku stosowania rur wydmuchowych należy je w odpowiedni sposób zabezpieczyć przed przypadkowym zaiskrzeniem lub wyładowaniem elektrostatycznym (ze względu na zdecydowanie mniejszą wartość energii wymaganej do zainicjowania zapłonu dla wodoru – 0,02 mJ w porównaniu do metanu – 0,28 mJ.) oraz przed korozyjnym działaniem środowiska. Materiałem na rury wydmuchowe powinna być stal odporna na korozję o strukturze austenitycznej lub stal niestopowa pokrywana powłokami na bazie stopów miedzi.

12.2. Określenie maksymalnych dopuszczalnych naprężeń obwodowych w warunkach statycznych

W niniejszym Rozdziale określono maksymalne dopuszczalne naprężenia obwodowe w warunkach statycznych w zależności od materiałów zastosowanych do budowy sieci wodorowych i klasy lokalizacji wywołanych maksymalnym ciśnieniem roboczym i czynnikami zewnętrznymi, w tym naprężeniami wywołanymi wzajemnym oddziaływaniem i spowodowanymi wpływem temperatury otoczenia.

Specyfikacja ASME B31.12-2023 [A-N16] podaje dwie opcje projektowania rurociągów wodorowych ze stali niestopowych i stopowych. Opcja A to podejście normatywne, w którym naprężenie obwodowe jest ograniczone do 50% minimalnej granicy plastyczności (SMYS) dla gatunków stali równych lub niższych od X52 i klasy lokalizacji najmniej restrykcyjnej. W przypadku stali X70 naprężenie obwodowe jest ograniczone do 30% SMYS w zależności od ciśnienia roboczego. Stal o granicy do 480 MPa (70 ksi) jest dozwolona w ramach opcji projektowej A. Opcja projektowa A wykorzystuje współczynniki wytrzymałości stali, które skutecznie zmniejszają maksymalne ciśnienie robocze (lub wymagają grubszych ścianek rur) w przypadku stali o wyższej wytrzymałości. Współczynnik F uzależniony jest od klasy lokalizacji.

Zgodnie z wymaganiami ASME B31.12-2023 [A-N16] klasę lokalizacji ustala się po rozpoczęciu obsługi wodorowej w rurociągu zaprojektowanym i zbudowanym lub przebudowanym do obsługi wodorowej.

Klasę lokalizacji ustala się zgodnie z tabelą 12-2, przy czym:

- Istniejące rurociągi lub magistrale działające przy poziomach naprężeń obwodowych przekraczających 20% określonej minimalnej granicy plastyczności należy monitorować w odstępach nieprzekraczających 3 lat w celu ustalenia, czy zbudowano dodatkowe budynki przeznaczone do zamieszkania przez ludzi. Całkowitą liczbę budynków przeznaczonych do zamieszkania przez ludzi należy policzyć w celu ustalenia bieżącej klasy lokalizacji zgodnie

z procedurami określonymi w paragrafach PL-3.2.2(a) i PL-3.2.2(b) wg ASME B31.12-2023 [A-N16].

- zgodnie z zasadami określonymi w paragrafie PL-3.1 wg ASME B31.12-2023 [A-N16], firma operacyjna określa zmiany, które należy wprowadzić dla ograniczenia poziomów naprężeń eksploatacyjnych, częstotliwości kontrolowania i wymagania dotyczące ochrony katodowej, w miarę budowy dodatkowych budynków przeznaczonych do zamieszkania przez ludzi.

Gdy liczba budynków przeznaczonych do zamieszkania przez ludzi wzrośnie do lub w pobliże górnej granicy klasy lokalizacji wymienionej w tabeli 12-2, weryfikacja musi być ukończona w ciągu 6 miesięcy od zauważenia tego wzrostu.

Weryfikacja obejmuje:

- procedury projektowania, budowy i kontroli stosowane w pierwotnej konstrukcji oraz porównanie tych procedur z obowiązującymi przepisami,
- stan fizyczny rurociągu lub magistrali w zakresie, w jakim można to ustalić na podstawie bieżących kontroli,
- historię eksploatacji i konserwacji rurociągu lub magistrali,
- maksymalne ciśnienie robocze i odpowiadające mu naprężenie obwodowe. Gradient ciśnienia może być brany pod uwagę w części rurociągu lub magistrali bezpośrednio dotkniętej rosnącą liczbą budynków przeznaczonych do zamieszkania przez ludzi,
- rzeczywisty obszar dotknięty wzrostem liczby budynków przeznaczonych do zamieszkania przez ludzi oraz bariery fizyczne lub inne czynniki, które mogą ograniczać dalszą ekspansję gęściej zaludnionego obszaru,

Weryfikacja powinna ustalić, czy zmiana klasy lokalizacji jest konieczna. W razie potrzeby patroli i badania przecieków należy natychmiast dostosować do odstępów czasu ustalonych przez firmę operacyjną dla nowej klasy lokalizacji.

Konieczne zmiany w warunkach eksploatacji i eksploatacji obiektów rurociągu należy wdrożyć w ciągu 18 miesięcy od zmiany klasy lokalizacji.

Wskazuje to, że instalacji wodorowe podlegają ciągłemu nadzorowi projektanta, gdzie niezbędne jest dostosowanie warunków eksploatacyjnych względem zmieniającego się otoczenia. Obliczenia naprężeń przeprowadza się w oparciu o maksymalne ciśnienie robocze przy odpowiednim współczynniku projektowym F zależnym od klasy lokalizacji.

Tabela 12-2. Klasy lokalizacji i zmiany w liczbie budynków przeznaczonych na pobyt ludzi wg ASME B31.12-2019 [A-N16]

Na etapie projektowania i budowy		Stan aktualny w czasie eksploatacji		
(Projektowanie wg Opcji A) ¹⁾				
Klasa lokalizacji	Liczba budynków	Klasa lokalizacji	Liczba budynków	Maksymalne dopuszczalne ciśnienie robocze (MAOP)
1	0-10	1	11-25	Poprzednie MAOP, ale nie większe niż 50% S _m ²⁾
1	0-10	2	26-45	0,800 × ciśnienie próbne, ale nie więcej niż 50% S _m
1	0-10	2	46-65	0,667 × ciśnienie próbne, ale nie więcej niż 50% S _m
1	0-10	3	66+	0,667 × ciśnienie próbne, ale nie więcej niż 50% S _m
1	0-10	4	⁴⁾	0,555 × ciśnienie próbne, ale nie więcej niż 40% S _m
2	11-45	2	46-65	Poprzednie MAOP, ale nie większe niż 50% S _m
2	11-45	3	66+	0,667 × ciśnienie próbne, ale nie więcej niż 50% S _m
2	11-45	4	⁴⁾	0,555 × ciśnienie próbne, ale nie więcej niż 40% S _m
3	46+	4	⁴⁾	0,555 × ciśnienie próbne, ale nie więcej niż 40% S _m
(Projektowanie wg Opcji B) ⁴⁾				
Klasa lokalizacji	Liczba budynków	Klasa lokalizacji	Liczba budynków	Maksymalne dopuszczalne ciśnienie robocze (MAOP)
1	0-10	1	11-25	Poprzednie MAOP, ale nie większe niż 72% S _m ²⁾
1	0-10	2	26-45	0,800 × ciśnienie próbne, ale nie więcej niż 72% S _m
1	0-10	2	46-65	0,667 × ciśnienie próbne, ale nie więcej niż 60% S _m
1	0-10	3	66+	0,667 × ciśnienie próbne, ale nie więcej niż 60% S _m
1	0-10	4	³⁾	0,555 × ciśnienie próbne, ale nie więcej niż 50% S _m
2	11-45	2	46-65	Poprzednie MAOP, ale nie większe niż 60% S _m
2	11-45	3	66+	0,667 × ciśnienie próbne, ale nie więcej niż 60% S _m
2	11-45	4	³⁾	0,555 × ciśnienie próbne, ale nie więcej niż 40% S _m
3	46+	4	³⁾	0,555 × ciśnienie próbne, ale nie więcej niż 40% S _m

¹⁾ Do użytku z opcją projektową A. Istniejące rurociągi wodorowe, które nie zostały zaprojektowane zgodnie z ASME B31.12-2023, powinny wykorzystywać tę część tabeli do zmian klasy lokalizacji i MAOP.

²⁾ S_m to maksymalne dopuszczalne naprężenie robocze, obliczone jako określona minimalna granica plastyczności × H_f, gdzie H_f to współczynnik wydajności materiału uwzględniający niekorzystny wpływ gazowego wodoru na właściwości mechaniczne stali węglowych stosowanych do budowy rurociągów.

³⁾ Budynki wielopiętrowe.

⁴⁾ Do stosowania z opcją projektową B.

12.2.1. Wymagania projektowe

Naprężenia nominalne lub rzeczywiste wyznaczane są z zależności od ciśnienia zgodnie z Równaniem (12.2):

$$P = \frac{2St}{D} FETH_f \quad (12.2)$$

gdzie:

D – średnica zewnętrzna rury, mm

E – współczynnik wytrzymałości wzdłużnej połączeń dobierany wg Załącznika IX Tabela IX-3B w ASME B.31.12:2023 [A-N16]

F – współczynnik projektowy zależny od klasy lokalizacji

H_f – współczynnik materiałowy dobierany wg Załącznika IX Tabela IX-5A w ASME B.31.12:2023 [A-N16]

P – ciśnienie projektowe, MPa

S – minimalna normatywna granica plastyczności, MPa

T – współczynnik obniżający ze względu na temperaturę dobierany wg Tabeli PL-3.7.1-3 ASME B.31.12:2023 [A-N16].

t – nominalna grubość ścianki, mm

W zależności od klasy lokalizacji i zastosowanej opcji kontroli pęknięcia wartość współczynnika F przyjmuje się zgodnie z Tabelą 12-3 i 12-4.

Tabela 12-3. Podstawowy współczynnik projektowy, F (stosowany z opcją A) wg ASME B31.12:2023

Klasa lokalizacji wg ASME B.31.12:2023	Klasa lokalizacji w oparciu o rozporządzenie (Dz.U. 2013 poz. 640)	Współczynnik
Klasa lokalizacji 1 (dział 2)	3	0,5
Klasa lokalizacji 2	2	0,5
Klasa lokalizacji 3	1	0,5
Klasa lokalizacji 4		0,4

Tabela 12-4. Podstawowy współczynnik projektowy, F (stosowany z opcją B) wg ASME B31.12:2023

Klasa lokalizacji wg ASME B.31.12:2023	Klasa lokalizacji w oparciu o rozporządzenie (Dz.U. 2013 poz. 640)	Współczynnik
Klasa lokalizacji 1 (dział 2)	3	0,72
Klasa lokalizacji 2	2	0,60
Klasa lokalizacji 3	1	0,50
Klasa lokalizacji 4		0,40
Uwaga – dla 1 klasy lokalizacji w oparciu o rozporządzenie (Dz.U. 2013 poz. 640) należy przyjąć współczynnik 0,40		

Ze względu na szczególną lokalizację rurociągu w zależności od klasy lokalizacji i zastosowanej opcji kontroli pęknięcia (opcja A lub B) wartość współczynnika F przyjmuje się zgodnie z Tabelą 12-5 i 12-6.

Tabela 12-5. Współczynnik projektowy, F (stosowany z opcją A) wg ASME B31.12:2023 dla szczególnych lokalizacji rurociągu wodorowego

Obiekt	Współczynnik projektowy wg klasy lokalizacji			
	wg ASME B.31.12:2023			
	1 (dział) 2	2	3	4
	w oparciu o rozporządzenie (Dz.U. 2013 poz. 640)			
	3	2	1	
Rurociąg	0,50	0,50	0,50 *	0,40
Skrzyżowania rurociągu (bez rury osłonowej) z drogami i liniami kolejowymi				
Drogi prywatne	0,50	0,50	0,50*)	0,40
Nieutwardzone drogi publiczne	0,50	0,50	0,50*)	0,40
Drogi, autostrady lub ulice publiczne o twardej nawierzchni oraz linie kolejowe	0,50	0,50	0,50*)	0,40
Skrzyżowania rurociągu (z rurą osłonową) z drogami i liniami kolejowymi				
Drogi prywatne	0,50	0,50	0,50*)	0,40
Nieutwardzone drogi publiczne	0,50	0,50	0,50*)	0,40
Drogi, autostrady lub ulice publiczne o twardej nawierzchni oraz linie kolejowe	0,50	0,50	0,50*)	0,40
Równoległe wkraczanie rurociągów i magistrali na drogi i tory kolejowe				
Drogi prywatne	0,50	0,50	0,50*)	0,40
Nieutwardzone drogi publiczne	0,50	0,50	0,50*)	0,40
Drogi, autostrady lub ulice publiczne o twardej nawierzchni oraz linie kolejowe	0,50	0,50	0,50*)	0,40
Zespoły prefabrykowane (np. stacje zaworowe)	0,50	0,50	0,50*)	0,40
Rurociągi na mostach	0,50	0,50	0,50*)	0,40
Stacje pomiarowe i regulacyjne	0,50	0,50	0,50*)	0,40
Orurowanie stacji sprężarek	0,50	0,50	0,50*)	0,40
Bliskie skupisko ludzi w lokalizacji klasy 1, klasy 2 lub klasy 3 (wg ASME B.31.12:2023 i odpowiednio klasy 3, 2 i 1 wg Dz.U. 2013 poz. 640) (kościół, szkoła, budynki wielorodzinne, szpitale lub tereny rekreacyjne o charakterze zorganizowanym)	0,40	0,40	0,40	0,40
*) Uwaga – dla 1 klasy lokalizacji w oparciu o rozporządzenie (Dz.U. 2013 poz. 640) należy przyjąć współczynnik 0,40				

Tabela 12-6. Współczynnik projektowy, F (stosowany z opcją B) wg ASME B31.12:2023 dla szczególnych lokalizacji rurociągu wodorowego

Obiekt	Współczynnik projektowy wg klasy lokalizacji			
	wg ASME B.31.12:2023			
	1 (dział) 2	2	3	4
	w oparciu o rozporządzenie (Dz.U. 2013 poz. 640)			
	3	2	1	
Rurociąg	0,72	0,60	0,50 *	0,40
Skrzyżowania rurociągu (bez rury osłonowej) z drogami i liniami kolejowymi				
Drogi prywatne	0,72	0,60	0,50*	0,40
Nieutwardzone drogi publiczne	0,60	0,60	0,50*	0,40
Drogi, autostrady lub ulice publiczne o twardej nawierzchni oraz linie kolejowe	0,60	0,50	0,50*	0,40
Skrzyżowania rurociągu (z rurą osłonową) z drogami i liniami kolejowymi				
Drogi prywatne	0,72	0,60	0,50*	0,40
Nieutwardzone drogi publiczne	0,72	0,60	0,50*	0,40
Drogi, autostrady lub ulice publiczne o twardej nawierzchni oraz linie kolejowe	0,72	0,60	0,50*	0,40
Równoległe wkraczanie rurociągów i magistrali na drogi i tory kolejowe				
Drogi prywatne	0,72	0,60	0,50*	0,40
Nieutwardzone drogi publiczne	0,72	0,60	0,50*	0,40
Drogi, autostrady lub ulice publiczne o twardej nawierzchni oraz linie kolejowe	0,60	0,60	0,50*	0,40
Zespoły prefabrykowane (np. stacje zaworowe)	0,60	0,60	0,50*	0,40
Rurociągi na mostach	0,60	0,60	0,50*	0,40
Stacje pomiarowe i regulacyjne	0,60	0,60	0,50*	0,40
Orurowanie stacji sprzężarek	0,50	0,50	0,50*	0,40
Bliskie skupisko ludzi w lokalizacji klasy 1, klasy 2 lub klasy 3 (wg ASME B.31.12:2023 i odpowiednio klasy 3, 2 i 1 wg Dz.U. 2013 poz. 640) (kościół, szkoły, budynki wielorodzinne, szpitale lub tereny rekreacyjne o charakterze zorganizowanym)	0,50	0,50	0,50	0,40
*) Uwaga – dla 1 klasy lokalizacji w oparciu o rozporządzenie (Dz.U. 2013 poz. 640) należy przyjąć współczynnik 0,40				

Niekorzystny wpływ wodoru na właściwości mechaniczne stali węglowych uwzględnia współczynnik H_f , który dobierany jest zgodnie z Tabelą 12-7.

Tabela 12-7. Współczynnik materiałowy rurociągów ze stali węglowej, H_f wg ASME B31.12:2023

Określona minimalna wytrzymałość [MPa] (ksi)		Ciśnienie projektowe [MPa] (psig)						
Wytrzymałość na rozciąganie R_m	Granica plastyczności R_e	≤ 6,9	≤ 13,8	≤ 15,2	≤ 16,5	≤ 17,9	≤ 19,3	≤ 20,7
≤ 455 (66)	≤ 359 (52)	1,0	1,0	0,954	0,910	0,880	0,840	0,780
455 (66) < R_m ≤ 517 (75)	≤ 414 (60)	0,874	0,874	0,834	0,796	0,770	0,734	0,682
517 (75) < R_m ≤ 565 (82)	≤ 483 (70)	0,776	0,776	0,742	0,706	0,684	0,652	0,606
565 (82) < R_m ≤ 621 (90)	≤ 552 (80)	0,694	0,694	0,662	0,632	0,610	0,584	0,542
Wartości w jednostkach układu SI przedstawiono na podstawie (Ministerie van Infrastructuur & Waterstaat, 2019)								

Współczynnik wytrzymałości wzdłużnej połączeń (spoin obwodowych) E, zgodnie z Tabelą IX-3B ASME B.31.12:2023 [A-N16], uzależniony jest od materiału rury. Dla rur ze stali zgodnych z API 5L współczynnik E = 1.

Współczynnik obniżający ze względu na temperaturę T, dobierany jest zgodnie z Tabelą PL-3.7.1-3 ASME B.31.12:2023 [A-N16]. Dla temperatury do 121 °C współczynnik T = 1. Jeśli temperatura projektowa przekroczy wartość 121 °C wówczas zastosowanie współczynnika T powoduje obniżenie ciśnienia projektowego. Wartości współczynnika T w zależności od temperatury podano w Tabeli 12-8.

Tabela 12-8. Współczynnik obniżający ze względu na temperaturę, T wg ASME B31.12:2023

Temperatura [°C]	Współczynnik T
≤ 121	1,000
150	0,965
175	0,935
200	0,905
225	0,875

12.2.2. Kontrola i zapobieganie pękaniu

Jeśli rurociąg jest projektowany do pracy przy naprężeniu obwodowym przekraczającym 40% SMYS (minimalna normatywna granica plastyczności) wówczas należy określić kryterium odporności na kruche pęknięcie lub zastosować inną metodę kontroli rozprzestrzeniania się pęknięć. Kryterium osiąga się przez zapewnienie odpowiedniej ciągliwości materiału. Zgodnie z ASME B31.12:2023 [A-N16] dostępne są dwie opcje kontroli pęknięć. Opcja A, normatywna metoda projektowania (prescriptive design method), w której należy zastosować współczynniki projektowe F zgodne z Tabelą 12-3 oraz Opcja B, metoda projektowania wydajnościowego (performance-based design method), w której stosuje się współczynniki projektowe wg Tabeli 12-4. Obliczenia rurociągów i magazynów wodoru oraz instalacji wodorowych należy prowadzić zgodnie z wymaganiami ASME B31.12:2023 [A-N16] oraz ASME B31.8 [A-N68] z uwzględnieniem przepisów prawa oraz wymagań Dyrektywy urzędów ciśnieniowych PED 2014/68/UE [A-P32] oraz szczególnych wymagań wynikających z metody projektowania tzw. Opcja A i Opcja B. W zakresie wytrzymałości na rozciąganie i składu chemicznego rury powinny spełniać wymagania specyfikacji API Spec 5L, 46th edition 2018 [A-N69] dla poziomu jakości PSL2 oraz powinny spełniać wymagania dodatkowe określone w zależności od zastosowanej opcji projektowej.

Wymagania dla Opcji A

Kontrola kruchego pęknięcia. Aby zapewnić odpowiednią ciągliwość rury, badanie odporności na pęknięcie należy przeprowadzić zgodnie z procedurami testowymi załącznika G normy API 5L, 46th

edition 2018 [A-N69]. Można je stosować, pod warunkiem, że próbki testowe spełniają minimalne rozmiary podane w tabeli 22 normy API 5L, 46th edition 2018 [A-N69]. Badanie wytrzymałości na kruche pękanie nie jest wymagane dla rur o średnicy DN 100 (NPS 4) i mniejszych. Temperatura badania powinna być nie niższa niż 0°C (32°F) lub stanowić najniższą oczekiwaną temperaturę metalu podczas eksploatacji lub podczas prób ciśnieniowych, jeśli są wykonywane z użyciem powietrza lub gazu, z uwzględnieniem wcześniejszych zarejestrowanych danych dotyczących temperatury oraz możliwych skutków niższych temperatur powietrza i gruntu.

Średnia wartość wielkości przełomu plastycznego dla trzech próbek z każdego wytopu nie może być mniejsza niż 80% dla próbek Charpy'ego o pełnej grubości, 85% dla próbek Charpy'ego o zmniejszonych rozmiarach lub 85%. Kryteria w zakresie udziału przełomu plastycznego można obniżyć do wartości ujętych w p. 8.2.2 pod warunkiem znajomości krzywej przejścia w stan kruchy obejmującej minimum pracę łamania i udział przełomu kruchego do temperatury o 10°C niższej niż temperatura badania.

Zatrzymanie pękania ciągliwego. Aby zapewnić, że rurociąg ma odpowiednią wytrzymałość, aby zatrzymać pękanie ciągliwe, rura musi zostać przetestowana zgodnie z Załącznikiem G API 5L [A-N69]. Można to zrobić, pod warunkiem, że próbki testowe spełniają minimalne rozmiary podane w tabeli 22 API 5L [A-N69]. Badanie wytrzymałości w celu kontroli pękania ciągliwego nie jest wymagane dla rur DN 100 (NPS 4) i mniejszych. Temperatura badania musi być nie niższa niż 0°C (32°F) lub najniższa oczekiwana temperatura metalu podczas eksploatacji. Średnia wartości energii Charpy'ego z każdego wytopu musi spełniać lub przekraczać wymagania wynikające z Równania:

$$CVN = 0,008(RT)^{0,39} \sigma_h^2 \quad (12.3)$$

gdzie:

CVN – pełnowymiarowa próbka typu Charpy, J

R – promień rury, mm

T – nominalna grubość ścianki rury, mm

σ_h – nominalne naprężenie obwodowe dla ciśnienia projektowego, MPa

Wytrzymałość rury. Maksymalna wytrzymałość na rozciąganie rury nie może przekraczać 690 MPa (100 ksi).

Wytrzymałość metalu spoiny. Maksymalna wytrzymałość na rozciąganie metalu spoiny nie może przekraczać 690 MPa (100 ksi).

Granica plastyczności. Minimalna normatywna granica plastyczności nie może przekraczać 480 MPa (70 ksi).

Badania udarnośći. Procedura spawania musi być kwalifikowana w oparciu o badanie udarnośći metodą Charpy'ego. Trzy próbki ze spoiny i trzy próbki ze strefy wpływu ciepła muszą zostać przetestowane w temperaturze badania określonej w projekcie. Minimalna praca łamania na powierzchnię pęknięcia dla każdej próbki musi spełniać następujące kryteria:

- minimum 27 J (20 ft-lb) dla próbek CVN o pełnym rozmiarze,
- minimum 42 J (30 ft-lb) dla próbek CVN o pełnym rozmiarze.

o ile nie wskazano odmiennych kryteriów oceny (pkt. 8.2.2).

Wymagania dla Opcji B

Materiał rury i spoiny musi być uznany (zakwalifikowany) pod kątem odpowiedniej odporności na pękanie w obecności wodoru przy ciśnieniu projektowym lub wyższym w temperaturze otoczenia, zgodnie z zasadami określonymi w artykule KD-10 w ASME BPVC, Sekcja VIII, [A-N49] Dział 3, z wyjątkiem następujących przypadków i kryteriów:

1. Uznanie (zakwalifikowanie) materiału konstrukcyjnego przeprowadza się poprzez badanie trzech wytopów materiału. Wartości progowej intensywności naprężeń (K_{IH}) uzyskuje się z najgrubszej sekcji z każdego wytopu materiału i obróbki cieplnej. Próbki do badań muszą być w stanie ostatecznej obróbki cieplnej (jeśli ma to zastosowanie), jaka jest stosowana w produkcji rur lub armatury (zaworów, kształtek, kołnierzy, łuków indukcyjnych i zimnogiętych). Zestaw trzech próbek należy przebadać w każdej z następujących lokalizacji: materiał podstawowy, metal spoiny i SWC dla połączeń spawanych przy użyciu tego samego WPS, który jest przeznaczony do produkcji rur lub armatury (zaworów, kształtek, kołnierzy, łuków indukcyjnych i zimnogiętych). Zmiana procedury spawania (np. WPS) wymaga ponownego przetestowania połączeń spawanych (metal spoiny i SWC). Próbki powinny być wycinane w kierunku poprzecznym (TL). Jeśli próbek TL nie można uzyskać ze spoiny i SWC, można użyć próbek wzdłużnych (LT). Wartości K_{IH} należy uzyskać przy użyciu metody badań opisanej w KD-1040. W analizie projektu rurociągu należy zastosować najniższą zmierzoną wartość K_{IH} .
2. Współczynnik materiałowy H_f wynosi 1,0
3. Wartości K_{IH} o których mowa powyżej mogą być stosowane do innych rur wyprodukowanych z tego samego materiału o danej specyfikacji/klasie lub podobnego materiału o specyfikacji/klasie, o tym samym nominalnym składzie chemicznym, jak określono w tabeli PL-3.7.1-4 i tych samych warunkach obróbki cieplnej, pod warunkiem, że ich wytrzymałość na rozciąganie i granica plastyczności nie przekraczają wartości materiału użytego w badaniach kwalifikacyjnych o więcej niż 5%. Połączenia spawane muszą spełniać wymagania

w procedurze kwalifikowania technologii i w WPS użytym do kwalifikowania materiału konstrukcyjnego.

4. Projektowanie można przeprowadzić dla instalacji o ciśnieniu do 10 MPa pod warunkiem wyznaczenia współczynnika intensywności naprężeń wywołanego obciążeniem zmęczeniowym KIA.
5. Zawartość fosforu w materiale rury nie może przekraczać 0,015% wagowo. Materiał rury musi być wytwarzany z zastosowaniem praktyk kontrolowanych pod względem kształtu wtrąceń. Wytwórca stali powinien wykazać sposób kontrolowania kształtu wtrąceń oraz dopuszczalne odchylenia od spodziewanego kształtu. Parametry kształtu wtrąceń powinny być zawarte w dokumentach kontroli.
6. Materiał rury musi spełniać wszystkie obowiązujące wymagania API 5L [A-N69] PSL 2, w tym Załącznika G dla stali o wyższej wytrzymałości wraz z ograniczeniami wynikającymi z punktu 8.2.2.
7. Kontrola kruchego pęknięcia: należy spełnić zasady określone w Opcji A.
8. Zatrzymanie pęknięcia ciągłego: należy spełnić zasady określone w Opcji A.
9. Maksymalna wytrzymałość na rozciąganie materiału podstawowego nie może przekraczać 800 MPa.
10. Maksymalna wytrzymałość na rozciąganie metalu spoiny nie może przekraczać 800 MPa.
11. Minimalna normatywna granica plastyczności nie może przekraczać 550 MPa.

Ograniczenia ciśnienia projektowego (P)

Ciśnienie projektowe uzyskane ze wzoru w (12.2) należy zmniejszyć, aby było zgodne z następującymi zasadami:

1. Ciśnienie projektowe P nie może przekraczać 85% ciśnienia próbnego dla wszystkich rur i elementów armatury (zawory, kształtki, kołnierze, łuki indukcyjne i zimnogięte) w rurociągu. W przypadku, gdy rura lub armatura (zawory, kształtki, kołnierze, łuki indukcyjne i zimnogięte) była badana w produkcji ciśnieniem mniejszym niż 85% ciśnienia wymaganego do wytworzenia naprężenia obwodowego równego normatywnej minimalnej wytrzymałości, dopuszcza się ponownie badanie za pomocą testu hydrostatycznego dla wyrobu lub w miejscu montażu (po instalacji). W przypadku, gdy badanie przeprowadzone zostanie do ciśnienia przekraczającego ciśnienie próbne u wytwórcy, to P nie może przekraczać 85% ciśnienia ponownego testu.
2. Obowiązkowe jest użycie cieczy jako medium testowego we wszystkich testach przeprowadzanych na miejscu po instalacji, w których ciśnienie próbne przekracza ciśnienie próbne u wytwórcy.

Ograniczenia dotyczące SMYS (S):

Gdy rura poddana obróbce plastycznej na zimno w celu spełnienia SMYS jest następnie podgrzewana do temperatury wyższej niż 482°C (900°F) przez dowolny okres lub powyżej 315°C (600°F) przez ponad 1 godzinę, maksymalne dopuszczalne ciśnienie, przy którym może być stosowana, nie może przekraczać 75% wartości uzyskanej przy użyciu wzoru projektowego rury stalowej podanego w (12.2). W żadnym przypadku minimalna wartość granicy plastyczności (SMYS) nie może być zastępowaną wyższą rzeczywistą wartością we wzorze projektowym rury stalowej. Jeśli wartość rzeczywista jest niższa niż minimalna wartość, można użyć wartości rzeczywistej, jeśli jest to dozwolone.

Dodatkowe wymagania dotyczące nominalnej grubości ścianki (t)

Nominalna grubość ścianki, t , wymagana do wyznaczenia ciśnienia, może nie być wystarczająca względem innych sił (obciążeń), którym może być poddany rurociąg. Podczas projektowania należy uwzględnić obciążenie spowodowane transportem lub obsługą rury podczas budowy, ciężarem wody podczas badania oraz obciążeniem gleby i innymi obciążeniami wtórnymi podczas eksploatacji, takie jak trzęsienia ziemi lub ruchy gleby/gruntu. W tym celu należy wykorzystać ustęp PL-3.7.3 w ASME B31.12:2023 [A-N16] dla uzyskania sugerowanych metod zapewnienia dodatkowej ochrony (wartości obciążeń) oraz uwzględnić wymagania dotyczące spawania lub łączenia mechanicznego.

Standardowa grubość ścianki, zgodnie z przepisem ASME B36.10M [A-N71], powinna być najmniejszą nominalną grubością ścianki stosowaną dla rur o średnicy DN 100 (NPS 4) i mniejszej. Rury o średnicy powyżej DN 100 (NPS 4) muszą mieć grubość ścianki co najmniej 6,4 mm (0,25 cala).

Trwałość instalacji

Podczas projektowania, w oparciu o przeprowadzony w niniejszej analizie dobór materiału, warunki eksploatacji należy określić okres eksploatacji instalacji wraz z jej komponentami oraz opracować plan naprawy i wymiany elementów. Za wyznaczenie rzeczywistego okresu trwałości instalacji odpowiada projektant i/lub operator/użytkownik sieci/instalacji. Stosowane materiały powinny wykazywać długookresową trwałość eksploatacyjną w warunkach wodoru gazowego, wraz z uwzględnieniem wpływu warunków eksploatacji tj. ciśnienia, temperatury, zanieczyszczeń w gazie oraz czynników zewnętrznych, jednakże każda instalacja lub sieć wodorowa musi być traktowana przy wyznaczeniu okresu trwałości jako indywidualne rozwiązanie technologiczne.

12.3. Warunki bezpieczeństwa użytkowania sieci wodorowych

Jednym z elementów zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci gazowych są regularne kontrole mające na celu identyfikację potencjalnych miejsc nieszczelności. W odniesieniu do sieci gazowych gazu ziemnego zarówno Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie [A-P35],

jak i Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego [A-P40] nie definiują ani zakresu, ani częstotliwości prowadzenia tego typu kontroli. Niemniej jednak wewnętrzne procedury zarówno krajowych, jak i zagranicznych operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych gazu ziemnego obejmują działania związane z regularną kontrolą szczelności gazociągów gazu ziemnego oraz stacji gazowych, węzłów czy tłoczni wchodzących w skład danego systemu gazowego. Do niedawna operatorzy określając częstotliwość prowadzenia kontroli szczelności kierowali się analizą ryzyka biorąc pod uwagę usytuowanie sieci gazowej (np. tereny zurbanizowane), strukturę wiekową i materiałową sieci a także ciśnienie gazu. Wejście w życie Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1787 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942 (tzw. „Rozporządzenie metanowe”) narzuciło minimalne częstotliwości kontroli prowadzonych w ramach programów wykrywania i naprawy nieszczelności (ang. *Leak Detection and Repair*, czyli LDAR). Częstotliwości te są zróżnicowane w zależności od ciśnienia gazu i metody wykrywania nieszczelności, biorąc pod uwagę pomiar LDAR typu 2, który charakteryzuje się wyższą czułością, minimalne częstotliwości kontroli wynoszą [A-P41]:

- 8 miesięcy dla tłoczni gazu i stacji gazowych o ciśnieniu powyżej 16 bar,
- 9 miesięcy dla stacji gazowych o ciśnieniu poniżej 16 bar,
- 12 miesięcy dla gazociągów żeliwnych bez względu na ciśnienie gazu,
- 18 miesięcy dla ZZU o ciśnieniu powyżej 16 bar,
- 21 miesięcy dla ZZU o ciśnieniu poniżej 16 bar,
- 24 miesiące dla gazociągów stalowych bez względu na ciśnienie gazu,
- 36 miesięcy dla gazociągów polietylenowych bez względu na ciśnienie gazu.

Rozporządzenie metanowe główny nacisk kładzie na ograniczenie emisji metanu będącego istotnym gazem cieplarnianym. Należy jednak zaznaczyć, że wodór coraz częściej jest traktowany jako tzw. pośredni gaz cieplarniany. Za to, że wodór uznawany jest jako pośredni gaz cieplarniany odpowiada reakcja utleniania wodoru (H_2) przez rodniki hydroksylowe ($-OH$) występujące w atmosferze, w wyniku której powstaje cząsteczka wody (H_2O) oraz wolny atom wodoru (H), w wyniku tej reakcji dochodzi do [Derwent R. G., 2018; Ocko I. B. i Hamburg S. P., 2022; Warwick N. i in. 2022]:

- zmniejszenia ilości dostępnych rodników hydroksylowych w atmosferze wydłużenia czasu pozostawania w atmosferze metanu,
- powstania w troposferze w reakcji utleniania wodoru atomowego ozonu, będącego gazem cieplarnianym,

- zwiększenia zawartości pary wodnej w stratosferze, zwiększając możliwości pochłaniania promieniowania podczerwonego.

Dzięki reakcjom fotochemicznym, w których bierze udział wodór jego potencjał tworzenia efektu cieplarnianego szacowany jest na około 10-krotnie wyższy niż potencjał dwutlenku węgla [Derwent R. G., 2018; Ocko I. B. i Hamburg S. P., 2022; Warwick N. i in. 2022]. Pośredni wpływ wodoru na ocieplenie klimatu, jest dodatkowym argumentem oprócz kwestii bezpieczeństwa przemawiających za koniecznością prowadzenia regularnych kontroli szczelności sieci gazowych transportujących wodór. Za regularnym prowadzeniem kontroli szczelności sieci wodorowych przemawiają jednak przede wszystkim względy bezpieczeństwa. Porównanie parametrów fizykochemicznych metanu i wodoru (Tabela 12-9) w zakresie stwarzania zagrożenia wybuchem wskazuje wyraźnie na znacznie większe zagrożenia związane z transportem wodoru.

Tabela 12-9. Porównanie parametrów fizykochemicznych metanu i wodoru [A-N72]

Parameter	metan	wodór
Gęstość względna	0,55	0,07
Współczynnik dyfuzji (w powietrzu)	0,21 cm ² /s	0,756 cm ² /s
Zakres palności (w 21% O ₂)	4,4 – 17 %mol/mol	4 – 77 %mol/mol
Temperatura samozapłonu	600 °C	560 °C
Minimalna energia zapłonu	525 μJ	19 μJ
Temperatura płomienia (w 21% O ₂)	2210 K	2400 K

Analizując dane z Tabeli 12-9 łatwo zauważyć, że wodór charakteryzuje się nie tylko znacznie szerszymi granicami wybuchowości niż metan, ale przede wszystkim do zainicjowania wybuchu wodoru potrzeba około 27 razy mniej energii niż do zainicjowania wybuchu metanu. Dodatkowo ze względu na 3,6-krotnie wyższy współczynnik dyfuzji wodoru niż metanu w powietrzu, zasięg oddziaływania strefy zagrożenia wybuchem wodoru będzie wzrastał o wiele szybciej niż w przypadku metanu. Z tego względu regularne kontrole szczelności sieci gazowych transportujących czysty wodór wydają się być jednym z istotniejszych elementów zachowania bezpieczeństwa eksploatacji tego typu gazociągów i sieci gazowych.

12.3.1. Kontrola infrastruktury naziemnej

Programy wykrywania i naprawy nieszczelności na infrastrukturze gazowej prowadzone są najczęściej z wykorzystaniem przenośnych detektorów wycieków wyposażonych w różnego typu czujniki. Urządzenia te mogą działać zarówno w sposób pasywny (próbka powietrza dyfunduje do czujnika) lub w sposób aktywny (próbka jest zasysana i kierowana do czujnika za pomocą pompy zainstalowanej w urządzeniu). Pomiar z zastosowaniem przenośnych detektorów gazu wymaga bezpośredniego

kontakty urządzeń z chmurą emitowanego gazu. W związku z tym urządzenia te nie nadają się do monitorowania trudnodostępnych fragmentów instalacji. Dodatkowo zastosowanie przenośnych detektorów w strefach zagrożenia wybuchem wymaga zastosowania urządzeń odpowiednio certyfikowanych (ATEX). Istotnym elementem w programach wykrywania nieszczelności jest dobór właściwego urządzenia, w tym w szczególności dobór odpowiedniego czujnika zainstalowanego w urządzeniu. W przypadku przenośnych detektorów wycieków dedykowanych do wykrywania nieszczelności na sieciach i instancjach wodorowych urządzenia typowo wyposażone są w [Korotcenkov G., 2013; Yunusa Z. i.in, 2014; Aldhafeeri T.,2020; Koo W.-T., i in. 2020]:

- czujniki katalityczne, których zaletą jest niski koszt, długa żywotność (6-8 lat), odporność na zmiany warunków środowiska (temperatura i wilgotność). Wadami tego typu detektorów jest niska selektywność względem wodoru (czyli zdolność do odróżniania H₂ od innych gazów), brak odporności na zatrucie detektora związkami siarki oraz konieczność częstej kalibracji detektora szczególnie w sytuacjach, gdy jest on narażony na wysokie stężenia gazów palnych.
- czujniki elektrochemiczne, których zaletą jest wysoka czułość i selektywność, a także odporność na zmiany wilgotności powietrza podczas pomiarów. Natomiast główną wadą czujników elektrochemicznych jest długi czas odpowiedzi oraz wrażliwość na zanieczyszczenia.
- czujniki półprzewodnikowe z tlenkiem metalu, których zaletą jest możliwość pracy w szerokim zakresie warunków atmosferycznych, odporność na działanie wysokich stężeń mierzonego gazu. Główną wadą czujnika jest jego stopniowa degradacja związana z ciągłym oddziaływaniem nawet niewielkich stężeń mierzonego gazu oraz wysokie zapotrzebowanie na energię elektryczną.
- czujniki ze stopu palladu, których zaletą jest wysoka selektywność względem wodoru, niewielkie wymiary i duża szybkość reakcji. Wadą czujników tego typu jest nieliniowy charakter odpowiedzi, wrażliwość na wilgoć i zanieczyszczenia związkami siarki. Dodatkowo są to czujniki w fazie rozwoju, stąd ich komercyjna dostępność na rynku jest ograniczona.
- detektory termokonduktometryczne, których zaletą jest krótki czas reakcji oraz możliwość pomiaru wysokich stężeń danego gazu bez negatywnego wpływu na detektor. Natomiast podstawową wadą detektorów termokonduktometrycznych jest brak selektywności oraz wysoka granica wykrywalności.

Podsumowanie parametrów metrologicznych różnego typu czujników instalowanych w przenośnych wykrywaczach nieszczelności dedykowanych do instalacji wodorowych przedstawiono w Tabeli 12-10.

Tabela 12-10. Porównanie parametrów charakteryzujących czujniki montowane w przenośnych wykrywaczach nieszczelności dedykowanych dla wodoru [Conor A. i.in. 2025]

Rodzaj czujnika	katalityczny	elektrochemiczny	półprzewodnikowy	ze stopu palladu	termo-konduktometryczny
Selektywność względem wodoru	nie	w zależności od konstrukcji	nie	tak	nie
Czułość	wysoka	wysoka	wysoka	wysoka	niska; powyżej 4000 ppm
Zakres pomiarowy	do 5%	b.d.	b.d.	do 5% lub do 100% w zależności od konstrukcji	do 100%
Czas odpowiedzi	<30s	>1 min	<30s	<30s	<30s
Liniowość odpowiedzi	tak	nie	nie	nie	nie
Wymaga obecności tlenu do pomiarów	tak	nie	tak	nie	nie
Wrażliwy na zmiany temperatury i wilgotności	nie	nie	nie	tak	tak

Dostępność na rynku przenośnych wykrywaczy nieszczelności dostosowanych do wykrywania wodoru oraz procedur pomiarowych dedykowanych dla gazu ziemnego [A-N73], które można dostosować do wykrywania wycieków wodoru powoduje, że wdrożenie metod wykrywania nieszczelności na poziomie komponentów powinno być możliwe bez konieczności znaczącego rozwoju oprzyrządowania lub opracowywania metod pomiarowych od podstaw [Conor A. i.in., 2025].

Uzupełnieniem dla przenośnych detektorów w zakresie wykrywania wycieków metanu są metody obrazowania optycznego (OGI - optical gas imaging) [Holewa-Rataj J. i Kukulska-Zajac E., 2017]. Metody OGI wykorzystują zdolność niektórych gazów do adsorpcji promieniowania w zakresie podczerwieni. Zaletą metod OGI jest możliwość zdalnej detekcji nieszczelności, dzięki czemu mogą być wykorzystywane do monitorowania trudnodostępnych fragmentów infrastruktury gazowej, a dodatkowo pozwalają na prowadzenie pomiarów instalacji znajdujących się w strefie zagrożenia wybuchem spoza tej strefy zwiększając tym samym bezpieczeństwo operatora. Wodór w przeciwieństwie do metanu jest gazem nieaktywnym w podczerwieni, dlatego też metoda OGI nie może bezpośrednio wykorzystywana do wykrywania wycieków wodoru [Conor A. i.in., 2025]. Ze względu na duże zainteresowanie zastosowaniem metod OGI do wodoru prowadzone są prace badawcze i wdrożeniowe w zakresie znacznikowania wodoru gazem aktywnym w podczerwieni. Taki zabieg powinien umożliwić wykorzystanie metod OGI do wykrywania nieszczelności na nadziemnych

elementach sieci wodorowych. Wśród potencjalnych znaczników wodoru pod uwagę brane są [Teledyne FLIR, 2023; OPGAL, 2023; POWER Magazine, 2015; Conor A. i.in., 2025]:

- heksafluorek siarki (SF₆ to gaz), który dobrze absorbuje promieniowanie podczerwone jednak ze względu na wysoki potencjał tworzenia efektu cieplarnianego (GWP100 wynoszący 23 500) [IPCC, 2018], unika się jego stosowania na szeroką skalę w przemyśle,
- dwutlenek węgla (CO₂), dla którego prowadzone badania potwierdziły, że dodatek poniżej 5% dwutlenku węgla do wodoru pozwala na skuteczne obrazowanie optyczne wycieków gazu,
- zanieczyszczenia typowo występujące w wodorze i aktywne w podczerwieni.

W celu wdrożenia metod OGI do wykrywania wycieków wodoru konieczne są dalsze prace badawcze mające na celu określenie optymalnego znacznika, którego wprowadzenie do gazu nie wpłynie negatywnie na jakość i możliwość wykorzystania wodoru, jako paliwa. Ze względu na fakt, że metody OGI są stosowane jako metody uzupełniające do przenośnych detektorów wycieków, w zakresie nadzoru nad infrastrukturą naziemną gazu ziemnego możliwe jest znalezienie innych alternatywnych metod zdalnej kontroli. Alternatywną metodą zdalnego wykrywania nieszczelności może być metoda obrazowania akustycznego (AGI - acoustic gas imaging) [Holewa-Rataj J. i Kukulska-Zajac E., 2017]. Kamery akustyczne stosowane w metodach AGI wykrywają fale ultradźwiękowe emitowane przez wyciek gazu. Gdy gaz ulatnia się z układu pod ciśnieniem, wytwarza charakterystyczny dźwięk słyszalny i/lub ultradźwięki [Meribout M. i.in., 2020; Lee J.H. i.in., 2024; Liang M. i.in., 2024]. W tym celu kamery akustyczne są wyposażone w układ mikrofonów, które mogą wychwytywać dźwięk z wielu kierunków. Układ ten pozwala urządzeniu na triangulację źródła dźwięku poprzez pomiar czasu, jaki zajmuje dźwiękowi dotarcie do każdego mikrofonu. Przetworzone dane dźwiękowe są następnie wykorzystywane do tworzenia wizualnych reprezentacji źródeł dźwięku. Podstawowymi zaletami wykrywania nieszczelności metodami AGI są krótki czas reakcji i możliwość jednoczesnej oceny wielu komponentów. Pozwala to na skrócenie czasu inspekcji, szczególnie w przypadku złożonych instalacji, gdzie wiele komponentów znajduje się na małej przestrzeni. Drugą istotną zaletą metody wykrywania wycieków z wykorzystaniem kamer akustycznych jest możliwość przeprowadzania inspekcji ze znacznych odległości (do 50 m w zależności od poziomu dźwięku). Umożliwia to pomiary komponentów zlokalizowanych w miejscach trudno dostępnych, np. na wysokościach oraz zwiększa bezpieczeństwo poprzez uniknięcie bezpośredniej ekspozycji operatora na atmosferę potencjalnie wybuchową. Metoda ta nie jest pozbawiona wad do których w głównej mierze należy brak odporności metody na zmiany warunków prowadzenia pomiarów. Zakłócenia spowodowane warunkami atmosferycznymi, deszczem lub gradem oraz występującym w otoczeniu hałasem ultradźwiękowym prowadzić mogą do podwyższenia dolnej granicy wykrywalności wycieku [Moussa N., i.in., 2024].

Metoda AGI stanowi komplementarną metodę wykrywania wycieków wodoru do metody z zastosowaniem przenośnych wykrywaczy szczelności, która umożliwia szybkie wykrywanie dużych wycieków z bezpiecznej odległości, w miejscach trudno dostępnych i potencjalnie niebezpiecznych.

12.3.2. Kontrola infrastruktury podziemnej - gazociągów

Jak wskazano w Rozdziale 12.3.1 do wykrywania szczelności na naziemnej infrastrukturze wodorowej mogą być stosowane analogiczne metody, jak te stosowane aktualnie dla infrastruktury naziemnej występującej w przesyłce i dystrybucji gazu ziemnego. W niektórych przypadkach metody te wymagają jedynie drobnych modyfikacji, w postaci zmiany stosowanego czujnika gazu. Inaczej przedstawia się sytuacja w przypadku kontroli szczelności infrastruktury podziemnej, czyli gazociągów wraz z armaturą, gdyż stosowane w obszarze gazu ziemnego metody kontroli w większości oparte są na technikach optycznych zarówno pasywnych, jak i aktywnych [Kastek M., i.in. 2023; MacMullin S., Rongère F-X., 2023;]. Ze względu na specyfikę cząsteczki wodoru, która nie pochłania promieniowania o długościach fali możliwych do wykorzystania w tych metodach konieczne jest znalezienie rozwiązań dedykowanych dla sieci wodorowych. Do wykrywania szczelności gazociągów transportujących wodór mogą być stosowane:

- metody akustyczne, zarówno te z wykorzystaniem ultradźwięków, jak i infradźwięków,
- metody z wykorzystaniem czujników światłowodowych,
- metody bilansowe.

Wykrywanie wycieków za pomocą czujników emisji akustycznych (AE) to technologia, która pozwala na wykrycie i zlokalizowanie wycieków gazu nawet z niewielkich pęknięć lub perforacji rurociągu [Cui X., i in. 2016; Nicola M. i in. 2018; Ullah, N. i.in 2023]. W porównaniu z innymi technikami wykrywania szczelności gazociągów technika z zastosowaniem czujników akustycznych ma zalety w postaci nieinwazyjności, niskich kosztów, prostej konstrukcji oraz wysokiej czułości. Emisja akustyczna związana z szczelnością infrastruktury gazowej jest spowodowana przez turbulentny wypływ strumienia gazu pod wysokim ciśnieniem przez otwór stanowiący szczelność. Wytwarzany w tym czasie sygnał akustyczny charakteryzuje się szerokim zakresem częstotliwości 1 kHz do 1 MHz, choć większość energii ogranicza się do umiarkowanie wysokich częstotliwości z zakresu 175–750 kHz [Cui X., i in. 2016]. W metodzie akustycznej lokalizowania szczelności, czujniki akustyczne są kluczowymi elementami systemu, dlatego wybór czujnika powinien opierać się na zakresie częstotliwości oraz charakterystyce propagacji sygnału generowanego przez wyciek. Generalnie wybór czujników akustycznych jest wyborem pomiędzy czujnikami wysokiej i niskiej częstotliwości. Czujniki wysokiej częstotliwości mają wyraźną przewagę odporności na hałas otoczenia, który zwykle rozchodzi się w zakresie niskich częstotliwości. Ze względu jednak na fakt, że sygnały o wysokiej częstotliwości są

mocno tłumione podczas propagacji monitorowanie z ich zastosowaniem gazociągów o znacznej długości jest utrudnione [Cui X., i in. 2016]. Przy wykorzystaniu czujników akustycznych do określania miejsca występowania nieszczelności niezmiernie istotna jest właściwa obróbka pozyskiwanych danych. Wyraźny wzrost dokładności w określaniu miejsca wycieku można uzyskać wykorzystując korelację krzyżową z uwzględnieniem takich parametrów jak częstotliwość i czas [Nicola C. I. i.in. 2017; Han X. i.in. 2019; Ciu X. i in. 2016a]. W doborze rozwiązań technicznych w zakresie stosowania metod akustycznych wykrywania nieszczelności pomocna może być norma ISO 18081 Non-destructive testing — Acoustic emission testing (AT) — Leak detection by means of acoustic emission [A-N85]. Należy jednak pamiętać, że obszar zastosowania czujników akustycznych do wykrywania nieszczelności jest obszarem bardzo intensywnie rozwijającym się, stąd też zapisy normy mogą nie odzwierciedlać aktualnych możliwości systemów dostępnych na rynku.

Inną techniką wykrywania nieszczelności na liniowej części rurociągów transportujących wodór jest technika wykorzystująca czujniki światłowodowe [DNV, 2024; Dai, J., i.in. 2025]. Zastosowanie światłowodów do ciągłego monitorowania wycieków gazu opiera się na zjawiskach fizycznych, które występują w miejscu wycieku. Jednym z nich jest zmiana temperatury powstająca w miejscu nieszczelności wynikająca z adiabatycznego rozprężania gazu. Miejscowy spadek temperatury, który występuje w miejscu wycieku, powoduje zmiany w profilu temperatury. W celu wykrycia takich zmian światłowód umieszcza się wzdłuż gazociągu, a następnie przy użyciu impulsów laserowych badany jest profil temperaturowy. Zaletą tej metody jest duża dokładność w lokalizowaniu miejsca wystąpienia nieszczelności [Holewa-Rataj J. i Kukulska-Zajac E. 2017; Sobczak R. i in. 2007; Zhang, S. i.in. 2023]. Technologie światłowodowe są dobrym rozwiązaniem do wykrywania nieszczelności części liniowej gazociągów jednak nie znajdują zastosowania podczas wykrywania nieszczelności z elementów nadziemnych.

Ostatnią grupę metod stanowią metody obliczeniowe wykorzystujące dane wejściowe, takie jak przepływ gazu, ciśnienie, temperatura oraz odpowiednie algorytmy obliczeniowe do wykrywania wycieków [Mandal Ch., 2014; Murvay P.-S. i Silea I., 2012; Mandal P.C., 2014; Sobczak R., 2007]. Najbardziej podstawowe metody należące do tej grupy to metody oparte na bilansie przepływu masy lub objętości na wejściu i wyjściu z badanego odcinka gazociągu [Mandal Ch., 2014; Murvay P.-S. i Silea I., 2012; Sekhavati J. i.in 2022]. Rozbieżność między ilością gazu wpływającego do systemu a ilością zmierzoną na wyjściu może wskazywać na obecność nieszczelności danego sektora gazociągu. Dokładność tej metody zależy od dokładności przyrządów pomiarowych. Ponadto metoda ta daje znacznie lepsze wyniki w przypadku stałych w czasie przepływów gazu. Jeśli odbiór gazu w punktach wyjścia zmienia się w czasie, może to prowadzić do fałszywych alarmów lub wydłużyć czas wykrywania wycieku [Mandal Ch., 2014; Murvay P.-S. i Silea I., 2012; Sekhavati J. i.in 2022]. Prawidłowe działanie

tej metody opiera się głównie na zastosowaniu odpowiednich wartości progowych wskazujących na obecność wycieku. Istotną wadą tej metody jest to, że nie pozwala ona na bezpośrednie wskazanie miejsca wycieku, a jedynie na wskazanie odcinka gazociągu, w którym wystąpił wyciek [Holewa-Rataj J., Kukulska-Zajac E., 2017]. Ulepszeniem metody opartej na bilansie masy lub objętości są metody określane jako RTTM (ang. Real-time transient model methods), czyli modeli stanów przejściowych w czasie rzeczywistym. Metoda ta umożliwia dynamiczną kompensację zmian zachodzących w gazociągu [Mandal Ch., 2014; Murvay P.-S. i Silea I., 2012]. Model stanu przejściowego w czasie rzeczywistym wykrywa nieprawidłowości w przepływającym gazie za pomocą symulacji matematycznych, opartych na podstawowych prawach fizyki, takich jak zasada zachowania masy, zasada zachowania pędu i zasada zachowania energii. Zaobserwowane rozbieżności między wartościami zmierzonymi i obliczonymi stanowią podstawę do stwierdzenia występowania nieszczelności na monitorowanym odcinku gazociągu [Rougier J.N; 2005]. W przypadku sieci wodorowych istniejące dla gazu ziemnego modele matematyczne musiałyby zostać dostosowane do właściwości fizykochemicznych wodoru i ponowienie skalibrowane. Kolejną z metod obliczeniowych jest metoda propagacji fali ujemnego ciśnienia. W metodzie tej wykorzystuje się amplitudę fal ujemnego ciśnienia do uzyskania informacji o natężeniu przepływu i obszarze wycieku. Nagła zmiana gęstości, która następuje w miejscu wycieku powoduje spadek ciśnienia, generując falę ujemnego ciśnienia, która rozprzestrzenia się zarówno w górę, jak i w dół gazociągu, gdzie jest wykrywana przez czujnik ciśnienia. Dokładną lokalizację miejsca wycieku zwykle określa się, mierząc czas potrzebny fali ujemnego ciśnienia na dotarcie do czujników ciśnienia zlokalizowanych w górę i w dół gazociągu [Sekhavati J. i.in 2022; Tian Ch. H i.in 2012; Hinderdael M, 2020]. Inną metodą obliczeniową jest metoda oparta na punktowej analizie ciśnienia. Metoda ta opiera się na założeniu, że w przypadku nieszczelności rurociągu ciśnienie gazu w nim spada [Mandal Ch., 2014; Murvay P.-S. i Silea I., 2012]. Metoda ta wymaga ciągłych pomiarów ciśnienia w różnych punktach wzdłuż gazociągu [Sekhavati J. i.in 2022; Afifi bin Md Akib i.in. 2011]. Czujniki ciśnienia mogą być rozmieszczone w dużych odstępach od siebie, chyba że lokalizacja gazociągu wymusza ich gęstsze rozmieszczenie. Dzieje się tak w przypadku, gdy gazociąg przebiega przez strome wzniesienia. W takim przypadku czujniki ciśnienia powinny być umieszczone w najwyższych punktach gazociągu [Mandal Ch., 2014; Murvay P.-S. i Silea I., 2012]. Aby wykryć nieszczelność w gazociągu, stosuje się porównanie otrzymanych wyników pomiarów ciśnienia gazu w gazociągu z wartością średnią. Jeżeli wynik pomiaru jest niższy od wartości średniej o określoną wartość progową, należy uznać, że badany odcinek gazociągu jest nieszczelny [Mandal Ch., 2014; Murvay P.-S. i Silea I., 2012; Sekhavati J. i.in 2022]. Metoda ta ma jednak liczne wady. Jedną z nich jest to, że nie daje wiarygodnych wyników dla przepływów gazu niestabilnych w czasie. Ponadto hałas generowany na przykład przez pracę zaworów może maskować istniejące

nieszczelności, a także imitować nieszczelności występujące podczas normalnej eksploatacji rurociągu. Rozmiar nieszczelności, którą można wykryć tą metodą, w dużej mierze zależy od objętości gazociągu – im większa objętość gazociągu, tym większe nieszczelności można wykryć tą metodą [Mandal Ch., 2014; Murvay P.-S. i Silea I., 2012].

12.3.3. Kontrola infrastruktury – podsumowanie

Ze względu na właściwości fizykochemiczne wodoru w zakresie jego palności i wybuchowości niezmiernie istotna jest właściwa eksploatacja infrastruktury wodorowej, w której wykrywanie i naprawa wykrytych nieszczelności ujęte będą w postaci odpowiednich procedur/ programów LDAR zakładających cykliczność prowadzonych kontroli. Dodatkowo w przypadku infrastruktury podziemnej, dla której na chwilę obecną nie istnieją dostępne komercyjnie metody pozwalające na efektywną realizację programów LDAR istotne wydaje się wprowadzenie rozwiązań umożliwiających monitorowanie szczelności gazociągów z wykorzystaniem metod obliczeniowych, akustycznych lub z zastosowaniem czujników światłowodowych. Należy przy tym zaznaczyć, że zastosowanie każdej z tych metod wymaga podjęcia odpowiednich działań, na etapie budowy gazociągu lub włączania go do eksploatacji (wyposażenie gazociągu w odpowiednie czujniki, zakup oprogramowania do realizacji obliczeń i symulacji).

12.3.4. Zapewnienie bezpieczeństwa poprzez nawanianie paliwa

Praktyka dodawania nawaniaczy do paliw gazowych jest uznanym na całym świecie środkiem bezpieczeństwa. Proces ten jest szczególnie istotny ze względu na fakt, że zapach gazu jest jedyną cechą łatwo wykrywalną przez użytkowników w sytuacjach zagrażających ich zdrowiu i życiu. Podkreśla to kluczową rolę nawaniania w ostrzeganiu użytkowników o potencjalnych wyciekach gazu, które w innym przypadku są trudne do zidentyfikowania ze względu na naturalną bezwonność i bezbarwność tych paliw [Huszał A., 2016]. Wodór, będąc gazem bezbarwnym i bezwonnym, wymaga użycia odpowiednio dobranych substancji nawaniających, które będą bezpieczne, skuteczne i nie wpłyną negatywnie na właściwości samego wodoru oraz sieci i infrastrukturę gazową. Substancje te muszą być również łatwo wyczuwalne przez człowieka, nawet przy niskich stężeniach, co jest niezbędne do wczesnego wykrywania wycieków, tj. spełniać wymagania stawiane tego typu substancjom określone w normie PN-EN ISO 13734 [A-N86][A-N86]. Utrzymanie określonego poziomu nawonienia w gazie dystrybuowanym do odbiorców jest kluczowym wymogiem jakościowym zapewniającym bezpieczeństwo użytkownika paliwa zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia

6 sierpnia 2022 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego [A-P40].

Do najczęściej stosowanych substancji nawaniających należą zarówno związki zawierające siarkę, takie jak tetrahydrotiofen (THT), siarczek dimetylu (DMS) i merkaptan ter-butyłowy (TBM), jak i związki niesiarkowe takie jak metakrylan (MA), akrylan etylu (EA), oraz etylometylopirazyna (EMP) [Salati E. i in., 2016]. Siarkowe środki nawaniające mogą mieć ograniczone zastosowanie w przypadku nawaniania wodoru ze względu na bardzo niskie limity zawartości siarki w wodorze wykorzystywanym do zasilania ogniw paliwowych [A-N19]. Innymi potencjalnymi substancjami zapachowymi do zastosowań wodorowych są substancje zapachowe zawierające azot, takie jak amoniak i aminy lub kwasy organiczne takie jak kwas octowy lub masłowy [Rowan, S., 2023]. Związki te wykazują jednak również degradację wydajności ogniw paliwowych ze względu na zmniejszenie przewodnictwa protonów przez membranę elektrolityczną. W patencie [Flynn i in., 2013] przedstawili metodę doboru odpowiednich substancji zapachowych do wodoru. Zgodnie z przyjętymi przez nich kryteriami, odpowiednie substancje zapachowe do wodoru powinny znajdować się w fazie gazowej w wykrywalnym stężeniu w warunkach przechowywania wodoru pod ciśnieniem 6000 psi (ok. 41 MPa), zapobiega to wykraplaniu nawaniacza z wodoru nawet pod wysokim ciśnieniem. Substancje zapachowe stosowane jako nawaniacze do wodoru powinny być w wymaganym stężeniu również nietoksyczne zarówno dla ludzi, jak i środowiska. Ponadto substancje zapachowe do wodoru powinny mieć [Flynn i in., 2013]:

- niską rozpuszczalność w wodzie;
- prężność par >0,5 psi (3,4 kPa) w warunkach standardowych;
- niski próg wykrywalności zapachu w fazie gazowej;
- zapach wyczuwalny przez ludzki nos przy stężeniu <1 ppm;
- dobrą stabilność oksydacyjną;
- wystarczającą dyfuzyjność.

Brytyjskie Narodowe Laboratorium Metrologiczne prowadząc badania nad nawanianiem wodoru pod uwagę brało 5 potencjalnych nawaniaczy analizując ich wpływ na zdrowie, środowisko oraz kompatybilność z różnymi zastosowaniami wodoru:

- **Nawaniacz 1** – mieszanina 78% 2-metylopropantiol z 22% siarczek dimetylu,
- **Nawaniacz 2** - mieszanina 25% 2-metylopropantiol z 7,0 % siarczek dimetylu oraz 68% heksanu,
- **Nawaniacz 3** – Tetrahydrotiofen (100%),

- **Nawaniacz 4** – mieszanina 37,4% akrylan etylu z 60,1% akrylan metylu oraz 2,5% 2-etylo-3-metylopirazyne,
- **Nawaniacz 5** - 5-etylideno-2-norbornen.

Wyniki analiz przeprowadzonych przez NPL przedstawiano w Tabeli 12-11.

Tabela 12-11. Potencjalne nawaniacze do wodoru [Murugan, 2020]

właściwość	Nawaniacz 1	Nawaniacz 2	Nawaniacz 3	Nawaniacz 4	Nawaniacz 5
Zdrowie/środowisko	Brak wpływu	Brak wpływu	Brak wpływu	Brak wpływu	Brak wpływu
Wyczuwalność	wysoka	wysoka	wysoka	wysoka	średnia
Kompatybilność z gazociągami	Bardzo dobra	Bardzo dobra	Bardzo dobra	Bardzo dobra	Bardzo dobra
Kompatybilność z urządzeniami spalającymi	Bardzo dobra	Bardzo dobra	Bardzo dobra	Bardzo dobra	Bardzo dobra
Kompatybilność z ogniwami paliwowymi	Brak	Niska	Brak	Niska	Niska
Koszty	Niski	Średni	Średni	Średni	Średni

Jak wynika z danych przedstawionych w Tabeli 12-11 brak jest nawaniaczy wodoru, które są kompatybilne z ogniwami paliwowymi, które znajdują swoje zastosowanie nie tylko w transporcie, ale także jako urządzenia do wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby sektora np. usługowego. Brak kompatybilnych nawaniaczy dla części zastosowań wodorowych skutkuje tym, że na chwilę obecną brak jest spójnej strategii europejskiej dotyczącej tego czy wodór w sieciach gazowych powinien być nawaniany, a jeśli tak to jaki środek nawaniający jest dla niego najbardziej odpowiedni. Przy braku rzetelnych informacji i doświadczeń w tym zakresie wydaje się, że na chwilę obecną nawanianie wodoru nie powinno być rekomendowanym sposobem zapewnienia bezpieczeństwa odbiorcom końcowym. Rozwiązania w tym zakresie powinny zostać wprowadzone dopiero na etapie, w którym wyklarują się główne trendy w nawanianiu wodoru.

13. Określenie technologii łączenia rur

Właściwości połączeń spawanych stali mają fundamentalne znaczenie dla niezawodności i bezpieczeństwa infrastruktury przesyłowej i magazynowej, zwłaszcza w systemach transportu gazów palnych, takich jak wodór. Wysokie wymagania jakościowe wynikają z podatności materiałów na zjawiska takie jak kruchość wodorowa, korozja naprężeniowa, pękanie zmęczeniowe oraz inne mechanizmy degradacyjne. Podczas wykonywania połączeń spajanych (szczególnie spawanych) należy przestrzegać wymagań, warunków badań i kryteriów oceny połączeń spawanych stali na podstawie norm ASME B31.12:2023 [A-N16], EIGA Doc 121/14 [A-N24], Rozporządzenia Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. [A-P35] w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, raportu JRC140673 [Smedberg E. i in., 2025] oraz wytycznych technicznych IGG WT-IGG-3401:2019 [A-N47] i WT-IGG-4501:2023 [A-N48]. Zakres tematyczny obejmuje zarówno wymagania materiałowe i technologiczne, jak i aspekty projektowe, eksploatacyjne i kontrolne. Nie mniej, proces zastosowany do wykonania połączeń spajanych zarówno produkcyjnych (wytwarzanie rur i elementów armatury (zawory, kształtki, kołnierze, łuki indukcyjne i zimnogięte)) jak również prowadzone prace montażowe wymagają zastosowania technologii zweryfikowanej pod kątem możliwości wykonywania połączeń odpornych na działanie wodoru, jak również spełniających kryteria zawarte w wymaganiach dla spawania operatorów sieci gazociągowych dla poszczególnych zakresów ciśnień z uwzględnieniem szczegółowych wymagań zawartych w dalszej części. W związku z brakiem polskich przepisów prawa, w zakresie ograniczeń dotyczących metod spajania materiałów, nie występują ograniczenia w tym zakresie, przy czym należy zwrócić uwagę, że najkorzystniejsze właściwości uzyskuje się w procesie spawania łukowego oraz spawania wiązką laserową i elektronów. W przypadku procesów zgrzewania zalecane są procesy zgrzewania rezystancyjnego lub przewodnościowego (wyłącznie dla tworzyw sztucznych). Technologie w tym zakresie należy każdorazowo uzgadniać z projektantem i operatorem sieci wodorowej lub instalacji wodorowej, a następnie poddać kwalifikowaniu wg odpowiednich norm związanych. W przypadku procesów spawania technologie łączenia montażowego należy oprzeć na doświadczeniach i wytycznych operatorów sieci gazociągowej na gaz ziemny z uwzględnieniem wymagań wskazanych dla materiałów w p. 8.2 oraz poniżej.

Wodór jako medium przesyłowe stawia szczególne wymagania względem trwałości złączy spawanych. Zjawiska takie jak dyfuzja atomowego wodoru do spoiny, tworzenie pułapek wodorowych i inicjacja pęknięć przyspieszają procesy uszkodzeń. Materiał złącza oraz strefa wpływu ciepła (HAZ) są szczególnie narażone na kruchość i degradację. Charakterystyczne cechy wodoru to bardzo mała cząsteczka, wysoka przenikalność oraz zdolność do dyfuzji w strukturze krystalicznej metali. Zjawiska

te prowadzą do powstawania mikropęknięć, które w warunkach obciążenia mogą ulec propagacji i skutkować katastrofalnym uszkodzeniem.

W raporcie JRC140673 [Smedberg E. i in., 2025], wskazuje się, że najbardziej narażonymi obszarami spoiny są granice ziaren, wtrącenia niemetaliczne oraz strefa przejściowa pomiędzy materiałem rodzimym a spoiną, gdzie występuje największa różnica mikrostruktury i twardości. Te miejsca są preferencyjne dla lokalizacji atomów wodoru i tworzenia tzw. "hydrogen traps", co sprzyja inicjacji pęknięcia wodorowego.

Zgodnie z ASME B31.12:2023 [A-N16] oraz EIGA Doc 121/14 [A-N24], dopuszcza się stosowanie jedynie materiałów podstawowych i dodatkowych udokumentowanych jako odporne na wodór. Do grup zalecanych należą stale austenityczne typu 304L, 316L, stale ferrytyczne niskowęglowe, stale duplex oraz niektóre stale mikrostopowe. Kluczowe parametry to niska zawartość węgla ($C < 0,03\%$), obecność stabilizatorów fazy austenitycznej (np. nikiel, mangan), odpowiednia zawartość chromu ($Cr > 18\%$) oraz kontrolowana zawartość azotu. W przypadku stosowania stali niestopowych lub mikrostopowych należy stosować dodatkowe wymagania zawarte w p. 8.2.1.

Materiał dodatkowy (spoiwo) powinien być zgodny z materiałem rodzimym pod względem składu chemicznego i właściwości mechanicznych. W przypadku połączeń różnorodnych (np. stal ferrytyczna – stal austenityczna) wymagane jest zastosowanie przejściowych warstw buforowych oraz dobór spoiw o wysokiej odporności na pękanie.

Dla każdej technologii spawania, niezależnie czy jest to metoda TIG (14), MIG/MAG (13), SMAW (11), SAW (12), czy wysokoenergetyczne techniki takie jak spawanie laserowe, plazmowe czy hybrydowe, konieczne jest wykonanie pełnej dokumentacji technologicznej, w tym:

- WPS (Welding Procedure Specification),
- WPQR (Welding Procedure Qualification Record),
- WePQR (Welder Performance Qualification Record),
- listy kontrolne materiałów, potwierdzenia spełnienia wymagań dla złączy (jakości spoin), zestawienia badań itp.

Złącza spawane muszą być wykonywane w warunkach kontrolowanych. Czynniki mające wpływ na jakość spoin to temperatura otoczenia, wilgotność powietrza, czystość powierzchni i elementów, stabilność źródła ciepła oraz sposób prowadzenie łuku należy udokumentować i uwzględnić w wymaganiach podczas kwalifikowania technologii.

Dla stali ferrytycznych odpornych na korozję, martenzytycznych i utwardzanych wydzieleniowo oraz stopowych (Cr-Mo) może być wymagane podgrzewanie wstępne (preheating) do temperatury w zakresie 100–300°C w zależności od zawartości węgla. Po spawaniu, w celu uniknięcia powstawania

twardych struktur (np. bainitu, martenzytu), wykonuje się obróbkę cieplną – wyżarzanie normalizujące, odprężające lub odpuszczanie [Wesołowski K., 1978].

Stale austenityczne stabilizowane (347) wymagają każdorazowej obróbki cieplnej złączy w temperaturze 900-920°C, chyba, że specyfikacja stali wskazuje inaczej. Podczas obróbki cieplnej należy zachować osłonę powierzchni przed niekorzystnym oddziaływaniem powietrza mogących doprowadzić do powstania twardych i kruchych warstw tlenkowych. W przypadku ich utworzenia na powierzchni dopuszcza się ich usunięcie poprzez szlifowanie mechaniczne aż do całkowitego zaniku wraz z wymogiem zachowania czystości instalacji przyległych, jeżeli są wykonane ze stali odpornych na korozję. Obróbka cieplna wraz z ewentualną naprawą powierzchni wymaga opracowania odrębnej procedury. Szlifowanie nie może doprowadzić do pocieniania ścianki poniżej wartości wymaganej w projekcie.

Dla stali austenitycznych nie jest wymagana obróbka cieplna, ale kluczowe znaczenie ma kontrola ilości ferrytu delta, którego zawartość nie powinna przekraczać 10%, aby uniknąć kruchości wodorowej.

Obróbka cieplna musi być kontrolowana np. za pomocą termopar, a jej przebieg dokumentowany. Czas i temperatura obróbki muszą być zgodne z normami materiałowymi i technologicznymi zależnymi od gatunku materiału, technologii i wytwarzaniu i stanu dostawy wyrobu.

Badania nieniszczące stanowią podstawę kwalifikacji złączy. Zakres badań zależy od klasy ciśnieniowej instalacji, lokalizacji, rodzaju medium (w szczególności stopnia czystości) oraz funkcji technicznej złącza. Zaleca się poddanie badaniu każdego złącza na całej jego długości (100%) przy wykorzystaniu co najmniej dwóch metod, powierzchniowej (VT/PT/MT) oraz metody RT a tam, gdzie to możliwe łącznie z UT.

Zastosowanie znajdują następujące metody:

- Badania wizualne (VT): wykonywane zgodnie z normą PN-EN ISO 17637 [A-N54], pozwalają na ocenę zewnętrznego wyglądu spoiny, jej symetrii, szerokości, obecności odprysków, podtopień itp.
- Badania penetracyjne (PT): wykonywane zgodnie z PN-EN ISO 17635 [A-N51] wraz z normami związanymi dla wykrywania nieciągłości powierzchniowych, takich jak mikropęknięcia, porowatości, podtopienia.
- Badania magnetyczno-proszkowe (MT): wykonywane zgodnie z PN-EN ISO 17638 [A-N55] wraz z normami związanymi dla wykrywania nieciągłości powierzchniowych i podpowierzchniowych w materiałach ferromagnetycznych.
- Badania radiograficzne (RT): wykonywane zgodnie z PN-EN ISO 17636-1,2 [A-N52], [A-N53] wraz z normami związanymi dla wykorzystywane do wykrywania nieciągłości

wewnętrznych – braków przetopu, pęcherzy gazowych, wtrąceń niemetalicznych. Wymagają szczegółowego planu badań, ekranowania, dawek i dokumentacji zdjęć.

- Badania ultradźwiękowe (UT): metoda alternatywna lub uzupełniająca RT, wykonywane zgodnie z normą wyrobu badanego wraz z normami związanymi dla pozwalająca wykrywać pęknięcia, nieciągłości laminatowe, zmiany struktury wewnętrznej spoiny.

Badania NDT może prowadzić wyłącznie certyfikowany personel badań nieniszczących wg PN-EN ISO 9712 [A-N56]. Każda metoda badań posiada zdefiniowane poziomy akceptacji niezgodności spawalniczych wg PN-EN ISO 5817 [A-N57] (poziomy B, C, D), przy czym dla infrastruktury krytycznej wymagany jest poziom najwyższy B niezależnie od ciśnienia.

Pomiary twardości metodą Vickersa (HV10) powinny być stosowane do weryfikacji osiągnięcia twardości nie przekraczającej 250 HV dla zastosowań wodorowych, o ile inne kryteria dla gatunku stali nie wskazują inaczej. W pomiarze twardości elementów o grubości ścianki poniżej 10 mm nie zaleca się stosowania urządzeń przenośnych, o ile nie zostaną skalibrowane na wzorcach z materiału i o kształcie materiału kontrolowanego.

W procedurze kwalifikowania technologii spawania (np. wg PN-EN ISO 15614-1 [A-N58]) zaleca się stosowanie każdorazowo:

- próby statycznego rozciągania,
- próby zginania poprzecznego i podłużnego,
- próby udarnościowe w temperaturach ujemnych (do -60°C), o ile nie określono w projekcie inaczej,
- metalograficznych obejmujących przełomy próbek z badań wytrzymałościowych i udarnościowych dla oceny charakteru przełomu oraz określenia jego udziału procentowego, mikrostruktury w spoinie, strefie wpływu ciepła i materiału rodzimego wraz z oceną obecności wydzielen, zanieczyszczeń i pęknięć mikrostrukturalnych. Obecność pęknięć każdorazowo dyskwalifikuje minimum złącze, a w przypadku twierdzenia w więcej niż badaniach stosowaną technologię spawania. Próbki do badań metalograficznych na etapie kwalifikowania technologii muszą obejmować minimum 2 próbki z każdego złącza próbnego pobierane z początku i środka długości spoiny oraz powinny być wykonane dla minimum 3 złączy próbnych wykonanych z zastosowaniem tego samego pWPS (WPS). Złącze próbne stanowi złącze wykonywane w procesie kwalifikowania technologii wg PN-EN 15614 [A-N58] lub w przypadku armatury (zawory, kształtki, kołnierze, łuki indukcyjne i zimnogięte) spoinę wykonaną w wyrobie.

Kryteria akceptacji podczas kwalifikowania technologii uzależnione są od zastosowanej technologii łączenia, właściwości materiału zastosowanego na wyrób z uwzględnieniem wymagań zawartych w p. 8 oraz szczegółowych warunków i wymagań dla elementów projektowanej instalacji (p. 12.1 i 12.2) i wymagają uwzględnienia w projekcie lub uzgodnienia z wykonawcą instalacji lub dostawcą armatury (zawory, kształtki, kołnierze, łuki indukcyjne i zimnogięte).

Badania kwalifikacyjne wykonywane są na próbkach zgodnych z PN-EN ISO 15614 [A-N58] lub ASME BPVC, Sekcja VIII i IX [A-N49], [A-N50], przy czym szczególną uwagę zwraca się na odwzorowanie rzeczywistych warunków eksploatacyjnych w tym m.in. ciśnienie, temperatura, gaz przesyłowy, cykle obciążeniowe. Warunki te należy określić przed rozpoczęciem prac projektowych wraz z określeniem metod weryfikacji i zakresów weryfikacji poszczególnych parametrów.

W przypadku instalacji wodorowych każda nieciągłość traktowana jest jako potencjalne miejsce inicjacji propagacji pęknięcia, a tym samym wymagania dla poziomów akceptacji mogą być opierane na zaokrąglonych kryteriach zawartych w projekcie lub innych dokumentach, gdzie nie uwzględnienie ich w procesie kwalifikowania technologii spawania wyklucza technologię ze stosowania.

Szczegółowe wymagania dla spawania wynikają z metody projektowania instalacji i ujęte są w ASME B31.12:2023 [A-N16] wraz z odniesieniem do dokumentów związanych. Zgodnie z obowiązującymi w Polsce praktykami w zakresie wymagań operatorów sieci przesyłowych dla spawania rurociągów są one odpowiednie i wymagają ograniczenia równoważnika węgla do 0,43% i twardości dla złączy spawanych do 250 HV wraz z uwzględnieniem wymagań szczegółowych wymagań zawartych w niniejszym opracowaniu.

Tworzywa sztuczne należy łączyć zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa dla instalacji gazu ziemnego, przy czym technologia łączenia oraz stosowane materiały należy potwierdzić za zgodność z warunkami projektowymi i środowiskiem transportu lub magazynowania wodoru.

Kompozyty w tym rury i zbiorniki należy łączyć w oparciu o technologie dedykowane przez wytwórcę komponentów. Wytwórca powinien przed przystąpieniem do realizacji prac montażowych wykazać warunki niezbędne dla spełnienia podczas realizacji prac, kompetencje personelu montażowego wraz z warunkami kontroli i oceny poprawności wykonania połączeń.

14. Strefy zagrożenia wybuchem

14.1. Strefy zagrożenia wybuchem – informacje ogólne, zasady klasyfikacji

Wyznaczanie stref zagrożenia wybuchem ma na celu określenie miejsc ich występowania, kształtu i zasięgu, a także ich oznakowanie zgodnie z obowiązującą klasyfikacją w dokumentacji technicznej i w terenie, oraz zapewnienie zgodności z pozostałymi wymaganiami techniczno-prawnymi. W celu zapobiegania wybuchom i zapewnienia ochrony przed wybuchami powinny być podjęte środki techniczne i organizacyjne zgodnie z następującymi podstawowymi zasadami [A-P44]:

- zapobieganie tworzeniu atmosfer wybuchowych lub tam, gdzie na to nie pozwala rodzaj działalności,
- unikanie zapłonu atmosfer wybuchowych,
- ograniczanie szkodliwych skutków wybuchu w celu zapewnienia zdrowia i bezpieczeństwa pracowników.

Środki bezpieczeństwa przemysłu gazowego obejmują bezpieczną infrastrukturę gazową, jak również bezpieczne korzystanie z gazu. Działania koncentrują się na minimalizacji sytuacji niebezpiecznych, takich jak wybuchy, przez zapobieganie powstawaniu atmosfery wybuchowej i unikaniu zapłonu tam, gdzie nie można bezpiecznie wykluczyć tworzenia się niebezpiecznych atmosfer wybuchowych. Ogólne zasady zapobiegania wybuchom i ochrony przed wybuchem są przedstawione w dyrektywie europejskiej 1999/92/WE [A-P45]. Postanowienia podane w tej dyrektywie są szczegółowo opisane w przepisach krajowych tj. Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 8 lipca 2010 r. w sprawie minimalnych wymagań, dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy, związanych z możliwością wystąpienia w miejscu pracy atmosfery wybuchowej [A-P44], które nakłada obowiązek wyznaczenia stref zagrożenia wybuchem i dokonania oceny zagrożenia wybuchem. Dyrektywa 1999/92/WE dotyczy bezpieczeństwa i higieny pracy pracowników w środowisku atmosfery wybuchowej i jest stosowana w miejscach zagrożonych wybuchem, w których działają systemy i certyfikowane urządzenia, a użytkownicy są w konsekwencji narażeni na ich działanie. Odnosi się do minimalnych przepisów mających na celu poprawę zachowania bezpieczeństwa i zdrowia tych pracowników. Pracodawca musi wydzielić obszary, w których atmosfera wybuchowa może tworzyć strefy. Aby określić rodzaj strefy, jej wymiary i cechy tam, gdzie są lub mogą być obecne gazy łatwopalne, obowiązują wymagania EN. Podstawowym wymaganiem w celu zapobiegania tworzeniu się atmosfer wybuchowych jest szczelność gazowa sieci gazowej i wszystkich elementów sieci poddanych ciśnieniu. Tam, gdzie tylko jest to możliwe, część infrastruktury gazowej przenoszącej gaz projektuje się i eksploatuje tak, by była trwale technicznie gazoszczelna. Tam, gdzie nie można uniknąć bezpiecznego uchodzenia gazu, gaz

powinien być wypuszczony w bezpieczny sposób do atmosfery, z uwzględnieniem odpowiednich norm europejskich.

Informacje o klasyfikacji stref, sposobie ustalania wymiarów stref zagrożenia wybuchem oraz warunki dla obszarów zagrożonych wybuchem są przedstawione w normie PN-EN IEC 60079-10-1:2021 [A-N75] zharmonizowanej z Dyrektywą 2014/34/UE (ATEX) [A-P46], która określa wymagania dla sprzętu i systemów ochronnych przeznaczonych do stosowania w potencjalnie wybuchowych atmosferach. Wprowadza ona zasady dotyczące projektowania, produkcji i wprowadzenia do obrotu urządzeń oraz systemów zabezpieczeń przeznaczonych do stosowania w takich środowiskach. Dotyczy to także urządzeń przeznaczonych do pracy poza strefą, jeżeli są wymagane lub przyczyniają się do bezpiecznego funkcjonowania urządzeń i systemów ochronnych. Zgodnie z dyrektywą ATEX atmosfera wybuchowa oznacza mieszaninę z powietrzem, w warunkach atmosferycznych, substancji palnych w postaci gazu, oparów, mgły lub pyłu, w której po nastąpieniu zapłonu spalanie rozprzestrzenia się na całą niespaloną mieszaninę. Z kolei atmosfera potencjalnie wybuchowa oznacza atmosferę, która w zależności od warunków lokalnych i ruchowych może stać się wybuchowa. Zatem atmosfera wybuchowa powstaje, gdy w powietrzu znajduje się łatwopalna substancja w postaci gazu, mgły, pary lub pyłu w odpowiednim stężeniu, a jednocześnie wystąpi źródło zapłonu. Nawet niewielka iskra, ładunek elektrostatyczny czy nawet przegrzany element mechaniczny może wywołać reakcję łańcuchową, prowadzącą do gwałtownej eksplozji. W publikacji [Livio de Santoli et al.,2017] odniesiono się do kwestii bezpieczeństwa przeciwybuchowego. Dyrektywa ATEX jest skierowana do producentów urządzeń, które będą używane w obszarach o potencjalnie wybuchowej atmosferze i w związku z tym urządzenia te muszą być certyfikowane. Dlatego specyfikacje techniczne są obowiązkowe i zostały zaimplementowane do przepisów krajowych przez Rozporządzenie Ministra Rozwoju z dnia 6 czerwca 2016 r. w sprawie wymagań dla urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej [A-P47].

Przeciwybuchowość jest pojęciem bardziej ogólnym niż iskrobezpieczeństwo. Wszelkiego rodzaju urządzenia pracujące w strefie zagrożonej wybuchem muszą być zaprojektowane, wyprodukowane i użytkowane tak, aby w czasie normalnej pracy oraz w czasie awarii prawdopodobieństwo wybuchu substancji palnych w postaci mieszaniny gazu, pary, mgły lub pyłu z powietrzem, występujących stale lub sporadycznie, było minimalne. Aby doszło do wybuchu, muszą wystąpić określone warunki. Powstanie samopodtrzymującej się reakcji spalania można przedstawić graficznie jako trójkąt palności w przypadku gazów i cieczy. Zgodnie między innymi z dyrektywą 1999/92/WE i normą PN-EN IEC 60079-10-1, strefy zagrożenia wybuchem dla gazów i par dzielą się na:

- strefa 0: przestrzeń, w której atmosfera wybuchowa występuje stale, często lub przez długie okresy,

- strefa 1: przestrzeń, w której atmosfera wybuchowa może czasami wystąpić w trakcie normalnego działania,
- strefa 2: przestrzeń, w której atmosfera wybuchowa nie występuje w trakcie normalnego działania, a jeśli wystąpi, utrzymuje się przez krótki okres.

Zaleca się przeprowadzanie szczegółowej analizy ryzyka, aby dostosować środki bezpieczeństwa ze względu na obecność czystego wodoru. Zaleca się, aby procedury reagowania w sytuacjach awaryjnych były dostosowane do wodoru. Oceny ryzyka zgodne z normą ATEX skutkują klasyfikacją stref niebezpiecznych i wynikającą z tego potrzebą stosowania urządzeń przeciwybuchowych o odpowiednich specyfikacjach projektowych dla wodoru. Wszystkie znane gazy klasyfikuje się do grup na podstawie minimalnej energii zapłonu (MIE), która jest ilością energii potrzebną do zapalenia gazu za pomocą iskry elektrycznej. Grupa IIC ma najniższy MIE, co oznacza, że gazy w tej grupie są wysoce lotne i łatwo zapalne. Gazy w grupie IIC obejmują wodór, acetylen i dwusiarczek węgla. Z kolei grupa IIA zawiera gazy takie jak propan i butan, a grupa IIB zawiera etylen i eter etylowy, które nie są tak lotne i łatwo zapalne. Grupa IIC jest zatem najsurowszą z grup gazowych, a sprzęt oznaczony do użytku w obszarach IIC może być również używany w obszarach IIB i IIA. W przypadku wodoru, który należy do grupy gazów IIC (najbardziej niebezpiecznej pod względem wybuchowości), szczególne środki ostrożności są wymagane nawet w strefach 2.

14.1.1. Grupy i kategorie urządzeń

W dyrektywie ATEX jak również w rozporządzeniu [A-P47] została podana klasyfikacja grupy urządzeń, ze względu na miejsce przeznaczenia oraz kategorie urządzeń, ze względu na wymagany poziom zabezpieczenia przeciwybuchowego.

Kategoria urządzeń dla gazów jest klasyfikowana następująco:

- Kategoria 1: urządzenia, które mogą zapewniać bardzo wysoki poziom zabezpieczenia (najwyższy stopień ochrony) i przeznaczone są do pracy w strefie 0 (oznakowanie 1G).
- Kategoria 2: urządzenia, które mogą zapewniać wysoki poziom zabezpieczenia i przeznaczone są do pracy w strefie 1 (oznakowanie 2G).
- Kategoria 3: urządzenia, które mogą zapewniać normalny poziom zabezpieczenia (podstawowy stopień ochrony) i przeznaczone są do pracy w strefie 2 (oznakowanie 3G).

W Tabeli 14-1. przedstawiono podział urządzeń ze względu na grupę oraz dopuszczalną dla poszczególnych grup kategorię zabezpieczenia przeciwybuchowego.

Tabela 14-1. Podział urządzeń ze względu na grupę i kategorię zabezpieczenia przeciwwybuchowego.

Grupa urządzeń		Kategoria urządzeń
Grupa I	Urządzenia przeznaczone do pracy w wyrobiskach podziemnych kopalń i w częściach instalacji powierzchniowych tych kopalń	1, 2
Grupa II	Urządzenia (dla pozostałych sektorów) przeznaczone do stosowania w innych miejscach zagrożonych występowaniem atmosfery wybuchowej	1, 2, 3

14.1.2. Rodzaj zabezpieczenia urządzeń

Klasyfikację oraz wymagania odnośnie do zabezpieczenia urządzeń przedstawiają odpowiednio normy PN-EN 60079-1 [A-N76], PN-EN 60079-7 [A-N77] i PN-EN IEC 60079-11 [A-N78]. Dla gazów najpowszechniej występującej poniższa klasyfikacja ochrony urządzeń:

- Ex „d” (a, b, c) – obudowa ognioodporna (ognioszczelna, przeciwwybuchowa).
- Ex „e” (b, c) – wzmocnione bezpieczeństwo (budowa wzmocniona).
- Ex „i” (a, b, c) – iskrobezpieczeństwo.

Urządzenia elektryczne z typem ochrony np. Ex ia to urządzenia kategorii 1G i ze względu na bardzo wysoki stopień ochrony, mogą być stosowane w strefie 0, 1 i 2 zagrożenia wybuchem. Urządzenia elektryczne z typem ochrony Ex d to urządzenia kategorii 2G z wysokim stopniem ochrony przeciwwybuchowej, które mogą być stosowane w strefach 1 i 2.

14.1.3. Grupa wybuchowości gazu

Kolejno należy sklasyfikować grupę wybuchowości gazu, która określa klasę substancji palnych, z jakimi urządzenie może bezpiecznie pracować. Gazy palne mają przypisane podgrupy wybuchowości IIA, IIB lub IIC. Określa się je m.in. na podstawie badania maksymalnej szczeliny gaszącej (MESG – Maximum Experimental Safe Gap) lub minimalnego prądu zapalającego (MIC – Minimum Ignition Current). IIC to najwyższa kategoria (najbardziej wybuchowe gazy, w tym wodór). Niższe kategorie (np. IIA, IIB) dotyczą mniej „agresywnych” pod względem wybuchowości substancji.

14.1.4. Klasa temperaturowa

Przy klasyfikacji urządzeń stosowanych w strefach zagrożenia wybuchem należy również określić również maksymalną temperaturę, jaką może osiągać urządzenie na powierzchni obudowy, co ma kluczowe znaczenie w zapobieganiu zapłonowi substancji o określonych temperaturach (np. T1, T2, T3,

T4, T5, T6), gdzie T6 – oznacza najniższą temperaturę maksymalną (do 85°C), czyli najwyższy poziom bezpieczeństwa.

14.1.5. Poziom zabezpieczenia

Ostatnim z parametrów klasyfikujących urządzenia jest poziom ochrony urządzenia. Poziom zabezpieczenia EPL przypisany urządzeniu oparty na prawdopodobieństwie, że stanie się ono źródłem zapłonu. Dla gazów (poza zakładami górniczymi w grupie II) występuje klasyfikacja na poziom Ga, Gb i Gc, gdzie:

- **Ga** – bardzo wysoki poziom bezpieczeństwa (strefa 0, 1 lub 2). Urządzenie nie powoduje żadnych efektywnych źródeł zapłonu nawet podczas rzadko występującego wadliwego działania.
- **Gb** – wysoki poziom bezpieczeństwa (strefa 1 lub 2). Urządzenie nie powoduje żadnych efektywnych źródeł zapłonu nawet podczas spodziewanego występującego wadliwego działania.
- **Gc** – podwyższony poziom bezpieczeństwa (strefa 2). Urządzenie nie powoduje żadnych efektywnych źródeł zapłonu podczas normalnego działania.

Biorąc pod uwagę wszystkie parametry do klasyfikacji można określić przykładowy poziom zabezpieczeń i sposób znakowania dla urządzeń w strefie wybuchowej dla wodoru np. II 2G Ex ia IIC T4 Ga, co oznacza:

- **II** – grupa urządzenia (zastosowanie poza zakładami górniczymi).
- **2G** – kategoria urządzenia (wysoki poziom bezpieczeństwa dla gazów, strefa 1 lub 2).
- **Ex ia** – rodzaj ochrony urządzenia (iskrobezpieczeństwo).
- **IIC** – grupa wybuchowości (wodór).
- **T4** – klasa temperaturowa urządzenia (maksymalna temperatura powierzchni do 135°C).
- **Ga** – najwyższy poziom ochrony dla gazów (EPL).

14.2. Charakterystyka wodoru i wymagania szczególne Ex dla wodoru

Wodór charakteryzuje się unikalnymi właściwościami, które wpływają na projektowanie stref zagrożenia wybuchowego i bezpieczeństwo. Ze względu na małą masę cząsteczkową, wodór jest najlżejszym gazem, co powoduje jego szybkie unoszenie się i gromadzenie pod sufitami lub w zamkniętych przestrzeniach. Wysoka przenikalność wodoru powoduje, że wodór może przenikać przez materiały, które są szczelne dla innych gazów, co zwiększa ryzyko wycieków. Z kolei szeroki zakres granic wybuchowości dla stężeń wodoru od 4% do 77% w powietrzu oznacza, że nawet niewielkie

wycieki mogą stworzyć atmosferę wybuchową. Bardzo istotne znaczenie ma również wysoka łatwopalność wodoru, dla którego temperatura samozapłonu wynosi 560°C. Należy podjąć środki ostrożności, aby zapewnić, że wycieki wodoru nie będą narażone na kontakt z gorącymi powierzchniami. W Tabeli 14-2 zestawiono porównanie właściwości metanu i wodoru, ze względu na istotne parametry bezpieczeństwa przeciwwybuchowego.

Tabela 14-2. Właściwości wodoru i gazu ziemnego [A-N79]

Parametr	Metan	Wodór
Gęstość względna (powietrze = 1)	0,55	0,07
Granice palności [ułamek molowy, w %]	4,4–17	4,0–77
Energia zapłonu [mJ]	0,26	0,017
Maksymalny doświadczalny prześwit szczeliny (MESG) [mm]	1,14	0,29
Grupa wybuchowości	II A	II C
Temperatura zapłonu [°C]	595	560
Klasa temperaturowa	T1	T1
Minimalna energia zapłonu (MIE) [mJ]	0,23	0,02
Energia spalania górna/dolna [MJ/m ³]	40/36	13/11
Liczba Wobbego (dolna i górna) [MJ/m ³]	48 - 54	41- 48
Ciepło spalania [kJ/mol, w 20 °C]	891	286
Kolor płomienia	niebieski	bezbarwny
Masa cząsteczkowa [g/mol]	16	2
Wielkość cząsteczki [pm]	220	75
Współczynnik dyfuzji w powietrzu [10 ⁻⁴ m ² /s]	0,61	0,20
Absorpcja w podczerwieni	tak	nie
Współczynnik Joule’a-Thomsona [K/bar]	0,4	-0,03
Prędkość dźwięku [m/s]	388 ^a	1 203

Szybkość dyfuzji gazu, wynikająca z siły wyporu, jest proporcjonalna do jego gęstości w stosunku do gęstości powietrza. Wodór jest gazem lżejszym od powietrza, który dyfunduje szybko, z tendencją do unoszenia się ku górze. Jednak w miarę dyfuzji gazu gęstość objętościowa danej objętości będzie zbliżać się do gęstości powietrza. Wraz ze spadkiem stężenia wodoru (gęstość objętościowa będzie zbliżać się do gęstości powietrza) niskie stężenie wodoru będzie przemieszczać się wraz z powietrzem. Duże ilości wodoru mogą gromadzić się w przestrzeniach nadziemnych. Uwolniony wodór może tworzyć kieszenie gazowe we wnękach, szczytach dachów i lukarnach, które zazwyczaj są słabo wentylowane. Z drugiej strony, stosunkowo małe otwory w takich przestrzeniach umożliwią ucieczkę wodoru i mogą wystarczyć, aby zapobiec jego koncentracji z powodu uwolnienia małej objętości [A-N75].

Temperatura zapłonu czystego wodoru i gazu ziemnego jest tego samego rzędu wielkości i z tego względu nie będzie znaczącego wpływu na możliwy zapłon na gorących powierzchniach i klasę temperaturową wyposażenia. Uwolnienie wodoru zazwyczaj skutkuje powstaniem smugi strumieniowej w kierunku punktu uwolnienia. Po rozproszeniu pędu strumienia, smuga będzie się wznosiła bardziej pionowo i generalnie rozproszy się w dobrze wentylowanym otoczeniu, nie powodując żadnych szkód. W spokojnych warunkach, gazy o znacznie mniejszej gęstości od powietrza,

w szczególności wodór, uwalnianie z małą prędkością, będą miały tendencję do przemieszczania się ku górze. Z czasem turbulencje atmosferyczne spowodują, że uwolniony gaz zmiesza się z powietrzem i stanie się neutralnie wyporny. Gaz lub para o gęstości niewiele różniącej się od gęstości powietrza są uważane za neutralnie wyporne. Uwolnienie wodoru w wyższych ciśnieniach początkowo spowoduje uwolnienie strumieni gazu, które będą się mieszać turbulentnie z otaczającym powietrzem i porywać powietrze w strumień. Uwolnienie dużej ilości wodoru może utworzyć pióropusz o rosnącym stężeniu wodoru w kierunku środka pióropusza. Obszary mieszanin wodoru z powietrzem o niższym stężeniu wymagają większej energii inicjacji zapłonu niż obszary o wyższym stężeniu w kierunku środka pióropusza. Ruch i para wodna w pióropuszu również spowodują większą energię inicjacji w porównaniu z mieszaniną o tym samym składzie, czyli suchą i nieruchomą. W związku z tym, gdy pióropusz wodoru unosi się, zewnętrzne obszary pióropusza (obszary, w których prawdopodobnie wystąpi źródło zapłonu) są mniej podatne na zapłon w porównaniu z mieszaninami o prawie stechiometrycznym składzie.

Wodór może powodować niedobór tlenu. Mieszanina wodoru w powietrzu może być bezpieczna do oddychania przez krótki czas, ale atmosfera będzie powyżej dolnej granicy palności (LFL), co spowoduje powstanie atmosfery potencjalnie wybuchowej.

Płomienie wodoru, o ile nie są zanieczyszczone, są bardzo trudne do zaobserwowania w świetle dziennym. Ta właściwość, w połączeniu z niską emisyjnością i bardzo niską emisją promieniowania podczerwonego, sprawia, że spalanie wodoru jest trudne do wykrycia do momentu fizycznego kontaktu z płomieniem. Spalanie wodoru w powietrzu wytwarza również promieniowanie ultrafioletowe (UV), które może powodować skutki podobne do nadmiernej ekspozycji na słońce. Bezpośrednia ekspozycja na płomienie wodoru powoduje natychmiastowe oparzenia. Wodór bardzo łatwo ulega zapłonowi w miejscu uwolnienia, co zazwyczaj wiąże się z ryzykiem zapłonu i/lub pożaru. W przypadku wystąpienia niewielkich wycieków z elementów sieci, mogą się zapalić i pozostawać niezauważone do czasu wejścia personelu konserwacyjnego na teren. Zapalona chmura wodoru szybko cofnie się do źródła. Z punktu widzenia kontroli zagrożeń, pożar wodoru zlokalizowany w miejscu jego źródła lub wycieku jest często korzystniejszy niż rosnąca chmura wodoru.

Wodór magazynowany pod wysokim ciśnieniem w przypadku uwolnienia zwykle tworzy strumień gazu. Jeśli dojdzie do zapłonu, powstanie głośny strumień niemal niewidocznego płomienia, który będzie niezwykle niebezpieczny dla wszystkiego, co znajdzie się na jego drodze. W systemach wysokociśnieniowych z połączeniami podatnymi na nieszczelności należy rozważyć zastosowanie dodatkowych środków kontroli.

Inne właściwości wodoru, np. górna granica wybuchowości (UEL), minimalna energia zapłonu (MIE) lub maksymalna bezpieczna szczelina doświadczalna (MESG) są bardziej krytyczne niż właściwości gazu ziemnego pod względem zapobiegania wybuchom. Parametry te wymagają szczególnej uwagi podczas oceny ryzyka.

Wodór jako gaz łatwopalny o szerokim zakresie stężeń wybuchowych, wymaga szczególnej uwagi przy projektowaniu i eksploatacji infrastruktury przesyłowej. Wodór wybucha z ogromną energią – wystarczy niewielka ilość gazu, aby spowodować poważne zniszczenia, które mogą prowadzić do topnienia materiałów oraz kolejnych pożarów i eksplozji w otaczającym obszarze. Bardzo duży zasięg wybuchu wodoru i duża prędkość płomienia sprawiają, że gwałtowny wzrost ciśnienia powstający w wyniku wybuchów wodoru ma szczególne znaczenie dla specyfikacji ochrony przeciwybuchowej. Ponadto wodór ma bardzo niską minimalną energię zapłonu wynoszącą zaledwie 0,0017 mJ przy mieszance stechiometrycznej. Oznacza to, że może być łatwo zapalony przez większość źródeł [Hydrogen and the facts, 2025].

Wiele cennych informacji dotyczących skutków wycieku oraz oceny ryzyka dla gazociągów transportujących mieszaniny wodoru z gazem ziemnym, ale również modelowania wycieków dla 100% wodoru dostarcza praca [Kuczyński, 2025]. Wyniki modelowania pokazały, że ze względu na mniejszą masę cząsteczkową wodoru prędkość dźwięku w mieszaninie gazowej była większa, co prowadziło do większej początkowej prędkości wypływu przez wyłom. Jednak mała gęstość wodoru oznacza, że natężenie przepływu masowego było mniejsze dla gazu bogatego w wodór przy tym samym ciśnieniu, nawet jeśli przepływ objętościowy byłby wyższy. W przypadku scenariusza dla 100% H₂ odnotowano największy spadek ciśnienia. Ogólnie, czas trwania wypływu gazu był krótszy w scenariuszach, w których stosowano wodór. Było to zgodne z oczekiwaniami, gdyż duża dyfuzyjność i prędkość przepływu wodoru powodowały szybsze opróżnianie uszkodzonego rurociągu. Krótszy czas trwania wycieku oznacza krótszy czas zagrożenia, ale początkowe natężenie wycieku H₂ (pod względem objętości) było większe, a chmura gazu tworzyła się szybciej. Wyniki dla dyspersji gazu wykazały, jak daleko od miejsca wycieku, mieszanina gazu pozostawała w zakresie wybuchowości (powyżej dolnej granicy wybuchowości) w danych warunkach atmosferycznych [Kuczyński, 2025]. W przypadku rozproszenia na otwartej przestrzeni siła wyporu powodowała, że wodór unosił się i mieszał w pionie, więc jego ślad na poziomie gruntu był w rzeczywistości mniejszy. Metan, choć lżejszy od powietrza, miał mniejszą wyporność niż H₂ i pozostawał dłużej na niższych wysokościach, unosząc się z wiatrem. Ponadto chmura bogata w wodór przestaje być łatwo palna wcześniej, ponieważ w miarę rozrzedzania stężenie mieszanki gazowej spadło poniżej 4%, podczas gdy chmura metanu pozostawała łatwo-palna do stężenia 5%. Model wykazał, że w przypadku niewielkich wyłomów gazy waporowe, takie jak H₂, szybko rozpraszają się w górę, stwarzając minimalne zagrożenie w poziomie. Analiza wskazuje, że

wodór ze względu na dużą wyporność szybko unosi się i rozprasza, zmniejszając ryzyko wybuchu na poziomie gruntu. Metan pozostaje dłużej w niższych warstwach, co zwiększa zagrożenie w poziomie. Głównym zagrożeniem związanym z wyciekami wodoru nie była chmura gazu o większym zasięgu, ale raczej większe prawdopodobieństwo zapłonu i możliwość bardziej gwałtownego spalania w przypadku zapłonu. Niewidzialny płomień wodoru i niska energia zapłonu oznaczają, że każde źródło zapłonu (np. iskra statyczna, gorąca powierzchnia) może łatwiej spowodować zapłon chmury, jeśli znajdowałaby się ona w pobliżu wycieku. W przypadku czystego metanu pewna część gazu mogłaby się rozprószyć bez zapłonu, gdyby nie było zapalnika, podczas gdy wodór mógłby się zapalić nawet przy minimalnym bodźcu [Kuczyński, 2025].

14.3. Sposób ustalania stref bezpieczeństwa dla infrastruktury wodorowej

Norma PN-EN IEC 60079-10-1 jest najczęściej stosowaną normą do określania zasięgu i klasyfikacji obszarów, która ma szerokie zastosowanie i określa bezpośredni związek między ilością uwalnianych par palnych, wentylacją w danym miejscu oraz klasyfikacją strefy. Zawiera ona uproszczone obliczenia odnoszące wielkość strefy do szybkości uwalniania gazu lub pary i ma zastosowanie do wszystkich gazów. Dla wyznaczania stref zagrożenia wybuchem przyjmuje się, że zasięg stref zależy głównie od [A-N75], [A-N80]:

- wydajności źródła uwolnienia (emisji);
- stopnia uwolnienia gazu;
- rodzaju (typu) wypływu gazu ze źródła uwolnienia i jego rozpraszania w otoczeniu (naturalno-turbulentnym lub strumieniowym) oraz ciśnienia gazu w miejscu źródła uwolnienia;
- miejsca usytuowania źródła uwolnienia, a w szczególności czy źródło znajduje się w przestrzeni otwartej czy w zamkniętej;

Przyjmuje się, że w warunkach normalnej eksploatacji w obiektach i urządzeniach sieci gazowej (gazów ziemnych) nie występuje emisja ciągła. Wobec tego w sieciach gazowych nie występują strefy 0 zagrożenia wybuchem (z wyjątkiem katastrof i stanów awaryjnych o znaczącym zakresie), a wyłącznie strefy 1 i strefy 2 [A-N80]. Nad urządzeniami sieci gazowej umieszczonymi bezpośrednio w gruncie nie wyznacza się stref zagrożenia wybuchem.

Dla wodoru, ze względu na jego szerokie limity palności i inne właściwości sprzyjające wybuchowi, konieczne jest szczegółowe wyznaczenie stref, szczególnie ze względu na jego niską masę i dużą łatwość tworzenia mieszanki wybuchowej. Konieczna jest szczegółowa ocena bezpieczeństwa, aby ocenić wpływ i możliwe modyfikacje środków ochrony stosowanych aktualnie w sieciach gazu

ziemnego. W przypadku odprowadzania wodoru do atmosfery lub spalania wodoru w pochodniach stosuje się szczególne środki ostrożności, np. wg IGC Doc 121/14 EIGA [A-N24].

W normie PN-EN ISO/IEC 80079-20-1:2020-03 [A-N72] zgodnie z punktem 4.2 dla gazów występuje następująca klasyfikacja według maksymalnej eksperymentalnej bezpiecznej szczeliny (MESG) w grupach I, IIA, IIB, IIC. Urządzenia grupy II podzielone są dla celów klasyfikacji gazów i par, granice MESG są następujące:

- Grupa IIA: $MESG \geq 0,90$ mm,
- Grupa IIB: $0,50 \text{ mm} < MESG < 0,90$ mm,
- Grupa IIC: $MESG \leq 0,50$ mm.

W punkcie 4.3 normy przedstawiona jest klasyfikacja gazów i par według stosunku ich minimalnych prądów zapłonowych (MIC) do prądu zapłonu metanu laboratoryjnego. Urządzenia grupy II podzielone są dla celów klasyfikacji gazów i par według następujących granic MIC:

- Grupa IIA: $MIC > 0,8$,
- Grupa IIB: $0,45 \leq MIC \leq 0,8$,
- Grupa IIC: $MIC < 0,45$.

W przypadku wodoru, jak już wcześniej wskazano, ze względu na klasyfikację MESG i MIC należy on do Grupy IIC.

Przy określaniu przestrzeni zagrożonych wybuchem i oddziaływania infrastruktury na otoczenia mówimy przede wszystkim o [A-N81]:

- strefach bezpieczeństwa, zwanych również strefami separacyjnymi – określają minimalne odległości między źródłem zagrożenia (instalacjami, urządzeniami) a innymi obiektami lub obszarami dostępnymi dla ludzi, które pozwolą złagodzić skutki przewidywalnego incydentu (potencjalnych wycieków lub eksplozji),
- odległościach bezpieczeństwa (odległościach separacyjnych), które łagodzą skutki przewidywalnego incydentu i zapobiegają przerodzeniu się drobnego incydentu w poważniejszy incydent z powodu uszkodzenia sprzętu lub środowiska. Są one określane przez różne czynniki, w tym rodzaj sprzętu, ciśnienie robocze i potencjalne zagrożenia, takie jak wybuchy lub wycieki.

Odległość bezpieczeństwa ma zapewnić minimalną separację, która złagodzi skutki wszelkich przewidywalnych zdarzeń. Odległość separacji zapewni również ochronę sprzętu przed przewidywalnymi wpływami zewnętrznymi. Odległości bezpieczeństwa i separacji nie mają na celu zapewnienia ochrony przed katastrofami lub poważnymi wyciekami, w takich przypadkach należy zastosować inne środki mające na celu ograniczenie częstotliwości występowania takich zdarzeń i/lub ich skutków do akceptowalnego poziomu. Poprzez zrozumienie ochrony zapewnianej przez

zwiększenie odległości bezpieczeństwa można zoptymalizować ochronę bezpieczeństwa danego elementu sprzętu. W większości przypadków odległość bezpieczeństwa zapewniająca ochronę przed wszystkimi możliwymi zdarzeniami nie jest praktyczna.

Czynniki wpływające na zachowanie bezpiecznej odległości:

- typ sprzętu: wymagania dotyczące bezpiecznej odległości różnią się w zależności od sprzętu, takiego jak sprężarki, zbiorniki magazynowe i dystrybutory.
- ciśnienie robocze: wyższe ciśnienie robocze wymusza zachowanie większych odległości bezpieczeństwa w celu ograniczenia ryzyka wybuchu lub wycieku.
- potencjalne zagrożenia: na określenie bezpiecznej odległości wpływają również takie czynniki jak ryzyko wybuchu, wycieku lub powstania chmur łatwopalnego wodoru.

W celu określenia odpowiednich odległości bezpieczeństwa można zastosować podejście uwzględniające ryzyko, które bierze pod uwagę prawdopodobieństwo i ciężkość wypadków.

Sposób wyznaczania stref zagrożenia wybuchem dla urządzeń wodorowych nie różni się zasadniczo od wyznaczania stref dla innych gazów, w tym metanu (gazu ziemnego). Podstawę sposobu ustalania stref zagrożenia wybuchem stanowi norma PN-EN IEC 60079-10-1. Strefy zagrożenia wybuchem dla wodoru ustala się metodycznie, opierając się na:

- prawdopodobieństwie powstania atmosfery wybuchowej,
- czasie jej trwania,
- możliwej objętości uwolnienia,
- warunkach technicznych urządzenia,
- warunkach wentylacji i otoczenia.

To samo podejście stosuje się w ATEX, niemniej dla wodoru trzeba uwzględnić jego specyficzne właściwości, szczególnie:

- ekstremalnie niska energia zapłonu,
- bardzo szeroki zakres palności (około 4–77%),
- duża prędkość płomienia,
- szybka dyfuzja i unoszenie się ku górze (co wpływa na geometrię strefy).

Bardzo ważnym wnioskiem wynikającym z raportu z badań [Hermkens R. et al.,2018] jest to, że z zastosowaniem odpowiednich środków istniejąca sieć gazowa może być wykorzystywana do dystrybucji gazów zrównoważonych, takich jak 100 % wodór. Zatem potwierdza to założenie, że zasady dotyczące bezpieczeństwa przeciwybuchowego mogą bazować na tych stosowanych dla gazów ziemnych. Należy tutaj wspomnieć o standardzie branżowym ST-IGG-0401:2015 Izby Gospodarczej

Gazownictwa [A-N80], który zawiera szczegółową metodykę dla wyznaczania i oceny stref zagrożenia wybuchem dla sieci gazowych. Standard opiera się między innymi na zapisach normy PN-EN IEC 60079-10-1. Przedstawione zasady również mogą być dostosowane do sieci wodorowych.

Poniżej, na podstawie normy PN-EN IEC 60079-10-1 oraz ST-IGG-0401:2015 przedstawiono ogólny sposób ustalania stref zagrożenia wybuchowego. Pełna ocena zagrożenia wybuchem wymaga wskazania czynników mogących zainicjować zapłon.

14.3.1. Identyfikacja źródeł emisji (punktów potencjalnych nieszczelności)

Identyfikacja, w ocenianym obszarze, obiektów i urządzeń sieci gazowej będących potencjalnymi źródłami emisji gazu. Dla urządzeń sieci wodorowych typowe źródła emisji gazu są analogiczne jak dla tradycyjnej sieci gazowej i ponadto należy rozróżnić je ze względu na sposób rozpraszania gazu:

- rozpraszanie naturalno-turbulentne następuje ze szczelin (typowych nieszczelności) urządzeń, czyli tam, gdzie rozpraszanie ze źródeł emisji następuje przypadkowo, z reguły w wyniku niedoskonałych konstrukcji urządzeń, oraz z otworów w przegrodach budowlanych pomieszczeń zagrożonych wybuchem i szafek gazowych, jak:
 - połączenia kołnierzone, gwintowane, zaciskowe,
 - obudowy sprężarek,
 - obudowy reduktorów i regulatorów ciśnienia,
 - uszczelnień armatury zaporowej, upustowej i regulacyjnej,
 - stacje redukcyjno-pomiarowe,
 - kompensatory,
 - urządzenia pomiarowe.
- rozpraszanie strumieniowe następuje z otworów wylotowych rur upustowych urządzeń, gdzie prędkość wypływu gazu ze źródła emisji jest duża a rozpraszanie ze źródeł emisji następuje w sposób zamierzony, z reguły w wyniku czynności eksploatacyjnych, jak:
 - zawory zaporowo-upustowe, bezpieczeństwa, odgazowujące,
 - filtry i separatory,
 - odwadniacze.

Każdy z tych elementów traktuje się jako potencjalne źródło emisji kategorii A, B lub C (klasyfikacja według prawdopodobieństwa emisji).

14.3.2. Szacowanie intensywności emisji (przypisanie oceny źródłom emisji)

Dla każdego źródła określa się:

- czy emisja jest ciągła, pierwszego stopnia (okresowa) czy drugiego stopnia (sporadyczna),
- jaka jest wielkość i prędkość wycieku przy typowych uszkodzeniach,
- czy emisja może trwać długo, czy jest natychmiast wykrywana.
- Jeśli brakuje danych szczegółowych, stosuje się konserwatywne, normowe scenariusze:
 - mikronieszczelność ze szczeliny rzędu setnych mm,
 - pełny otwór gwintowany (np. 1 mm),
 - częściowe rozszczelnienie kołnierza.

14.3.3. Określenie warunków wentylacji

Wskazanie, w ocenianym obszarze, przestrzeni otwartych i zamkniętych, w których może wystąpić atmosfera wybuchowa. Wodór rozprasza się szybko, ale strefa będzie większa, jeśli:

- przestrzeń jest osłonięta,
- występują zagłębienia lub przewężenia,
- istnieje dach, wiatrołap, obudowa armatury,
- teren jest mało przewiewny.

Wentylacja klasyfikowana jest jako:

- dobra (otwarta przestrzeń z naturalnym przepływem),
- umiarkowana (częściowo zabudowane urządzenie),
- zła (komory, studnie, obudowy).

Wentylacja wprost wpływa na rozmiar i kształt strefy 1 i 2.

14.3.4. Obliczenie lub oszacowanie zasięgu stref (chmury wybuchowej)

W celu obliczania zasięgu przestrzeni zagrożonych wybuchem, powstałych wokół źródeł emisji gazu stosuje się:

- obliczenia ilościowe (współczynniki uwolnienia),
- modele dyspersji,
- uproszczone modele promieniowe (stosowane w ATEX do klasyfikacji stref).

14.3.5. Klasyfikacja stref (ATEX 0/1/2)

Na podstawie:

- częstotliwości emisji,
- czasu trwania,
- wentylacji,
- obliczonej geometrii strefy.

Zasady:

- **Strefa 0** — praktycznie nie występuje przy rurociągach przesyłowych, tylko wewnątrz instalacji procesowych z ciągłym uwalnianiem.
- **Strefa 1** — bliska strefa wokół elementu mogącego regularnie emitować wodór (np. odpowietrzenia, niektóre zawory).
- **Strefa 2** — obszar wokół strefy 1, gdzie emisja jest incydentalna.

Efektom obliczeń jest mapa stref zagrożenia wybuchem wokół każdego elementu sieci.

14.3.6. Dokumentacja i oznakowanie stref, dobór urządzeń zgodnie z ATEX

Dokument Zabezpieczenia Przed Wybuchem (DZPW) jest wymaganym prawnie dokumentem w zakładach, w których mogą występować atmosfery wybuchowe. Jego celem jest zapewnienie bezpieczeństwa pracowników i infrastruktury poprzez identyfikację zagrożeń, ocenę ryzyka oraz wdrożenie odpowiednich środków ochronnych. Obowiązek sporządzenia DZPW wynika z dyrektywy 1999/92/WE [A-P45] oraz przepisów krajowych np. Rozporządzenia w sprawie minimalnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy w strefach zagrożonych wybuchem [A-P44]. Dokumenty dotyczące klasyfikacji obszarów mogą być w formie papierowej lub elektronicznej i powinny zawierać plany, rzuty lub modele trójwymiarowe (w zależności od przypadku), które pokazują zarówno rodzaj, jak i zasięg stref, grupę urządzeń, temperaturę zapłonu i/lub klasę temperatury [PN-EN IEC 60079-10-1].

W tłoczni gazu wyznacza się wewnętrzne i zewnętrzne strefy zagrożenia wybuchem, a zainstalowane w nich urządzenia i systemy ochronne powinny spełniać wymagania określone w rozporządzeniu w sprawie wymagań dla urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej [A-P47].

14.4. Wyznaczanie stref Ex dla urządzeń sieci wodorowych

14.4.1. Wyznaczanie stref Ex dla typowych urządzeń

Wodór jest klasyfikowany jako gaz grupy IIC, podczas gdy gaz ziemny jako gaz grupy IIA. W związku z tym sprzęt przeznaczony do użytku w strefach zagrożonych wybuchem wodoru będzie musiał spełniać wyższe standardy niż obecnie wymagane w przypadku sieci gazu ziemnego. Przy określaniu bezpiecznych odległości mogą mieć wpływ również takie czynniki jak bliskość obszarów zamieszkałych, budynków i innej infrastruktury. Ze względu na wyższe prędkości emisji i większy zasięg przypadków wycieku wodoru w porównaniu do metanu, odległości bezpieczeństwa od źródeł wycieku są zwykle większe [A-N74]. Szacuje się, że strefa zagrożenia wybuchowego dla wycieku wodoru (w przypadku otwartego strumienia) jest około 3,5 raza dłuższa niż dla metanu, co oznacza, że wymagana jest większa odległość od źródła wycieku do bezpiecznych obszarów. Ze względu na wyższą lotność wodoru ma on tendencję do gromadzenia się na wysokościach, co wymusza potrzebę stosowania wysokich otworów wentylacyjnych w pomieszczeniach, aby zapobiec akumulacji i wybuchom.

Ogólne wytyczne dotyczące klasyfikacji stref i bezpiecznej odległości podaje standard [A-N74], oraz wynikają z doświadczeń różnych krajów, niemniej należy brać pod uwagę, że w przypadku różnych ciśnień wielkości stref będą różne:

a) Zawory i armatura liniowa

- Analizuje się mikronieszczelności trzpienia i połączeń.
- Strefa 1 występuje zwykle bezpośrednio przy korpusie, a strefa 2 w postaci małego walca lub kuli wokół armatury.
- W otwartej przestrzeni strefy bywają małe, ale trzeba uwzględnić wiatr i obudowy.

b) Kołnierze

- Traktowane jako źródła emisji kategorii C (mało prawdopodobne).
- Zwykle strefa 2 o niewielkich wymiarach (typowo kilkadziesiąt cm w każdą stronę) jeśli wentylacja jest dobra.

c) Zawory bezpieczeństwa / odpowietrzenia

- Emisja jest możliwa w normalnej pracy.
- Zawsze strefa 1 w rejonie ujścia, często w formie "pióropusza" w kierunku wydmuchu.
- Strefa 2 jako większa półkula.

d) Komory i studnie armaturowe

- Wentylacja jest słaba.
- Strefa 1 może obejmować całą objętość komory.
- Strefa 2 może wychodzić poza studnię w miejsce, gdzie wodór może się gromadzić.

e) Przyłącza odbiorców / punkty odcięcia

- Zależy od typu instalacji.
- Najważniejsze jest zapewnienie prawidłowej wentylacji przestrzeni zamkniętych (szafki gazowe, kioski).

f) Sprężarki

Zaleca się zachowanie minimalnej bezpiecznej odległości zewnętrznej wynoszącej 15 metrów, ale można ją zmniejszyć do 7,5 metra, jeśli używane są osłony.

g) Zbiorniki magazynowe

Często zaleca się zachowanie minimalnej bezpiecznej odległości 15 metrów, ale można ją zmniejszyć, stosując osłony.

h) Stacje tankowania wodoru

Maksymalna odległość bezpieczeństwa może wynosić nawet 35 metrów, w zależności od konkretnej konstrukcji i warunków eksploatacji.

i) Elektroawary

Ogólnie minimalna ocena zelektryfikowanego sprzętu do obsługi wodoru musi obejmować Ex IIC T6 G₂.

Generalnie strefy i odległości wyznacza się indywidualnie dla konkretnego źródła w taki sam sposób jak dla elementów sieci gazowej.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska opublikowało 7.11.2022 r. rozporządzenie w sprawie szczegółowych wymagań technicznych dla stacji wodoru [A-P37]. Rozporządzenie to określa szczegółowe wymagania techniczne dotyczące bezpiecznej eksploatacji, naprawy i modernizacji stacji wodoru, jednak odwołuje się w nim do indywidualnych decyzji Urzędu Dozoru Technicznego (UDT) oraz Transportowego Dozoru Technicznego (TDT), a także do norm ISO 19880-1 [A-N82] i PN-EN 17127 [A-N83]. W normie ISO 19880-1 przedstawiono przykłady wyznaczonych odległości bezpieczeństwa pomiędzy elementami stacji tankowania oraz innymi obiektami.

Na podstawie raportu [MultHyFuel, 2021] można stwierdzić, że w odniesieniu do stacji wodorowych większość krajów nie ma obowiązkowych, ogólnych ograniczeń dotyczących odległości dla urządzeń wodorowych. W Tabeli 14-3 przedstawiono zestawienie stosowanych odległości dla różnych obiektów stacji wodorowej dla wybranych krajów europejskich.

Tabela 14-3. Porównanie odległości bezpieczeństwa dla stacji wodorowych [MultHyFuel, 2021]

Kraj	Typ obiektu	Minimalna odległość [m]	Uwagi
Austria	Dyspenser → budynki palne	8	Możliwe zmniejszenie przy ścianie ochronnej
Austria	Dyspenser → otwory w budynkach niepalnych	5	-
Austria	Zbiorniki → granica działki / źródła ognia	5	-
Francja	Dyspenser (120 g/s) → inne paliwa	14	Zależne od przepływu
Francja	Dyspenser (60 g/s)	10	Możliwe zmniejszenie do 8 m przy ścianie
Francja	Dyspenser (20 g/s)	6	-
Włochy	H ₂ → zbiorniki benzyny/diesla	15	-
Włochy	H ₂ → zbiorniki LPG	30	Dyspenser LPG: 15 m
Włochy	H ₂ → systemy CNG	22	Dyspenser CNG: 12 m
Belgia	Budynki	8	-
Belgia	Źródła zapłonu (iskrzące)	3–7,5	-
Belgia	Wylot zaworów bezpieczeństwa lub odpowietrzników	1	-
Hiszpania	Źródła zapłonu (iskrzące)	10–35	-
Hiszpania	Budynki palne	8–30	-
Polska	Dyspenser → strefa palna	5	-
Polska	Sprzęt iskrzący	20	-
Polska	Sprężarka / zbiornik → strefa palna	2,35	-
Finlandia	Wylot zaworów bezpieczeństwa lub odpowietrzników	4,5 (9 w kierunku wydmuchu)	-
Finlandia	Budynki	10–25	Zależnie od materiału
Szwecja	Między sprężarką a innymi podsystemami wodorowymi	0,2-12	-
Szwecja	Drogi publiczne	10–25	Zależnie od prędkości
Szwecja	Podsystemy (analogia do CNG)	3–12	Zależnie od pojemności
Węgry	Między urządzeniami wodorowymi a potencjalnie łatwopalną atmosferą	15	-
Węgry	Między urządzeniami wodorowymi a publicznymi liniami kolejowymi	20	-

Zewnętrzna strefa ryzyka odnosi się do odległości lub obszaru na zewnątrz stacji, który musi być chroniony przed zagrożeniami powodowanymi przez instalację wodorową. W większości krajów stacja wodorowa musi znajdować się w odległości co najmniej 15 m od budynków mieszkalnych. Podczas gdy w Finlandii odległość zmniejsza się z 50 m od budynków mieszkalnych do 25 m od budynków publicznych, takich jak biura. Na Węgrzech sytuacja jest odwrotna, między obiektem a budynkami mieszkalnymi wymagane jest 15 m, a w przypadku budynków publicznych 30 m. Jeśli jednak budynek publiczny jest miejscem zgromadzeń publicznych (np. szkoła/szpital), odległość w Finlandii wynosi 50 m, na Węgrzech 30 m. W Belgii odległość również wzrasta z 27 m w budynkach mieszkalnych do 38 m w miejscach zgromadzeń. Wymagane są niewielkie odległości między obiektem a parkingami,

wynoszące od 3 m do 15 m. W kilku krajach obowiązują również przepisy dotyczące odległości między miejscem magazynowania wodoru a linią wysokiego napięcia. Podczas gdy na Węgrzech odległość ta może wynosić od 1 m do 40 m, w Hiszpanii waha się ona od 10 m do 15 m.

Na podstawie kodeksu praktyk i wytycznych EIGA DOC 15/21 [A-N84] dotyczących projektowania, lokalizacji, instalacji i eksploatacji instalacji wodorowych w stanie gazowym, również można wskazać typowe odległości bezpieczeństwa dla stacji wodorowych. W Tabeli 14-4 przedstawiono zalecane odległości bezpieczeństwa. W przypadku gdy krajowe przepisy lub regulacje określają większe odległości, to mają one zastosowanie.

Tabela 14-4. Typowe minimalne odległości bezpieczeństwa w poziomie dla stacji wodorowych [A-N83]

Typowy rodzaj ekspozycji na zewnątrz	Odległość od instalacji wodorowej [m]
Otwarty ogień i inne źródła zapłonu (w tym elektryczne)	5
Granice terenu i obszary, w których prawdopodobnie gromadzą się ludzie, takie jak parkingi, stołówki itp.	8
Budynki lub konstrukcje drewniane	8
Otwory w ścianach biur, warsztatów itp.	5
Magazynowanie luzem cieczy łatwopalnych i LPG nad ziemią zgodnie z przepisami krajowymi, jeśli takie istnieją, dla danej substancji. W przeciwnym razie	8
Magazynowanie luzem cieczy łatwopalnych i LPG pod ziemią - zbiornik (odległość pozioma od zbiornika) - otwory odpowietrzające lub przyłącza	3 5
Magazynowanie butli z gazami łatwopalnymi, innymi niż wodór	5
Magazynowanie tlenu gazowego (butle)	5
Magazynowanie niepalnych cieczy kriogenicznych, innych niż tlen ¹⁾	5
Magazyn materiałów palnych, na przykład drewno	8
Sprężarki powietrza, wloty wentylacyjne itp.	15
¹⁾ W przypadku podjęcia odpowiednich działań mających na celu odprowadzanie wycieku cieczy z dala od układu wodorowego, odległości te mogą zostać zmniejszone.	

14.4.2. Wyznaczanie stref Ex dla nietypowych urządzeń

Nietypowe elementy lub urządzenia w sieci gazowej to takie, które nie występują w standardowych gazociągach przesyłowych i dystrybucyjnych, ale pojawiają się w specjalnych instalacjach, modernizacjach lub w kontekście nowych technologii. Wyznaczenie stref odbywa się w podobny sposób poprzez metodykę obliczeniową, modele emisji gazów, prezentację stref w formacie CAD, odniesienia do rozporządzeń i norm. Poniżej przedstawiono kilka wybranych obiektów/urządzeń infrastruktury wodorowej, które można uznać za nietypowe:

- Stacje redukcyjno-sprężarkowe dla wodoru,
- Stacje buforowe i magazyny wodoru,
- Systemy detekcji i wentylacji w punktach sieci,

- Urządzenia do elektrolizy w sieci dystrybucyjnej,
- Systemy chłodzenia dla wodoru.

Na podstawie pracy [Iwińska et al.,2023] przykładowo można przytoczyć podstawowe zasady dla elektrolizera:

- Główne zagrożenia w procesie elektrolizy:
 - Atmosfera wybuchowa (ATEX) – ryzyko powstania mieszaniny H₂/O₂ w wyniku uszkodzenia membrany PEM, wzrostu ciśnienia, obecności resztkowego tlenu.
 - Pożary i wybuchy – wyciek wodoru w wysokociśnieniowych elektrolizerach, pożar strumieniowy.
 - Zwarcia i przegrzanie elementów elektrycznych – możliwość inicjacji zapłonu.
 - Wyciek substancji żrących – w elektrolizie alkalicznej.
- Strefy zagrożenia wybuchem:
 - Strefa 2 (EN 60079-10) – obszar z potencjalnym, niesystematycznym występowaniem wodoru.
 - Rozciąga się 0,25 m poza trzy otwarte boki konstrukcji procesowej i 0,6 m nad nią.
 - Klasyfikacja urządzeń: Grupa IIC, klasa temperaturowa T1.
- Odległości bezpieczeństwa:
 - Szafa sterująca poza strefą zagrożenia (strefa niebezpieczna).
 - Zbiorniki ciśnieniowe zabezpieczone zaworami bezpieczeństwa zgodnie z normami.
 - W pomieszczeniach zamkniętych wentylacja mechaniczna + czujniki H₂.

14.5. Zasady praktyczne

Poniżej znajdują się zasady praktyczne, najbardziej użyteczne w projektowaniu sieci oraz zalecenia odnośnie do stosowania w strefach zagrożonych wybuchem.

- Wszystkie rurociągi, urządzenia i systemy transportu wodoru muszą być projektowane i utrzymywane zgodnie z odpowiednimi normami i standardami (np. IECEx, ATEX, IEC 60079).
- Należy regularnie przeprowadzać analizy ryzyka i oceny stref zagrożenia, a także stosować certyfikowane oraz kalibrowane systemy detekcji obecności wodoru i odpowiedniej wentylacji.
- Podczas wykonywania prac przy systemie wodorowym wymagane będą następujące czynności [A-N24]:
 - palenie tytoniu i inne źródła zapłonu są zabronione na stacjach i w odległości co najmniej 5 metrów;
 - środki ochrony osobistej, w tym odzież trudnopalna;

- używanie narzędzi nieiskrzących;
 - wymagane zezwolenie na pracę podczas wykonywania prac konserwacyjnych i/lub napraw. Powinno ono wymagać obecności co najmniej dwóch osób, gdy prace mogą wiązać się z uwolnieniem gazu;
 - wymagana jest pozytywna izolacja przed wykonaniem prac konserwacyjnych i/lub napraw;
 - wymagane jest odpowiednie przedmuchiwanie i zubożenie przed spawaniem lub cięciem;
 - wymagany jest nadzór przeciwpożarowy podczas spawania lub cięcia; oraz
 - zalecane jest tymczasowe uziemienie podczas prac konserwacyjnych i/lub napraw.
- Im większa częstość potencjalnej emisji, tym bliżej strefy 1.
 - Im gorsza wentylacja, tym większe strefy.
 - Wodór unosi się pionowo, więc strefy często mają kształt półkul/stożków ku górze.
 - W otwartej przestrzeni można uzyskać bardzo małe strefy — w komorach rosną dramatycznie.
 - Strefy nie są uniwersalne — każdy element jest oceniany indywidualnie, ale metodą powtarzalną.
 - Dla sieci przesyłowych i dystrybucyjnych zwykle dąży się do takiej konstrukcji i wentylacji urządzeń, aby zredukować strefy do małej strefy 1 bezpośrednio przy źródle i niewielkiej strefy 2 otaczającej.
 - Czynności inne niż te bezpośrednio związane z eksploatacją wodoru powinny być wykonywane z dala od urządzeń wodorowych lub w miejscu od nich oddzielonym.

14.6. Najważniejsze przepisy i normy związane z wyznaczaniem stref zagrożenia wybuchem i bezpieczeństwem urządzeń

- Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (Dz.U. nr 109/2010, poz. 719).
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 8 lipca 2010 r., w sprawie minimalnych wymagań, dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy, związanych z możliwością wystąpienia w miejscu pracy atmosfery wybuchowej (Dz.U. nr 138/2010, poz. 931 z późniejszymi zmianami).

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 22 grudnia 2005 r. w sprawie zasadniczych wymagań dla urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w przestrzeniach zagrożonych wybuchem, Dz.U. z 2005 r. nr 263, poz. 2203.
- PN-EN IEC 60079-10-1:2021-09 Atmosfery wybuchowe. Część 10-1: Klasyfikacja przestrzeni. Gazowe atmosfery wybuchowe.
- PN-EN 60079-26:2024-09 Atmosfery wybuchowe. Część 26: Urządzenia z elementami rozdzielającymi lub łączonymi poziomami zabezpieczenia.
- PN-EN 60079-11:2012 Atmosfery wybuchowe - Część 11: Zabezpieczenie urządzeń za pomocą iskrobezpieczeństwa "i".
- PN-EN IEC 60079-14:2025-06 Atmosfery wybuchowe - Część 14: Projektowanie instalacji elektrycznej, dobór i instalowanie urządzeń, wraz z kontrolą początkową.
- PN-EN 60079-7:2016-02 Atmosfery wybuchowe -- Część 7: Zabezpieczenie urządzeń za pomocą budowy wzmocnionej "e".
- PN-EN 1127-1:2019-10, Atmosfery wybuchowe. Zapobieganie wybuchowi i ochrona przed wybuchem. Część 1: Pojęcia podstawowe i metodyka.
- Dyrektywa 1999/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 grudnia 1999 r. w sprawie minimalnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa ochrony zdrowia pracowników zatrudnionych na stanowiskach pracy, na których może wystąpić atmosfera wybuchowa.
- Dyrektywa 2014/34/EU Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej.
- PN-EN 13237:2025-04, Atmosfery potencjalnie wybuchowe. Terminy i definicje dotyczące urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferach potencjalnie wybuchowych.
- PN-EN 15198:2009, Metodyka oceny ryzyka zapłonu od nieelektrycznych urządzeń oraz części i podzespołów przeznaczonych do stosowania w przestrzeniach zagrożonych wybuchem.
- PN-EN 15233:2009, Metodyka oceny bezpieczeństwa funkcjonalnego systemów ochronnych do przestrzeni zagrożonych wybuchem.

- PN-EN 15967:2022-06, Oznaczanie maksymalnego ciśnienia wybuchu i maksymalnej szybkości narastania ciśnienia wybuchu gazów i par.
- ISO/TR 15916:2015, Basic considerations for the safety of hydrogen systems.
- IGEM-H-1.

15. Propozycje przepisów dotyczące przyłączeń elektrolizerów OZE do sieci wodorowych, na warunkach preferencyjnych względem innych elektrolizerów, które wykorzystują energię z sieci

Niniejszy rozdział został opracowany przy wykorzystaniu opinii pt. „Opracowanie propozycji przepisów dotyczących przyłączeń elektrolizerów OZE do sieci wodorowych, na warunkach preferencyjnych względem innych elektrolizerów, które wykorzystują energię z sieci” [Karski et al.,2025].

15.1. Analiza prawna

Podstawą konstytucyjną do formułowania przepisów dotyczących przyłączeń elektrolizerów OZE do sieci wodorowych, na warunkach preferencyjnych względem innych elektrolizerów, które wykorzystują energię z sieci, jest art. 5 Konstytucji RP [A-P59], w którym odniesiono się do zasady zrównoważonego rozwoju. Wspomniany artykuł odnosi się do najważniejszych wartości państwa. Rzeczpospolita Polska strzeże niepodległości i nienaruszalności swojego terytorium, zapewnia wolności i prawa człowieka i obywatela oraz bezpieczeństwo obywateli, strzeże dziedzictwa narodowego oraz zapewnia ochronę środowiska, kierując się zasadą zrównoważonego rozwoju.

Konsekwencją przyjęcia szerokiego znaczenia zasady zrównoważonego rozwoju jest zastosowanie jej do wielu obszarów życia społecznego – zarówno tych wyraźnie wymienionych w art. 5 Konstytucji RP [A-P59], jak i pozostałych, których prawodawca w tym przepisie nie wymienia. Przytoczone obowiązki realizuje Rzeczpospolita Polska. Szczególne znaczenie przypada władzom publicznym. W pierwszej kolejności do uwzględniania zasady zrównoważonego rozwoju obowiązany jest prawodawca. W procesie stanowienia prawa powinien on włączyć do systemu polskiego prawa szczegółowe obowiązki wynikające z tej zasady. W przypadku proponowanych przepisów dotyczących przyłączeń elektrolizerów OZE do sieci wodorowych, na warunkach preferencyjnych względem innych elektrolizerów mamy do czynienia z taką realizacją postanowień Konstytucji RP dotyczących zrównoważonego rozwoju. Również w kontekście związania RP przez prawo międzynarodowe – art. 9 oraz przez prawo Unii Europejskiej – art. 90 Konstytucji RP – należy postrzegać niniejszą propozycję.

I. Wspieranie rozwoju wodoru w dokumentach strategicznych UE oraz RP

Rola elektrolizerów odnawialnych źródeł energii jako jednego z istotnych elementów polityki klimatyczno-energetycznej, dostrzegana jest na poziomie strategicznych dokumentów unijnych i krajowych. Dokumenty te nie wprowadzają bezpośrednio obowiązujących praw lub obowiązków, ale mają znaczenie poprzez kierunkowe wyznaczanie celów, do których przepisy prawa powszechnie obowiązującego powinny zmierzać.

W szeregu dokumentów strategicznych przyjmowanych na poziomie Unii Europejskiej („UE”) podkreślane jest znaczenie wodoru odnawialnego jako nieodzownego komponentu dekarbonizacji unijnej gospodarki. W ramach kluczowego dokumentu programowego polityki klimatyczno-energetycznej, czyli Europejskiego Zielonego Ładu („EGD”) [A-P55], wodór odnawialny został wskazany jako jedna z pięciu „przełomowych technologii” (s. 10) niezbędnych do komercyjnego zastosowania w kluczowych sektorach przemysłu.

Potwierdzeniem znaczenia wodoru odnawialnego na poziomie unijnym jest przyjęcie przez Komisję Europejską w 2020 r. dedykowanego wodorowi dokumentu strategicznego, jakim jest „Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu” [A-P56]. Stanowi on istotny punkt odniesienia dla krajowego sektora wodorowego, ponieważ zakłada potrzebę wprowadzenia sprzyjających ram regulacyjnych dla upowszechniania się zastosowania wodoru odnawialnego (s. 3). Poprzez sprzyjające ramy regulacyjne Komisja Europejska rozumie między innymi regulacje tworzące zachęty do budowania popytu oraz podaży, a także ustanawianie odpowiednich mechanizmów pomocowych (s. 7). Działania te mają doprowadzić do zainstalowania w UE łącznie 40 GW mocy elektrolizerów zasilanych energią z odnawialnych źródeł energii w 2030 r. (s. 3). Analogicznie do strategicznych dokumentów na poziomie unijnym, również w krajowych dokumentach strategicznych wodorowi odnawialnemu przypisywana jest istotna rola transformacyjna. W „Polityce energetycznej Polski do 2040 r.” [A-P57] wodór z elektrolizy traktowany jest jako element integrujący sieci gazowe z sieciami elektroenergetycznymi (s. 33), element zarządzania sieciami elektroenergetycznymi, poprzez zwiększanie elastyczności sieci (s. 46), a także jako paliwo alternatywne możliwe do wykorzystania w transporcie (s. 55). RP posiada również dedykowaną rozwojowi gospodarki wodorowej strategię krajową o nazwie „Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040” [A-P57]. Zwraca ona uwagę, podobnie jak dokumenty unijne, na potrzebę upowszechnienia się wykorzystania produkcji wodoru w procesie elektrolizy (s. 4) oraz możliwość wykorzystania wodoru jako nośnika energii w ramach technologii konwersji „Power-to-X” (s. 13), co daje możliwość łączenia sektora elektroenergetycznego z sektorem gazowym. Ambicje polskiej strategii na 2030 r. obejmują m.in. rozpoczęcie wykorzystania wodoru jako nośnika energii wykorzystywanego do procesów magazynowania energii (s. 14) i podjęcie działań zmierzających do osiągnięcia mocy zainstalowanych

produkcji wodoru na poziomie 2 GW, w szczególności w instalacjach elektrolizerów (s. 20). W tym celu przewidziano szereg inicjatyw legislacyjnych mających zapewnić stabilne otoczenie regulacyjne (s. 26–28).

II. Prawo UE

Istotną rolę w procesie realizacji inwestycji w elektrolizery odnawialnych źródeł energii i produkcji wodoru z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii odgrywają przepisy odnoszące się do przyłączania do sieci elektroenergetycznej elektrolizerów i wykorzystywania energii elektrycznej z sieci.

Podstawowymi aktami kształtującymi zasady przyłączania elektrolizerów odnawialnych źródeł energii do sieci oraz określającymi sposób kształtowania rozłożenia kosztów wynikających z utrzymywania sieci są:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. U. UE. L. z 2018 r. Nr 328, str. 82 z późn. zm.); [A-P1]
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/WE (wersja przekształcona) (Dz. U. UE. L. z 2024 r. poz. 1788); [A-P2]
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 i (UE) 2022/869 oraz decyzji (UE) 2017/684, a także uchylenia rozporządzenia (WE) nr 715/2009 (wersja przekształcona) Tekst mający znaczenie dla EOG (Dz. U. UE. L. z 2024 r. poz. 1789); [A-P3]
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/869 z dnia 30 maja 2022 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, zmiany rozporządzeń (WE) nr 715/2009, (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 oraz dyrektyw 2009/73/WE i (UE) 2019/944 oraz uchylenia rozporządzenia (UE) nr 347/2013 (Dz. U. UE. L. z 2022 r. Nr 152, str. 45 z późn. zm.). [A-P51]

Podstawowym aktem dotyczącym pomocy publicznej i odnoszącym się do wsparcia wodoru jest Rozporządzenie Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. [A-P52] uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. U. UE. L. z 2014 r. Nr 187, str. 1 z późn. zm.) [A-P52]. Zgodnie z art. 48 ust. 4 pomoc na infrastrukturę gazową jest wyłączona z obowiązku zgłoszenia, o którym mowa w art. 108 ust. 3 Traktatu, wyłącznie w przypadku,

gdy dana infrastruktura jest przeznaczona do użycia wodoru lub gazów odnawialnych lub jest wykorzystywana w ponad 50% do transportu wodoru i gazów odnawialnych.

15.2. Propozycja przepisów w prawie RP

W obecnym stanie prawnym brak jest przepisów dotyczących przyłączeń elektrolizerów odnawialnych źródeł energii do sieci wodorowych, na warunkach preferencyjnych względem innych elektrolizerów, które wykorzystują energię z sieci.

W związku z powyższym proponuje się wprowadzić instrument oparty na poniżej sformułowanych propozycjach przepisów prawnych:

W art. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. [A-P60] o odnawialnych źródłach energii dodaje się pkt 41 „Elektrolizer odnawialnego źródła energii – urządzenie wykorzystujące energię elektryczną wytworzoną w odnawialnym źródle energii, służące do wytworzenia wodoru odnawialnego.”.

Art. 7 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne [A-P53] nadaje się brzmienie: Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, lub przesyłaniem wodoru, lub dystrybucją wodoru jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii lub elektrolizera odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw gazowych, tej energii lub tego wodoru, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru, przy czym w przypadku przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej moc przyłączeniowa tego źródła lub magazynu energii elektrycznej może być mniejsza lub równa jego mocy zainstalowanej elektrycznej.

Art. 7 ust. 1 ze zn. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne [A-P53] nadaje się brzmienie:

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii lub elektrolizera odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie powiadomić o odmowie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

W art. 7 dodaje się ust. 1 ze zn. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne [A-P53]: Jeżeli odmowa zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności elektrolizera odnawialnego źródła energii nastąpiła z przyczyn ekonomicznych, podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci elektrolizera odnawialnego źródła energii w terminie 14 dni od powiadomienia, o którym mowa w ust. 1 ze zn. 2, zwraca się za pośrednictwem przedsiębiorstwa energetycznego o dopłatę do przyłączenia elektrolizera odnawialnego źródła energii. Przedsiębiorstwo energetyczne

przekazuje wniosek w terminie 14 dni do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Przedsiębiorstwo energetyczne w terminie 14 dni od otrzymania informacji z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej informuje podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci elektrolizera odnawialnego źródła energii o wysokości dopłaty do przyłączenia. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci elektrolizera odnawialnego źródła energii w terminie 14 dni od otrzymania informacji od przedsiębiorstwa energetycznego podejmuje decyzję o zawarciu umowy o przyłączenie do sieci elektrolizera odnawialnego źródła energii.

W art. 7 dodaje się ust. 1 ze zn. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne [A-P53] :
Dopłaty, o których mowa w ust. 1 ze zn.3, są finansowane ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w ramach celu określonego w art. 400a ust. 1 pkt 22 – wspomaganie wykorzystania lokalnych źródeł energii odnawialnej oraz wprowadzania bardziej przyjaznych dla środowiska nośników energii oraz w ramach celu określonego w art. 400a ust. 1 pkt 38 – współfinansowanie projektów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych i działań realizowanych z udziałem środków pochodzących z Unii Europejskiej niepodlegających zwrotowi.

W art. 7 dodaje się ust. 1 ze zn. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne [A-P53] :
Dopłaty są realizowane w danym roku do wyczerpania środków w wysokości określonej w porozumieniu zawartym pomiędzy Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, ministrem właściwym do spraw klimatu, ministrem właściwym do spraw energii.

W art. 7 dodaje się ust. 1 ze zn. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne [A-P53]:
Finansowanie następuje z zachowaniem warunków, ustalanych w rozporządzeniu ministra właściwego do spraw klimatu, wydanym na podstawie art. 400a.

W art. 7 ust. 8 dodaje się pkt 1c:

za przyłączenie do sieci wodorowej elektrolizera odnawialnego źródła energii pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia z zastosowaniem dopłaty, o której mowa w ust. 1 ze zn.3;

w art. 8 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

"1. W sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii, umowy o świadczenie usług przesyłania wodoru lub dystrybucji wodoru, umowy o świadczenie usług transportu gazu ziemnego, umowy o świadczenie usług magazynowania paliw gazowych, umowy o świadczenie usług magazynowania wodoru, umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3, umowy, o której mowa w art. 4ca ust. 3, umowy

o świadczenie usług skraplania gazu ziemnego, umowy kompleksowej oraz umowy kompleksowej wodorowej oraz w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania paliw gazowych, energii lub wodoru, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii lub elektrolizera odnawialnego źródła energii lub infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, lub ogólnodostępnej stacji ładowania, o której mowa w art. 7 ust. 1a, a także odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d7 pkt 2, nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji, lub odmowy dokonania zmiany umowy, o której mowa w art. 7 ust. 2a, w zakresie terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej, rozstrzyga Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek strony."

W art. 9 ust. 8a otrzymuje brzmienie:

"8a. Minister właściwy do spraw gospodarki surowcami energetycznymi w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe warunki funkcjonowania systemu wodorowego, w szczególności:

- 1) warunki przyłączenia do sieci wodorowej, z uwzględnieniem przyłączenia w pierwszej kolejności elektrolizerów odnawialnych źródeł energii, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączenia do sieci wodorowej instalacji magazynowej wodoru oraz innej sieci wodorowej,
 - 2) sposób prowadzenia obrotu wodorem,
 - 3) warunki świadczenia usług przesyłania wodoru, dystrybucji wodoru, magazynowania wodoru, prowadzenia ruchu sieciowego i eksploatacji sieci wodorowej oraz korzystania z systemu wodorowego i połączeń międzysystemowych, z uwzględnieniem priorytetu wodoru odnawialnego wytworzonego w elektrolizerach odnawialnych źródeł energii,
 - 4) warunki współpracy pomiędzy operatorami systemów, w tym z innymi przedsiębiorstwami energetycznymi, w zakresie prowadzenia ruchu sieciowego oraz postępowania w sytuacjach awaryjnych,
 - 5) zakres, warunki i sposób zarządzania ograniczeniami w systemie wodorowym, z uwzględnieniem priorytetu wodoru odnawialnego wytworzonego w elektrolizerach odnawialnych źródeł energii,
 - 6) parametry jakościowe wodoru
- biorąc pod uwagę bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie systemu wodorowego, równoprawne traktowanie użytkowników tego systemu, wymagania w zakresie ochrony środowiska oraz budowy i eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci wodorowych, z uwzględnieniem priorytetu wodoru odnawialnego wytworzonego w elektrolizerach odnawialnych źródeł energii.

W art. 9g ust. 1 otrzymuje brzmienie:

"1. Operator systemu przesyłowego, operator systemu przesyłowego wodorowego, operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu dystrybucyjnego wodorowego, operator systemu magazynowania, operator systemu magazynowania wodoru lub operator systemu skraplania gazu ziemnego są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej wodorowej, instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej wodorowej, instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej, instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej wodoru lub instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji skroplonego gazu ziemnego, z uwzględnieniem priorytetu wodoru odnawialnego wytworzonego w elektrolizerach odnawialnych źródeł energii, zwanych dalej „instrukcjami”.

W art. 9g ust. 3c otrzymuje brzmienie:

Instrukcje opracowywane dla sieci wodorowych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu wodorowego oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania tych sieci, w szczególności dotyczące:

- 1) przyłączania sieci dystrybucyjnych wodorowych, urządzeń odbiorców końcowych i połączeń międzysystemowych, z uwzględnieniem priorytetu wodoru odnawialnego wytworzonego w elektrolizerach odnawialnych źródeł energii,
- 2) wymagań technicznych dla urządzeń, instalacji i sieci wodorowej wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą,
- 3) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania systemu wodorowego,
- 4) współpracy pomiędzy operatorami systemów wodorowych,
- 5) przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami,
- 6) procedury zmiany sprzedawcy oraz zgłaszania i przyjmowania przez operatora systemu dystrybucyjnego wodorowego do realizacji umów sprzedaży wodoru lub umów kompleksowych wodorowych

– z uwzględnieniem przepisów o ochronie danych osobowych.

W art. 9g ust. 3d otrzymuje brzmienie:

Instrukcja opracowywana dla instalacji magazynowej wodoru określa szczegółowe warunki korzystania z tej instalacji przez użytkowników systemu magazynowania wodoru oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu i eksploatacji oraz planowania rozbudowy tej instalacji, w szczególności dotyczące:

- 1) procedury zawierania umów o świadczenie usług magazynowania wodoru,
- 2) procedury udostępniania i przydzielania zdolności magazynowych,

- 3) sposobu zarządzania ograniczeniami systemu wodorowego, z uwzględnieniem priorytetu wodoru odnawialnego wytworzonego w elektrolizerach odnawialnych źródeł energii,
 - 4) kryteriów bezpieczeństwa funkcjonowania tej instalacji,
 - 5) procedur postępowania w przypadku awarii,
 - 6) współpracy pomiędzy operatorem systemu magazynowania wodoru a operatorami innych systemów wodorowych,
 - 7) przekazywania informacji pomiędzy operatorami systemów wodorowych oraz pomiędzy operatorem systemu magazynowania wodoru a odbiorcami
- z uwzględnieniem przepisów o ochronie danych osobowych.

16. Rekomendacje – cz. A

16.1. Działania administracyjne

Poniżej, na podstawie rozdziału 6 przedstawiono rekomendowane działania podejmowane w celu stworzenia kompleksowych przepisów regulujących budowę sieci wodorowych, na podstawie analizy działań publicznych i prywatnych w zakresie budowy infrastruktury wodorowej (na podstawie doświadczeń USA i UE):

- **Analiza istniejących ram prawnych**
 - Ocena obecnych regulacji dotyczących bezpieczeństwa, ochrony środowiska, planowania przestrzennego i transportu, które mogą mieć zastosowanie do infrastruktury wodorowej.
 - Identyfikacja luk prawnych i konieczności ich uzupełnienia lub modyfikacji.
- **Opracowanie nowych ram prawnych i standardów**
 - Tworzenie dedykowanych regulacji dla budowy i eksploatacji sieci rurociągów i infrastruktury magazynowej wodoru, uwzględniających specyfikę tego surowca (np. łatwopalność, chemiczna kompatybilność).
 - Ustanowienie norm bezpieczeństwa dla instalacji, rurociągów i pojazdów transportujących wodór, zgodnie z międzynarodowymi i krajowymi standardami.
- **Uproszczenie i koordynacja procesu uzyskiwania zezwoleń**
 - Wdrożenie jednolitej platformy lub koordynowanego systemu składania wniosków o pozwolenia na budowę i eksploatację infrastruktury wodoru, obejmującego zgody od odpowiednich agencji (np. z zakresu ochrony środowiska, bezpieczeństwa, planowania przestrzennego).
 - Wprowadzenie priorytetów i przyspieszenia procedur dla projektów zielonego wodoru, aby wspierać ich szybki rozwój.
- **Wdrożenie wymagań dotyczących oceny wpływu na środowisko**
 - Ustanowienie jasnych kryteriów i procedur dla oceny środowiskowej projektów sieci wodorowych, obejmujących wpływ na tereny chronione, wody, przestrzeń publiczną i dziedzictwo kulturowe.
 - Uwzględnienie konsultacji społecznych i interesariuszy na etapie planowania i przepisów.
- **Ustanowienie wymogów dotyczących bezpieczeństwa i ryzyka**
 - Definiowanie wymagań odnośnie do monitorowania, raportowania i zarządzania ryzykiem związanym z przechowywaniem i przesyłem wodoru.
 - Wprowadzenie obowiązkowych szkoleń i certyfikacji personelu obsługującego infrastrukturę.

- **Integracja regulacji na poziomie krajowym i lokalnym**
 - Harmonizacja przepisów, aby zapobiec nakładaniu się wymagań i ułatwić realizację projektów.
 - Wspieranie współpracy międzynarodowej i wymiany najlepszych praktyk, szczególnie w zakresie technologii bezpiecznego przesyłu wodoru.
- **Tworzenie mechanizmów wsparcia i finansowania**
 - Ustanowienie programów dotacji, ulg podatkowych lub innych form wsparcia dla projektów infrastruktury wodoru, które spełniają określone wymogi prawne.
 - Promowanie partnerstw publiczno-prywatnych (PPP) jako modelu realizacji projektów.
- **Regularne aktualizacje i dostosowania przepisów**
 - Monitorowanie rozwoju technologii i rynków wodoru oraz wyników wdrożonych regulacji.
 - Aktualizacja przepisów w odpowiedzi na nowe wyzwania, technologie i doświadczenia praktyczne.

Podsumowując, kluczowymi działaniami są opracowanie odpowiednich ram prawnych, uproszczenie procedur administracyjnych, ustanowienie standardów bezpieczeństwa, a także efektywna koordynacja działań na różnych szczeblach administracji, wspierając tym samym szybki i bezpieczny rozwój infrastruktury wodorowej.

16.2. Podział sieci wodorowych ze względu na jakość transportowanego gazu

Wymagania jakościowe dla różnych rodzajów paliw gazowych zależą od ich przeznaczenia. Z tej perspektywy rekomenduje się następujący podział:

- sieć wodorowa paliwa transportowego do zasilania ogniw paliwowych PEM,
- sieć wodorowa do pozostałych zastosowań.

Ze względu na specyficzne i bardzo restrykcyjne wymagania stawiane paliwu zasilającemu ogniwa PEM, wydaje się niezbędne wyodrębnienie sieci wodoru *automotiv*. W pozostałych przypadkach istnieje możliwość określenia wspólnych wymagań jakościowych, lub w przypadku zastosowania wodoru w przemyśle chemicznym jego oczyszczenie w miejscu wykorzystania.

16.3. Podział sieci wodorowych ze względu na ciśnienie robocze

Rekomenduje się zachowanie podziału sieci gazowych ze względu na ciśnienie robocze analogicznie jak dla gazociągów gazu ziemnego z pominięciem sieci niskiego ciśnienia i ograniczeniem maksymalnego ciśnienia do 10 MPa:

- sieci wodorowe średniego ciśnienia: do 0,5 MPa włącznie,
- sieci wodorowe podwyższonego średniego ciśnienia: powyżej 0,5 MPa do 1,6 MPa włącznie,
- sieci wodorowe wysokiego ciśnienia: powyżej 1,6 MPa do 10 MPa włącznie.

16.4. Podział sieci wodorowych ze względu na stosowane materiały

Pomimo możliwego negatywnego wpływu wodoru na materiały stalowe są to materiały, które są powszechnie stosowane do transportu wodoru szczególnie pod wysokim ciśnieniem. Za odpowiedni materiał z tworzywa sztucznego do rurociągów wodorowych można uznać polietylen o wysokiej gęstości (HDPE). HDPE jest powszechnie stosowany do rurociągów wodorowych mimo stosunkowo wysokiej przepuszczalność. Ze względu na przepuszczalność może być stosowany wyłącznie w warunkach ciśnienia do 0,5 MPa.

Ze względu na stosowane materiały rekomenduje się następujący podział sieci wodorowych:

- sieci wodorowe ze stali,
- sieci wodorowe z polietylenu.

16.5. Dopuszczalne materiały do budowy sieci wodorowych oraz ich połączenia spajane

Materiały stalowe

Do budowy gazociągów wodorowych mogą być stosowane stale spełniające wymagania Polskich Norm stosowanych w przemyśle gazowniczym oraz do zastosowań ciśnieniowych.

Materiały stalowe oraz połączenia spawane powinny spełniać podstawowe wymagania określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie.

Przed zastosowaniem danego gatunku stali wymagane jest wykonanie dodatkowej oceny pod kątem zagrożeń wynikających z negatywnego oddziaływania wodoru na stal i złącza spawane. Ocenę należy wykonać biorąc pod uwagę warunki pracy gazociągu oraz jego lokalizacji w oparciu o aktualny stan wiedzy i techniki uwzględniając krajowe i międzynarodowe specyfikacje techniczne. (Uwaga – szczegółowe wymagania dla materiałów stalowych oraz złączy spawanych określono w p. 8 i p. 13 niniejszego Sprawozdania)

Materiały polietylenowe

Do budowy rurociągów wodorowych mogą być stosowane wyroby z polietylenu spełniające wymagania Polskich Norm dla systemów przewodów rurowych do przesyłania paliw gazowych. Ze względu na większą przenikalność przez ścianki rur wodoru niż gazu ziemnego przed zastosowaniem

systemu z polietylenu należy ocenić zagrożenia dla bezpieczeństwa otoczenia szczególnie w zamkniętych i niewentylowanych przestrzeniach.

16.6. Wymagania dla armatury zaporowej i upustowej

16.6.1. Wymagania materiałowe

Materiały, z jakich wykonana może być armatura powinny spełniać wymagania opisane w rozdziale 8 niniejszego opracowania.

Nie dopuszcza się stosowania armatury wykonanej z żeliwa odlewanego lub sferoidalnego.

16.6.2. Wymagania funkcjonalne

W zakresie wymagań funkcjonalnych, armatura powinna spełniać wymagania określone w Polskich i Europejskich normach dotyczących armatury stosowanej w sieciach gazowych oraz armatury przemysłowej opisanych w punkcie 8.5.2.2 niniejszego opracowania.

Badając armaturę zgodnie z powyższymi wymaganiami wszystkie badania szczelności armatury powinno wykonywać się z zastosowaniem jako medium badawczego 100% Hel, jako gaz najbardziej zbliżony do wodoru pod względem wielkości cząsteczek.

16.7. Zabezpieczenie przed korozją powłokami izolacyjnymi

16.7.1. Bierna ochrona przed korozją

Rurociągi transportujące wodór powinny posiadać odpowiednią powłokę izolacyjną zewnętrzną, zabezpieczającą je przed korozją.

Systemy rurociągowo posiadające powłokę ochronną w celu kompleksowego zabezpieczenia ich przed korozją powinny posiadać jako uzupełniającą ochronę czynną, tzw. ochronę katodową.

Powłoki powinny być dobrane odpowiednio do miejsca ich przeznaczenia i obiektu na jaki mają być nanoszone, jak opisano w Rozdziale 9 niniejszego opracowania.

Należy stosować powłoki spełniające obowiązujące Polskie i Europejskie normy, stosowane na rurociągach do transportu gazu ziemnego z uwzględnieniem ryzyka związanego z transportem wodoru. Wszystkie połączenia rur, należy izolować powłokami o nie gorszej jakości i właściwościach niż powłoka fabryczna. Powłoka w miejscu izolowania powinna być szczelna, odpowiednio przyczepna. Szczegółowe specyfikacje opisano w Rozdziale 9 opracowania.

16.7.2. Czynna ochrona przed korozją

W celu uzupełnienia biernej ochrony przed korozją realizowanej poprzez zastosowanie powłok ochronnych, rurociągi należy wyposażyć w czynną ochronę przed korozją stosując systemy elektrochemicznej ochrony przed korozją CP (Cathodic Protection/Ochrona Katodowa). Eksploatację tych systemów należy prowadzić zgodnie z obowiązującymi normami krajowymi i Europejskimi oraz szczegółowymi wymaganiami operatorów, uwzględniając specyfikę transportowanego medium.

16.8. Warunki dopuszczenia do użytkowania sieci wodorowych. Próby szczelności i wytrzymałości

W oparciu o Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie oraz standaryzacji międzynarodowej szczegółowe rekomendacje dotyczące prowadzenia prób wytrzymałości i szczelności zamieszczono w p. 10.5 niniejszego Sprawozdania. Rekomendacje te obejmują:

- próby szczelności, w szczególności dla rurociągów i sieci wodorowych o maksymalnym ciśnieniu roboczym z zakresu powyżej 0,5 MPa do 10 MPa włącznie,
- prób wytrzymałości, w szczególności dla rurociągów i sieci wodorowych o maksymalnym ciśnieniu roboczym w zakresie powyżej 0,5 MPa do 10 MPa włącznie,
- prób szczelności i wytrzymałości dla rurociągów i sieci wodorowych wykonanych ze stali dla zakresu maksymalnego ciśnienia roboczego od 10 kPa do 0,5 MPa włącznie,
- prób szczelności i wytrzymałości dla rurociągów i sieci wodorowych wykonanych z polietylenu.

16.9. Warunki lokalizacji rurociągów wodorowych

W zakresie głębokości posadowienia rurociągów wodorowych zaleca się stosowanie wymagań dla gazociągów gazu ziemnego określonych przez polskich operatorów systemu dystrybucyjnego i przesyłowego.

Odległości gazociągów wodorowych od elektroenergetycznej linii kablowej podziemnej powinna być zgodna z przepisami określonymi dla gazociągów gazu ziemnego (Dz.U. 2013 poz. 640).

Minimalne odległości gazociągu wodorowego od istniejącego rurociągu zależne są od średnicy nominalnej gazociągu powinny wynosić:

- 1,0 m dla \leq DN 150,
- 1,5 m dla $>$ DN 150 \leq DN 400,
- 2,0 m dla $>$ DN 400 \leq DN 600,
- 3,0 m dla $>$ DN 600 \leq DN 900,
- 3,5 m dla $>$ DN 900.

Dla pozostałych lokalizacji i związanych z nimi odległościami przy zbliżeniach gazociągu wodorowego i jego skrzyżowaniach zaleca się stosować przepisy określone dla gazociągów gazu ziemnego (Dz.U. 2013 poz. 640). Podczas określania odległości obiektów budowlanych od gazociągów wodorowych można dodatkowo wykorzystać obliczony promień oddziaływania rurociągu wodorowego. Uwzględniając obliczony promień oddziaływania rurociągu wodorowego należy przeprowadzić ocenę ryzyka wystąpienia zagrożeń dla otoczenia.

Odległość gazociągów wodorowych od turbin wiatrowych powinna być taka, aby minimalna odległość pozioma od najgorszego punktu obrotu turbiny wiatrowej do gazociągu była większa od wysokości końcówki turbiny (H_t) + 10% gdzie H_t jest równe najwyższemu punktowi od podłoża wyznaczonemu przez obrót łopaty turbiny wiatrowej.

16.10. Klasy lokalizacji rurociągów wodorowych

Dla gazociągów wodorowych zaleca się stosowanie klas lokalizacji zgodnych z przepisami dla gazociągów gazu ziemnego (Dz.U. 2013 poz. 640). Uwaga – dla celów projektowych wg ASME B.31.12:2023 opisanych w p. 12.2 niniejszego opracowania zaleca się następujące przyporządkowanie klas lokalizacji:

- klasa 1 wg Dz.U. 2013 poz. 640 – klasa 3 i 4 wg ASME B.31.12:2023,
- klasa 2 wg Dz.U. 2013 poz. 640 – klasa 2 wg ASME B.31.12:2023,
- klasa 3 wg Dz.U. 2013 poz. 640 – klasa 1 wg ASME B.31.12:2023.

16.11. Strefy kontrolowane rurociągów wodorowych

Dla gazociągów wodorowych w zakresie określania szerokości stref kontrolowanych, zaleca się wykorzystanie zapisów Rozporządzenia Ministra Gospodarki z 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz.U. 2013 poz. 640) [A-P35].

16.12. Odległości między zespołami armatury zaporowej i upustowej

Na podstawie analizy przeprowadzonej i opisanej w Rozdziale 11.7 opracowania, maksymalne odległości armatury zaporowo upustowej dla rurociągów wodorowych można zastosować jak dla rurociągów transportujących gaz ziemny. Odległości te określone są w Rozporządzeniu „ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie.” [A-P35]

Przy określaniu odległości pomiędzy armaturą zaporowo - upustową, należy wziąć pod uwagę ocenę ryzyka związana z lokalizacją rurociągu. Należy przy tym uwzględnić wyższą dyfuzję wodoru i niższą energię zapłonu. Dodatkowo należy pamiętać, że zbyt gęste rozmieszczenie armatury zaporowo upustowej zwiększa ryzyko wycieku, podczas awarii tej armatury.

Dla gazociągów wodorowych H₂, armatura zaporowo upustowa powinna być zainstalowana:

- na granicach klasy lokalizacji,
- przy wejściach i wyjściach do stacji redukcyjno-pomiarowych,
- przed i za przekroczeniem rzek i dróg,
- przy rozgałęzieniach rurociągów,
- przy wejściu i wyjściu tłoczni gazów, punktów podłączeń.

Proponowane maksymalne odległości zespołów armatury zaporowo upustowej dla rurociągów wodorowych przyjęto wg klas lokalizacji gazociągów do transportu gazu ziemnego opisanych w rozporządzenie (Dz.U. 2013 poz. 640) [A-P35]:

- Klasa 1 - Maksymalne odległości pomiędzy armaturą 18 km,
- Klasa 2 i 3 - Maksymalne odległości pomiędzy armaturą 36 km.

Szczegółowe wymagania dla zespołów zaporowo upustowych i odległości pomiędzy nimi powinny być określone przez operatorów gazociągów przesyłowych, uwzględniając warunki techniczne i eksploatacyjne rurociągów.

Standardy operatorów powinny określać m.in.:

- sposoby projektowania stacji zaporowo upustowych,
- wymagania dla automatyki
- dopuszczalną armaturę, typy armatury,
- wymagania dla automatyki i systemów SCADA.

16.13. Warunki bezpieczeństwa użytkowania sieci wodorowych

W trakcie projektowania sieci wodorowych, podobnie jak w przypadku sieci gazowych gazu ziemnego, symulacje numeryczne mogą być pomocnym narzędziem dla modelowania nacisków gruntu na rurociąg wodorowy i stabilności położenia w przypadku gruntów niestabilnych. Dla poszczególnych elementów rurociągu (łuki, kształtki, śluzy i armatura) w trakcie projektowania powinny być wykonywane obliczenia wytrzymałościowe dla symulowanych modelowo warunków eksploatacyjnych.

W przypadku przedmuchiwania gazociągów wodorowych może pojawić się problem z usunięciem wodoru znajdującego się w kolanach lub elementach sieci, znajdujących się powyżej pozostałych elementów.

W przypadku stosowania rur wydmuchowych należy je w odpowiedni sposób zabezpieczyć przed przypadkowym zaiskrzeniem lub wyładowaniem elektrostatycznym oraz przed korozyjnym działaniem

środowiska. Materiałem na rury wydmuchowe powinna być stal odporna na korozję o strukturze austenitycznej lub stal niestopowa pokrywana powłokami na bazie stopów miedzi.

Podczas projektowania rurociągów wodorowych należy stosować Polskie Normy określające wymagania dla infrastruktury gazowej oraz uwzględnić potrzebę oceny odporności na kruche pękanie w oparciu o aktualny stan wiedzy i techniki oraz krajowe i międzynarodowe specyfikacje techniczne.

Jeśli rurociąg jest projektowany do pracy przy naprężeniu obwodowym przekraczającym 40% SMYS (minimalna normatywna granica plastyczności) wówczas należy określić kryterium odporności na kruche pękanie lub zastosować inną metodę kontroli rozprzestrzeniania się pęknięć. Kryterium osiąga się przez zapewnienie odpowiedniej ciągliwości materiału.

Szczegółowe warunki projektowania określono oraz kontroli i zapobiegania pękaniu określono w p. 12.2 niniejszego sprawozdania.

W zakresie bezpieczeństwa użytkowania sieci wodorowych rekomendowane jest, aby operatorzy sieci wodorowych, gazociągów bezpośrednich oraz małych sieci wodorowych mieli wdrożone procedury wykrywania i naprawy wykrytych nieszczelności dedykowane dla nadziemnej części infrastruktury. Natomiast w przypadku gazociągów, ze względu na brak zaawansowanych technologicznie zdalnych metod wykrywania nieszczelności rekomendowanej jest planowanie już na etapie projektowania i budowy gazociągu wyposażenie go w odpowiednie rozwiązania technologiczne (czujniki ciśnienia, akustyczne, światłowodowe), które w połączeniu z odpowiednim oprogramowaniem pozwolą szybko diagnozować sytuacje związane z występowaniem nieszczelności.

Ze względu na brak wspólnej polityki europejskiej w zakresie nawaniania wodoru oraz na fakt, że dobrze przebadane substancje nawaniające są szkodliwe dla ogniów paliwowych na chwilę obecną nie jest rekomendowane wskazywanie sposobu i zakresu, w którym konieczne jest nawanianie paliwa wodorowego, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa odbiorcy indywidualnemu np. poprzez rekomendacje w zakresie stosowania lokalnych czujników wodoru.

16.14. Strefy zagrożenia wybuchem

Na podstawie rozdziału 14 przedstawiono ważniejsze rekomendacje związane z określaniem stref zagrożenia wybuchem. W związku z rosnącym znaczeniem wodoru jako paliwa zrównoważonego oraz jego szczególnymi właściwościami fizykochemicznymi, rekomenduje się stosowanie następujących zasad przy wyznaczaniu stref zagrożenia wybuchem dla infrastruktury wodorowej:

- **Podstawy normatywne**
 - Proces klasyfikacji stref powinien być prowadzony zgodnie z PN-EN IEC 60079-10-1 oraz PN-EN ISO/IEC 80079-20-1.

- Wodór należy do grupy IIC ($MESG \leq 0,5$ mm, $MIC < 0,45$), co wymaga stosowania urządzeń o najwyższych standardach przeciwwybuchowych.
- **Identyfikacja źródeł emisji**
 - Należy wskazać wszystkie potencjalne punkty emisji, w tym armaturę, kołnierze, zawory bezpieczeństwa, sprężarki i zbiorniki.
 - Źródła emisji należy klasyfikować według prawdopodobieństwa wystąpienia wycieku (A, B, C).
- **Ocena intensywności emisji i warunków wentylacji**
 - Przy szacowaniu wielkości i częstotliwości emisji należy uwzględnić ciśnienie robocze oraz typ wpływu (np. rozpraszanie naturalno-turbulentne, strumieniowe).
 - Wentylację należy klasyfikować jako dobrą, umiarkowaną lub złą a jej jakość bezpośrednio wpływa na rozmiar strefy.
- **Klasyfikacja stref Ex**
 - Strefa 0 występuje wyłącznie w instalacjach procesowych z ciągłym uwalnianiem wodoru.
 - Strefa 1 to obszar wokół elementów regularnie emitujących wodór (np. odpowietrzenia, zawory).
 - Strefa 2 to obszar otaczający strefę 1, gdzie emisja jest incydentalna.
- **Odległości bezpieczeństwa**
 - Minimalne odległości powinny być zgodne z normami i praktykami branżowymi (np. ISO 19880-1, EIGA DOC 15/21).
 - Przykładowe stosowane w różnych krajach, zalecane odległości:
 - 15 m dla sprężarek i zbiorników magazynowych (możliwe zmniejszenie przy zastosowaniu osłon),
 - do 35 m dla stacji tankowania wodoru,
 - 5–8 m od źródeł zapłonu i budynków palnych.
 - W przypadku wycieków wodoru strefa zagrożenia jest ok. 3,5 razy większa niż dla metanu, co należy uwzględnić przy projektowaniu.
- **Dokumentacja i oznakowanie**
 - Obowiązkowe sporządzenie Dokumentu Zabezpieczenia Przed Wybuchem (DZPW) zgodnie z dyrektywą ATEX 1999/92/WE.
 - Dokumentacja powinna zawierać plany i modele stref, wskazanie grupy urządzeń oraz klas temperaturowych.
- **Specjalne środki dla nietypowych urządzeń**

- Elektrolizery, systemy buforowe i stacje redukcyjno–sprężarkowe wymagają indywidualnej oceny ryzyka, z uwzględnieniem odpowiedniej wentylacji, czujników H₂ oraz zabezpieczeń ciśnieniowych.

Generalnie wyznaczanie stref Ex dla wodoru powinno bazować na metodyce stosowanej dla gazu ziemnego, z uwzględnieniem specyficznych właściwości wodoru (niska energia zapłonu, szeroki zakres palności, szybka dyfuzja). Kluczowe jest zachowanie większych odległości bezpieczeństwa, stosowanie urządzeń grupy IIC oraz prowadzenie pełnej dokumentacji zgodnej z wymaganiami ATEX i krajowymi regulacjami.

16.15. Propozycje przepisów dotyczące przyłączeń elektrolizerów OZE do sieci wodorowych, na warunkach preferencyjnych względem innych elektrolizerów, które wykorzystują energię z sieci

W zakresie przepisów dotyczących przyłączeń elektrolizerów OZE do sieci wodorowych, na warunkach preferencyjnych względem innych elektrolizerów, które wykorzystują energię z sieci rekomenduje się:

- Wprowadzenie definicji i uprzywilejowania elektrolizerów zasilanych energią z OZE. Należy formalnie zdefiniować „elektrolizer odnawialnego źródła energii” w ustawie o OZE oraz zapewnić mu priorytet przyłączenia do sieci (elektroenergetycznej i wodorowej) w stosunku do elektrolizerów korzystających z energii z sieci.
- Stworzenie mechanizmu dopłat do przyłączeń elektrolizerów OZE. W przypadku odmowy przyłączenia z przyczyn ekonomicznych rekomenduje się wprowadzenie systemu dopłat do kosztów przyłączenia.
- Zapewnienie priorytetu wodoru odnawialnego w regulacjach systemowych. W przepisach wykonawczych, instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci oraz zasadach funkcjonowania systemu wodorowego należy konsekwentnie uwzględnić priorytet wodoru odnawialnego.

Szczegółowe propozycje przepisów zawarto w p. 15.2.

Spis tabel - cz. A

Tabela 5-1. Ramy prawne w Japonii	56
Tabela 7-1. Zestawienie przykładowych składów mieszanin wodorowych w zależności od metody wytwarzania	74
Tabela 7-2. Wymagania jakościowe dla wodoru stosowanego do zasilania urządzeń domowych	77
Tabela 7-3. Podział sieci i rurociągów do transportu wodoru.....	79
Tabela 7-4. Podział europejskich sieci wodorowych ze względu na maksymalne ciśnienie robocze. ..	82
Tabela 8-1. Współczynniki przeliczeniowe do zmiany wartości stężeń wodoru w żelazie i jego stopach. Gęstość 7,88 g/cm ³ , ciężar atomowy żelaza 55,84	86
Tabela 8-2. Wybrane gatunki stali niestopowej dla zastosowań w środowisku wodoru.....	103
Tabela 8-3. Minimalne wartości pracy łamania dla próbek Charpy V w temperaturze 0 °C (wg. ASME B.31.12:2023)	105
Tabela 8-4. Gatunki stali C-Mo i C-Cr-Mo dla zastosowań w środowisku wodoru w podwyższonej temperaturze	105
Tabela 9-1. Rodzaje powłok zewnętrznych.	116
Tabela 9-2. Przykładowe rodzaje stosowanych powłok wewnętrznych	117
Tabela 11-1 Minimalne odległości gazociągu wodorowego od kabli.....	139
Tabela 11-2 Minimalne odległości gazociągu wodorowego od istniejących rurociągów	140
Tabela 11-3 Minimalne odległości stacji gazowych (wodorowych) od innej infrastruktury	141
Tabela 11-4. Przyporządkowanie klas lokalizacji wg rozporządzenia (Dz.U. 2013 poz. 640) do klas lokalizacji wg ASME B31.12-2023	147
Tabela 11-5. Porównanie odległości zespołów zaporowo upustowych w różnych Państwach	154
Tabela 12-1. Przykład programu ochrony prewencyjnej dla gazociągów wodorowych	161
Tabela 12-2. Klasy lokalizacji i zmiany w liczbie budynków przeznaczonych na pobyt ludzi wg ASME B31.12-2019	164
Tabela 12-3. Podstawowy współczynnik projektowy, F (stosowany z opcją A) wg ASME B31.12:2023	165
Tabela 12-4. Podstawowy współczynnik projektowy, F (stosowany z opcją B) wg ASME B31.12:2023	165
Tabela 12-5. Współczynnik projektowy, F (stosowany z opcją A) wg ASME B31.12:2023 dla szczególnych lokalizacji rurociągu wodorowego	166
Tabela 12-6. Współczynnik projektowy, F (stosowany z opcją B) wg ASME B31.12:2023 dla szczególnych lokalizacji rurociągu wodorowego	167
Tabela 12-7. Współczynnik materiałowy rurociągów ze stali węglowej, H _f wg ASME B31.12:2023...	167

Tabela 12-8. Współczynnik obniżający ze względu na temperaturę, T wg ASME B31.12:2023.....	168
Tabela 12-9. Porównanie parametrów fizykochemicznych metanu i wodoru.....	174
Tabela 12-10. Porównanie parametrów charakteryzujących czujniki montowane w przenośnych wykrywaczach nieszczelności dedykowanych dla wodoru	176
Tabela 12-11. Potencjalne nawianiacze do wodoru	183
Tabela 14-1. Podział urządzeń ze względu na grupę i kategorię zabezpieczenia przeciwwybuchowego.....	192
Tabela 14-2. Właściwości wodoru i gazu ziemnego	194
Tabela 14-3. Porównanie odległości bezpieczeństwa dla stacji wodorowych	205
Tabela 14-4. Typowe minimalne odległości bezpieczeństwa w poziomie dla stacji wodorowych	206

Spis rysunków - cz. A

Rysunek 7-1. Rodzaje wodoru i metody jego produkcji	73
Rysunek 7-2. Wymagania jakościowe dla wodoru do różnych zastosowań.....	77
Rysunek 8-1. Schemat sieci krystalicznej Fe- α wraz z promieniami atomów żelaza i wodoru oraz odległościami międzyatomowymi	85
Rysunek 8-2. Schemat modelu AILS.....	89
Rysunek 8-3. Kolejne etapy pęknięcia w modelu CEPM	92
Rysunek 8-4. Schematyczne przedstawienie możliwych oddziaływań środowisko-odkształcenie	93
Rysunek 12-1. Przekroje powierzchni plastyczności płaszczyzną oktaedryczną: błękitny – ostrostęp Culomba-Mohra, czerwony – stożek Druckera-Pragera	157
Rysunek 12-2. Obraz zachowania się rurociągu na osuwisku z widoczną tendencją skręcania rurociągu (opracowanie własne AGH przeprowadzone w ANSYS).....	158
Rysunek 12-3. Obraz zachowania się rurociągu na osuwisku z widoczną tendencją skręcania rurociągu (opracowanie własne AGH przeprowadzone w ANSYS).....	159

Bibliografia - cz. A

- Afifi bin Md Akib, Nordin bin Saad and V. Asirvadam, Pressure point analysis for early detection system IEEE 7th International Colloquium on Signal Processing and its Applications, Penang, Malaysia, 2011, pp. 103-107, doi: 10.1109/CSPA.2011.5759852.
- Aldhafeeri T., Tran M.-K., Vrolyk R., Pope M., Fowler M., 2020, A review of methane gas detection sensors: recent developments and future perspectives Inventions, 5, p. 28, 10.3390/inventions5030028
- Alvine, K. J., Kafentzis, T. A., Pitman, S. G., Johnson, K. I., Skorski, D., Tucker, J. C., Roosendaal, T. J., & Dahl, M. E. (2014). An in situ tensile test apparatus for polymers in high pressure hydrogen. Review of Scientific Instruments, 85(10). <https://doi.org/10.1063/1.4899315>
- Baranowski B., Filipek S.M.: 45 Years of Nickel Hydride. Polish Journal of Chemistry, 2005, 79, pp. 789-806.
- Barczyński, 2022: Barczyńska A.: Podstawowe zadania i cele realizowane przez operatorów systemów gazowniczych. Gaz, Woda i Technika Sanitarna, 2022, listopad.
- Beachem C.D.: A New Model for Hydrogen-Assisted Cracking (Hydrogen Embrittlement). Metallurgical Transactions, 1972, vol. 3, no. 2, pp. 437-451
- Benrabah Z., Bardetti A., Ilinca F., Bournival S., CONTRIBUTION TO MODELING HYDROGEN PERMEATION AND BARRIER LAYER OPTIMIZATION IN BLOW MOLDED PLASTIC LINERS FOR AN ON-BOARD COMPRESSED HYDROGEN TANKS (2022) Proceedings of WHEC 2022 - 23rd World Hydrogen Energy Conference: Bridging Continents by H2, pp. 514 - 516
- Benrabah Z., Ilinca F., Giraldeau F., Bournival S., Bardetti A., Contribution to modeling hydrogen permeation and thickness optimization in blow molded plastic liners for on-board compressed hydrogen tanks (2024) International Journal of Hydrogen Energy, 51, pp. 688 - 694, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.10.110
- Birnbaum H.K., Robertson I.M., Sofonis P., Teter D.: Mechanisms of Hydrogen Related Fracture – A Review. [in:] 2nd International Conference on Corrosion-Deformation Interactions CDI'96, 1997, pp. 172-195.
- Birnbaum H.K., Sofronis P.: Hydrogen-Enhanced Localized Plasticity – A Mechanism for Hydrogen-Related Fracture. Material Science and Engineering A, 1994, 176, pp. 191-202.
- Birnbaum H.K.: Mechanisms of Hydrogen-Related Fracture of Metals. [in:] 1st International Conference on Environment-Induced Cracking of Metals NACE 10, Kohler, Wisconsin, USA, 1988, pp. 21-29.
- Blicharski M. Inżynieria materiałowa, WNT, 2004;

- Boot et al., 2021: Boot T., Riemslog T., Reinton E., Liu P., Walters C.L., Popovich V.: Assessing the Susceptibility of Existing Pipelines to Hydrogen Embrittlement. [w:] The Minerals, Metals & Materials Society (Ed.), TMS 2021 150th Annual Meeting & Exhibition Supplemental Proceedings (722–729). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-65261-6_65.
- Castagnet, S., Grandidier, J. C., Comyn, M., & Benoît, G. (2010). Hydrogen influence on the tensile properties of mono and multi-layer polymers for gas distribution. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(14), 76337640. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.04.155>
- Chaczykowski M., 2022, A review of research on hydrogen admission into the existing natural gas infrastructure, *Gaz, Woda i Technika Sanitarna*, Styczeń 2022, DOI: 10.15199/17.2022.1.2.
- CMS. Expert Guide to Hydrogen Law and Regulation. Hydrogen law, regulations strategy in Sweden. CMS Sweden; 2023.
- Connor A., Barros H., Robinson R., Guzzini A., Pellegrini M., Saccani C., Holewa-Rataj J., Kuchta T., Wigger H., Vogt T., Bescos Roy V., Krohl V., 2025, Methods for detecting and quantifying hydrogen emissions over a wide range of temporal and spatial scales: a state-of-the-art review, *Measurement: Energy*, Volume 8, <https://doi.org/10.1016/j.meaeene.2025.100069>.
- Cui X., Yana Y., Maa Y., Maa L., Han X., 2016, Localization of CO₂ leakage from transportation pipelines through low frequency acoustic emission detection, *Sensors and Actuators A: Physical* Vol. 237, p.107-118 <https://doi.org/10.1016/J.SNA.2015.11.029>
- Cui X., Yan Y., Guo M., Han X., Hu Y., 2016a, Localization of CO₂ Leakage from a Circular Hole on a Flat-Surface Structure Using a Circular Acoustic Emission Sensor Array. *Sensors* 16(11) DOI: 10.3390/s16111951
- CyLH2Valley Projekt, 2025, https://www.clean-hydrogen.europa.eu/projects-dashboard/projects-repository/cylh2valley_en (dostęp 30.10.2025).
- Dadfarnia M., Martin M.L., Moore D.E., Orwig S.E., Sofronis P., A model for high temperature hydrogen attack in carbon steels under constrained void growth (2019) *International Journal of Fracture*, 219 (1), pp. 1 - 17, DOI: 10.1007/s10704-019-00376-8
- Dai, J.; Chen, Z.; Yang, R.; Wu, Z.; Tang, Z.; Hu, W.; Cheng, C.; Wang, X.; Yang, M. Early Detection of Hydrogen Leakage Using Fiber Optic Hydrogen Sensor Based on WO₃-PdPt-Pt Nanocomposite Films. *Nanomaterials* 2025, 15, 836. <https://doi.org/10.3390/nano15110836>
- Department of Energy Hydrogen Program Plan, 2024. https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/hydrogen-program-plan-2024.pdf?utm_source=chatgpt.com (dostęp 25.04.2025)

- Derwent Richard G., 2018, Hydrogen for heating: atmospheric impacts – a literature review, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65aabac882fee900106f5fa8/hydrogen-atmospheric-impact-report.pdf>, (dostęp 17.03.2025)
- DGC Field test on hydrogen in the natural gas grid, Project report, August 2010, https://dgc.dk/media/jusnscgc/r1003_hydrogen_gas_grid.pdf (26.05.2025)
- DNV, 2024, <https://www.dnv.com/article/leak-detection-using-distributed-fibre-optic-sensing/> (dostęp 07.12.2025)
- Drozdo, A.D.; Høj Jermiin, R.; de Claville Christiansen, J. Lifetime Predictions for High-Density Polyethylene under Creep: Experiments and Modeling. *Polymers* 2023, 15, 334. <https://doi.org/10.3390/polym15020334>
- Du Z., Liu C., Zhai J., Guo X., Xiong Y., Su W., He G., A. 2021, Review of Hydrogen Purification Technologies for Fuel Cell Vehicles. *Catalysts* 2021, 11, 393. DOI: <https://doi.org/10.3390/catal11030393>
- El-Shafie Mostafa, 2023, Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review, *Results in Engineering*, Volume 20, <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101426>
- Esteller Rubén, 2023, https://www.economista.es/energia/noticias/12527014/11/23/redexis-construye-ya-el-primer-hidrogeno-ducto-de-espana-.html?utm_source=chatgpt.com, (dostęp 07.10.2025)
- European Green Deal Regulatory White Paper, ACER Report, 9 February 2021.
- European Hydrogen Backbone, How a dedicated hydrogen infrastructure can be created, July 2020, https://ehb.eu/files/downloads/2020_European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf
- EUSH, 2025: Smedberg E., Pitois A., Kleine R., Acosta Iborra B.: Pipelines for hydrogen transport: A review of integrity and safety challenges. EU Science Hub, JRC140673_01, 2025.
- Extending the European Hydrogen Backbone, A European hydrogen infrastructure vision covering 21 countries, April 2021, <https://ehb.eu/files/downloads/European-Hydrogen-Backbone-April-2021-V3.pdf>
- Fagerström A, Särnbratt M, Hansson J, Hernández Leal M, Storm B, Olsson M, et al. The Potential of Hydrogen in a Swedish Context. IVL Svenska Miljöinstitutet, Energiforsk, DNV, RISE, SWECO; Energiforsk Rapport 2024:10111, kwiecień 2024
- Feugas X., Delafosse D., Hydrogen and crystal defects interactions: Effects on plasticity and fracture (2019) *Mechanics - Microstructure - Corrosion Coupling: Concepts, Experiments, Modeling and Cases*, pp. 199 - 222, DOI: 10.1016/B978-1-78548-309-7.50009-0

- Federal Ministry Republic of Austria Sustainability and Turism, 2018 The Hydrogen Initiative [https://www.eu2018.at/dam/jcr:9b0c0051-2894-4bc6-86ba-ea959dc82c0d/The%20Hydrogen%20Initiative%20\(not%20available%20in%20an%20accessible%20format\)%20\(EN\).pdf](https://www.eu2018.at/dam/jcr:9b0c0051-2894-4bc6-86ba-ea959dc82c0d/The%20Hydrogen%20Initiative%20(not%20available%20in%20an%20accessible%20format)%20(EN).pdf) (dostęp 25.10.2024).
- Fedorowicz L., Fedorowicz J.: Złożone modele konstytutywne w analizach badawczych i obliczeniach inżynierskich. Podstawy analiz zadań kontaktowych. Builder, 2021 (sierpień).
- Floristean A., N. Brahy, N. Kraus, S. Skiker, S. Damman, D. Hayter, D. Nozharova, 2019. HyLAW Deliverable 4.5 EU policy Paper, <https://www.hylaw.eu/files/2019-06/EU%20Policy%20Paper%20%28June%202019%29.pdf> (dostęp 25.10.2024).
- Flynn, P.; Sprague, M. Hydrogen Odorants and Odorant Selection Method. U.S. Patent 8,394,553 B2, 2013.
- Forschungsbericht G 202006 01/2023 DVGW Project SyWeSt H2: Investigation of Steel Materials for Gas Pipelines and Plants for Assesment of their Suitability with Hyrogen
- Fossil Free Sweden, RISE. Hydrogen – Strategy for Fossil Free Competitiveness [Internet]. Stockholm: Fossil Free Sweden/RISE; 2021. (dostęp kwiecień 2025)
- Gallon, N., Andrews, R., & Huising, O. (2020). Hydrogen Pipelines Design and Materials Challenges and Mitigations
- Gasunie – Energinet, Pre-feasibility Study for a Danish-German Hydrogen Network, April 2021, <https://energinet.dk/media/15hdsffj/pre-feasibility-study-for-a-danish-german-hydrogen-network.pdf>
- GERG, 2022, H2 Purity; H2 Short Study: Hydrogen Quality in an Overall German Hydrogen Network, GetH2-Project. Available online: https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/220801_Report_Study_H2-Purity_EN_Original-DBI.pdf (dostęp 24.10.2025).
- Green Hysland, 2025, <https://greenhysland.eu/about-green-hysland/> (dostęp 07.10.2025).
- GREEN HYSLAND, Deployment of a H2 Ecosystem on the Island of Mallorca, https://www.clean-hydrogen.europa.eu/projects-dashboard/projects-repository/green-hysland_en (dostęp 30.10.2025).
- Green Hysland. Issues affecting pre deployment of proposed projects – cross cutting issues, Deliverable 2.1, March 2022.
- Guidehouse & EHB. Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen across Europe, June 2021, <https://ehb.eu/page/publications>
- Haeseldonckx, D. D’haeseleer, W., (2007). The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure. International Journal of Hydrogen Energy, 32(1011), 13811386. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.10.018>

- Han X., Zhao S., Cui X., Yan Y., 2019, Localization of CO₂ Gas Leakage through Acoustic Emission Multi-sensor Fusion Based on Wavelet-RBFN Modeling, *Measurement Science and Technology*, 30 (8). <https://doi.org/10.1088/1361-6501%2Fab1025>
- Hayward D.O., Trapnell B.M.W.: *Chemisorption*, Butterworths, 1964.
- Hermkens R. et al: Future-proof gas distribution network, Kiwa Report GT 170272 (2018-07-05) (tak zwane Netbeheer Nederland)
- Hinderdael M, Jardon Z, Guillaume P, An analytical amplitude model for negative pressure waves in gaseous media, *Mechanical Systems and Signal Processing*, 2020, Volume 144, <https://doi.org/10.1016/j.ymsp.2020.106800>.
- Hirsz, 2015: Hirsz M.: Awarie gazociągów przesyłowych w aspekcie elastyczności (kruchości) wzdłużnej przewodów gazowych. *Wiadomości Naftowe i Gazownicze*, 2015, nr 8, R18.
- Hirth J.P.: Effects of Hydrogen on the Properties of Iron and Steel. *Metallurgical Transactions A*, 1980, vol. 11A, no. 6, pp. 861-890.
- Hlongwa N.N.T.P., Mabuwa S., Msomi V., The development of techniques to detect high temperature hydrogen attack - A mini review (2021) *Materials Today: Proceedings*, 45, pp. 5415 - 5418, DOI: 10.1016/j.matpr.2021.02.112
- Holewa-Rataj J., Kukulska-Zajac E., 2017, Przegląd metod wykrywania nieszczelności sieci Gazowych, *Nafta-Gaz* nr 11, DOI: 10.18668/NG.2017.11.07 <https://www.gospodarkamorska.pl/strategia-wodorowa-norwegii-czy-zielona-rewolucja-wodorowa-wydarzy-sie-w-oslo-68778> Strategia wodorowa Norwegii - czy zielona rewolucja wodorowa wydarzy się w Oslo? Dostęp 28.03.2025
- Hu, et al., 2022: Hu Z., Ren X., Wang Q., Wang R., Pan R.: Analytical method for the mechanical response of buried pipeline under the action of strike-slip faulting. *Underground Space*, 2022, 7(2), 268–277. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.undsp.2021.08.003>.
- Huszał A. Nawanianie paliw gazowych gwarancją ich bezpiecznego użytkowania. Zapach, który ratuje życie, *Rynek Polskiej Nafty i Gazu* 2016, 86 – 95.
- Hy Responder, European Train the Trainer Programme for Responders, Lecture 1: Introduction of hydrogen safety for responders, LEVEL IV Specialist officer, June 2021.
- Hy4Heat, 2019, <https://static1.squarespace.com/static/5b8eae345cfd799896a803f4/t/5d39a9bd94aa320001f4736d/1564060121837/Purity+standard+launch.pdf> (dostęp 24.10.2025)
- Hydrogen – one of the key elements of Sweden’s climatetransition – Uniper; 2024

- Hydrogen and the facts about IIC or IIB+H2 explosion proof enclosures, <https://www.ex-tech.fr/hydrogen-and-the-facts-about-iic-or-iibh2-explosion-proof-enclosures/> (dostęp 25.11.2025).
- Hydrogen Europe, Hydrogen Infrastructure: The recipe for a hydrogen grid plan, *www.Hydrogen Europe.eu*, (dostęp 8.10.2025).
- Hydrogen network Netherlands, 2025, <https://www.hynetwork.nl/en/about-hynetwork/hydrogen-network-netherlands#> (dostęp 30.10.2025).
- Hydrogen Policies and funding strategies from European countries' national practitioners, Clean Hydrogen JU, 2023, DOI 10.2843/783227.
- Hydrogen Valleys Facility, 2025, <https://pda.h2v.eu/en/project-development-assistance-programme> (dostęp 30.10.2025).
- Hydrogen Valleys, 2025, https://www.clean-hydrogen.europa.eu/get-involved/hydrogen-valleys_en (dostęp 30.10.2025).
- Hydrogen valleys: Insights into the emerging hydrogen economies around the world, Publications Office, 2021, <https://data.europa.eu/doi/10.2843/133091>.
- Hydrogen valleys: Progress in an evolving sector, Publications Office, 2024.
- Hydrogenveikart for Norge 2021
- HyWay27: hydrogen transmission using the existing natural gas grid? Final report for the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy, HyWay 27, June 2021 (<https://www.hyway27.nl>).
- Imai H., Kemball C.: The Reaction of Water Vapour with Evaporated Tungsten Films. Proceedings of the Royal Society A: Mathematical, Physical & Engineering Sciences, 1968, A302, pp. 399-407.
- IPCC, 2018, Anthropogenic and Natural Radiative Forcing, https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf (dostęp 21.10.2025)
- Iwińska K., Kulesza K., Wróblewski M., Grudowska J. Bezpieczeństwo w technologiach wodorowych, III Inżynieria bezpieczeństwa technologii wodorowych – bezpieczeństwo w obszarze otrzymywania wodoru. Sieć Badawcza Łukasiewicz – Instytut Organizacji i Zarządzania w Przemyśle, 2023
- Jana S., Parthiban A., Rusli W., Polymer material innovations for a green hydrogen economy, (2025) Chemical Communications, 61 (16), pp. 3233 - 3249, DOI: 10.1039/d4cc05750c
- Jiang X., Lu H., Dong S., Xu Z.-D., Wang B., Prevention of Hydrogen Pipeline Cracking and Leakage (2024) Hydrogen Transportation and Storage, pp. 215 - 233, DOI: 10.1201/9781003382553-14
- Joundi et al., 2023: Joundi M., Mehdizadeh R., Deck O., Mateo K.: Evaluation of the reliability of buried gas pipelines exposed to ground movement in the perspective of their use for hydrogen

- transportation: A state-of-art review. Symposium on Energy Geotechnics, Accelerating the energy transition, 3-5 October 2023, Delft, the Netherlands. DOI: <https://doi.org/10.59490/seg23.2023.564>.
- Karamitos, et al., 2011: Karamitros D.K., Bouckovalas G.D., Kouretzis G.P., Gkesouli, V.: An analytical method for strength verification of buried steel pipelines at normal fault crossings. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, 2011, 31(11), 1452–1464. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.soildyn.2011.05.012>.
- Karski L. Mikusek P., Czarnecka M., Gastoł M. Opracowanie propozycji przepisów dotyczących przyłączeń elektrolizerów OZE do sieci wodorowych, na warunkach preferencyjnych względem innych elektrolizerów, które wykorzystują energię z sieci. Standard Systems Sp. z o.o. 2025.
- Kastek M., Ligienza A., Sosnowski T., Rataj M., Holewa-Rataj J., Timofiejczuk A., Rzydzik S., Remote Detection and Quantification of Methane Emissions Based on Hyperspectral Data Analysis, „Pomiary Automatyka Robotyka”, R. 27, Nr 3/2023, 5-12, DOI: 10.14313/PAR_249/5
- Khare A., Dwivedi S.K., Vishwakarma M., Ahmed S., Experimental investigation of hydrogen embrittlement during coating process and effect on mechanical properties of high strength steel used for fasteners (2018) *Materials Today: Proceedings*, 5 (9), pp. 18707 - 18715, DOI: 10.1016/j.matpr.2018.06.217
- Klopffer, M. H., Berne, P., Castagnet, S., Weber, M., Hochstetter, G., & Espuche, E. (2010). Polymer Pipes for Distributing Mixtures of Hydrogen and Natural Gas: Evolution of their Transport and Mechanical Properties after an Ageing under an Hydrogen Environment. 18th World Hydrogen Energy Conference 2010, WHEC 2010, *Proceedings*, 1, 353359.
- Koo W.-T., Cho H.-J., Kim D.-H., Kim Y.H., Shin H., Penner R.M., Kim I.-D., 2020, Chemiresistive hydrogen sensors: fundamentals, recent advances, and challenges *ACS Nano*, 14, pp. 14284-14322, 10.1021/acsnano.0c05307
- Korotcenkov G., *Handbook of Gas Sensor Materials: Properties, Advantages and Shortcomings for Applications Volume 1: Conventional Approaches*, Springer, New York, 10.1007/978-1-4614-7165-3
- Kouretzis et al., 2015: Kouretzis G.P., Karamitros D.K., Sloan S.W.: Analysis of buried pipelines subjected to ground surface settlement and heave. *Canadian Geotechnical Journal*, 2015, 52(8), 1058–1071. DOI: <https://doi.org/10.1139/cgj-2014-0332>.
- Król, A.; Gajec, M.; Holewa-Rataj, J.; Kukulska-Zajac, E.; Rataj, M. Hydrogen Purification Technologies in the Context of Its Utilization. *Energies* 2024, 17, 3794. <https://doi.org/10.3390/en17153794>

- Kuczyński Sz., Skutki wycieku i ocena ryzyka dla gazociągów transportujących mieszaniny wodoru z gazem ziemnym : studium przypadku, PRZEMYSŁ CHEMICZNY | Rocznik 2025 - zeszyt 9, DOI 10.15199/62.2025.9.5
- Kulkarni S.S., Choi K.S., Kuang W., Menon N., Mills B., Soulam A., Simmons K., Damage evolution in polymer due to exposure to high-pressure hydrogen gas, (2021) International Journal of Hydrogen Energy, 46 (36), pp. 19001 - 19022, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.03.035
- Kumar M., Investigation of Hydrogen Transport Properties through the Liner Material of 70 MPa Type IV Composite Overwrapped Pressure Vessels (2024) International Journal of Pressure Vessels and Piping, 208, art. no. 105150, DOI: 10.1016/j.ijpvp.2024.105150
- Kupiec B. „Strategia wodorowa Norwegii - czy zielona rewolucja wodorowa wydarzy się w Oslo? Laboratory (NREL) (Issue October). <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81704.pdf>
- Lee J.H.; Kim Y.; Kim, I.; Hong S.B.; Yun H.S., 2024, Comparative Analysis of Ultrasonic and Traditional Gas-Leak Detection Systems in the Process Industries: A Monte Carlo Approach. Processes 2024, 12, 67. <https://doi.org/10.3390/pr12010067>
- Liang M.; Yang K.; Feng M.; Mu K.; Jiao M.; Li L., 2024 Acoustic Imaging Method for Gas Leak Detection and Localization Using Virtual Ultrasonic Sensor Array. *Sensors* **2024**, 24, 1366. <https://doi.org/10.3390/s24051366>
- Lieskoski S., Koskinen O., Tuuf J., Björklund-Sänkiäho M. A review of the current status of energy storage in Finland and future development prospects. Journal of Energy Storage 93 (2024) 112327
- Liu J., Zhao M., Rong L., Overview of hydrogen-resistant alloys for high-pressure hydrogen environment: on the hydrogen energy structural materials (2023) Clean Energy, 7 (1), pp. 99 - 115, DOI: 10.1093/ce/zkad009
- Livio de Santoli, Romano Paiolo, Gianluigi Lo Basso. An overview on safety issues related to hydrogen and methane blend applications in domestic and industrial use. 72nd Conference of the Italian Thermal Machines Engineering Association, ATI2017, 6-8 September 2017, Lecce, Italy
- Lynch S., Discussion of some recent literature on hydrogen-embrittlement mechanisms: addressing common misunderstandings (2019) Corrosion Reviews, 37 (5), pp. 377 - 395, DOI: 10.1515/corrrev-2019-0017
- Lynch S.P.: A Commentary on Mechanisms of Environmentally Assisted Cracking. [in:] 2nd International Conference on Corrosion-Deformation Interactions CDI'96, 1997, pp. 206-219.
- Lynch S.P.: Environmentally Assisted Cracking: Overview of Evidence for an Adsorption- Induced Localised-Slip Process. Acta Metallurgica, 1988, 36, pp. 2639-2661.

- Lynch S.P.: Failures of Structures and Components by Environmentally Assisted Cracking. Engineering Failure Analysis, 1994, vol. 1, no. 2, pp. 77-90.
- MacMullin S., Rongère F-X., 2023, Measurement-based emissions assessment and reduction through accelerated detection and repair of large leaks in a gas distribution network, Atmospheric Environment: X, Volume 17, <https://doi.org/10.1016/j.aeaoa.2023.100201>.
- Magnin T., Chambreuil A., Bayle B.: The Corrosion-Enhanced Plasticity Model for Stress-Corrosion Cracking in Ductile FCC Alloys. Acta Materialia, 1996, vol. 44, iss. 4, pp. 1457-1470.
- Magnin T., Delafosse D.: Stress Corrosion Cracking Mechanism in FCC Materials Engineering. [w:] International Conference on Environmental Degradation of Engineering Materials EDEM'99, Gdańsk-Jurata, 1999, vol.1, s. 38-53.
- Mandal P.C., 2014, Gas Leak Detection in Pipelines & Repairing System of Titas Gas, Journal of Applied Engineering (JOAE), 2(2), s. 23-34,
- Marcus P., Oudar J.: Gas-Iron Surface Equilibria. [in:] Hydrogen Degradation of Ferrous Alloys. Oriani R.A., Hirth J.P., Smialowski M., eds., Noyes Publications, 1985, p. 36-52.
- Meeks, N. D., Ronevich, J. A., Lowe, Z. E., & Simmons, K. (2022). Compatibility of Medium Density Polyethylene (MDPE) for Distribution of Gaseous Hydrogen. ASME 2022 Pressure Vessels & Piping Conference, 16.
- Melaina, M. W., Antonia, O., & Penev, M. (2013). Blending hydrogen into natural gas pipelines networks: A review of key issues. In Technical Report NREL/TP-500-51995 (Vol. 303, Issue March, pp. 2753000).
- Melnichuk M., Gardavaud Q., Thiébaud F., Perreux D., Temperature effect in cavitation risk assessments of polymers for hydrogen systems (2020) International Journal of Hydrogen Energy, 45 (43), pp. 23020 - 23026, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.05.224
- Menon, N. C., Kruiženga, A. M., Alvine, K. J., San Marchi, C. W., Nissen, A., & Brooks, K. (2016). Behaviour of Polymers in High Pressure Environments As Applicable To. Proceedings of the ASME 2016 Pressure Vessels and Piping Conference, 116
- Meribout M.; Khezzar L.; Azzi A.; Ghendour N., 2020 Leak Detection Systems in Oil and Gas Fields: Present Trends and Future Prospects. Flow Meas. Instrum. 2020, 75, 101772.
- Met4H2, Technical Report on the current status and future plans within the European gas distribution grid, models for hydrogen flow, and liquid hydrogen supply chains – Technical Report Activity A2.1.4, Report number Met4H2-A2.1.4.
- Met4H2, Use of hydrogen in pipelines in Europe, Literature study, Activity A2.1.1, Report number Met4H2-A2.1.1.

- MIN, 2025: Veiligheid van waterstof(dragers): Omgaan met technische risico's. (Bezpieczeństwo wodoru (nośników): Radzenie sobie z zagrożeniami technicznymi). Ministerstwo Infrastruktury Nederlandów, 2025. <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-5bbb2ee61b226fd6fb599b8f8807a110db84bcb6/pdf>. (dostęp: 2025.06.16)
- Ministerie van Infrastructuur & Waterstaat ONDERZOEK TECHNISCHE ASPECTEN VAN WATERSTOF IN BESTAANDE BUISLEIDINGEN T.B.V. DE ENERGIETRANSITIE, 53052.01-1917001, Revisie B 19 november 2019
- Mitul D., Penso J., Hau J., HIGH TEMPERATURE HYDROGEN ATTACK - A CASE HISTORY, (2023) American Society of Mechanical Engineers, Pressure Vessels and Piping Division (Publication) PVP, 5, art. no. v005t06a053, DOI: 10.1115/PVP2023-106449
- Mohitpour M., Golshan H., Murray A. Pipeline design & construction: A practical approach 2nd edition
- Moussa N.; Molière M.; Costil S.; Liao H.; Montagne P.; Biehler P.; Impellizzeri E.; Fabre J.-L.; Serpollier A.; Guillien T. 2024, Hydrogen Sensing Technologies for the Safe and Reliable Decarbonization of Electric Power: A Review. *Energies* 2024, 17, 4532. <https://doi.org/10.3390/en17184532>
- MultHyFuel Deliverable 1.2, Permitting requirements and risk assessment methodologies for HRS in the EU (First version), 2021
- Munteanu L., Florea G.-D., Simon-Marinica B.-A., Tuhut L.-I., Morar M.-S., A CASE STUDY OF A SYNTHESIS GAS SYSTEM (H₂) FAILURE IN AN AMMONIA PRODUCTION FACILITY (2023) International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM, 23 (1.1), pp. 619 - 626, DOI: 10.5593/sgem2023/1.1/s06.74
- Murakami Y., Yamabe J., Matsunaga H., Microscopic mechanism of hydrogen embrittlement in fatigue and fracture (2014) *Key Engineering Materials*, 592-593, pp. 3 - 13, DOI: 10.4028/www.scientific.net/KEM.592-593.3
- Murugan A. Bartlett S., Hesketh J., Becker H., Hinds G., Project closure report Hydrogen Odorant and Leak Detection Part 1, Hydrogen Odorant, 2020, <https://sgn.co.uk/sites/default/files/media-entities/documents/2020-11/00%20Hydrogen%20Odorant%20Final%20Report%20v10.pdf> (dostęp 07.12.2025)
- Murvay P.-S., Silea I., A survey on gas leak detection and localization techniques, *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2012 vol. 25, pp. 966-973, DOI 10.1016/j.jlpi.2012.05.010
- NAHV Project, 2025, <https://www.nahv.eu/about-nahv/> (dostęp 30.10.2025)
- Nicola C. I., Nicola M., Hurezeanu., Vintilă A., Aciua M., Sacerdoțianu D., 2017, Pipeline leakage detection by means of acoustic emission technique, *Proceedings of 2017 International*

- Conference on Hydraulics and Pneumatics – HERVEX, November 8-10, Băile Govora, Romania
ISSN 1454 – 8003
- Nomura Research Institute, Ltd, Luty 2025,
https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2024FY/1000061.pdf (dostęp 14.11.2025)
- Ocko Ilissa B., Hamburg Steven P., 2022, Climate consequences of hydrogen emissions, *Atmos. Chem. Phys.*, 22, 9349–9368, 2022 <https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022>
- Office of Clean Energy Demonstrations, 2024. “Industrial Demonstrations Program Selections National Briefing.” March 27, 2024. www.energy.gov/sites/default/files/2024-03/FINAL%20IDP%20Selection%20National%20Briefing_0.pdf.
- Ohaeri E., Eduok U., Szpunar J., Hydrogen related degradation in pipeline steel: A review (2018) *International Journal of Hydrogen Energy*, 43 (31), pp. 14584 - 14617, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.06.064
- OPGAL, 2019, Hydrogen leak detection with OGI, <https://www.opgal.com/blog/optical-gas-imaging-ogi/hydrogen-leak-detection-with-ogi/> (dostęp 21.10.2025)
- Oriani R.A.: A Mechanistic Theory of Hydrogen Embrittlement of Steels. *Berichte der Bunsengesellschaft für Physikalische Chemie*, 1972, 76, s. 848-857.
- Petch N.J., Stables P.: Delayed Fracture of Metals under Static load. *Nature*, 1952, 169, pp. 842-843.
- Pietkun-Greber I., Janka R.M. Wpływ składu chemicznego i mikrostruktury na odporność stali na niszczenie wodorowe, *Proceedings of ECOpole*, 2014:8(2), DOI: 10.2429/proc.2014.8(2)063
- PNNL-33736 Gap Analysis on the Impacts of Hydrogen Addition to the North American Natural Gas Infrastructure Polyethylene Pipelines, July 2022, Pacific Northwest Laboratory
- POWER Magazine, 2015, Optical gas imaging camera offers hydrogen leak detection solution, <https://www.powermag.com/optical-gas-imaging-camera-offers-hydrogen-leak-detection-solution/> (dostęp 21.10.2025)
- Prueter P.E., Jones R., Hess J., DeLuca J., Managing the risks associated with operating a hydrotreater reactor with possible high-temperature hydrogen attack damage (2019) *American Society of Mechanical Engineers, Pressure Vessels and Piping Division (Publication) PVP*, 1, DOI: 10.1115/PVP2019-93533
- Ray A., 2024, Evaluating hydrogen gas transport in pipelines: Current state of numerical and experimental methodologies., *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 67, 20 May 2024, Pages 136-149, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.04.140>.
- Regional Clean Hydrogen Hubs Program, 2024. California Hydrogen Hub (ARCHES), Office of Clean Energy Demonstrations
<https://www.google.com/url?sa=t&source=web&rct=j&opi=89978449&url=https://www.energ>

- y.gov/sites/default/files/2024-07/H2Hubs%2520ARCHES_Award%2520Fact%2520Sheet.pdf&ved=2ahUKEwjnl8TV4sqNAXUtHhAIHY3yNREQFnoECBkQAQ&usg=AOvVaw1ra68XA4DexH9D7IAWTUmz
- Regulatory Framework for Hydrogen in the U.S., January 21, 2025, <https://www.catf.us/resource/regulatory-framework-hydrogen-us/> (dostęp 30.10.2025).
- Rougier J.N, Probabilistic leak detection in pipelines using the mass imbalance approach. *Journal of Hydraulic Research*, 2005 43(5), pp. 556–566. <https://doi.org/10.1080/00221680509500154>
- Rowan, S.; Kim, D.; Belarbi, Z.; Wells, A.; Hill, D.; Dutta, B.; Bayham, S.; Bergen, M.; Chorpening, B. Hydrogen Safety Review for Gas Turbines, SOFC, and High Temperature Hydrogen Production; DOE.NETL-2022.3329; NETL Technical Report Series; U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory: Morgantown, WV, 2023; p 132. 10.2172/1969531; https://www.netl.doe.gov/projects/files/HydrogenSafetyReviewforGasTurbinesSOFCandHighTemperatureHydrogenProduction_033023.pdf (dostęp 07.12.2025)
- RWE, 2024, RWE and Westfalen Group construct H2 fuel station and filling line at Emsland gas-fired power plant site, https://www.rwe.com/en/press/rwe-generation/2024-08-05-rwe-and-westfalen-group-construct-h2-fuel-station-and-filling-line-at-emsland-gas-fired-power-plant-site/?utm_source=chatgpt.com, (dostęp na dzień 19.10.2025).
- Safe Hydrogen Project, https://safehydrogenproject.org/hydrogen-delivery/?utm_source=chatgpt.com (dostęp 25.04.2025)
- Salati E., Borghols W., Casola A., Degroote Q., Dehaeseleer J., Humhal F., Kaesler H., Klaas U., Louvat A., Metz B., Pardinias J., Vinck H., Raport Marcogaz GI-OD-16-06, 18.07.2016 Odorisation in Europe: the MARCOGAZ overview; <https://s23fe8dea6eea43c5.jimcontent.com/download/version/1541667794/module/7928132963/name/GI-OD-16-06.pdf> (dostęp: 07.12.2025)
- Sekhavati J., Hashemabadi S. H., Soroush M., Computational methods for pipeline leakage detection and localization: A review and comparative study, *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2022, Vol. 77, doi.org/10.1016/j.jlp.2022.104771
- Shehata M.F., El-Shamy A.M., Hydrogen-based failure in oil and gas pipelines a review (2023) *Gas Science and Engineering*, 115, art. no. 204994, DOI: 10.1016/j.jgsce.2023.204994
- Simmons, K., Fring, L., Kuang, W., Shin, Y., Chou, Y.-S., Ni, Y., Qiao, Y., Merkel, D. R., Pallaka, M. R., & Yang, X. (2022). Gap Analysis on the Impacts of Hydrogen Addition to the North American Natural Gas Infrastructure Polyethylene Pipelines (Issue July). www.osti.gov

- Smedberg E., Pitois A., Kleine R., Acosta IBORRA B., Pipelines for hydrogen transport: A review of integrity and safety challenges. Publications Office of the European Union, JRC140673, DOI: 10.2760/4545832, 2025
- Śmiałowski M.: Wodór w stali. WNT, Warszawa, 1961.
- Smith D.B., Frame B.J., Anovitz L.M., Makselon C., Feasibility of using glass-fiber-reinforced polymer pipelines for hydrogen delivery, (2016) American Society of Mechanical Engineers, Pressure Vessels and Piping Division (Publication) PVP, 6B-2016, DOI: 10.1115/PVP2016-63683
- Sobczak R., Turkowski M., Bratek A., Słowikowski M., Bogucki A., 2007, Metody i systemy detekcji rurociągów dalekosiężnych cz.1 Pomiary Automatyka Robotyka 4/2007, s. 15-19
- Sun Y., Frank Cheng Y., Hydrogen-induced degradation of high-strength steel pipeline welds: A critical review (2022) Engineering Failure Analysis, 133, art. no. 105985, DOI: 10.1016/j.engfailanal.2021.105985
- Sundarrajan P, Thakur J, Meha D. Harnessing hydrogen and thermal energy storage: Sweden's path to a 100% renewable energy system by 2045. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2025;210:115041.
- Suriya Evans-Pritchard Jayanti, Repurposing pipelines for hydrogen: Legal and policy considerations, Energy Reports, Volume 8, Supplement 16, 2022, Pages 815–820, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.11.063>.
- Szczęśniak A., 2024. Wodór, stawiam na Norwegię <https://www.kierunekchemia.pl/artukul,105965,wodor-stawiam-na-norwegie.html> (dostęp: 28.03.2025)
- Szklarska-Śmiałowska Z.: Hydrogen embrittlement and delayed fracture. [in:] Śmiałowski M. International Symposium On Corrosion and Hydrogen Degradation. Poland, Zakopane, 2003, pp. 5-25.
- Takasawa K., Nishimoto K., Ikeda R., Hashi K., Hydrogen environment embrittlement in nickel-base superalloy Alloy 617 (2023) International Journal of Hydrogen Energy, 48 (92), pp. 36158 - 36168, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.05.354
- Teledyne FLIR, Avoid an outage with new hydrogen leak detection technology, (1AD). <https://www.flir.co.uk/discover/instruments/gas-detection/avoid-an-outage-with-new-hydrogen-leak-detection-technology/> (dostęp 21.10.2025).
- The Norwegian Government's hydrogen strategy towards a low emission society Norwegian Ministry of Petroleum and Energy Norwegian Ministry of Climate and Environment 2020.
- Tian Ch. H; Yan J. Ch.; Jin Huang; Wang Y.; Kim D-S.; Yi T.; Negative pressure wave based pipeline Leak Detection: Challenges and algorithms, Proceedings of 2012 IEEE International Conference on

- Service Operations and Logistics, and Informatics, Suzhou, China, 2012, pp. 372-376, doi: 10.1109/SOLI.2012.6273565.
- Timmins P.F.: Solution to Hydrogen Attack in Steel. ASM International, 1997.
- Topolski, K., Reznicek, E. P., Erdener, B. C., San Marchi, C. W., Ronevich, J. A., Fring, L., Simmons, K., Guerra Fernandez, O. J., Hodge, B.-M., & Chung, M. (2022). Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology. In National Renewable Energy
- Troiano A.R.: The role of hydrogen and Rother interstitials in the mechanical behavior of metals. Transactions AMS, 1960, 52, pp. 54-80.
- Universe of Chemical Sciences, 2025, <https://uocs.org/hydrogen-pipelines/> (dostęp: 2025.10.28)
- van Zyl A., Pretorius C.C.E., Mathoho V.M., Mostert R.J., Tracking the degradation of carbon steel mechanical properties due to high-temperature hydrogen attack through strain gauge monitoring (2024) Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy, 124 (11), pp. 683 - 692, DOI: 10.17159/2411-9717/2486/2024
- Vedyn käsittelyn ja varastoinnin turvallisuus, (2024).
- Vijayvargia K., Dadfarnia M., Sofronis P., Kubota M., Staykov A., Wada K., Pugh J.A., Eason T.J., Three-dimensional constraint-based void-growth model for high temperature hydrogen attack, (2023) International Journal of Fracture, 243 (2), pp. 203 - 228, DOI: 10.1007/s10704-023-00739-2
- Vijayvargia K., Nguyen T., Dadfarnia M., Staykov A., Sofronis P., Kubota M., Martin M.L., Pugh J.A., On the chemomechanics of bubble growth in hydrogen attack of plain carbon steels (2025) Corrosion Science, 253, art. no. 112999, DOI: 10.1016/j.corsci.2025.112999
- Warwick Nicola, Griffiths Paul, Keeble James, Archibald Alexander, Pyle John, Shine Keith, 2022, Atmospheric implications of increased Hydrogen use, Department for Business, Energy and Industrial Strategy, <https://www.gov.uk/government/publications/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use>, (dostęp 17.03.2025)
- Wesołowski K., Metaloznawstwo i obróbka cieplna. WNT, 1978
- Westlake D.G.: A generalized model for Hydrogen Embrittlement. Transactions ASM, 1969, 62, pp. 1000-1006.
- Witek M., Uilhoorn F., 2022, Impact of hydrogen blended natural gas on linepack energy for existing high pressure pipelines, Archives of Thermodynamics Vol. 43(2022), No. 3, 111–124, DOI: 10.24425/ather.2022.143174.
- Wolarek Z.: Wnikanie, transport i absorpcja wodoru przez azotowane żelazo. rozprawa doktorska, PAN, Instytut Chemii Fizycznej, Warszawa 2007.
- World Energy, 2020. Study Finds High-pressure Hydrogen Pipeline System Could Improve Hydrogen Delivery https://www.world-energy.org/article/6084.html?utm_source=chatgpt.com

World Steel Association, 2019. "Steel's Contribution to a Low Carbon Future and Climate Resilient Societies." Worldsteel Position Paper.

Yunusa Z., Hamidon M.N., Kaiser A., Awang Z., 2014, Gas sensors: a review, *Sensors and Transducers*, 168 (2014), pp. 61-75

Zhang X., Zhai L., Li H., Qi G., Gao X., Yang W., Molecular Simulation Study on the Hydrogen Permeation Behavior and Mechanism of Common Polymers, (2024) *Polymers*, 16 (7), art. no. 953, DOI: 10.3390/polym16070953

Zhang, S.; Xie, S.; Li, Y.; Yuan, M.; Qian, X. Detection of Gas Pipeline Leakage Using Distributed Optical Fiber Sensors: Multi-Physics Analysis of Leakage-Fiber Coupling Mechanism in Soil Environment. *Sensors* **2023**, *23*, 5430. <https://doi.org/10.3390/s23125430>

Zienkiewicz, Taylor, 2005: Zienkiewicz O.C., Taylor R.L.: *The Finite Element Method Set*. Elsevier Science, 2005.

Akty prawne - cz. A

- [A-P1] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32023L2413> (dostęp 25.10.2024)
- [A-P2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/WE <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32024L1788> (dostęp 25.10.2024)
- [A-P3] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 i (UE) 2022/869 oraz decyzji (UE) 2017/684, a także uchylecia rozporządzenia (WE) nr 715/2009 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32024R1789> (dostęp 25.10.2024)
- [A-P4] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz, ustawa o przemyśle energetycznym – EnWG) https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/ (dostęp 06.11.2024)
- [A-P5] Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV) Rozporządzenie w sprawie dostępu do sieci gazowej https://www.gesetze-im-internet.de/gasnzv_2010/ (dostęp 07.11.2024)
- [A-P6] Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften Projekt ustawy o przyspieszeniu dostępności wodoru oraz zmianie dalszych ramowych warunków prawnych dla rozwoju wodoru, a także o zmianie niektórych przepisów prawa energetycznego <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wasserstoffbeschleunigungsgesetz.html> (dostęp 07.11.2024)
- [A-P7] Verordnung über Gashochdruckleitungen (Gashochdruckleitungsverordnung - GasHDrLtgV) Rozporządzenie w sprawie gazociągów wysokociśnieniowych https://www.gesetze-im-internet.de/gashdrltgv_2011/BJNR092800011.html (dostęp 07.11.2024)

- [A-P8] Die Nationale Wasserstoffstrategie Narodowa Strategia Wodorowa
<https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Dossiers/wasserstoffstrategie.html> (dostęp 07.11.2024)
- [A-P9] Gaswet <https://wetten.overheid.nl/BWBR0011440/2025-02-22> (dostęp 10.12.2024)
- [A-P10] Wetsvoorstel Energiewet (UHT)
<https://www.rijksoverheid.nl/documenten/publicaties/2021/11/26/wetsvoorstel-energiewet-uht> (dostęp 10.12.2024)
- [A-P11] Bouwbesluit 2012 <https://wetten.overheid.nl/BWBR0030461/2023-09-07> (dostęp 11.12.2024)
- [A-P12] Wet milieubeheer <https://wetten.overheid.nl/BWBR0003245/2024-10-02> (dostęp 12.12.2024)
- [A-P13] CNMC, 2024 <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4246325.pdf> (dostęp 17.11.2024)
- [A-P14] ECB, 2024 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=IMMC:LET/2024/10241> (dostęp 17.11.2024)
- [A-P15] HyLow, 2018, https://www.hylaw.eu/files/2019-01/HyLaw%20UK%20Policy%20Paper_Final_December%202018.pdf (dostęp 17.11.2024)
- [A-P16] CMS, 2024, <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-hydrogen/united-kingdom?format=pdf&v=29> (dostęp 10.01.2025)
- [A-P17] UK Public General Acts 2023 <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2023/52#section-62> (dostęp 10.01.2025)
- [A-P18] Ustawa 2024004108_N z dnia 19.04.2024 – Dekret Królewski zmieniający Dekret Królewski z dnia 11 marca 1966 r.,
<https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/bsluit/2024/04/19/2024004108/justel> (dostęp 02.12.2024)
- [A-P19] Ustawa 2023043752_N z dnia 11 lipca 2023 – Ustawa o transporcie wodoru rurociągami oraz produkcji wodoru na obszarach morskich podlegających jurysdykcji Belgii,
<https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/wet/2023/07/11/2023043752/justel> (dostęp 04.12.2024)
- [A-P20] Ustawa 2025004494_N z dnia 26.04.2024 – Decyzja ministerialna w sprawie wyznaczenia operatora sieci transportu wodoru,
<https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/bsluit/2024/04/26/2024004494/justel> (dostęp 04.12.2024)
- [A-P21] Dekret Królewski 2024004811_N z dnia 12.05.2024 ustanawiający procedurę przygotowania, zatwierdzenia i publikacji planu rozwoju sieci wodorowej oraz planu

- rozwoju systemu przesyłowego energii elektrycznej w Belgii
<https://www.ejustice.just.fgov.be/eli/besluit/2024/05/12/2024004811/justel> (dostęp 05.12.2024)
- [A-P22] Bekendtgørelse af lov om gasforsyning (LBK nr 1100 z dnia 16/08/2023) Ustawa o zaopatrzeniu w gaz, <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2023/1100> (dostęp 08.01.2025)
- [A-P23] Lov om sikkerhed for gasanlæg, gasinstallationer og gasmateriel (gassikkerhedsloven, LOV nr 61 z dnia 30/01/2018) Ustawa o bezpieczeństwie gazowym
<https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2018/61> (dostęp 08.01.2025)
- [A-P24] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/426 z dnia 9 marca 2016 r. w sprawie urządzeń spalających paliwa gazowe oraz uchylenia dyrektywy 2009/142/WE,
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A32016R0426>, (dostęp 06.02.2025.)
- [A-P25] Bekendtgørelse om sikkerhed for gasanlæg (BEK nr 253 z dnia 04/04/2018) Rozporządzenie wykonawcze w sprawie bezpieczeństwa instalacji gazowych,
<https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2018/253> (dostęp 08.01.2025)
- [A-P26] Bekendtgørelse om gasdistributionsselskaber (BEK nr 240 z dnia 23/03/2018)
Rozporządzenie wykonawcze w sprawie spółek dystrybucji gazu,
<https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2018/240> (dostęp 08.01.2025)
- [A-P27] Bekendtgørelse af lov om arbejdsmiljø (LBK nr 2062 z dnia 16/11/2021) Ogłoszenie Ustawy o środowisku pracy, <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2021/2062> (dostęp 08.01.2025)
- [A-P28] Bekendtgørelse om indretning af tekniske hjælpemidler (BEK nr 429 z dnia 05/04/2022)
Rozporządzenie wykonawcze w sprawie organizacji pomocy technicznej,
<https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2022/429> (dostęp 08.01.2025)
- [A-P29] Bekendtgørelse om anvendelse af tekniske hjælpemidler (BEK nr 428 z dnia 05/04/2022)
Rozporządzenie wykonawcze w sprawie stosowania pomocy technicznych,
<https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2022/428> (dostęp 08.01.2025)
- [A-P30] Bekendtgørelse om sikkerhedsbestemmelser for naturgasanlæg og bionaturgasanlæg efter lov om arbejdsmiljø (BEK nr 1988 z dnia 09/12/2020) Rozporządzenie wykonawcze w sprawie przepisów bezpieczeństwa dla instalacji gazu ziemnego i instalacji gazu biogazowego zgodnie z duńską ustawą o środowisku pracy,
<https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2020/1988> (dostęp 08.01.2025)

- [A-P31] Bekendtgørelse om sikkerhed for gasmateriel (EK nr 239 z dnia 23/03/2018)
Rozporządzenie wykonawcze w sprawie bezpieczeństwa urządzeń gazowych,
<https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2018/239> (dostęp 08.01.2025)
- [A-P32] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady PED 2014/68/UE z dnia 15 maja 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do udostępniania na rynku urządzeń ciśnieniowych (przekształcenie), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A32014L0068>, (dostęp 06.02.2025).
- [A-P33] Code de l'énergie (z dnia 20.02.2024) Kodeks energetyczny
https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte_lc/LEGITEXT000023983208/ (dostęp 13.12.2024)
- [A-P34] Code de l'environnement (z dnia 5.12.2024) Kodeks środowiska
https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte_lc/LEGITEXT000006074220/ (dostęp 13.12.2024)
- [A-P35] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz.U. 2013 poz. 640).
- [A-P36] Ustawa z dnia 21 listopada 2024 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Dz.U. 2024 r. poz. 1881
- [A-P37] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 7 października 2022 r. w sprawie szczegółowych wymagań technicznych dla stacji wodoru. Dz.U. 2022 poz. 2158
- [A-P38] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 grudnia 2022 r. w sprawie wymagań jakościowych dla wodoru. Dz.U. 2022 poz. 2793
- [A-P39] Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane. Dz.U. 1994 nr 89 poz. 414
- [A-P40] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego
- [A-P41] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1787 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/942
- [A-P42] High Pressure Gas Safety Act (Act No. 204 of June 7, 1951),
<https://www.japaneselawtranslation.go.jp/en/laws/view/4754/en> (dostęp 14.11.2025)
- [A-P43] Gas Business Act (Act No. 51 of March 31, 1954),
<https://www.japaneselawtranslation.go.jp/en/laws/view/39/en> (dostęp 14.11.2025)

- [A-P44] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 8 lipca 2010 r. w sprawie minimalnych wymagań, dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy, związanych z możliwością wystąpienia w miejscu pracy atmosfery wybuchowej (Dz.U. 2010 nr 138 poz. 931)
- [A-P45] Dyrektywa 1999/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 grudnia 1999 r. w sprawie minimalnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników zatrudnionych na stanowiskach pracy, na których może wystąpić atmosfera wybuchowa (piętnasta dyrektywa szczegółowa w rozumieniu art. 16 ust. 1 dyrektywy 89/391/EWG).
- [A-P46] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/34/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej
- [A-P47] Rozporządzenie Ministra Rozwoju z dnia 6 czerwca 2016 r. w sprawie wymagań dla urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej (Dz.U. 2016 poz. 817)
- [A-P48] Federal Regulation nr 49CFR §192.179 <https://www.ecfr.gov/current/title-49/section-192.179> (dostęp 21.11.2025)
- [A-P49] Ministry of Economic Affairs and Employment of Finland, Finland's integrated national energy and climate plan draft update [Online]. Available: <https://tem.fi/documents/1410877/2132096/Suomen+kansallinen+energia-+ja+ilmastosuunnitelman+p%C3%A4ivitysluonnos+2023.pdf/eed2f312-f9a2-1e11-6e9a-82c0b906c4d2/Suomen+kansallinen+energia-+ja+ilmastosuunnitelman+p%C3%A4ivitysluonnos+2023.pdf?t=1688045449312>, 2023 (dostęp kwiecień 2025)
- [A-P50] Act on Guarantees of Origin for Energy, 1050/2021
- [A-P51] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/869 z dnia 30 maja 2022 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej, zmiany rozporządzeń (WE) nr 715/2009, (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 oraz dyrektyw 2009/73/WE i (UE) 2019/944 oraz uchylecia rozporządzenia (UE) nr 347/2013 (Dz. U. UE. L. z 2022 r. Nr 152, str. 45 z późn. zm.).
- [A-P52] Rozporządzenie Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. U. UE. L. z 2014 r. Nr 187, str. 1 z późn. zm.).
- [A-P53] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 266 z późn. zm.).

- [A-P54] Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (t.j. Dz. U. z 2025 r. poz. 647 z późn. zm.).
- [A-P55] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Europejski Zielony Ład”, Bruksela, 11 grudnia 2019 r., COM (2019) 640 final; „EGD”).
- [A-P56] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu”, Bruksela, 8 lipca 2020 r., COM (2020) 301 final.
- [A-P57] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, „Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.” stanowiąca załącznik do uchwały nr 22/2001 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r.
- [A-P58] Ministerstwo Klimatu i Środowiska, „Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040” stanowiąca załącznik do uchwały nr 149/2021 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2021 r.
- [A-P59] Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. (Dz. U. Nr 78, poz. 483 z późn. zm.).
- [A-P60] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2015 poz. 478)

Normy i inne specyfikacje techniczne - cz. A

- [A-N1] DVGW G 260:2021-09 Gas Quality
- [A-N2] DVGW G 262:2011-09 Use of Gases from Renewable Sources in Public Gas Supply
- [A-N3] DVGW G 405:2024-07 Conversion of Asset Valves to Hydrogen
- [A-N4] DVGW G 407:2022-08 Conversion of Gas Pipelines made of Steel Pipes for the Distribution of Hydrogen-containing High-Methane Gases and Hydrogen up to 16 bar Operating Pressure
- [A-N5] DVGW G 408:2022-08 Conversion of Gas Pipelines made of Plastic Pipes for the Distribution of Hydrogen-containing High-Methane Gases and Hydrogen up to 16 bar Operating Pressure
- [A-N6] DVGW G 409:2024-07 Conversion of High Pressure Gas Steel Pipelines for a Design Pressure of more than 16 bar for Transportation of Hydrogen
- [A-N7] DVGW G 440:2022-04 Explosion Protection Document for Installations for the Pipeline Bound Supply of the General Public with Gas and Hydrogen
- [A-N8] DVGW G 463:2021-10 – High Pressure Gas Steel Pipelines for a Design Pressure of more than 16 bar; Design and Construction
- [A-N9] DVGW G 464:2023-03 – Fracture-Mechanical Assessment Concept for Steel Pipelines with a Design Pressure of more than 16 bar for the Transport of Hydrogen.
- [A-N10] DVGW G 469:2019-07 – Pressure Testing Procedures Gas Transmission/Gas Distribution
- [A-N11] DVGW G 469-B1:2024-07 Amendment to DVGW Technical Standard G 469:2019-07: Pressure Testing Procedures Gas Transmission/Gas Distribution
- [A-N12] DVGW G 655:2021-04 Guideline H₂-Readiness Gas Utilisation
- [A-N13] DVGW-Information GAS Nr. 10 12/2023 - Gasanlagen auf Werksgelände und im Bereich betrieblicher Gasanwendung; Hinweise auf das anzuwendende DVGW-Regelwerk
- [A-N14] DVGW-Information GAS No. 17 05/2024 – Lightning Protection for Gas and Hydrogen Supply Systems - Guideline for Implementing the Requirement
- [A-N15] PN-EN 1594:2024-08 Infrastruktura gazowa -- Rurociągi o maksymalnym ciśnieniu roboczym powyżej 16 bar -- Wymagania funkcjonalne
- [A-N16] ASME B.31.12-2023 Hydrogen Piping and Pipelines
- [A-N17] PN-EN ISO 3183:2020-03 Przemysł naftowy i gazowniczy -- Rury stalowe do rurociągowych systemów transportowych
- [A-N18] Snam, 2000, CODICE DI RETE di Infrastrutture Trasporto Gas ai sensi dell'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164/00, REVISIONE VII

- [A-N19] EN 17124:2022 - Hydrogen fuel - Product specification and quality assurance for hydrogen refuelling points dispensing gaseous hydrogen - Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for vehicles
- [A-N20] ISO 14687:2019 - Hydrogen fuel quality — Product specification
- [A-N21] ISO/TR 15916:2015 - Basic considerations for the safety of hydrogen systems
- [A-N22] ISO 16111:2018 - Transportable gas storage devices — Hydrogen absorbed in reversible metal hydride
- [A-N23] EN 437:2021 - Test gases - Test pressures - Appliance categories
- [A-N24] EIGA, 2014: European Industrial Gases Association AISBL: Hydrogen Pipeline Systems. IGC DOC 121/14, Revision of Doc 121/04
- [A-N25] Organizacja Narodów Zjednoczonych. Addendum 82: Regulation No. 83 Revision 5, Uniform Provisions concerning the Approval of Vehicles with Regard to the Emission of Pollutants according to Engine Fuel Requirements. 2015.
<https://unece.org/fileadmin/DAM/trans/main/wp29/wp29regs/R083r5e.pdf>, (dostęp 18.10.2025)
- [A-N26] EASEE-Gas, Common Business Practice 2022-001/01 (CBP), Hydrogen Quality Specification. 2022. Available online: <https://easee-gas.eu/news/easee-gas-publishes-quality-specification-for-hydrogen-carried-through-gas-or-dedicated-networks> (dostęp 18.10.2025)
- [A-N27] EN 16726:2015+A1:2018 Gas infrastructure - Quality of gas - Group H
- [A-N28] PN-EN ISO 21809-1 Przemysł naftowy i gazowniczy -- Powłoki zewnętrzne rurociągów podziemnych i podmorskich stosowanych w rurociągowych systemach transportowych -- Część 1: Powłoki poliolefinowe (3-warstwowe PE i 3-warstwowe PP)
- [A-N29] PN-EN ISO 21809-3 – Przemysł naftowy i gazowniczy -- Powłoki zewnętrzne rurociągów podziemnych i podmorskich stosowanych w rurociągowych systemach transportowych -- Część 3: Powłoki złączy połowych
- [A-N30] PN-EN 12068:2002 Ochrona katodowa - Zewnętrzne powłoki organiczne stosowane łącznie z ochroną katodową do ochrony przed korozją podziemnych lub podwodnych rurociągów stalowych -- Taśmy i materiały kurczliwe
- [A-N31] PN-EN 10289:2005 - Rury stalowe i łączniki na rurociągi przybrzeżne i morskie -- Powłoki zewnętrzne z żywicy epoksydowej lub epoksydowej modyfikowanej nanoszone w stanie ciekłym
- [A-N32] PN-EN 10290:2005 - Rury stalowe i łączniki na rurociągi przybrzeżne i morskie -- Powłoki zewnętrzne z poliuretanu lub poliuretanu modyfikowanego nanoszone w stanie ciekłym

- [A-N33] PN-EN 14901 Rury, kształtki i wyposażenie z żeliwa sferoidalnego -- Wymagania i metody badań dla powłok organicznych kształtek i wyposażenia z żeliwa sferoidalnego -- Część 1: Powłoki epoksydowe (praca przy dużym obciążeniu)
- [A-N34] PN-EN ISO 12944 część 1-8, Farby i lakiery -- Ochrona przed korozją konstrukcji stalowych za pomocą ochronnych systemów malarskich
- [A-N35] PN-EN 12954 Ogólne zasady ochrony katodowej zakopanych lub zanurzonych lądowych konstrukcji metalowych
- [A-N36] PN-EN 13509 Metody pomiarowe w ochronie katodowej
- [A-N37] PN-EN 14505 Ochrona katodowa konstrukcji złożonych
- [A-N38] PN-EN 15112 Zewnętrzna ochrona katodowa obudów studni
- [A-N39] PN-EN ISO 21857 Przemysł naftowy, petrochemiczny i gazowniczy -- Zapobieganie korozji systemów rurociągów spowodowanej występowaniem prądów błędzących
- [A-N40] PN-EN ISO 18086 Korozja metali i stopów -- Określenie korozji wywołanej przez prąd przemienny -- Kryteria ochrony
- [A-N41] PN-EN 50122-2 Zastosowania kolejowe -- Urządzenia stacjonarne -- Bezpieczeństwo elektryczne, uziemianie i sieć powrotna -- Część 2: Środki ochrony przed skutkami prądów błędzących powodowanych przez systemy trakcji prądu stałego
- [A-N42] PN-EN 50162 Ochrona przed korozją powodowaną przez prądy błędzące z układów prądu stałego
- [A-N43] Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 <https://www.gov.pl/web/klimat/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030>, (dostęp, 05.11.2025)
- [A-N44] PN-EN 12327:2013-02 Infrastruktura gazowa -- Próby ciśnieniowe, procedury uruchamiania i unieruchamiania -- Wymagania funkcjonalne
- [A-N45] PN-EN 12327:2013-02/Ap1:2014-02 Infrastruktura gazowa -- Próby ciśnieniowe, procedury uruchamiania i unieruchamiania -- Wymagania funkcjonalne
- [A-N46] ISO 13623:2017 Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems
- [A-N47] WT-IGG-3401:2019 Rurociągi kompozytowe ze wzmocnionych materiałów termoplastycznych do transportu węglowodorów.
- [A-N48] WT-IGG-4501:2023 Infrastruktura do transportu paliw gazowych z domieszką H₂ . Wytyczne do projektowania, budowy i przebudowy.
- [A-N49] ASME BPVC.VIII.1 - 2025 BPVC Section VIII-Rules for Construction of Pressure Vessels Division 1
- [A-N50] ASME BPVC.IX - 2025 BPVC Section IX-Welding, Brazing, and Fusing Qualifications
- [A-N51] PN-EN ISO 17635:2025-10 Badania nieniszczące spoin -- Zasady ogólne dotyczące metali

- [A-N52] PN-EN ISO 17636-1:2023-02 Badania nieniszczące spoin -- Badanie radiograficzne -- Część 1: Techniki promieniowania X i gamma z błoną
- [A-N53] PN-EN ISO 17636-2:2023-04 Badania nieniszczące spoin -- Badanie radiograficzne -- Część 2: Techniki promieniowania X i gamma z detektorami cyfrowymi
- [A-N54] PN-EN ISO 17637:2017-02 Badania nieniszczące złączy spawanych -- Badania wizualne złączy spawanych
- [A-N55] PN-EN ISO 17638:2017-01 Badanie nieniszczące spoin -- Badanie magnetyczno-proszkowe
- [A-N56] PN-EN ISO 9712:2022-09 Badania nieniszczące -- Kwalifikacja i certyfikacja personelu badań nieniszczących
- [A-N57] PN-EN ISO 5817:2023-08 Spawanie -- Złącza spawane ze stali, niklu, tytanu i ich stopów (z wyjątkiem spawanych wiązką) -- Poziomy jakości dla niezgodności spawalniczych
- [A-N58] PN-EN ISO 15614-1:2017-08 Specyfikacja i kwalifikowanie technologii spawania metali -- Badanie technologii spawania -- Część 1: Spawanie łukowe i gazowe stali oraz spawanie łukowe niklu i stopów niklu
- [A-N59] ASME BPVC.V – 2025 BPVC Section V-Nondestructive Examination
- [A-N60] AIGA 033/2014, Hydrogen Pipeline Systems, Asia Industrial Gases Association, 2014
- [A-N61] AIGA 087/2020, STANDARD FOR HYDROGEN PIPING SYSTEMS AT USER LOCATIONS, Asia Industrial Gases Association, 2020
- [A-N62] PN-EN 10216 Rury stalowe bez szwu do zastosowań ciśnieniowych -- Warunki techniczne dostawy
- [A-N63] PN-EN 10020:2003 Definicja i klasyfikacja gatunków stali
- [A-N64] PN-EN 10208-2:2011 Rury stalowe przewodowe dla mediów palnych -- Warunki techniczne dostawy -- Część 2: Rury o klasie wymagań B
- [A-N65] PN-EN ISO 15609-1:2020-03 Specyfikacja i kwalifikowanie technologii spawania metali -- Instrukcja technologiczna spawania -- Część 1: Spawanie łukowe
- [A-N66] PN-EN 10213+A1:2016-08 Odlewy stalowe do pracy pod ciśnieniem
- [A-N67] PN-EN ISO 4063:2023-10 Spawanie, zgrzewanie, lutowanie i cięcie -- Nazwy procesów i numery referencyjne
- [A-N68] ASME B31.8-2025 Gas Transmission and Distribution Piping Systems
- [A-N69] API Specification 5L, 46th Ed. Line Pipe
- [A-N70] ASTM E112-13(2021) Standard Test Methods for Determining Average Grain Size
- [A-N71] B36.10M–2018 Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
- [A-N72] PN-EN ISO/IEC 80079-20-1:2020-03 Atmosfery wybuchowe -- Część 20-1: Właściwości materiałowe dotyczące klasyfikacji gazów i par -- Metody badawcze i dane

- [A-N73] PN-EN 15446:2008 Niekontrolowana i rozproszona emisja w sektorze przemysłowym -- Pomiar emisji par wydobywających się z nieszczelnych instalacji i przewodów
- [A-N74] IGEM/H/1 with amendments June 2022 and June 2023 Communication 1877, Reference Standard for low pressure hydrogen utilisation
- [A-N75] PN-EN IEC 60079-10-1:2021-09 Atmosfery wybuchowe. Część 10-1: Klasyfikacja przestrzeni. Gazowe atmosfery wybuchowe
- [A-N76] PN-EN 60079-1:2014-12 Atmosfery wybuchowe - Część 1: Zabezpieczenie urządzeń za pomocą osłon ognioszczelnych „d”
- [A-N77] PN-EN 60079-7:2016-02 Atmosfery wybuchowe - Część 7: Zabezpieczenie urządzeń za pomocą budowy wzmocnionej „e”
- [A-N78] PN-EN IEC 60079-11:2025-12 Atmosfery wybuchowe - Część 11: Zabezpieczenie urządzeń za pomocą iskrobezpieczeństwa „i”
- [A-N79] CEN/TR 17797:2022 Gas infrastructure - Consequences of hydrogen in the gas infrastructure and identification of related standardisation need in the scope of CEN/TC 234
- [A-N80] ST-IGG-0401:2015 Sieci Gazowe. Strefy Zagrożenia Wybuchem. Ocena i Wyznaczanie
- [A-N81] EIGA Doc 75/21 Rev 1 Methodology for determination of safety and separation distances. European Industrial Gases Association AISBL
- [A-N82] ISO 19880-1:2020 Gaseous hydrogen — Fuelling stations Part 1: General requirements
- [A-N83] PN-EN 17127:2024-07 Zewnętrzne punkty tankowania wodoru dystrybuujące gazowy wodór i stosowane procedury tankowania
- [A-N84] EIGA Doc 15/21 GASEOUS HYDROGEN INSTALLATIONS, European Industrial Gases Association AISBL
- [A-N85] ISO 18081:2024 Non-destructive testing — Acoustic emission testing (AT) — Leak detection by means of acoustic emission
- [A-N86] PN-EN ISO 13734:2014 Gaz ziemny. Organiczne związki stosowane jako środki nawaniające. Wymagania i metody badań.
- [A-N87] CSA Z662:23 Oil and gas pipeline systems.
- [A-N88] ASME B16.34 - Valves--Flanged, Threaded, and Welding
- [A-N89] ASME B16.38 - Large Metallic Valves for Gas Distribution
- [A-N90] API 6D - API Specification 6D Specification for Pipeline and Piping Valves
- [A-N91] API 609 – Butterfly Valves: Flanged, Lug, and Wafer Types
- [A-N92] API 600 – Steel Gate Valves – Flanged and Butt-welding Ends, Bolted Bonnets
- [A-N93] API 602 - Gate, Globe, and Check Valves for Sizes DN100 (NPS 4) and Smaller for the Petroleum and Natural Gas Industries

- [A-N94] API 598 Valve Inspection and Testing
- [A-N95] PN-EN 13774:2013-07 - Zawory dla systemów dystrybucji gazu na maksymalne ciśnienie robocze mniejsze lub równe 16 bar -- Wymagania eksploatacyjne,
- [A-N96] PN-EN 12266-1:2012 Armatura przemysłowa -- Badania armatury metalowej -- Część 1: Próby ciśnieniowe, procedury badawcze i kryteria odbioru -- Wymagania obowiązkowe
- [A-N97] PN-EN 12266-2:2012 Armatura przemysłowa -- Badania armatury metalowej -- Część 2: Badania, procedury badawcze i kryteria odbioru -- Wymagania dodatkowe
- [A-N98] PN-EN 16668:2025-07 - Armatura przemysłowa -- Wymagania i badania dotyczące armatury metalowej jako osprzętu ciśnieniowego.
- [A-N99] PN-EN 1983:2014-02 Armatura przemysłowa -- Kurki kulowe stalowe
- [A-N100] PN-EN 13709:2010 Armatura przemysłowa -- Stalowe zawory zaporowe i zaporowo-zwrotne
- [A-N101] PN-EN 14141:2013-11 - Armatura stosowana w rurociągach do przesyłu gazu ziemnego -- Wymagania eksploatacyjne i badania,
- [A-N102] prPN-prEN 18191E Armatura przemysłowa -- Dodatkowe wymagania dla zaworów metalowych do zastosowań wodorowych
- [A-N103] PE-DY-102. Instrukcja w zakresie wymagań do projektowania infrastruktury systemu przesyłowego Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A., 2016
- [A-N104] ZMS/76/2022/1 Zasady projektowania gazociągów stalowych niskiego i średniego ciśnienia oraz gazociągów polietylenowych PSG sp. z o.o. wyd. 3 z dn 10.10.2022 r. – aktualizacja z dn. 19.12.2023 r.
- [A-N105] ZMS/66/2022/1 - Zasady projektowania gazociągów podwyższonego średniego i wysokiego ciśnienia
- [A-N106] ENA L44 Engineering Recommendation L44 Issue 1 2012 Separation between Wind Turbines and Overhead Lines Principles of Good Practice

***Część B - określenie usytuowania
i warunków technicznych dla
instalacji magazynowania wodoru,
zbiornikowych
(napowierzchniowych), jak
i zlokalizowanych pod ziemią***

17. Analiza publikacji dotyczących magazynowania czystego wodoru w podziemnych strukturach geologicznych

Aktualnie badania nad magazynowaniem wodoru są prowadzone, w celu opracowania bezpiecznych, niezawodnych oraz ekonomicznie opłacalnych sposobów przechowywania wodoru. Podobnie jak każdy inny produkt wodór musi być transportowany i przechowywany, aby dotrzeć do końcowego odbiorcy. Magazynowanie jest głównym problemem technologicznym opłacalnej gospodarki wodorowej (Niaz i in., 2015).

Do podziemnego magazynowania wodoru w strukturach geologicznych można zaliczyć magazynowanie go w wyeksploatowanych złożach gazu, w kawernach solnych i akiferach. Przechowywanie wodoru w kawernach solnych wydaje się być jednym z najbardziej obiecujących sposobów magazynowania tego gazu, co wynika m.in. z szybkości i elastyczności cykli załadowania i odbioru wodoru i możliwości osiągnięcia dużych pojemności magazynowych (Energy Technologies Institute, 2015). Korzystne dla przechowywania wodoru są także właściwości otaczającej soli, takie jak niska przepuszczalność i wysoki stopień uszczelnienia. Ponadto sól jest obojętna chemicznie względem wodoru. To i korzystne właściwości mechaniczne zapewniają zdolność do dostosowania się do powtarzających się cykli załadowania i odbioru gazu z magazynu i bezpieczne jego przetrzymywanie (Evans i in., 2021).

Pomimo dużej praktyki w podziemnym magazynowaniu gazu ziemnego, doświadczenie w podziemnym magazynowaniu wodoru, w szczególności wodoru o wysokiej czystości (>90%) jest niewielkie (Miocic i in., 2023). Praktyczne doświadczenie w przechowywaniu tego pierwiastka ogranicza się do kilku magazynów. W Wielkiej Brytanii w Teesside w Yorkshire brytyjska firma od 1972 roku przechowuje 1 milion m³ wodoru (95% H₂ i 3-4% CO₂) w trzech kawernach solnych na głębokości ok. 400 m przy ciśnieniu 50 barów. Zmagazynowany wodór jest wykorzystywany przez znajdujące się w pobliżu zakłady przemysłowe produkujące amoniak i metanol. Z kolei w Teksasie przechowywany jest wodór o czystości 95% w magazynie utworzonym w wysadzie solnym Clemens. Magazyn działa od lat 80 XX wieku. Strop magazynu znajduje się na głębokości ok. 850 m. Kawerna ma kształt cylindra o wysokości ok. 300 m i średnicy ok. 49 m. Takie wymiary pozwoliły na otrzymanie pojemności czynnej magazynu w wysokości 30 mln m³ (Tarkowski, 2019). W USA działają ponadto jeszcze dwa podziemne magazyny wodoru otworzone w wysadzie solnym: magazyn w Moss Bluff działający od 2007 roku oraz magazyn w Spindletop, który swoją pracę rozpoczął w 2017 roku (Tabela 17-1).

Przedstawione przykłady funkcjonujących podziemnych magazynów wodoru, utworzonych zarówno w złożach soli pokładowej jak i w wysadach solnych, wyraźnie pokazują, że wodór może być

z powodzeniem przez lata bezpiecznie przechowywany, zatłaczany i odbierany. W ostatnim dziesięcioleciu zainteresowanie magazynowaniem wodoru w ten sposób ciągle wzrasta i przeprowadzane są liczne badania i analizy potencjału kawern solnych do składowania tego pierwiastka w różnych miejscach na całym świecie (np. Ozarslan, 2012; Bai i in., 2014; Lordache i in., 2014; Michalski i in., 2017; Tarkowski i Czapowski, 2018; Caglayan i in., 2020; Lemieux i in., 2020; Liu i in., 2020). Wszystko to dowodzi, że ta technologia magazynowania wodoru powinna się doskonale sprawdzić do magazynowania tego gazu na dużą skalę (Miocic i in., 2023).

Akifery to porowate i przepuszczalne formacje skalne, w których przestrzeń porowa jest wypełniona wodą słodką lub słoną. Pojawiają się powszechnie we wszystkich basenach sedymentacyjnych na całym świecie i również mogą być wykorzystywane do podziemnego magazynowania wodoru w obszarach, w których nie ma szczypanych złóż węglowodorów ani pokładów bądź wysadów solnych. Akifery są od dziesięcioleci wykorzystywane jako podziemne magazyny gazu ziemnego i mogą być z powodzeniem wykorzystywane również jako poziome magazyny wodoru. Wytworzenie takiego magazynu w warstwie wodonośnej wymaga spełnienia dwóch głównych warunków geologicznych. Po pierwsze skały zbiornikowe muszą posiadać dobre właściwości zbiornikowe, a po drugie muszą być przykryte skałami nieprzepuszczalnymi, które zapobiegą migracji gazu na powierzchnię. Zatłoczenie gazu do akiferu spowoduje odsunięcie się wody, która w momencie odbioru gazu z magazynu ponownie zaczyna zajmować przestrzeń magazynową. Pojemność gazu, którą można zgromadzić w magazynie jest zależna od objętości samego złoża, jego porowatości i od ciśnienia i temperatury składowania gazu (Tarkowski, 2019).

Inaczej niż w przypadku szczypanych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz kawern solnych, szczelność warstwy wodonośnej jest początkowo nieznaną. Pociąga to za sobą konieczność odwiercenia odwiertów badawczych i wykonania pracochłonnych i kosztownych testów, co znacznie podnosi koszty utworzenia takiego magazynu (Tarkowski, 2019).

Cennym doświadczeniem w magazynowaniu wodoru w słonych warstwach wodonośnych było magazynowanie gazu miejskiego w latach 1950 – 1970. Gazem miejskim nazywamy mieszaninę gazów składającą się z ok. 50-60% wodoru, ok. 30% metanu i ok. 20% tlenku i dwutlenku węgla. Podziemne magazynowanie gazu miejskiego w akiferach odbywało się we Francji (Beynes), Czechach (Lobodice) i Niemczech (Engelborstel i Bad Lauchstädt) (tab. 17-1). W trakcie tych trwających przez dziesięciolecia komercyjnych eksploatacji magazynów nie odnotowano żadnych awarii (Miocic i in., 2023).

Tabela 17-1. Zestawienie Podziemnych Magazynów Wodoru na świecie (Miocic i in., 2023)

Lokalizacja PMH	Typ magazynu	Skład gazu	Pojemność całkowita [m ³]	Średnia głębokość [m]	Rok utworzenia	Uwagi
Teesside, Wielka Brytania	Kawernowy (pokład solny)	95% H ₂ , 3-4% CO ₂	3 x 70 000	350	1972	Działający
Clemens, USA	Kawernowy (wysad)	95% H ₂	580 000	1 000	1983	Działający
Moss Bluff, USA	Kawernowy (wysad)	H ₂	566 000	1 200	2007	Działający
Spindletop, USA	Kawernowy (wysad)	95% H ₂	906 000	1 340	2017	Działający
STOPIL-H₂, Etzel, Francja	Kawernowy		570 000			W fazie rozwoju
Kiel, Niemcy	Kawernowy	Gaz miejski	7,8 x 10 ⁷	1 330		Pierwotnie PMG
Bad Lauchstädt, Niemcy	Sczerpane złożo gazu	Gaz miejski	6,7 x 10 ⁸	800		Pierwotnie PMG
Underground Sun Storage, Austria	Sczerpane złożo gazu	10% H ₂	115 000	1 200	2017	W fazie rozwoju
Yakshunovskoe Field, Rosja	Sczerpane złożo gazu				2010	Działający
Hychico, Argentyna	Sczerpane złożo gazu	10% H ₂	750 000	815	2010-2018	W fazie rozwoju
Kirchheiligen, Niemcy	Sczerpane złożo gazu	Gaz miejski	2,4 x 10 ⁸	900		Pierwotnie PMG
Hähnlein, Niemcy	Akifer	Gaz miejski	1,6 x 10 ⁸	500		Pierwotnie PMG
Eschenfelden, Niemcy	Akifer	Gaz miejski	1,68 x 10 ⁸	600		Pierwotnie PMG
Engelborstel, Niemcy	Akifer	Gaz miejski	?	?	1955-1998	Wycofany z eksploatacji
Ketzin, Niemcy	Akifer	Gaz miejski	1,3 x 10 ⁸	250-400	1964-2000	Wycofany z eksploatacji
Lobodice, Czechy	Akifer	Gaz miejski	10 ⁸	400-500	1965-1995	Pierwotnie PMG
Beynes, Francja	Akifer	Gaz miejski	3,3 x 10 ⁸	430	1956-1972	Pierwotnie PMG
HyBRIT, Szwecja	Kawerna skalna	100% H ₂	100	30	2016	W fazie rozwoju

Niemniej nastąpiły zmiany w składzie chemicznym gazu podczas jego składowania w wyniku reakcji biochemicznych mających miejsce w zbiorniku (Buzek i in., 1994; Kruck i Crotagino, 2013; Panfilov, 2016). Na szczególną uwagę zasługuje generowanie siarkowodoru H₂S prawdopodobnie w wyniku redukcji pirytu abiotycznego oraz generowanie metanu przez bakterie metanogenne (Miocic i in., 2023). Pomimo tego, że magazynowanie wodoru w warstwach wodonośnych zyskuje ostatnio coraz większą popularność, to do tej pory powstały jedynie dwa pilotażowe projekty, w których zatłaczano i odbierano wodór. Są to projekty zielonego metanu prowadzone w Austrii i Argentynie. Zatłacza się

tutaj mieszaninę gazu ziemnego i wodoru w stosunku 9:1. Wytworzony z energii odnawialnej wodór zatlacza się do złóż piaskowcowych w celu produkcji zielonego metanu (Miocic i in., 2023).

Magazynowanie wodoru w podziemnych strukturach geologicznych cieszy się bardzo dużym zainteresowaniem. Powstają liczne publikacje w tym temacie, dotyczące zarówno aspektu technologicznego (Reitenbach i in., 2015; Panfilov, 2016; Amid i in., 2016) jak i potencjału podziemnego magazynowania wodoru na świecie (Iordache i in., 2014; Simon i in., 2015). Istotne aspekty dotyczące podziemnego magazynowania wodoru w kawernach solnych i akiferach zestawiono w Tabeli 17-2. Zachowanie wodoru w warunkach podziemnego składowania jest bardziej złożone niż zakładano i wymaga szczegółowych badań (Bai i in., 2014; Hagemann i in., 2015; Panfilov, 2016). Projektów obejmujących magazynowanie czystego wodoru w strukturach geologicznych nadal jest niewiele, a literatura opiera się głównie na analogiach do podziemnego magazynowania gazu ziemnego i CO₂.

Tabela 17-2. Aspekty geologiczne, techniczne, środowiskowe, zdrowotne i kosztowe różnych opcji podziemnego magazynowania wodoru (Tarkowski 2019)

	Akifery	Kawerny solne
Występowanie	Wszystkie baseny sedimentacyjne	Wiele basenów sedimentacyjnych
Głębokość złoża	Zróźnicowania, optymalnie do 2000 m	Zróźnicowania, optymalnie do 1500 m
Litologia skał zbiornikowych i nadkładu	Skały zbiornikowe o dużej porowatości i przepuszczalności. Skały nadkładu zapewniające uszczelnienie, niespękane	Złoża soli o dużej miąższości
Stopień rozpoznania	Niski. Od niedawna rozpoznany w Europie w kontekście oceny potencjału CCS	Dobrze rozpoznane w Europie
Pojemność	Wysoka i bardzo wysoka	Wysoka. Zależna od ilości i wielkości kawern
Szczelność geologiczna	Nieznana, niskie ryzyko ucieczki gazu	Zapewniona przez dobre właściwości soli
Wymagane badania	Określenie możliwych ścieżek ucieczki gazu (badania geofizyczne, odwierty poszukiwawcze i testy odwiertowe, badania laboratoryjne, badania próbek skał); reaktywności chemiczna, mineralogiczna biologiczna między wodorem a skałą zbiornikową i jej nadkładem; szczelności szczelin i kontrola ciśnienia złoża; szczegółowa charakterystyka i utworzenie modelu cyfrowego.	Badania geofizyczne kawern podczas ługowania kawerny; okresowe badania zmian podczas eksploatacji; szczegółowa charakterystyka i utworzenie modelu cyfrowego.
Dotychczasowe doświadczenia	Brak doświadczenia w magazynowaniu czystego wodoru. Liczne PMG.	Pozytywne doświadczenia w magazynowaniu wodoru i innych gazów.
Ilość cykli zatlaczania/odbioru	1, maksymalnie 2 cykle zatlaczania/odbioru w roku	Możliwość wielokrotnych cykli w ciągu roku
Liczba odwiertów	Kilka odwiertów eksploatacyjnych. Wymagane odwierty obserwacyjne.	Jeden odwiert na kawernę.
Szczelność techniczna	Konieczność likwidacji lub uszczelnienia odwiertów już istniejących, nowych	Konieczność likwidacji lub uszczelnienia odwiertów już istniejących, nowych odwiertów,

	Akifery	Kawerny solne
	odwiertów, stosowanie materiałów niereagujących w wodorem.	stosowanie materiałów niereagujących w wodorem.
Zanieczyszczenia w pobranym gazie	Ryzyko utraty H ₂ na rzecz powstających H ₂ S i CH ₄	Zanieczyszczenia powstałe w wyniku niepożądanych reakcji między wodorem a przewarstwieniami innymi niż sól
Ograniczenia	Potencjalne problemy z adaptacją istniejących odwiertów; dostępność odpowiedniej technologii i sprzętu do budowy i eksploatacji magazynu.	Konwergencja powodująca zaciskanie się kawerny; dostępność odpowiedniej technologii i sprzętu do budowy i eksploatacji magazynu.
Koszty	Najwyższe koszty magazynowania wśród struktur geologicznych	Koszty niższe niż koszty magazynowania w akiferach

18. Analiza publikacji dotyczących magazynowania czystego wodoru w instalacjach napowierzchniowych

Najbardziej popularną i najdłużej stosowaną metodą magazynowania wodoru w zbiornikach nawierzchniowych, jest przechowywanie go w stanie gazowym. Niemniej, w warunkach napowierzchniowych wodór można przechowywać:

- sprężony,
- skroplony,
- w postaci wodoroków metali,
- związany chemicznie,
- na powierzchni materiałów (materiały węglowe o bardzo rozwiniętej powierzchni).

Do sprężenia wodoru potrzeba dużej ilości energii, a mała gęstość wodoru powoduje, że nawet pod działaniem wysokiego ciśnienia gromadzi się mała ilość energii użytecznej. To z kolei wymusza budowanie dużych zbiorników i generuje wysokie koszty przedsięwzięcia. Wodór jest przechowywany w temperaturze ok. 298°K i w zakresie ciśnień od 15 do 80 MPa (Züttel, 2004). Wysokość ciśnienia jest uzależniona od rodzaju zastosowania. W systemach mobilnych stosuje się zbiorniki o najniższych ciśnieniach. W samochodach czy małych jednostkach pływających zasilanych ogniwem wodorowym stosuje się zbiorniki kompozytowe polimerowo-metalowe, często wzmocniane za pomocą drutu stalowego (Takeichi i in., 2003; Siekierski i in., 2023). Z kolei do bardzo wysokich ciśnień wykorzystuje się zbiorniki wzmocnione włóknem węglowym. W tym przypadku standardem technologicznym jest zastosowanie ciśnienia roboczego 70 MPa (Doppler, 2005).

Wodór w postaci ciekłej przechowywany jest w zbiornikach kriogenicznych w temperaturze 21,2K przy ciśnieniu otoczenia. Ze względu na niską temperaturę krytyczną (33K), ciekły wodór może być przechowywany tylko w układach otwartych (Züttel, 2004). Taki sposób magazynowania wodoru umożliwia uzyskanie większej objętościowo gęstości energii przy zdecydowanie niższym ciśnieniu roboczym zbiornika. Wymaga to jednak zastosowania grubej izolacji, która nadal nie jest w stanie w pełni zapobiec stratom wodoru wynikającym z jego parowania wskutek niedoskonałości osłony (Siekierski i in., 2023). Gruba izolacja kriogeniczna powoduje powstawanie dużej objętości martwej zbiornika, co w konsekwencji pozwala na uzyskanie pojemności zbiornika jedynie niewiele wyższej niż objętość zbiornika kompozytowego.

Kolejnym problemem magazynowania skroplonego wodoru jest wspomniana już wyżej jego ucieczka mimo zastosowania grubej izolacji kriogenicznej. Szybkość odparowania wodoru jest funkcją rozmiaru zbiornika, jego kształtu i izolacji, także teoretycznie najlepszym kształtem dla zbiornika kriogenicznego byłaby kula. Taki rezerwuar jest jednak najdroższy w produkcji. Ponieważ straty odparowania z powodu

nieszczelności są proporcjonalne do stosunku powierzchni do objętości, szybkość parowania drastycznie maleje wraz ze wzrostem pojemności całkowitej zbiornika. W przypadku dwuosobowych, izolowanych próżniowo, kulistych naczyń Dewara, straty odparowania wynoszą zazwyczaj 0,4% dziennie dla zbiorników o pojemności całkowitej wynoszącej 50 m³, 0,2% dla zbiorników 100 m³ i 0,06% dla zbiorników 20 000 m³ (Züttel, 2004). W Tabeli 18-1 przedstawiono charakterystykę zbiorników samochodowych w zależności od rodzaju gromadzonego paliwa.

Tabela 18-1. Charakterystykę zbiorników samochodowych w zależności od rodzaju gromadzonego paliwa (Romański, 2007)

Waga zbiornika [kg]	Wodór sprężony	Wodór ciekły	Benzyna
Waga zbiornika na jednostkę objętości paliwa [kg/100 dm ³]	600-800	86	3
Objętość zbiornika na jednostkę masy paliwa [dm ³ /6,4 kg]	500	110	7
Względny zasięg [% 100 dm ³ paliwa]	22	100	350
Straty paliwa w czasie magazynowania [%/24 h]	1-2,5	0,5-1,5	0,01

Gazowy wodór może zostać w sposób odwracalny zaabsorbowany na powierzchni i związany w objętości metali, aby później zostać uwolniony, albo w temperaturze pokojowej, albo poprzez ogrzewanie zbiornika (Züttel, 2004). Głównie do stworzenia takich układów używa się stopów niklu z domieszką lantanu oraz chromu z cyrkonem, a także tytanu z żelazem. Takie układy są zdolne do zmagazynowania wodoru w ilości nie większej niż 5% pierwotnej masy zbiornika. Oznacza to, że w przypadku samochodu zużywającego ok. 1kg wodoru na 100 km, masa baku zapewniającego zasięg porównywalny z zasięgiem samochodu z silnikiem Diesla wyniosłaby ok. 150 kg (Sakintuna i in., 2007; Siekierski i in., 2023). Ciekawym przykładem materiału magazynującego wodór jest pallad i jego stopy. Ten pierwiastek jest w stanie pochłoniąć wodór zarówno otrzymany w wyniku reakcji elektrochemicznych jak i z fazy gazowej. Udowodniono, że próbka palladu w temperaturze pokojowej może zaadsorbować wodór o objętości 850 razy większej niż sama posiada. Pallad i jego stopy są jednak materiałami bardzo drogimi i nie znalazły szerokiego zastosowania (Folentarska i in., 2016).

Takie układy powstają w niskim ciśnieniu (zazwyczaj 0,25-10MPa) i niskiej temperaturze (temp. pokojowa) i są bezpieczne w stosowaniu (nie ma zagrożenia wybuchem i palnością układu), a desorpcja zmagazynowanego wodoru następuje zwykle w wyniku podwyższenia temperatury i obniżenia ciśnienia (Gołębiowska i Biernat, 2010). Jednak ze względu na to, że podczas adsorpcji wodoru wydzielają się ciepło, a w celu jego odzyskania należy dostarczyć odpowiednią ilość ciepła, taki układ wodorków metali jest skomplikowany pod względem konstrukcyjnym. Związki te są również wrażliwe na zanieczyszczenia. W Tabeli 18-2 zestawiono najważniejsze wady i zalety najpopularniejszych sposobów magazynowania wodoru na powierzchni.

Tabela 18-2. Wady i zalety metod magazynowania wodoru na powierzchni (Tarhan i Çil, 2021; Siekierski i in., 2023)

Metoda magazynowania	Zalety	Wady
Wodór sprężony	<ul style="list-style-type: none">- dobrze poznana technologia magazynowania, w szczególności na małą skalę- możliwość szybkiego napełniania i opróżniania	<ul style="list-style-type: none">- wysokie ciśnienie magazynowania- ryzyko wycieków/wybuchów- zajmuje dużo miejsca
Wodór ciekły	<ul style="list-style-type: none">- dobra kompresja- niskie ciśnienie- niskie koszty magazynowania- niezawodna ze względu na niskie ciśnienie magazynowania- wysoka gęstość cieczy i wysoka efektywność magazynowania	<ul style="list-style-type: none">- nawet do 30% strat energii- ucieczki wodoru- wymaga termicznej izolacji
Wodorki metali	<ul style="list-style-type: none">- potencjał wysokiej gęstości wodoru przy umiarkowanych temperaturach i ciśnieniu- zwarta budowa (duża ilość wodoru w małej objętości zbiornika)	<ul style="list-style-type: none">- konieczność izolacji- duża masa i objętość materiału magazynującego

Innym sposobem gromadzenia wodoru jest jego przechowywanie w związkach chemicznych, powstających na drodze reakcji chemicznych. Ten sposób magazynowania wodoru pozwala zgromadzić większe jego ilości niż jest to możliwe w wodorkach metali. Odzysk wodoru następuje w wyniku działania wodą lub alkoholem. Jednym z przykładów związków chemicznych, które znalazły zastosowanie w magazynowaniu wodoru są borowodorki, a w szczególności borowodorek sodu (NaBH_4). Odzyskiwanie wodoru z NaBH_4 odbywa się na drodze egzotermicznej, kontrolowanej reakcji hydrolizy, która przebiega w temperaturze pokojowej. W jej wyniku nie powstają żadne niebezpieczne produkty uboczne. Największą zaletą przechowywania wodoru w postaci związków chemicznych jest ich wysoka pojemność magazynowa. Niestety, ten sposób magazynowania wodoru jest nieodwracalny. Tym samym, stosując takie zbiorniki w samochodach, zużyte paliwo należy usunąć, a następnie zregenerować na stacji paliw, co stanowi spore utrudnienie (Kieć, 2007; Gołębiowska i Biernat, 2010). Wodór można także przechowywać w materiałach węglowych, które cechują się wysoką porowatością i dużą powierzchnią właściwą. Magazynowanie ma miejsce na drodze adsorpcji na powierzchni ciał stałych, zachodzącej głównie dzięki oddziaływaniom *Van der Waalsa*. Z kolei do desorpcji dochodzi dzięki dostarczeniu do układu ciepła. Najbardziej popularnymi materiałami węglowymi do magazynowania wodoru są: węgiel aktywny, grafit, fulereny i nanorurki węglowe (Züttel, 2004). Najprostszą i najbardziej zaawansowaną metodą magazynowania wodoru jest jego przechowywanie w formie gazu sprężonego. Jej główną wadą jest jednak wysoka energochłonność. Sprężenie gazu o tak niskiej gęstości jak gęstość wodoru ($0,083\text{kg/m}^3$) w warunkach normalnych wymaga ogromnej ilości energii. Istnieją cztery główne typy zbiorników przeznaczonych do magazynowania wodoru:

- zbiorniki typu I – wykonane są ze stali lub aluminium, i umożliwiają przechowywanie wodoru do ciśnienia ok. 200 bar (Iwańska i in., 2023; <https://www.amargo.pl/wodor/>),
- zbiorniki typu II – zbiorniki metalowe zbrojone włóknem szklanym lub węglanowym tylko na części cylindrycznej. Pozwalają magazynować wodór do ciśnienia ok. 300 bar. Koszt wykonania takiego zbiornika jest 1,5 razy wyższy niż zbiornika typu I, ale pozwala na redukcję jego masy o 40% (Moradi i Groth, 2019),
- zbiorniki typu III - zbiorniki metalowe w pełni zbrojone włóknem szklanym lub węglanowym (Rivard i in., 2019). Dopuszczalne ciśnienie dla takiego zbiornika, którego korpus wykonany jest z kompozytu wynosi od 350 do 700 bar (Barthelemy i in., 2016; Li i in., 2019),
- zbiorniki typu IV – zbiorniki najlżejsze ze wszystkich możliwych konstrukcji. Są lżejsze od zbiorników typu I o ok. 50-75%, a od typu III o ok. 7-12%. Ich budowa jest oparta na linerze z tworzywa polietylenowego o wysokiej gęstości (HDPE) lub poliamidowego oraz króćcach metalowych, w pełnym oplocie kompozytowym z zastosowaniem zazwyczaj żywic epoksydowych (<https://www.amargo.pl/wodor/>). Dopuszczalne ciśnienie dla zbiorników typu IV wynosi 700 bar (Comond i in., 2009; Rivard i in., 2019).

Warto podkreślić, że już zbiorniki typu III cechuje bardzo wysoka wytrzymałość zmęczeniowa w porównaniu ze zbiornikami typu I i II. Ponadto zbiorniki typu III są bardzo odporne na korozję, uderzenia, a także charakteryzują się wysokim współczynnikiem przewodzenia ciepłego. Umożliwia to większą elastyczność dopuszczalnej temperatury wodoru, co ma duże znaczenie na wzrost temperatury podczas sprężania gazu. Zbiorniki typu IV z linerem polietylenowym charakteryzują się maksymalną temperaturą pracy do 60°C, co wymusza stosowanie układów chłodzenia i/lub prowadzenia procesu sprężania stopniowo (<https://www.amargo.pl/wodor/>).

Obok typów zbiorników wymienionych powyżej istnieje jeszcze typ V, będący zbiornikiem w pełni kompozytowym z powłoką wzmocnioną włóknem. Jest on znacznie lżejszy od zbiorników typu III i IV, ale dopuszczalne ciśnienie w nim jest mniejsze niż 15 bar (Schlapbach i Züttel, 2001).

Aktualnie zbiorniki na sprężony wodór gazowy (CGH₂) są jedyną skomercjalizowaną opcją magazynowania wodoru. Własny zbiornik opracowała Toyota dla modelu samochodu o nazwie Mirai. Firma Hexagon (Purus) również oferuje zbiorniki na wodór sprężony wszystkich trzech typów. Firma Mahytec specjalizuje się w zbiornikach typu IV i oferuje pojemności od 160 do 300 l. Z kolei Worthington Industries produkuje zbiorniki typu III i IV o ciśnieniu roboczym od 200 do nawet 880 bar. W znakomitej większości firmy produkujące zbiorniki na wodór sprężony zlokalizowane są w Europie, Japonii i Korei Południowej (Muthukumar i in., 2023). W Tabeli 18-3 zestawiono szczegóły dotyczące producentów zbiorników CGH₂ typu IV.

Tabela 18-3. Zestawienie producentów zbiorników CGH₂ typu IV (Muthukumar i in., 2023)

Nazwa producenta	Lokalizacja	Ciśnienie robocze [bar]
Toyota	Japonia, Europa, USA	700
Hexagon	Kanada, USA, Europa, Singapur, Chiny	250-950
Mahytec	Francja	do 500
Doosan Mobility	Korea Południowa	350
Worthington Industries	Europa	200-880
Nproxx	Europa	350-700
Ullit	Francja	350-700
Quantum Fuel System	USA	700

Wielkoskalowo wodór przechowuje się głównie w ciekłej formie. Na świecie istnieje kilkanaście magazynów i producentów tego typu wodoru. Jednym z nich jest Centrum Kosmiczne im. Kennedy'ego, kosmodrom amerykańskiej agencji kosmicznej NASA. NASA wykorzystuje paliwo wodorowe do napędzania rakiet i statków kosmicznych od kilkudziesięciu lat. Każda taka rakieta przewozi ponad 2,65 mln litrów ciekłego wodoru. Aby zapewnić stały dostęp do paliwa, na terenie Centrum Kosmiczne im. Kennedy'ego zainstalowane są dwa duże zbiorniki do magazynowania ciekłego wodoru. Zbiorniki powstały w połowie lat 60. XX wieku. Oba mają pojemność 3,22 mln litrów ciekłego wodoru. Ich średnica zewnętrzna wynosi ponad 21 m, a maksymalne ciśnienie robocze 6,2 bar. Izolację stanowi wypełnienie z ekspandowanego perlitu o grubości, w przybliżeniu, 1200 mm. Mimo to strata wodoru w wyniku jego odparowania ze zbiornika wynosi dziennie 2000 l (0,0625%). W 2018 roku rozpoczęto budowę kolejnego zbiornika na ciekły wodór, który ma pomieścić 4,73 mln litrów tego paliwa. W tym zbiorniku ma zostać zastosowany inny system izolacji termicznej, zbudowany ze szklanych pęcherzyków, który straty wodoru powinien obniżyć do 0,048% (Muthukumar i in., 2023).

Japońska firma Kawasaki w 2023 roku dostarczyła zbiorniki do magazynowania skroplonego wodoru dla pierwszego na świecie statku przeznaczonego do transportu tego paliwa Suiso frontier (Rys. 18-1), a także do pierwszego na świecie terminalu odbiorczego. Statek był testowany przez okres dwóch lat. W wyniku tych testów wykazano, że dzienne straty wodoru w wyniku jego odparowania wyniosły 0,3% dla zbiornika zamontowanego na statku i 0,06% dla zbiornika znajdującego się w terminalu odbiorczym (Hy Touch Kobe) (Rys. 18-2). Oba wyniki okazały się znacznie lepsze niż zakładano w projekcie, co świadczy o doskonałych parametrach termoizolacyjnych zbiorników. W celu utrzymania kriogenicznej temperatury, oba zbiorniki wytworzone przez firmę Kawasaki, wykorzystują konstrukcję uszczelnioną próżniowo (Kawasaki, 2023).



Rysunek 18-1. Suiso frontier (źródło: Kawasaki, 2021)



Rysunek 18-2. Terminal odbiorczy skroplonego wodoru Hy Touch Kobe (źródło: Kawasaki, 2020)

W 2022 roku Kawasaki uzyskało wstępną zgodę na budowę statku przeznaczonego do transportu ciekłego wodoru o pojemności 160 tys. m³ (Rys. 18-3). Statek ma się składać z czterech zbiorników o pojemności 40 tys. m³ każdy. Dla porównania, pionierski statek Suiso frontier przewoził jeden zbiornik o pojemności 1 250 m³ (Kawasaki, 2022).



Rysunek 18-3. Wizualizacja statku mającego transportować 160 tys. m³ skroplonego wodoru (źródło: Kawasaki, 2020)

Firma Linde jest pionierem w dostarczaniu rozwiązań energetycznych, w tym ciekłego wodoru. W 2007 roku firma zbudowała w Niemczech jedną z największych fabryk skraplania wodoru, a w 2021 roku we współpracy z Korea Expressway stworzyli cztery stacje tankowania ciekłego wodoru (Muthukumar i in., 2023). Daimler Truck i Linde Engineering wspólnie opracowali sLH₂. Nowy proces przetwarzania schłodzonego, ciekłego wodoru. W porównaniu do gazowego wodoru, nowe rozwiązanie zapewnia większą pojemność magazynową, większy zasięg, szybsze tankowanie, niższe koszty i wyższą efektywność energetyczną. Tankowanie 80-cio kg zbiornika zamontowanego w 40-tonowej ciężarówce trwa ok. 10-15 minut i zapewnia zasięg ponad 1000 km. W przeciwieństwie do dotychczasowej technologii tankowania wodoru LH₂, innowacyjna pompa sLH₂ nieznacznie zwiększa ciśnienie ciekłego wodoru. Taki przechłodzony ciekły wodór ułatwia proces tankowania i obniża straty energii. Pilotażowa stacja tankowania ma wydajność 400 kg ciekłego wodoru na godzinę (Daimler, 2024).

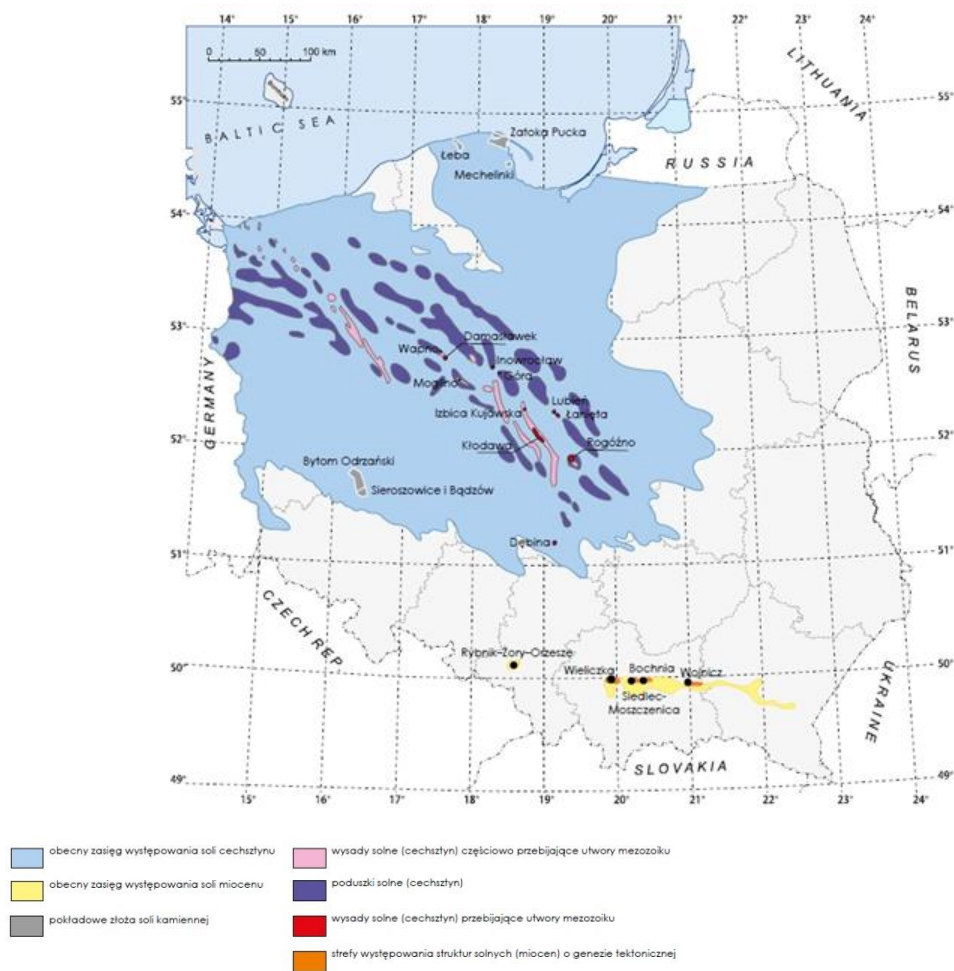
W 2007 roku pierwszy luksusowy samochód, w którym paliwo stanowił ciekły wodór, stworzyła marka BMW. Zainstalowany system magazynowania ciekłego wodoru składał się z pojedynczego zbiornika o pojemności 170 l, w którym można pomieścić 8 kg wodoru. Zbiornik zaprojektowano tak, aby mógł wytrzymać ciśnienie do 5,1 bar. Przekroczenie tego ciśnienia w wyniku odparowania paliwa spowoduje automatyczne otwarcie zaworu redukcji ciśnienia. Do zaizolowania zbiornika BMW opracowało własną próżniową superizolację o grubości 30 mm, której możliwości termoizolacyjne są zbliżone do

efektu uzyskanego za pomocą warstwy styropianu o grubości 17 m. Średnia szybkość odparowania palia ze zbiornika wynosi 16 g/h (Muthukumar i in., 2023).

19. Określenie możliwości magazynowania wodoru w Polsce, w podziemnych bezzbiornikowych magazynach wytworzonych w strukturach solnych i warstwach wodonośnych

19.1. Określenie możliwości magazynowania wodoru w Polsce, w podziemnych bezzbiornikowych magazynach wytworzonych w strukturach solnych

Sole kamienne występują w Polsce w obrębie dwóch głównych formacji solnych: miocenijskiej i cechsztyńskiej, (Rys. 19-1). Analizując występowanie formacji solnych w Polsce można zauważyć, że formacje soli cechsztyńskiej są najbardziej perspektywiczne pod kątem budowy kawernowego magazynu wodoru. Złoża soli kamiennej w Polsce związane z cechsztyńską formacją soloną, uformowaną w obrębie basenu permskiego, na przeważającym obszarze Polski zalegają na głębokościach dochodzących do ok. 5 – 7 km. Utwory solone budują również szereg płytszych struktur solnych, takich jak wysady czy poduszki solne (Poborski, 1976; Ślizowski, 1983; Czapowski, 2019).



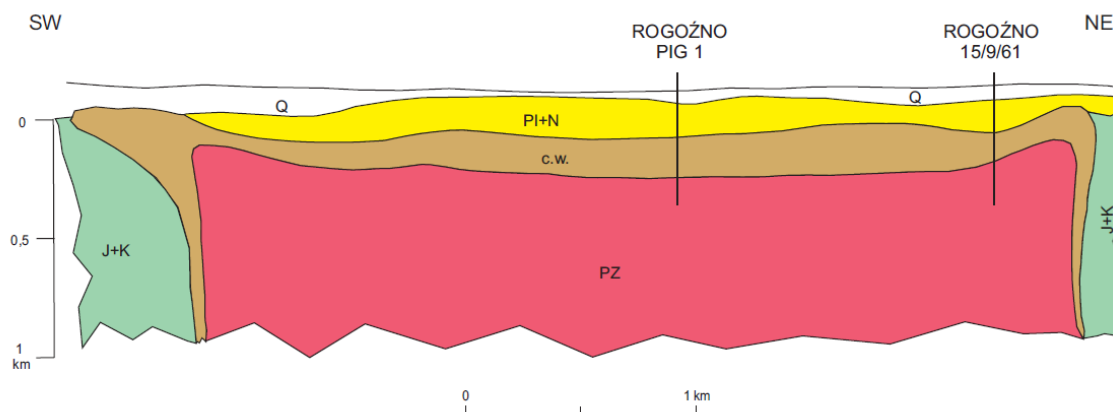
Rysunek 19-1. Mapa występowania soli kamiennej w Polsce (Czapowski, Aleksandrowski, Jarosiński, 2017)

występują wysady solne przebijające częściowo lub całkowicie nadkład skał mezozoicznych. Ocena potencjału magazynowania wodoru w wybranych wysadach solnych przedstawił Lankof i Tarkowski (Lankof L., Tarkowski R. 2022). Przedmiotem analizy były aktualnie nieeksploatowane wysady solne środkowej Polski: Damasławek, Dębina, Kłodawa, Izbica Kujawska, Lubień, Łanięta, Rogoźno i Mogilno. Potencjał magazynowy analizowanych wysadów został przedstawiony w postaci energii zmagazynowanego wodoru (TWh). W Tabeli 19-1 przedstawiono średnie objętości i głębokości posadowienia kawern, wynikające z analizy statystycznej oraz średnią pojemność kawerny w poszczególnych wysadach. Można zauważyć, że średnia pojemność magazynowa kawerny zmienia się w przedziale 19,8-65,5 mln m³. W następnej kolejności autorzy publikacji oszacowali teoretyczną pojemność magazynową każdego z wysadów. Prognozowana pojemność poszczególnych wysadów została przeliczona na energię zmagazynowanego wodoru w TWh. Dodatkowo przedstawiono również zmianę pojemności magazynowej wysadów w czasie, uwzględniając konwergencję, po 15-tu oraz 30 - tu latach.

Tabela 19-1. Średnie objętości i głębokości posadowienia kawern, wynikające z analizy statystycznej oraz średnią pojemność kawerny w poszczególnych wysadach

Wsad	Objętość średnia kawerny [tys.m ³]	Głębokość średnia [m p.p.t.]	Pojemność średnia kawerny [tys. Nm ³]	Pojemność średnia wysadu [TWh] w czasie [lata]		
				0	15	30
Mogilno	354,0	1161	32 300,9	13,4	12,28	11,29
Damasławek	295,5	1409	27 619,8	25,20	20,73	17,05
Kłodawa	263,9	1705	19 797,3	22,98	14,34	8,95
Izbica Kujawska	450,5	1200	43 801,4	9,59	8,36	7,29
Lubień	409,1	1200	39 776,1	13,01	11,34	9,89
Łanięta	370,1	1200	35 984,2	18,89	16,47	14,36
Rogoźno	302,3	1345	29 522,0	34,27	29,24	24,94
Dębina	673,5	1200	65 483,3	1,77	1,54	1,34

Z przeprowadzonej analizy wynika, że największą potencjalną pojemność magazynową posiada wysad solny Rogoźno (34,27 TWh). Natomiast najmniejszy potencjał magazynowy (1,77 TWh) posiada wysad Dębina. Duża potencjalna pojemność wysadu Rogoźno wynika z jego dużej powierzchni, która wynosi 21 km². Natomiast niewielki potencjał wysadu Dębina wynika z jego małej powierzchni (0,5 km²). Uproszczony przekrój przez wysad solny Rogoźno przedstawiono na Rysunku 19-3 (Czapowski, Tarkowski 2018).



Rysunek 19-3. Uproszczony przekrój przez wysad solny Rogoźno (Czapowski, Tarkowski 2018)

Podsumowanie

Polska posiada znaczący potencjał do magazynowania wodoru w wysadach i pokładach soli kamiennej. Szacunkowy potencjał magazynowania wodoru w ośmiu wysadach solnych (Damaśławek, Dębina, Kłodawa, Izbica Kujawska, Lubień, Łanięta, Rogoźno i Mogilno) wynosi około 139 TWh. Należy podkreślić, że Polska posiada również długoletnie doświadczenie w budowie i eksploatacji podziemnych kawernowych magazynów gazu ziemnego, gdyż KPMG Mogilno eksploatowany jest od 1997 roku.

19.2. Określenie możliwości magazynowania wodoru w Polsce, w podziemnych bezzbiornikowych magazynach wytworzonych w warstwach wodonośnych

Magazynowanie wodoru w warstwach wodonośnych (ang. Aquifer Hydrogen Storage, AHS) to jedna z technologii bezzbiornikowego magazynowania wodoru, która wykorzystuje warstwy zawodnione. O ile aktualnie funkcjonują kawernowe podziemne magazyny wodoru, w których magazynowany wodór posiada czystość wynoszącą ok. 95%, o tyle dotychczas nie magazynowano prawie czystego wodoru w warstwach zawodnionych. Pomimo tego, w niektórych aktualnie eksploatowanych podziemnych magazynach gazu wytworzonych w aquiferach wcześniej magazynowano gaz miejski, w którym zawartość wodoru wynosiła 50-60%. Technologia magazynowania wodoru w warstwach zawodnionych bazuje na doświadczeniach uzyskanych z eksploatacji magazynów gazu ziemnego wytworzonych w warstwach zawodnionych. Pierwszy tego typu magazyn gazu w warstwach zawodnionych został uruchomiony w 1946 roku w USA. Należy podkreślić, że długoletnia bezawaryjna eksploatacja magazynów gazu miejskiego (50-60% H₂) potwierdza przydatność podziemnych struktur zawodnionych dla magazynowania wodoru o dużej czystości. Aktualnie Polska nie posiada magazynów

wytworzonych w warstwach wodonośnych (aquiferach), jednakże w latach 80-90 tych XX wieku w Polsce były prowadzone szeroko zakrojone badania, których celem była identyfikacja podziemnych struktur wodonośnych nadających się do budowy podziemnych magazynów gazu ziemnego. Badania i analizy wykonane w latach osiemdziesiątych były częścią projektu CPBR 5.4 pt. „Rozwój systemu gazowniczego”. Bazując na danych pozyskanych podczas realizacji projektu CPBR 5.4 wykonano szacunkową analizę możliwości magazynowania wodoru w Polsce, w podziemnych warstwach wodonośnych. Wykonane w ramach projektu wiercenia otworów badawczych, prace sejsmiczne oraz analizy geologiczne obejmowały czternaście struktur zawodnionych, położonych na obszarze Polski północnej. Bieżąca analiza możliwości budowy magazynów wodoru w podziemnych strukturach zawodnionych, bazuje na wynikach prac zrealizowanych w ramach projektu CPBR, dotyczy struktur geologicznych zlokalizowanych w obszarach:

- niecki warszawskiej,
 - struktura: Sierpc, Bielsk, Bodzanów, Dzierżanów i Kamionki,
- niecki pomorskiej,
 - struktura: Korytowo, Biały Bór i Nowa Wieś,
- niecki mogileńsko-łódzkiej,
 - struktura: Janowca i Wartkowic.

Pozostałe cztery struktury zostały pominięte, gdyż obecnie znajdują się w obszarze stosunkowo gęsto zaludnionym.

Poziomy zbiornikowe występujące w obrębie struktur zawodnionych i typowane do magazynowania charakteryzują się zazwyczaj bardzo dobrymi parametrami zbiornikowymi, porowatości oraz przepuszczalności. W przeciwieństwie do dobrze rozpoznanych i szczelnych złóż gazu ziemnego, stopień rozpoznania struktur zawodnionych jest znikomy. Z reguły rozpoznanie struktury bazuje na badaniach sejsmicznych oraz danych pochodzących z badawczych otworów wiertniczych. W związku z tym decyzja o budowie podziemnego magazynu wodoru w warstwach zawodnionych musi zostać poparta wykonaniem szczegółowych pomiarów sejsmicznych oraz wierceń otworów badawczo-rozpoznawczych. Głównym celem szczegółowego rozpoznania i badania struktury zawodnionej jest potwierdzenie jej szczelności. Cały proces rozpoznania i przygotowania struktury zawodnionej może być kosztowny i trwać co najmniej 5-7 lat. Aktualnie średnia wielkość pojemności czynnej magazynu typu aquifer wynosi 755 mln m³, natomiast największe magazyny osiągają pojemność roboczą wynoszącą ponad 10 mld m³. Główną zaletą tych struktur jest ich dostępność w lokalizacji, w której nie występują złoża gazu ziemnego oraz struktury solne.

Analiza możliwości magazynowania wodoru w wybranych strukturach zawodnionych Niecki Warszawskiej

Bieżąca analiza struktur zawodnionych, wykonana pod kątem możliwości wytworzenia w nich podziemnego magazynu wodoru, objęła 5 struktur zawodnionych zlokalizowanych w Synklinorium Warszawskim. Analiza obejmowała następujące struktury: Sierpc, Kamionki, Bielsk, Bodzanów i Dzierżanowo. Podstawowe dane geologiczne zostały pozyskane podczas wiercenia odwiertów badawczych/poszukiwawczych przeprowadzonych w latach 1961-1995, (Tab. 19-2). Parametry struktur zostały opracowane na podstawie badań sejsmicznych oraz wyników uzyskanych z odwiertów. Na wszystkich analizowanych strukturach wykonano profile sejsmiczne w ilości od 6-8. Dodatkowo podstawowe parametry, takie jak: głębokość, porowatość, miąższość ocenianych struktur zostały określone na bazie wyników uzyskanych z przewiercających je otworów. Ilość otworów waha się w zależności od struktury od 2 do 5 otworów (struktura Dzierżanowa). Wykaz odwiertów prezentuje (Tab. 19-2). Należy zauważyć, że pomimo odwiercenia na przedstawionych strukturach 16 odwiertów oraz pobrania rdzeni z 5 odwiertów (Bielsk 2, Bodzanów GN-1 i GN-3, Dzierżanowo Geo.1, Kamionki IG-3) nie przeprowadzono badań laboratoryjnych na pobranych rdzeniach pod kątem przepuszczalności skał zbiornikowych oraz skał uszczelniających. Podstawowe dane geologiczne analizowanych struktur zawodnionych przedstawiono w tabeli 19-3. W tabeli 19-3 przedstawiono również pojemność całej struktury zawodnionej. Pojemność każdej struktury zawodnionej została obliczona jako iloczyn powierzchni, miąższości efektywnej i porowatości. W dalszej kolejności dane geologiczne posłużyły do obliczenia szacunkowej pojemności czynnej Podziemnego Magazynu Wodoru, wytworzonego w danej strukturze zawodnionej. W przeprowadzonych obliczeniach założono, że tylko 25% pojemności całej struktury będzie wykorzystane w procesie magazynowania wodoru. Wyniki obliczeń potencjalnych pojemności magazynowych przedstawiono w Tabeli 19-4.

Analizując uzyskane wyniki można zauważyć, że w wytypowanych strukturach Niecki Warszawskiej można wytworzyć magazyn wodoru o pojemności czynnej wynoszącej od około 636 mln m³ (Bodzanów) do około 3105 mln m³ (Sierpc). Wykonane obliczenia pokazały również, że szacunkowa pojemność czynna magazynów wodoru wytworzonych w analizowanych strukturach niecki warszawskiej (Sierpc, Bielsk, Bodzanów, Dzierżanów i Kamionki) wynosi około 8914 mln m³. Zgodnie z obliczeniami zbudowanie takiej pojemności czynnej będzie wymagać wytworzenia buforu, z czystego wodoru, o wielkości wynoszącej około 11343 mln m³. Należy podkreślić, że wykonane obliczenia mają charakter szacunkowy, gdyż zostały przeprowadzone w oparciu o niepełne dane. Decyzja o budowie magazynu wodoru w warstwie wodonośnej musi zostać poprzedzona wykonaniem szeregu prac rozpoznawczych/wiertniczych, sejsmicznych oraz innych niezbędnych do potwierdzenia szczelności

każdej struktury z osobna. Struktury zawadnione w odróżnieniu od złóż węglowodorów nie mają potwierdzonej szczelności.

Tabela 19-2. Zestawienie danych dotyczących otworów zlokalizowanych w rejonie wybranych struktur zawadnionych Niecki Warszawskiej

Nazwa otworu	Głęb. otworu	Szerokość geogr.	Długość geogr.	Miejscowość	Gmina	Koniec wiercenia	Rdzenie
STRUKTURA SIERPCA							
SIERPC 1	2100.5	524829.3	194011.3	Susk	Sierpc	1961	
SIERPC 2	4389.3	524744.0	194116.0	Susk	Sierpc	1972	
STRUKTURA KAMIONKI							
KAMIONKI-1	2851.0	524017.0	193719.0	Nowe Karwosieki	Brudzeń Duży	1973	
KAMIONKI-2	2202.0	524035.0	193737.0	Nowe Karwosieki	Brudzeń Duży	1972	
KAMIONKI IG-3	5095.0	524020.0	193745.0	Włoczewo	Stara Biała	1987	Leszcze
STRUKTURA BIELSK							
BIELSK 1	3016.4	523802.0	194943.0	Leszczyno Szlacheckie	Bielsk	1966	
BIELSK 2	4830.0	523844.0	194916.0	Gilino	Bielsk	1995	Chmielnik
STRUKTURA BODZANÓW							
BODZANÓW GEO.1	1250.0	523435.4	200042.5	Stare Łubki	Bulkowo	1960	
BODZANÓW GN-1	2435.0	523400.4	200127.5	Blichowo	Bulkowo	1988	Chmielnik
BODZANÓW GN-2	2450.0	523439.0	195958.0	Sochocino-Badurki	Bulkowo	1989	
BODZANÓW GN-3	3335.0	523452.4	200111.9	Stare Łubki	Bulkowo	1989	Chmielnik
STRUKTURA DZIERŻANOWA							
DZIERŻANOWO 2	2000.1	523010.7	201006.7	Dzierżanowo	Mała Wieś	1965	
DZIERŻANOWO GEO.1	3150.0	523035.5	201053.1	Dzierżanowo	Mała Wieś	1961	Leszcze
DZIERŻANOWO-3	2000.0	523110.0	201211.2	Skarszyn	Naruszewo	1965	
BULKOWO 1	1982.6	523211.2	200932.6	Bulkowo	Bulkowo	1965	
KOBYLNIKI 1	1960.0	522859.2	201321.2	Kobylniki	Wyszogród	1965	

Tabela 19-3. Podstawowe dane geologiczne struktur zawodnionych Niecki Warszawskiej

Nazwa struktury	Głęb. struktury [m]	Rozpoznanie	Skąła zbiornik.	Skąły nadkładu	Miąższość całk/efekt [m]	Porowatość [%]	Powierzchnia [km ²]	Pojemność struktury* [m]
Sierpc	1239	7 profili sejsm. + 2 otw.	p-ce d.kredy	margle+ wap. margliste	53,5/47	16	27,75	204,9
Kamionki	1330	6 profili sejsm. + 3 otw.	p-ce d.kredy	margle+ wap. margliste	53/44	15	20	132,0
Bielsk	1189	7 profili sejsm. + 2 otw.	p-ce d.kredy	margle+ wap. margliste	48/41	16	9,9	64,9
Bodzanów	1023	8 profili sejsm. + 4 otw.	p-ce d.kredy poziom I	margle+ wap. margliste	25/19	11	24,75	51,7
Dzierżanowo	1005	7 profili sejsm. + 5 otw.	p-ce d.kredy	osady ilasto –margliste + wap. margliste	45/27	20	32,8	177,1

* - szacunkowa pojemność całej struktury zawodnionej

Tabela 19-4. Obliczenia szacunkowej pojemności czynnej Podziemnego Magazynu Wodoru, wytworzonego w danej strukturze zawodnionej

Nazwa struktury	Głębokość struktury [m]	Poj. struktury nasycona wodorem [mln m ³]	Pdsg* [MPa]	Pdsd* [MPa]	Pojemność całkowita PMW [mln m ³]	Pojemność buforowa PMW [mln m ³]	Pojemność czynna PMW** [mln m ³]
NIECKA WARSZAWSKA							
Sierpc	1239	51.23	15.49	8.67	7057	3952	3105
Kamionki	1330	33	16.63	9.31	4792	2683	2109
Bielsk	1189	16.23	14.86	8.32	2106	1180	926
Bodzanów	1023	12.93	12.79	7.16	1444	808	636
Dzierżanowo	1005	44.28	12.56	7.04	4858	2720	2138
Suma					20257	11343	8914

* - Pdsg, Pdsd, prognozowane szacunkowe górne (Pdsg) i dolne (Pdsd) ciśnienie pracy PMW,

** - Pojemność czynna PMW, szacunkowa pojemność czynna PMW (Podziemnego Magazynu Wodoru)

Analiza możliwości magazynowania wodoru w wybranych strukturach zawodnionych Niecki Pomorskiej

Analiza struktur zawodnionych, wykonana pod kątem możliwości wytworzenia w nich podziemnego magazynu wodoru, objęła 3 struktury zawodnione zlokalizowane w Niecce Pomorskiej. Analiza obejmowała następujące struktury: antyklina Korytowa, antyklina Białego Boru i antyklina Nowej Wsi. Podstawowe dane geologiczne zostały pozyskane podczas wiercenia odwiertów badawczych/poszukiwawczych przeprowadzonych w latach 1959-1969, (Tab. 19-5). Parametry struktur zostały opracowane na podstawie badań sejsmicznych oraz wyników uzyskanych z odwiertów. Na wszystkich analizowanych strukturach wykonano profile sejsmiczne w ilości od 10-11. Dodatkowo

podstawowe parametry, takie jak: głębokość, porowatość, miąższość ocenianych struktur zostały określone na bazie wyników uzyskanych z przewiercających je otworów. Ilość otworów waha się w zależności od struktury od 1 (Korytowo), 2 (Biały Bór) do 3 otworów (struktura Nowej Wsi). Wykaz odwiertów prezentuje Tabela 19-5. Należy zauważyć, że pomimo odwiercenia na przedstawionych strukturach 6 odwiertów, rdzenie pobrano tylko z otworu Korytowo 1, a pomimo poboru rdzeni z odwiertu Korytowo 1 nie przeprowadzono badań laboratoryjnych rdzeni pod kątem porowatości i przepuszczalności skał zbiornikowych oraz uszczelniających. Podstawowe dane geologiczne analizowanych struktur zawodnionych oraz szacunkową pojemność całych struktur zawodnionych przedstawiono w tabeli 19-6. Pojemność każdej struktury zawodnionej została obliczona w taki sam sposób, w jaki obliczono pojemności struktur niecki warszawskiej. W dalszych kolejności dane geologiczne posłużyły do obliczenia szacunkowej pojemności czynnej Podziemnego Magazynu Wodoru, wytworzonego w wybranych strukturach zawodnionych niecki pomorskiej. W wykonanych obliczeniach założono również, że 25% pojemności całej struktury będzie wykorzystane w procesie magazynowania wodoru. Wyniki obliczeń przedstawiono w Tabeli 19-7.

Analizując uzyskane wyniki można zauważyć, że w wytypowanych strukturach Niecki Pomorskiej można wytworzyć magazyn wodoru o pojemności czynnej wynoszącej od około 1005 mln m³ (Biały Bór), do około 3093 mln m³ (Nowa Wieś). Wykonane obliczenia pokazały również, że szacunkowa pojemność czynna magazynów wodoru wytworzonych w analizowanych strukturach niecki pomorskiej (Korytowo, Biały Bór i antyklina Nowej Wsi) wynosi około 5922 mln m³. Zgodnie z obliczeniami zbudowanie takiej pojemności czynnej będzie wymagać wytworzenia buforu, z czystego wodoru, o wielkości wynoszącej około 7536 mln m³. Należy podkreślić, że wykonane obliczenia mają również charakter szacunkowy, gdyż zostały przeprowadzone w oparciu o niepełne dane. Decyzja o budowie magazynu wodoru w warstwie wodonośnej musi zostać poprzedzona wykonaniem szeregu prac rozpoznawczych/wiertniczych, sejsmicznych oraz innych niezbędnych do potwierdzenia szczelności każdej struktury wodonośnej z osobna.

Tabela 19-5. Zestawienie danych dotyczących otworów zlokalizowanych w rejonie wybranych struktur zawodnionych Niecki Pomorskiej

Nazwa struktury	Głęb.	Szer. geogr.	Dł. geogr.	Miejscowość	Gmina	Koniec wiercenia	Rdzenie
STRUKTURA KORYTOWO							
KORYTOWO 1	2587.5	532410	181316	Polskie Łąki	Bukowiec	1959	Pobrano
STRUKTURA BIAŁY BÓR							
BIAŁY BÓR 1	2801.3	535330	165340	Brzeźnica	Biały Bór	1965	
BIAŁY BÓR 7	1502.2	535420	165325	Brzeźnica	Biały Bór	1969	
STRUKTURA NOWA WIEŚ							
NOWA KARCZMA 1	2783	535233	172112	Rowista	Konarzyny	1967	
NOWA WIEŚ 1	2916.9	535138	171931	Nowa Wieś	Przechlewo	1969	
BRDA 3	2902.5	535304	171615	Lipczyno	Miastko	1969	

Tabela 19-6. Podstawowe dane geologiczne struktur zawodnionych Niecki Pomorskiej

Nazwa obiektu	Głębokość Poziomu w otworze [m]	Rozpozn.	Skała zbiornik.	Skała uszczeln.	Mięższość całk/efekt [m]	Porowatość [%]	Powierzch. [km ²]	Pojemność struktury* [mln m ³]
Korytowo	1782	11 profili sejsm. + 1 otw.	p-ce liasu	iłowce i mułowce	24/24	25	14,2	85,2
Biały Bór	735	11 profili sejsm.+ 2 otw.	p-ce d.kredy	margle mułowcowe	18/15	26	29,2	113,9
Nowa Wieś	1022	10 profili sejsm.+ 3 otw.	p-ce d.kredy	margle, mułowce i iłowce	34/30	21	40	252,0

* - objętość porów nasyconych wodą złożową

Tabela 19-7. Podstawowe dane geologiczne Niecki Pomorskiej

Nazwa Struktury	Głębokość Struktury [m]	Poj. struktury nasycona wodorem [mln m ³]	Pdsg* [MPa]	Pdsd** [MPa]	Pojemność Całkowita PMW [mln m ³]	Pojemność Buforowa PMW [mln m ³]	Pojemność Czynna PMW [mln m ³]
NIECKA POMORSKA							
Korytowo	1782	21.3	22.28	12.47	4144	2320	1824
Biały Bór	735	28.48	9.19	5.15	2285	1280	1005
Nowa Wieś	1022	63	12.78	7.15	7029	3936	3093
Suma					13458	7536	5922

* - Pdsg, Pdsd, prognozowane szacunkowe górne (Pdsg) i dolne (Pdsd) ciśnienie pracy PMW,

** - Pojemność czynna PMW, szacunkowa pojemność czynna PMW (Podziemnego Magazynu Wodoru)

NIECKA MOGILEŃSKO-ŁÓDZKA

Analiza struktur zawodnionych, wykonana pod kątem możliwości wytworzenia w nich podziemnego magazynu wodoru, objęła 2 struktury zawodnione zlokalizowane w Niecce Mogileńsko-Łódzkiej. Analiza obejmowała strukturę antykliny Janowca i antykliny Wartkowic. Podstawowe dane geologiczne zostały pozyskane podczas wiercenia odwiertów badawczych/poszukiwawczych przeprowadzonych w latach 1959-1973, (Tab. 19-8). Parametry struktur zostały opracowane na podstawie badań sejsmicznych oraz wyników uzyskanych z odwiertów. Na wymienionych strukturach wykonano profile sejsmiczne w ilości 7 (struktura Janowca) i 9 (struktura Wartkowic). Dodatkowo podstawowe parametry, takie jak: głębokość, porowatość, mięższość ocenianych struktur zostały określone na bazie wyników uzyskanych z przewiercających je otworów. Struktura Janowca została rozpoznana przez 4 otwory, natomiast struktura Wartkowic została przewiercona przez 5 otworów. Należy podkreślić, że pomimo odwiercenia 9 otworów nie pobrano rdzeni z perspektywicznych poziomów piaskowcowych. Parametry geologiczne wszystkich struktur zostały określone na bazie wyników uzyskanych z przewiercających je otworów. Podstawowe dane geologiczne analizowanych struktur zawodnionych przedstawiono w Tabeli 19-9. W Tabeli 19-9 przedstawiono również szacunkową pojemność całkowitą analizowanych struktur. Pojemność każdej struktury zawodnionej została obliczona w taki sam sposób, w jaki obliczono pojemności struktur niecki warszawskiej. W dalszych kolejności dane geologiczne

posłużyły do obliczenia szacunkowej pojemności czynnej Podziemnego Magazynu Wodoru, wytworzonego w wybranych strukturach zawodnionych niecki pomorskiej. W wykonanych obliczeniach założono również, że 25% pojemności całej struktury będzie wykorzystane w procesie magazynowania wodoru. Wyniki obliczeń przedstawiono w Tabeli 19-10.

Analizując uzyskane wyniki można zauważyć, że w dwóch wytypowanych strukturach Niecki Mogileńsko-Łódzkiej można wytworzyć magazyny wodoru o pojemności czynnej wynoszącej około 1423 mln m³ (Janowiec) i 10221 mln m³ (Wartkowice). Wykonane obliczenia pokazały również, że szacunkowa pojemność czynna magazynów wodoru wytworzonych w analizowanych strukturach może osiągnąć około 11644 mln m³. Zgodnie z obliczeniami zbudowanie takiej pojemności czynnej będzie wymagać wytworzenia buforu, z czystego wodoru, o wielkości wynoszącej około 14819 mln m³. Należy podkreślić, że wykonane obliczenia mają również charakter szacunkowy, gdyż zostały przeprowadzone w oparciu o niepełne dane. Decyzja o budowie magazynu wodoru w warstwie wodonośnej musi zostać poprzedzona wykonaniem szeregu prac rozpoznawczych/wiertniczych, sejsmicznych oraz innych niezbędnych do potwierdzenia szczelności każdej struktury wodonośnej z osobna.

Tabela 19-8. Zestawienie danych dotyczących otworów zlokalizowanych w rejonie wybranych struktur zawodnionych Niecki Mogileńsko-Łódzkiej

Nazwa otworu	Głębokość	Szerokość geogr.	Długość geogr.	Miejscowość	Gmina	Koniec wiercenia
STRUKTURA JANOWCA						
JANOWIEC 2	3043.2	524652.0	172627.0	Brudzyń	Janowiec Wielkopolski	1968
JANOWIEC 3	3133.0	524606.0	172515.0	Wybranowo	Janowiec Wielkopolski	1969
JANOWIEC GEO.1	801.6	524729.0	172716.0	Brudzyń	Janowiec Wielkopolski	1959
WĄGROWIEC IG-1	1960.0	524808.0	172233.0	Żabiczyn	Mieścisko	1964
STRUKTURA WARTKOWIC						
KOŁO IG-4	2876.0	520223.0	185630.0	Świnice Warckie	Świnice Warckie	1970
WARTKOWICE-1	2530.0	520216.0	185629.0	Piaski	Świnice Warckie	1973
WARTKOWICE 2	3087.2	520108.8	190020.6	Drozdów	Świnice Warckie	1973
WARTKOWICE-3	2475.0	515958.0	190208.0	Pęczyska	Wartkowice	1973
PODDĘBICE IG-1	3057.0	520404.0	190000.0	Kosew	Świnice Warckie	1971

Tabela 19-9. Podstawowe dane geologiczne struktur zawodnionych Niecki Mogileńsko-Łódzkiej

Nazwa obiektu	Głębokość poziomu w otworze	Rozpoznan.	Skała zbiornikowa	Skała uszczeln.	Mięższość całk/efekt [m]	Porowat. [%]	Powierzchn. [km ²]	Pojemn. struktury** [mln m ³]
Janowiec	430	7 profili sejsm.+ 4 otw.	p-ce kredy dolnej	iłowce i mułowce ilaste	70/42	20*	32.8	275.5
Wartkowice	1263	9 profili sejsm. + 5 otw.	p-ce kredy dolnej	iłowce i margle	177/108	20*	31,2	673.9

* - obliczenia szacunkowe, ze względu na brak otworów odwierconych na strukturze

** - objętość porów nasyconych wodą

Tabela 19-10. Podstawowe dane geologiczne struktur Niecki Mogileńsko-Łódzkiej

Nazwa struktury	Głębokość struktury [m]	Poj. struktury nasycona wodorem [mln m ³]	Pdsg* PMW [MPa]	Pdsd** PMW [MPa]	Pojemność całkowita PMW [mln m ³]	Pojemność buforowa PMW [mln m ³]	Pojemność czynna PMW [mln m ³]
NIECKA MOGILEŃSKO-ŁÓDZKA							
Janowiec	430	68.88	5.38	3.01	3233	1810	1423
Wartkowice	1263	168.48	15.79	8.84	23230	13009	10221

* - Pdsg, Pdsd, prognozowane szacunkowe górne (Pdsg) i dolne (Pdsd) ciśnienie pracy PMW,

** - Pojemność czynna PMW, szacunkowa pojemność czynna PMW (Podziemnego Magazynu Wodoru)

Podsumowanie

Aktualnie Polska nie posiada magazynów wytworzonych w warstwach wodonośnych (aquiferach), jednakże w latach 80-90 tych XX wieku w Polsce były prowadzone szeroko zakrojone badania, których celem była identyfikacja podziemnych struktur wodonośnych nadających się do budowy podziemnych magazynów gazu ziemnego. Badania i analizy wykonane w latach osiemdziesiątych były częścią projektu CPBR 5.4 pt. „Rozwój systemu gazowniczego”. Bazując na danych pozyskanych podczas realizacji projektu CPBR 5.4 wykonano analizę możliwości magazynowania wodoru w Polsce, w podziemnych warstwach wodonośnych. Prace sejsmiczne oraz analizy geologiczne zostały wykonane dla czternastu struktur zawodnionych, położonych na obszarze Polski północnej. Bieżąca analiza dotycząca możliwości budowy magazynów wodoru w podziemnych strukturach zawodnionych dotyczy struktur zlokalizowanych w obszarach:

- niecki warszawskiej, struktury: Sierpc, Bielsk, Bodzanów, Dzierżanów i Kamionki,
- niecki pomorskiej, struktury: Korytowo, Biały Bór i Nowa Wieś,
- niecki mogileńsko-łódzkiej, struktury: Janowca i Wartkowic.

Przeprowadzona analiza wykazała, że Polska posiada podziemne struktury wodonośne, które nadają się do budowy w nich dużych podziemnych magazynów wodoru. Wykonane obliczenia wykazały, że

spośród dziesięciu analizowanych struktur najmniejszy magazyn, o pojemności czynnej wynoszącej około 636 mln m³, można wytworzyć w strukturze zawodnionej Bodzanów, (Tab. 19-11). Natomiast potencjalnie największy magazyn wodoru można zbudować wykorzystując strukturę Wartkowice (10221 mln m³).

Należy podkreślić, że aktualnie trudno jest jednoznacznie ocenić przydatność poszczególnych struktur do konwersji na podziemne magazyny wodoru, jednakże wstępna selekcja, bazująca na dostępnych danych, pozwoliła na szacunkowe określenie wielkości pojemności czynnej potencjalnych magazynów wodoru wybudowanych w analizowanych strukturach zawodnionych. Dane z analizowanych struktur pozwalają jedynie na wstępne określenie szczelności każdej z wyżej wymienionych struktur. Należy pamiętać o tym, że każda analizowana struktura wymaga dalszych szczegółowych badań. Należy podkreślić, że bieżąca analiza nie uwzględnia kosztów budowy potencjalnych magazynów wodoru. Autorzy bieżącego opracowania sugerują, wykonanie szacunkowych obliczeń kosztów wytworzenia PMW dla wszystkich struktur zawodnionych. Szacunkowa ocena ekonomiczna pozwoliłaby na wytypowanie 3 - 4 struktur do dalszej analizy oraz dostarczyła podstawowych danych niezbędnych do podjęcia decyzji inwestycyjnych.

Tabela 19-11. Podstawowe dane geologiczne struktur

Nazwa struktury	Głębokość struktury [m]	Poj. struktury nasycona wodorem [mln m ³]	Pdsg* [MPa]	Pdsd** [MPa]	Pojemność całkowita PMW [mln m ³]	Pojemność buforowa PMW [mln m ³]	Pojemność czynna PMW [mln m ³]
NIECKA WARSZAWSKA							
Sierpc	1239	52.18	15.49	8.67	7057	3952	3105
Kamionki	1330	33	16.63	9.31	4792	2683	2109
Bielsk	1189	16.23	14.86	8.32	2106	1180	926
Bodzanów	1023	12.93	12.79	7.16	1444	808	636
Dzierżanowo	1005	44.28	12.56	7.04	4858	2720	2138
NIECKA POMORSKA							
Korytowo	1782	21.3	22.28	12.47	4144	2320	1824
Biały Bór	735	28.48	9.19	5.15	2285	1280	1005
Nowa Wieś	1022	63	12.78	7.15	7029	3936	3093
NIECKA MOGILEŃSKO-ŁÓDZKA							
Janowiec	430	68.88	5.38	3.01	3233	1810	1423
Wartkowice	1263	168.48	15.79	8.84	23230	13009	10221
Suma:					60178	33698	26480

* - Pdsg, Pdsd, prognozowane szacunkowe górne (Pdsg) i dolne (Pdsd) ciśnienie pracy PMW,

** - Pojemność czynna PMW, szacunkowa pojemność czynna PMW (Podziemnego Magazynu Wodoru)

20. Uwarunkowania technologiczne budowy i eksploatacji podziemnych magazynów wodoru: w strukturach solny i warstwach wodonośnych

Uwarunkowania technologiczne budowy i eksploatacji podziemnych magazynów wodoru w strukturach solnych

Technologia budowy podziemnych magazynów wodoru (UHS) w strukturach solnych jest technologią dojrzałą, gdyż kawernowy magazyn wodoru w Teeside, magazynujący gaz o czystości wynoszącej 95% działa od 1972 roku. Lokalizacja kawernowego podziemnego magazynu wodoru jest dostępność odpowiednich struktur solnych. W Polsce najlepsze warunki do budowy magazynu kawernowego występują w permskich złożach soli z okresu Zechstein (Tarkowski, Czapowski 2018). Złoża permskie rozsięte są w północno-zachodniej i centralnej Polsce (Rogóżno, Damasławek, Goleniów, Łeba).

I. Warunki geologiczne potencjalnych struktur solnych

Preferowana lokalizacja (Baumgärtel, Garzón, Zapf 2024):

- obszary pozbawione aktywnych uskoku, deformacji, osuwisk,
- struktury o względnie jednorodnym rozkładzie naprężeń (stabilne wysady solne lub pokłady soli w basenach sedimentacyjnych),
- brak stref intensywnej tektoniki, fałdowań czy rozległych stref ścinania.

Głębokość zalegania

Preferowana głębokość kawern wynosi 600–1800 m. Głębokość kawern magazynu wodoru Teeside wynosi około 400m. (Zivar et al. 2021). Zbyt mała głębokość zwiększa ryzyko niestabilności stropu, natomiast zbyt duża głębokość zwiększa konwergencję, czyli naturalną utratę pojemności komory. Wymagania dotyczące formacji solnej, przedstawiono w Tabeli 20-1 (Lord et al. 2014; Crotofino i.in. 2022; Cyran et al. 2021; EN 1918-3; SMRI Technical Reports).

Tabela 20-1. Miąższość złoża soli

Parametr	Wartość projektowa dla H ₂
Miąższość soli nad komorą, minimum	200–250 m
Miąższość soli pod komorą, minimum	70–100 m
Minimalna miąższość całkowita złoża soli	350–500 m

Wymagany jest odpowiedni nadkład stropowy z powodu **wysokiej dyfuzyjności i niskiej lepkości wodoru**, dla którego mikropęknięcia mogą prowadzić do migracji gazu.

Jakość litologiczna złoża soli:

- Zawartość soli nierozpuszczalnych (anhydryt, itp.): < 5%,

- Liczba przewarstwień iłowych o grubości > 1 cm: **≤ 3 na 100 m**,
- Brak warstw glin, margli iłów organicznych,
- Budowa nadkładu zapewniająca szczelność komory magazynowej (najbardziej krytycznej).

Wodór, w warunkach temperatur i ciśnień osiągalnych w kawernach solnych, jest zasadniczo niereaktywny z solą kamienną i innymi halogenkami, a także z większością minerałów krzemianowych i glinokrzemianowych, z wyjątkiem niektórych zawierających żelazo (Adamuszek 2024). Może natomiast podlegać reakcjom (abiotycznym lub biogenicznym) z siarczanami, węglanami, tlenkami, oraz związkami organicznymi. Wodór może reagować również z innymi minerałami, np. siarczkami, ale nie należą one do typowych domieszek w soli kamiennej (Truche i in., 2010; Panfilov, 2016). Badania laboratoryjne (Lord 2014; Caglayan 2020) wskazują, że H₂ nie reaguje z halitem w warunkach magazynowych, ale reaguje z niektórymi minerałami dodatkowymi, dlatego ich zawartość musi być ograniczona.

Wymagania geometryczne kawern wodorowych przedstawiono w Tabeli 20-2.

Kształt:

- elipsoidalny, baryłkowaty,
- unikać przewężeń > 10–15% średnicy.

Tabela 20-2. Typowe parametry

Parametr	Wartość
Średnica	50–80 m
Wysokość	150–300 m
Obj. efektywna	200 000 – 600 000 m ³
Wysokość/średnica, minimum	3 : 1
Odległość pomiędzy kawernami	(2,5-3)*średnica kawerny

Parametry geomechaniczne i ciśnieniowe

Projekt wymaga opracowanie modelu geomechanicznego dla analizowanej struktury oraz przeprowadzenie:

- modelowania pęczania soli (np. Munson–Dawson, Lubby2),
- określenie wielkości pęczania soli (konwergencji), mniej niż 2% objętości komory/rok,
- analizy deformacji stropu,
- symulacji cyklicznych zmian ciśnienia w komorze magazynowej,
- symulacji scenariuszy ekstremalnych (awaria zasilania, szybkie opróżnienie kawerny).

Izolacja od horyzontów wodonośnych

Minimalny bufor do poziomów użytkowych wody wynosi co najmniej **200–300 m** i **powinien być zbudowany z skał nieprzepuszczalnych** (iłowców, anhydrytów).

Szczelność otworu wiertniczego, API RP 1170/1171 [B-N8], [B-N9]:

- pełna cementacja całej sekcji solnej,
- test M.I.T.: brak spadku ciśnienia przy obciążeniu 80–90% p_{max} ,
- szczelność cementu: 0 przecieków przy 70 bar / 30 min.
- dopuszczalny spadek ciśnienia: < 0,2–0,5 bar/24 h.

Tabela 20-3. Kryteria eksploatacji magazynu wodorowego

Parametr	Wymaganie dla UHS
Maks. szybkość zmian ciśnienia w komorze	< 3–5 bar/h
Liczba cykli/rok	50–100 (zwykle > 10× więcej niż gaz ziemny)
Minimalna temperatura ługowania	> 20°C
Ograniczenie gwałtownego opróżnienia	wymagane (ryzyko zawału stropu)

Podsumowanie

Technologia magazynowania wodoru w kawernach solnych jest już znana od 1972 roku (Teesside). Bezawaryjna eksploatacja magazynu Teesside potwierdziła technologiczną możliwość magazynowania wodoru w kawernach solnych. Należy podkreślić, że magazynowanie wodoru wymaga bardziej restrykcyjnych kryteriów geologicznych, projektowych i eksploatacyjnych w porównaniu do magazynowania gazu ziemnego, a w tym:

- bardzo jednorodnej soli,
- większych „buforów” solnych,
- bardziej precyzyjnej kontroli ciśnień minimalnych i maksymalnych,
- rygorystycznych testów szczelności,
- modelowania cyklicznych zmian ciśnienia na pęczanie soli (konwergencję).

W Polsce szczególnie perspektywiczne są wysady solne rejonu kujawskiego (Kłodawa, Mogilno, Damasławek, Góra–Inowrocław) – spełniają większość powyższych kryteriów.

Uwarunkowania technologiczne budowy i eksploatacji podziemnych magazynów wodoru w strukturach solnych

Magazynowanie wodoru w głębokich warstwach zawodnionych (warstwach wodonośnych) jest rozwinięciem koncepcji podziemnego magazynowania gazu ziemnego, ale wiąże się z dodatkowymi wyzwaniem processowymi i materiałowymi wynikającymi z właściwości H_2 (mała lepkość, wysoka dyfuzyjność, rozpuszczalność w solance, reaktywność chemiczna i podatność na oddziaływania mikrobiologiczne) (Heinemann i in., 2021; Miocic i in., 2022; Epelle i in., 2022).

Własności fazowe wodoru magazynowanego w podziemnych strukturach geologicznych

Duże ilości wodoru mogą być magazynowane w podziemnych strukturach geologicznych (kawernach solnych i warstwach zawadnionych). Ocena własności fazowych wodoru w warunkach eksploatacyjnych zarówno kawern solnych, jak i warstw wodonośnych ma istotne znaczenie dla projektowania, modelowania oraz bezpiecznej eksploatacji magazynów (Caglayan 2020).

Własności termodynamiczne i fazowe wodoru

Wodór charakteryzuje się wyjątkowo niską temperaturą krytyczną, co determinuje jego zachowanie fazowe w warunkach podziemnego magazynowania.

Tabela 20-4. Podstawowe własności krytyczne i fazowe wodoru

Parametr	Wartość	Jednostka
Temperatura krytyczna	33,2	K
Ciśnienie krytyczne	1,30	MPa
Gęstość w punkcie krytycznym	31	kg/m ³
Temperatura wrzenia (1 atm)	20,3	K
Masa molowa	2,016	g/mol

Ze względu na fakt, że temperatura krytyczna wodoru jest znacznie niższa od temperatur panujących w górotworze, wodór nie może występować w stanie ciekłym ani nadkrytycznym w kawernach solnych i warstwach wodonośnych, niezależnie od wartości ciśnienia roboczego.

Warunki PVT w kawernach solnych

Typowe warunki eksploatacyjne kawern solnych obejmują zakresy ciśnień od kilku do kilkudziesięciu MPa oraz temperatury zbliżone do temperatury górotworu, wynikające z gradientu geotermalnego.

Tabela 20-5. Przykładowe własności PVT wodoru w warunkach kawern solnych

Ciśnienie [MPa]	Temperatura [°C]	Gęstość [kg/m ³]	Współczynnik ściśliwości Z
5	25	4	1,05
10	30	7,5	1,10
20	40	14	1,20
30	50	20	1,30

W przedstawionych warunkach wodór wykazuje istotne odchylenia od zachowania gazu doskonałego, co wymaga stosowania równań stanu (np. Peng–Robinson, Soave–Redlich–Kwong) w modelowaniu procesów magazynowania (Peng 1976).

Zachowanie fazowe podczas cykli zatłaczania i odbioru

Podczas zatłaczania wodoru do magazynu następuje wzrost temperatury gazu w wyniku sprężania, natomiast podczas odbioru obserwuje się efekt ochłodzenia związany z rozprężaniem. Wartość

współczynnika Joule'a–Thomsona dla wodoru w temperaturach powyżej temperatury inwersji (ok. 200 K) jest ujemna, co oznacza, że przy rozprężaniu może dochodzić do ogrzewania gazu zamiast jego ochłodzenia (Valenti 2018).

Niezależnie od przebiegu procesów cieplnych, nie występują przejścia fazowe, co stanowi istotną różnicę w porównaniu z innymi mediami magazynowymi.

Znaczenie eksploatacyjne

Jednofazowy charakter wodoru w kawernach solnych:

- upraszcza analizę stabilności termodynamicznej,
- eliminuje ryzyko kondensacji i zjawisk kriogenicznych,
- zmniejsza ryzyko degradacji mechanicznej górotworu solnego/warstw magazynowych.

Jednocześnie niska gęstość wodoru skutkuje mniejszą pojemnością energetyczną kawerny w porównaniu z magazynami gazu ziemnego, co musi być kompensowane większą objętością magazynową lub wyższymi ciśnieniami roboczymi (Lord 2014).

Analiza własności fazowych wskazuje, że wodór magazynowany w podziemnych strukturach geologicznych pozostaje w całym zakresie eksploatacyjnym w stanie gazowym. Jego specyficzne parametry termodynamiczne wymagają stosowania zaawansowanych modeli PVT, jednak brak przejść fazowych znacząco zwiększa bezpieczeństwo i przewidywalność pracy magazynu.

W odróżnieniu od kawern solnych, w których gaz jest przechowywany w zasadniczo jednofazowej przestrzeni gazowej, w warstwach wodonośnych mamy do czynienia z typową dla mediów porowatych wielofazowością (gaz–woda) oraz złożonymi procesami transportu i retencji (Heinemann i in., 2021; Vasile, 2024). Oznacza to konieczność dużo bardziej rozbudowanej analizy geologicznej, hydrogeologicznej i mikrobiologicznej przed dopuszczeniem struktury do funkcji magazynu H₂ (Tarkowski i Uliasz-Misiak, 2021; Uliasz-Misiak i in., 2024).

1. Kryteria geologiczno-złożowe i szczelność struktury

Podstawowym warunkiem jest zapewnienie odpowiedniej pojemności czynnej, szczelności i stabilności złoża oraz nadkładu (caprocku). Do kluczowych parametrów zalicza się porowatość i przepuszczalność warstwy zbiornikowej, własności kapilarne, obecność pułapki strukturalnej (antyklina, pułapki kombinowane) oraz ciągłość i parametry nadkładu (iłów, mułowców, ewaporatów) (Heinemann i in., 2021; Miocic i in., 2022).

Do oceny przydatności struktur wodonośnych stosuje się obecnie kryteria wypracowane na gruncie magazynowania gazu ziemnego, uzupełnione zestawem wymogów specyficznych dla H₂: podatność na dyfuzję, rozpuszczalność w solance, możliwość powstawania stref resztkowego nasycenia wodorem i utraty części gazu przez pułapkowanie kapilarne oraz rozproszone przecieki (Heinemann i in., 2021; Uliasz-Misiak i in., 2024).

Przegląd międzynarodowy wskazuje, że dobrze udokumentowane struktury w Polsce – wcześniej rozważane dla magazynowania gazu ziemnego – mogą być potencjalnie adaptowane do potrzeb wodoru, pod warunkiem spełnienia dodatkowych wymagań dotyczących geochemii i aktywności mikrobiologicznej (Tarkowski i Uliasz-Misiak, 2021; Uliasz-Misiak i in., 2024).

II. Procesy THMC i ryzyka specyficzne dla H₂

Projektowanie magazynów wodoru w warstwach zawodnionych wymaga integracji analizy **THMC** (thermal–hydraulic–mechanical–chemical), a często również **biogeochemicznej**, obejmującej oddziaływania z mikroorganizmami (Heinemann i in., 2021; Vasile, 2024).

1. Oddziaływania mikrobiologiczne i biogeochemiczne

Wodór jest doskonałym substratem energetycznym dla wielu grup mikroorganizmów – m.in. metanogenów oraz bakterii siarczanoredukcyjnych, co może prowadzić do:

- konsumpcji części magazynowanego H₂,
- powstawania metanu, siarkowodoru (H₂S) i zmian składu gazu,
- modyfikacji pH i składu jonowego solanki, a w konsekwencji – do zmian przepuszczalności skały i przyspieszonej korozji (Ebigbo i in., 2013; Hagemann i in., 2016; Wu i in., 2024; Vasile, 2024).

Wyniki symulacji numerycznych oraz badań rdzeni skalnych wskazują, że procesy te mogą w istotny sposób wpływać zarówno na efektywność magazynowania (utrata części energii chemicznej), jak i na integralność długoterminową złoża (Heinemann i in., 2021; Wu i in., 2024).

2. Hydrodynamika i retencja kapilarna

W warstwach wodonośnych istotne są mechanizmy przemieszczenia wody i gazu oraz tworzenia się stref resztkowego nasycenia H₂. Modele i eksperymenty wskazują na istotne znaczenie:

- histerezy krzywych p-S (ciśnienie kapilarne – nasycenie),
- zjawisk palcowania lepkościowego (viscous fingering),
- różnic w zwilżalności i strukturze porów (Heinemann i in., 2021; Ebigbo i in., 2013).

Te zjawiska determinują zarówno efektywną pojemność magazynu, jak i potencjalne kierunki migracji H₂ poza docelową pułapkę strukturalną.

3. Geomechanika i stabilność strukturalna

Cyklowe wahania ciśnienia porowego przy wielokrotnym zatłaczaniu i odbiorze wodoru mogą prowadzić do:

- rekonfiguracji pól naprężeń,
- aktywacji uskoków i spękań,
- zmian przepuszczalności (lokalne rozluźnienie lub zagęszczenie struktury) (Heinemann i in., 2021; Miocic i in., 2022).

Dlatego projekt wymaga modelowania geomechanicznego, podobnie jak w koncepcjach UGS dla gazu ziemnego, lecz z większym naciskiem na efekty długoterminowego cyklowania ciśnień oraz specyficzne właściwości H₂.

III. Wymagania projektowe i operacyjne

W projektach magazynów wodoru w warstwach zawodnionych coraz częściej stosuje się podejście etapowe, wzorowane na dobrych praktykach dla podziemnego magazynowania gazu ziemnego i CO₂ oraz rekomendacjach EN 1918-1 [B-N11] i API RP 1171 [B-N9] (EN 1918-1:2016; API RP 1171, 2022).

Kluczowe elementy obejmują:

- **Dobór i weryfikację struktury** z wykorzystaniem danych sejsmicznych 2D/3D, geofizyki otworowej, wyników testów produkcyjnych i hydrodynamicznych, analiz geochemicznych i mikrobiologicznych (Tarkowski i Uliasz-Misiak, 2021; Miocic i in., 2022).
- **Określenie zakresu ciśnień roboczych** – w tym minimalnego i maksymalnego ciśnienia porowego oraz dopuszczalnej amplitudy cyklowania, tak aby zachować odpowiedni margines bezpieczeństwa względem ciśnienia szczelinowania i progów aktywacji uskoków (Heinemann i in., 2021; Miocic i in., 2022).
- **Dobór gazu buforowego (cushion gas)** oraz strategii sterowania składem gazu – przy czym rozważane są m.in. warianty z wykorzystaniem gazu ziemnego, azotu lub mieszanin H₂/CH₄, z uwzględnieniem wpływu na biogeochemię oraz własności transportowe układu (Epelle i in., 2022; Wu i in., 2024).
- **Projekt odwiertów i zabezpieczeń** – materiały rur okładzinowych, cementy i konstrukcja strefy przyodwiertowej muszą być odporne na działanie H₂, ewentualnych produktów przemian (H₂S, CO₂) oraz na korozję w środowisku solankowym. Doświadczenia z UGS i magazynowania CO₂ wskazują na konieczność kwalifikacji cementów i powłok pod kątem długotrwałego kontaktu z wodorem i zmiennym ciśnieniem (Hagemann i in., 2016; Miocic i in., 2022).

Rozwijane w ostatnich latach podejścia projektowe dla magazynów w warstwach wodonośnych uwzględniają również aspekty ekonomiczne i systemowe (rola magazynów w bilansowaniu OZE, profil sezonowy, integracja z siecią przesyłową). Przykładem są studia wykonalności dla dużej skali magazynowania w akweduktach w krajach UE (Jansons i in., 2025; Uliasz-Misiak i in., 2024).

IV. Monitoring, identyfikacja dróg ucieczki i warunki dopuszczenia do eksploatacji

Dopuszczenie magazynu wodoru w warstwie zawodnionej do eksploatacji wymaga opracowania zintegrowanego systemu monitoringu, obejmującego:

- **monitoring ciśnienia i nasycenia w złożu** (testy ciśnieniowo-przepływowe, interpretacje hydrodynamiczne),

- **monitoring sejsmiczny i mikrosejsmiczny**, pozwalający na identyfikację aktywności uskoków i zmian właściwości ośrodka,
- **monitoring geochemiczny i mikrobiologiczny**, obejmujący składy gazu i solanki, obecność H₂S, zmianę pH, rozwój populacji mikroorganizmów (Wu i in., 2024; Vasile, 2024),
- **monitoring integralności odwiertów** – w tym badania NDT/NDE rur i głowic, logowania ciepłe/zimne, testy szczelności, monitoring emisji do atmosfery w rejonie głowic i instalacji powierzchniowej (EN 1918-1:2016 [B-N11]; API RP 1171, 2022) [B-N9].

Istotnym elementem są również **odwierty obserwacyjne** (monitoring wells), zlokalizowane w strefach potencjalnych dróg migracji gazu:

- w kierunku wzniesień strukturalnych poza obrysem planowanej pułapki,
- w rejonach rozpoznanych uskoków,
- w pobliżu istniejących odwiertów starych lub porzuconych, stanowiących potencjalne ścieżki ucieczki (Heinemann i in., 2021; Tarkowski i Uliasz-Misiak, 2021).

Metody prognozowania kierunków migracji i analizy potencjalnych dróg ucieczki obejmują kombinację:

- modelowania przepływu wielofazowego w skali złoża (symulatory rezerwuarowe),
- analizy sejsmicznej 3D,
- modelowania geomechanicznego (naprężenia, potencjalna aktywacja uskoków),
- oceny ryzyka z uwzględnieniem scenariuszy wycieków i ich skutków (Heinemann i in., 2021; Miocic i in., 2022; Epelle i in., 2022).

Praktyczne rekomendacje dotyczące częstotliwości i zakresu monitoringu oraz aktualizacji danych z magazynów H₂ w strukturach porowatych są obecnie rozwijane na podstawie analogii do UGS gazu ziemnego i projektów demonstracyjnych H₂. Proponuje się m.in.:

- ciągły monitoring ciśnień i składu gazu na odwiertach eksploatacyjnych,
- okresowe (np. coroczne lub częstsze w fazie rozruchu) kampanie sejsmiczne i mikrosejsmiczne,
- regularne badania próbek solanki i gazu z odwiertów obserwacyjnych,
- okresową aktualizację modeli złożowych (history matching) oraz scenariuszy prognostycznych (Vasile, 2024; Uliasz-Misiak i in., 2024; Jansons i in., 2025).

V. Podsumowanie

Uwarunkowania budowy i eksploatacji magazynów wodoru w warstwach zawodnionych są bardziej złożone niż w przypadku kawern solnych czy wielu klasycznych magazynów gazu ziemnego. Wymagają:

- rygorystycznego doboru struktur złożowych,
- pełnego podejścia THMC + biogeochemia,

- specyficznych rozwiązań materiałowych i konstrukcyjnych odwiertów oraz instalacji powierzchniowej,
- rozbudowanego, wieloskładnikowego monitoringu.

Aktualne przeglądy naukowe oraz pierwsze studia wykonalności wskazują jednak, że magazyny H₂ w warstwach zawodnionych mogą stać się ważnym elementem europejskiej infrastruktury wodorowej – pod warunkiem ścisłego stosowania wypracowanych wytycznych projektowych i eksploatacyjnych oraz etapowego podejścia do wdrażania tej technologii (Heinemann i in., 2021; Miocic i in., 2022; Epelle i in., 2022; Vasile, 2024; Uliasz-Misiak i in., 2024).

21. Magazynowanie wodoru w zbiornikach napowierzchniowych wraz z uwarunkowaniami technologicznymi ich budowy i eksploatacji

21.1. Magazynowanie wodoru w zbiornikach napowierzchniowych

Technologia magazynowania ciekłego wodoru została opracowana w latach 50-tych XX wieku w USA na potrzeby NASA. Ciekły wodór (LH2) był używany w raketach Saturn V (lata 60 i 70 XX wieku) oraz w kosmicznych wahadłowcach (1980-2011). Aktualnie LH2 używany jest przez NASA w Space Launch System. Obecnie największy na świecie zbiornik LH2, o średnicy zewnętrznej wynoszącej 25,3 m i objętości użytkowej wynoszącej 4700 m³, wykorzystywany jest przez NASA, (Rys. 21-1). Należy podkreślić, że metal wykorzystany do budowy zbiornika na ciekły wodór został zaprojektowany, aby wytrzymać temperaturę -269°C. Zgodnie ze specyfikacją, pomimo zastosowania płaszcza próżniowego z izolacją wypełnioną bąbelkami szklanymi o grubość wynoszącej około 1,8 m, maksymalna dobową wielkość parowania wodoru może osiągnąć 0,048%. Główną zaletą skroplonego wodoru (LH2) jest jego duża gęstość, wynosząca około 71 kg/m³. Niestety wysoka gęstość jest osiągnięta kosztem utrzymywania niskiej temperatury (-253°C), co znacząco wpływa na wysoką energochłonność całego procesu magazynowania. W związku z tym do przechowywania wodoru w formie ciekłej wymagana jest ciągła praca jednostki chłodniczej, co powoduje dodatkowe koszty (Fesmire 2023). Dodatkowo wysoka energochłonność tego procesu może pochłonąć około 30% energii zawartej w zmagazynowanym wodorze (Houchins 2022). Zaletą magazynowania wodoru w formie ciekłej jest możliwość przechowywania go pod ciśnieniem otoczenia. Przechowywanie wodoru w postaci ciekłej umożliwia stosunkowo łatwy transport. Niestety utrzymywanie niskiej temperatury (kriogenicznej) wpływa na zwiększone parowanie wodoru (Liang 2024). Dodatkowo utrzymywanie niskich temperatur prowadzi do występowania dużych naprężeń, które mogą spowodować uszkodzenie konstrukcji zbiornika (Zhu 2023).



Rysunek 21-1. Największy zbiornik ciekłego wodoru wykorzystywany przez NASA Kennedy Space Center

Stacjonarne zbiorniki na ciekły wodór (LH2)

Przykładem mniejszych zbiorników stacjonarnych, wykorzystywanych do przechowywania lub transportu ciekłego wodoru są zbiorniki produkowane przez firmę Linde Engineering, (Rys. 21-2). Standardowe stacjonarne zbiorniki LH2 produkowane w układzie pionowym i poziomym posiadają pojemność wynoszącą do 400 m³. Obecna technologia magazynowania wodoru wykorzystująca zbiorniki stacjonarne, pozwala na przechowywanie wodoru do 30 dni bez jego utraty z powodu odparowania.

Do magazynowania wodoru powyżej 30 dni wykorzystywane są kontenery LH2 z aktywną osłoną. Zastosowanie technologii z aktywną osłoną umożliwi magazynowanie wodoru powyżej 200 dni. Przedstawiony na rysunku kontener ISO LH2 pracuje pod ciśnieniem 12,75 bara. Kontener o pojemności 48,4 m³ oferuje ładowność 3040 kg LH2, przy 10% ubytku wodoru w wyniku parowania. Zbiorniki są zgodne z przepisami i normami dotyczącymi urządzeń ciśnieniowych obowiązującymi na głównych rynkach światowych w obu Amerykach, Europie i Korei (ADR, IMDG, US DoT, CSC, TIR i RID).



Rysunek 21-2. Magazynowanie sprężonego wodoru w postaci gazowej

Magazynowanie wodoru w postaci gazowej odbywa się poprzez jego sprężanie. Głównym powodem sprężania wodoru jest jego niska gęstość w warunkach atmosferycznych. W związku z tym przechowywanie wodoru w formie gazowej wymaga jego sprężania do wysokich ciśnień, w celu zmagazynowania jak największej ilości energii. Dla przykładu 1 litr wodoru sprężony do ciśnienia 350 i 700 barów, w temperaturze pokojowej, waży odpowiednio 24 g i 40 g. Przechowywanie wodoru pod bardzo wysokim ciśnieniem (700 barów) wymaga od zbiorników stosowanych do przechowywania wodoru spełnienia rygorystycznych norm. Aktualnie zbiorniki, w których odbywa się magazynowanie wodoru można podzielić na pięć klas: I – V, (Tab.21-1).

Tabela 21-1. Klasyfikacja zbiorników, w których odbywa się magazynowanie wodoru

Klasa zbiornika	Materiał wewnętrzny zbiornika	Materiał zewnętrzny zbiornika	Maksymalne ciśnienie [bar]
I	Stal/Aluminium	Brak	200
II	Stal/Aluminium	Włókno węglowe (kompozyt)	450
III	Stal/Aluminium	Włókno węglowe (kompozyt)	700
IV	Wkładka polimerowa	Włókno węglowe (kompozyt)	350
V	Włókno węglowe (kompozyt)		1000

Zbiorniki do przechowywania wodoru – Typ I

Zbiorniki do przechowywania wodoru typ I w całości wykonane są ze stali stopowej lub aluminium. Zbiorniki zbudowane są w kształcie walca zakończonego, z obu stron półkulami. Zbiornik posiada jednorodną konstrukcję bez kompozytowych wzmocnień. Maksymalne ciśnienie robocze zbiorników typu I wynosi 200 bar. Pojemność takiego zbiornika wynosi od kilku do kilkudziesięciu litrów. Zbiorniki

typu I wykorzystywane są w laboratoriach i przemyśle. Do zalet tego typu zbiorników należy zaliczyć prostą konstrukcję, co wpływa na niższe koszty ich wytwarzania. Podstawową wadą zbiorników typu I jest ich duża masa oraz ciśnienie robocze ograniczone do 200 bar. Dodatkowym minusem jest podatność stali na kruchość wodorową. Zaletą zbiorników typ I jest długotrwałe doświadczenie eksploatacyjne. Projektowanie i eksploatacja zbiorników odbywa się zgodnie z normami:

- ISO 9809-1/2/3, butle stalowe bezszwowe do gazów sprężonych i ciekłych [B-N26],
- EN 1964, zbiorniki stalowe bezszwowe [B-N20],
- ISO 11114-1/2, zalecane materiały, odporne na wodór [B-N27].

Zbiorniki do przechowywania wodoru – Typ II

Zbiorniki do przechowywania wodoru typ II zbudowane są z bezszwowego zbiornika stalowego (takiego jak w typ I) częściowo wzmocnionego kompozytem, który owija (wzmacnia) część walcową zbiornika. Maksymalne ciśnienie robocze zbiorników typu II przeważnie wynosi 300 bar (dochodzi do 450 bar). Pojemność takiego zbiornika jest podobna do pojemności zbiorników typ I, dochodzi do kilkudziesięciu litrów. Zbiorniki typu II wykorzystywane są zarówno w laboratoriach, jak i przemyśle. Do zalet tego typu zbiorników należy zaliczyć wyższe ciśnienie robocze przechowywanego wodoru, w porównaniu do zbiorników typ I, co pozytywnie wpływa na ilość magazynowanego wodoru. Podstawową wadą zbiorników typu II jest ich stosunkowo duża masa (cylinder stalowy) oraz jego podatność na kruchość wodorową. Projektowanie i eksploatacja zbiorników odbywa się zgodnie z normami:

- ISO 11119-1, zbiorniki kompozytowe częściowo wzmocnione (Typ II) [B-N28],
- ISO 11114-1/2, wymagania materiałowe przy kontakcie z wodorem [B-N27],
- ADR/RID, EN 12245 europejskie normy transportowe dla kompozytów [B-N21].

Zbiorniki do przechowywania wodoru – Typ III

Zbiorniki do przechowywania wodoru typ III zbudowane są z cienkościennego zbiornika aluminiowego, który z jednej strony jest barierą dla wodoru, a z drugiej szkieletem dla wzmocnienia kompozytowego. W zbiornikach typ III wzmocnienie kompozytowe (włókna węglowe) w całości owija zbiornik aluminiowy. Maksymalne ciśnienie robocze zbiorników typu III może wynosić 350 bar lub 700 bar. Pojemność takiego zbiornika jest podobna do pojemności zbiorników typ I i II. Jednakże znaczna redukcja masy, nawet o 70% w stosunku do zbiorników typ I, pozwala na zastosowanie ich w transporcie. Zbiorniki tego typu wykorzystywane są między innymi w samochodach z ogniwami paliwowymi (Toyota Mirai, Hyundai Nexo, Honda Clarity) oraz stacjach tankowania wodoru. Do zalet zbiorników typ III można zaliczyć wysokie ciśnienie robocze przechowywanego wodoru (700 bar). Jednakże znaczne ograniczenie masy zbiorników typ III, w porównaniu do zbiorników typ I i II, został osiągnięty kosztem ograniczonej odporności mechanicznej na uszkodzenia zewnętrzne. Zbiorniki Typ

III w przeciwieństwie do Typu I i II, są zbudowane w całości z kompozytów z cienkim metalowym wkładem. Zbiorniki zaprojektowane są pod kątem wysokich ciśnień i jak najniższej wagi w celu wykorzystania w systemach mobilnych. Projektowanie i eksploatacja zbiorników odbywa się zgodnie z normami:

- ISO 11119-2 – zbiorniki w pełni owinięte z metalowym linerem (Typ III) [B-N28].
- ISO 19881 – stacje tankowania i wymagania bezpieczeństwa dla wodoru [B-N33].
- Regulacje transportowe: ADR/RID, UNECE GTR 13 (Global Technical Regulation for Hydrogen Vehicles) [B-N48].

Zbiorniki do przechowywania wodoru – Typ IV

Zbiorniki wodorowe Typu IV stanowią najnowocześniejszą technologię przechowywania wodoru pod wysokim ciśnieniem, wykorzystywaną głównie w pojazdach wodorowych oraz innych zastosowaniach mobilnych. Zbiorniki Typu IV charakteryzują się konstrukcją opartą na polimerowym szkielecie otoczonym pełnym warstwowym pokryciem kompozytowym. Zbiorniki zbudowane są z trzech warstw: wewnętrznej, środkowej i zewnętrznej. Wewnętrzna warstwa, która ma bezpośredni kontakt z wodorem, stanowi barierę dla przenikania wodoru. Warstwa wewnętrzna wykonana jest z polimeru o grubość wynoszącej około 2-3 mm. Warstwa ta najczęściej wykonywana jest z polietylenu wysokiej gęstości (HDPE) lub poliamidu. Warstwa środkowa jest warstwą nośną, która zbudowana jest z kompozytu wzmocnionego włóknem węglowym, w osnowie żywicy epoksydowej. Warstwa środkowa przenosi główne obciążenia strukturalne. Zewnętrzna warstwa ochronna o grubości 2-3 wykonana jest z kompozytu wzmocnionego włóknem szklanym w osnowie żywicy epoksydowej. Głównym zadaniem warstwy zewnętrznej jest ochrona zbiornika przed uszkodzeniami. Maksymalne ciśnienie robocze zbiorników typu IV może wynosić 350 bar lub 700 bar. Pojemność tego typu zbiorników dochodzi do 350 litrów.

Do zalet zbiorników Typu IV można zaliczyć:

- niską masę własną, zbiorniki tego typu oferują najlepszą relację masy do pojemności spośród wszystkich typów zbiorników wodorowych,
- odporność na korozję, polimerowy liner nie podlega korozji ani kruchości wodorowej, która może wystąpić w zbiornikach o szkielecie metalowym,
- długotrwała eksploatacja, zbiorniki Typu IV mogą być eksploatowane przez okres do 30 lat bez konieczności wymiany, co stanowi dwukrotnie dłuższy okres niż zbiorniki Typu I i II.

Wady zbiorników Typ IV:

- wyższa przepuszczalność wodoru przez polimerowy liner w porównaniu do metalowych linerów,

- technologia kompozytowa oraz materiały wysokiej jakości sprawiają, że zbiorniki Typu IV są droższe w produkcji.

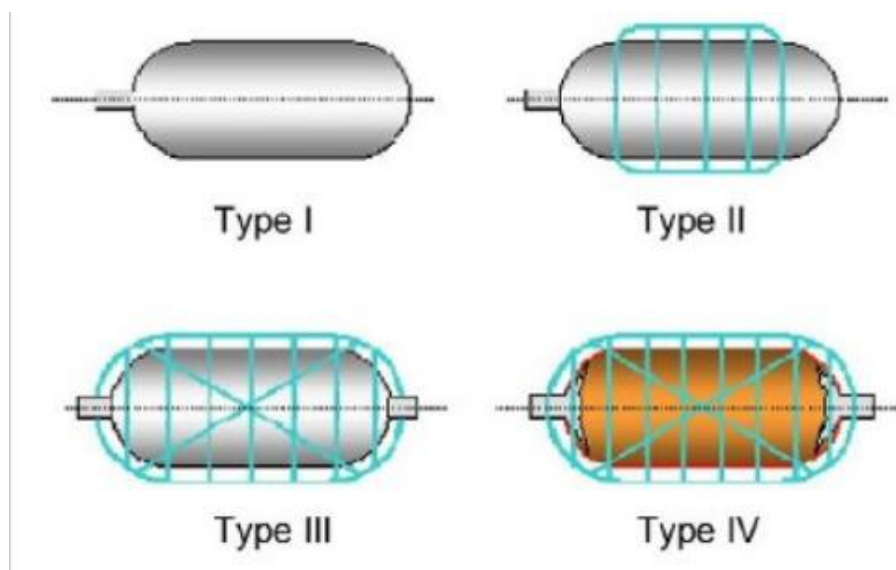
Projektowanie i eksploatacja zbiorników odbywa się zgodnie z normami:

- ISO 11119-3:2013 / 2020 – Gas cylinders — Composite construction [B-N28],
- ISO 11119-4:2016 – Refillable composite gas cylinders — Load-sharing metallic liners [B-N28],
- PN-EN 17533:2020-11 - Gazowy wodór, Butle i zbiorniki rurowe do magazynowania stacjonarnego [B-N23],
- PN-EN 17339:2020-11 Butle do gazów — Całkowicie owinięte butle i zbiorniki rurowe z kompozytów węglowych do wodoru [B-N22],
- PN-EN 12245:2022-10 Butle do gazów — Butle kompozytowe całkowicie wzmocnione [B-N21].

Porównanie typów zbiorników do magazynowania sprężonego wodoru (Typ I–IV)

Schematyczna budowa zbiorników Typ I-IV, wykorzystywanych do przechowywania wodoru, została przedstawiona na rysunku 21-3. Na przedstawionym rysunku można zauważyć, że zbiorniki wszystkich typów posiadają szkielet (liner), natomiast zbiorniki typu II-IV posiadają dodatkowo zewnętrzne wzmocnienie wykonane z kompozytu lub włókien węglowych (Typ IV). Zbiorniki Typu I w całości wykonane są ze stali. Szkielet (liner) w zbiornikach typu II wykonany jest ze stali, natomiast wzmocnienie kompozytowe występuje tylko w części cylindrycznej zbiornika (rys. 21-3 część zielona). Typ III zbiorników posiada szkielet aluminiowy, który w całości jest wzmocniony pełnym owinięciem kompozytowym. W zbiornikach typ IV liner zbudowany jest z tworzywa polimerowego. Sam zbiornik wzmocniony jest pełnym owinięciem z włókna węglowego.

Tabela 21-2 przedstawia porównanie czterech typów zbiorników do magazynowania sprężonego wodoru (CGH₂). Uwzględniono materiały konstrukcyjne, ciśnienie robocze, zastosowania, zalety oraz wady poszczególnych typów.



Rysunek 21-3. Schemat poglądowy budowy zbiorników Typ I-IV (Źródło: Gómez 2023)

Tabela 21-2. Typy zbiorników

Typ zbiornika	Materiał konstrukcyjny	Ciśnienie robocze [bar]	Zastosowanie	Zalety	Wady
Typ I	Jednorodna stal stopowa (bezwodowa butla)	150–200 (max 250)	Laboratoria, przemysł gazowy, instalacje stacjonarne	Niska cena, prosta konstrukcja, trwałość	Ciężki, ograniczone ciśnienie, kruchość wodorowa
Typ II	Rdzeń stalowy + częściowa owijka kompozytowa (włókno szklane/węglowe)	300–450	Instalacje stacjonarne, butle przemysłowe	Redukcja masy, wyższe ciśnienie, umiarkowany koszt	Nadal ciężki, kruchość stali, nieoptymalny układ
Typ III	Liner aluminiowy + pełne owinięcie kompozytowe (włókno węglowe/szklane)	350 / 700	Pojazdy, autobusy, stacje H ₂	Wysoka wytrzymałość, niska masa, długa żywotność	Koszt, wrażliwość na uszkodzenia, recykling włókien
Typ IV	Liner z tworzywa (HDPE/PA/PEEK) + pełne owinięcie włóknem węglowym	350 / 700	Pojazdy FCEV, kontenery, stacje H ₂	Najniższa masa, najwyższa gęstość H ₂ , brak kruchości	Koszt, starzenie linera, recykling kompozytów

21.2. Uwarunkowania technologiczne budowy i eksploatacji powierzchniowych magazynów wodoru

Ze względu na właściwości fizyko – chemiczne wodoru takie jak łatwopalność, mały ciężar i małe wymiary cząsteczki, duża przenikalność przez wiele materiałów, zbiorniki magazynujące wodór muszą

spełniać podstawowe wymagania techniczne, aby zapewnić odpowiedni stopień bezpieczeństwa.

Kluczowe wymagania są następujące:

- **Szczelność** – podstawowym parametrem każdego zbiornika wodorowego jest jego szczelność obejmująca zarówno materiał, z którego jest on wykonany jak i wszystkie połączenia zbiornika z instalacją zewnętrzną. Konstrukcja każdego zbiornika na wodór powinna być taka, aby był on w sposób bezpieczny magazynowany.
- Konstrukcja zbiornika powinna być kompaktowa, aby zbiornik magazynowy nie zajmował dużo więcej miejsca niż magazynowany wodór.
- Wysoka odporność na zmęczenie, ze względu na to, że zbiornik będzie napełniany, opróżniany wiele razy materiały użyte do jego budowy powinny być odporne na taką cykliczność pracy i zapewnić wytrzymałość materiałów i połączeń na zaplanowaną ilość cykli napełniania oraz odbioru. Ponadto wodór może powodować kruchość niektórych materiałów metalowych, prowadząc do ich osłabienia fizycznego, co też należy uwzględnić przy projektowaniu zbiorników wodoru.
- Odpowiednia waga – chociaż niska waga nie jest wymagana we wszystkich zastosowaniach, jest ważna. Zbiorniki stanowią znaczną część każdej aplikacji wykorzystującej wodór, a zatem mogą mieć znaczny wpływ na wagę całego systemu.

Wytwarzanie i produkcja zbiorników gazowych odbywa się zasadniczo z wykorzystaniem generalnie trzech metod:

- walcowanie,
- głębokie tłoczenie i prasowanie,
- wytłaczanie wsteczne.
- **Metoda walcowania** polega na gięciu, spawaniu i walcowaniu blach, tą metodą można wytwarzać zbiorniki różnej wielkości od małych po duże,
- **Metoda głębokiego tłoczenia i prasowania** polega na wieloetapowym głębokim tłoczeniu blach, ich przeciąganiu oraz prasowaniu. Rozmiar zbiorników wytwarzanych tą metodą jest ograniczony, aby wyprodukować różne rozmiary zbiorników konieczne jest posiadanie stempli różnych rozmiarów; zaletami tej metody jest jednolita grubość ścianki zbiornika integralność zbiornika i możliwość produkcji masowej.
- **Metoda wytłaczania wstecznego** polega na jednokrokovym wytłaczaniu wstecznym z odlewu kęsowego; wielkość cylindra ograniczona jest do wielkości i wydajności maszyny, na której można produkować 1 rozmiar zbiornika; metodę można stosować do produkcji masowej, gwarantuje dużą wydajność oraz integralność produktu.

Spośród opisanych metod do wytwarzania dużych zbiorników najbardziej przydatna jest metoda walcowania i spawania. Jest ona stosunkowo tania, elastyczna, nie wymaga drogich i skomplikowanych urządzeń i maszyn. Elementem najsłabszym tej metody jest spawanie, gdyż zła jakość spawów może doprowadzić do powstawania pęknięć, efektem czego jest możliwość powstania nieszczelności zbiornika.

Duże ilości wodoru gazowego można zatem magazynować w zbiornikach cylindrycznych oraz kulistych. Zbiornikami cylindrycznymi mogą być odcinki rurociągów o dowolnej długości i średnicy nawet 1,4 m w których można zmagazynować nawet do 12 ton wodoru licząc na 1 km długości rurociągu.

Eksploatacja zbiorników wodorowych podlega szczegółowym przepisom prawnym oraz normom, co jest związane z łatwopalnością i wybuchowością wodoru i jego mieszanin. Przepisy, które regulują eksploatację wodoru są zawarte w następujących aktach prawnych:

- Dyrektywa unijna z 22.10.2014 r.-AFID (Alternative Fuels Infrastructure Directive) [B-P8],
- Ustawa z 11.01.2018 r. Sejmu O elektromobilności paliwach alternatywnych, znowelizowana 24.05.2024 r. [B-P9],
- dokument przyjęty 17.10.2019 r. przez Radę Ministrów „Krajowe ramy polityki infrastruktury paliw alternatywnych”. Dokument został przyjęty w trybie obiegowym określa specyfikacje techniczne urządzeń i infrastruktury do tankowania wodoru w stanie gazowym w pojazdach silnikowych, czystości wodoru.

Ryzyka związane z eksploatacją zbiorników wodoru są następujące:

- palność,
- wystąpienie kruchości wodorowej w materiałach konstrukcyjnych,
- przenikalność wodoru,
- wyciek wodoru,
- mieszanina wodoru z innymi gazami,
- wybuchowość wodoru.

Palność wodoru

Ze względu na niską temperaturę zapłonu istnieje duże zagrożenie pożarowe w strefie urządzeń magazynowych, dlatego zachodzi konieczność zidentyfikowania miejsc potencjalnego powstania pożaru i odpowiedniego ich zabezpieczenia.

Kruchość wodorowa

Jest to proces korozyjny powodujący powstawanie miejsc koncentracji wodoru w metalu i wywołujący tworzenie się pęknięć, co w efekcie może prowadzić do rozszczelnienia zbiorników magazynowych lub instalacji rurociągowej i wypływu lub wyrzutu wodoru na zewnątrz. Efektem może być pożar lub wybuch wodoru lub jego mieszaniny z powietrzem.

Przenikalność wodoru

Ze względu na minimalne wymiary cząsteczki wodoru – H₂ jest ona w stanie przenikać przez strukturę innych materiałów zbudowanych ze znacznie większych cząsteczek. Z tego powodu istotny jest dobór odpowiednich materiałów, z których wykonane są zbiorniki, rurociągi, złączki, zawory, uszczelki itp., wykonane dodatkowo w technologii gwarantującej wysoką szczelność tych elementów. Procesami które mogą wzbudzić wzrost przenikalności wodoru mogą być następujące zjawiska:

- kruchość wodorowa,
- pękanie,
- tworzenie się pęcherzy wodorowych, czyli nagromadzenia się cząstek wodorowych w strukturze metalu,
- zjawisko wysokotemperaturowego ataku wodorowego, polegającego na degradacji metali przez wodór w warunkach wysokiej temperatury >200°C i ciśnienia. W tych warunkach wodór dysocjuje na atomy wodoru, które wnikają w strukturę metalu, łączą się z węglem tworząc metan, który powoduje uszkodzenie sieci krystalicznej metali (I. Pietkun-Greber, 2010).

Wyciek wodoru

Wycieki wodoru mogą nastąpić w wyniku utraty szczelności: zbiornika, rur, złączek, zaworów itp. Ze względu na niską gęstość wodór jest wypierany do góry i jeśli nie ma przeszkód rozprasza się w powietrzu, jeśli natomiast znajduje się w pomieszczeniu gromadzi się w jego górnej części. Duże nagromadzenie wodoru jest niebezpieczne, gdyż wraz z powietrzem tworzy mieszkankę wybuchową i łatwopalną, a ponadto jego duże stężenie ma efekt duszący dla ludzi i zwierząt. W celu wykrycia tego typu wycieków stosuje się:

- nawanianie wodoru np. merkaptanami,
- stacjonarne czujniki wodoru,
- przenośne czujniki wodoru,
- w przypadku instalacji wodorowych pod ciśnieniem wyciek powoduje hałas więc ważne jest prowadzenie nasłuchu i identyfikacja efektów dźwiękowych,
- w przypadku instalacji kriogenicznych wycieki wodoru powodują powstanie białych chmur, które w początkowej fazie unoszą się poziomo nad ziemią, a po ogrzaniu szybko zanikają, ważna jest więc obserwacja wizualna.

Ze względu na to, że wodór jako lekki gaz zbiera się w górnej części pomieszczeń, konieczne jest używanie dobrej wentylacji. W przypadku dużych zbiorników wodoru zlokalizowanych na otwartym terenie zagrożenie wybuchowe jest dużo mniejsze.

Mieszanina wodoru z innymi gazami i jego wybuchowość

Wodór tworząc mieszaninę z powietrzem atmosferycznym staje się wybuchowy. Granice palności takiej mieszaniny przy ciśnieniu 1 atm zawierają się w przedziale od 4 do 75 % zawartości wodoru w tej mieszaninie. Wodór spala się w powietrzu bladoniebieskim płomieniem, niemal niewidocznym w ciągu dnia, dlatego zauważenie pożaru jest bardzo trudne gołym okiem.

Ich wykrycie utrudnia dodatkowo nieduża emisja ciepła, więc nie można wyczuć obecności płomienia, dopóki nie znajdziemy się bardzo blisko niego. Zapłon wodoru nie może wystąpić w zbiorniku lub rurociągu, gdyż do tego potrzebny jest tlen i źródło zapłonu.

Źródła zapłonu mogą być różne, są to:

- elektryczność sieciowa,
- elektryczność statyczna,
- ładunek elektryczny powstający w wyniku działania sprzętu,
- mechaniczny,
- uderzenie,
- tarcie (pocieranie powierzchni),
- pęknięcie metalu,
- termiczny,
- otwarty płomień,
- ogrzewanie strumieniowe o dużej prędkości,
- gorące powierzchnie (np. kolektor wydechowy),
- spaliny pojazdu,
- chemiczny,
- katalizatory,
- odczynniki.

Ze względu na trudność zauważenia płomieni do ich detekcji używa się przenośnego lub stacjonarnego detektora płomieni np.: kamery termowizyjnej, może to być najlepszym sposobem na wykrycie płomieni. Aby upewnić się czy jest płomień można użyć jakiegokolwiek narzędzia z materiału łatwopalnego, które po zetknięciu się z płomieniem wodorowym zapłonie widocznym płomieniem. Do lokalizowania płomieni można również użyć słuchu, który zidentyfikuje hałas wydobywającego się pod ciśnieniem gazu oraz odczuć na obecność wzmożonego ciepła mogącego świadczyć o obecności płomienia. Zapłon gazowego wodoru może również wystąpić samoistnie wewnątrz kominów wentylacyjnych odprowadzających wypływy wodoru na zewnątrz, nie powinno to jednak stanowić zagrożenia dla obiektu, gdyż kominy są przygotowane na taką ewentualność.

Wychowowość wodoru może być efektem:

- Wytworzenia nadmiernego ciśnienia w zbiornikach kriogenicznych, które powstaje w efekcie parowania wodoru i nieodpuszczenia nadmiaru wodoru przez zawory bezpieczeństwa.
- Nadciśnień będących efektem niezapalonych uwolnień sprężonego gazu lub zapłonu chmury uwolnionego łatwopalnego gazu.
- Szybkiego spalania chmury gazu uwolnionego do powietrza w efekcie jej zapalenia, co może spowodować nadciśnienie lub wybuch.

Wybuchowość mieszaniny wodoru i powietrza zawiera się w przedziale 18,3 do 59 % zawartości wodoru w mieszaninie. Prędkość rozchodzenia się fali wybuchowej wynosi ok. 3,15 m/s zaś temperatura wodoru palącego się w powietrzu wynosi 2396 °C. W efekcie wybuchu nie powstają żadne substancje szkodliwe

Zbiorniki ciśnieniowe H₂ stacjonarne (dostarczane puste, montowane na miejscu do pracy w jednej lokalizacji) powinny spełniać wymagania zawarte w następujących przepisach prawnych

- Obliczenia i projektowanie wg PED, ASME,
- PN-EN 17533:2020-11 Gazowy wodór — Butle i zbiorniki rurowe do magazynowania stacjonarnego [B-N23],
- Uzgodnienia dokumentacji, wytwarzanie, dopuszczenie do eksploatacji oraz rewizje okresowe wg wytycznych Urzędu Dozoru Technicznego UDT, w tym zgodnie między innymi z ustawą z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorcze technicznym (Dz.U. z 2021 r. poz. 272) [B-P10].

Materiały wykorzystywane do budowy stacjonarnych zbiorników wodorowych

Materiał, z którego wykonywane są zbiorniki na wodór powinny umożliwić jego eksploatację przez co najmniej 30 lat. Takie warunki spełniają przede wszystkim metale: stal i aluminium, przy czym zbiorniki stacjonarne napowierzchniowe wykonywane są przede wszystkim ze stali, natomiast aluminium, wykorzystywane jest głównie w mniejszych, kompozytowych zbiornikach. Stal, a w zasadzie jej różne stopy są podstawowym materiałem, z którego wykonywane są duże zbiorniki napowierzchniowe na wodór. W warunkach napowierzchniowych materiał zbiornika, czyli np. stal narażona jest przede wszystkim na oddziaływanie warunków atmosferycznych, które powodują korozję stali. Najbardziej narażona na korozję jest stal węglowa, na którą oddziałuje kwas węglowy powstający z reakcji CO₂ z wodą. Działanie tego słabego kwasu nasila się wraz ze wzrostem temperatury. Aby tego uniknąć stosuje się stopy odporne na korozję, czyli stale nierdzewne. Własności stali nierdzewnych sprawiają, że są one idealnym metalem do przechowywania i transportu wodoru, ich zalety są następujące:

- wysoka wytrzymałość,
- wysoka plastyczność również w niskich temperaturach,
- długa żywotność; niskie koszty cyklu życia,
- wysoka odporność na kruchość wodorową.

Istotnym problemem w przypadku stali jest zjawisko kruchości wodorowej. W przypadku wielu materiałów metalowych atomy wodoru mogą przenikać przez materiał i znacznie pogarszać jego własności mechaniczne. Nawet przy bardzo niewielkim stężeniu wodoru wynoszącym kilka ppm, w materiałach podatnych na takie zjawisko może dochodzić do jego degradacji skutkującej powstawaniem pęknięć i kruchego pęknięcia, co jest efektem zjawiska określanego mianem kruchości wodorowej. W przypadku stali nierdzewnych, głównie austenitycznych zawierających nikiel są one trwale odporne zarówno na zjawisko przenikania wodoru, jak i możliwą degradację dzięki mikrostrukturze austenitu. W ten sposób zapobiegają stopniowemu ulatnianiu się gazu i chronią elementy przed kruchością, zachowując niezmiennie wysoką wytrzymałość, plastyczność i jednorodność strukturalną.

Część z tych stopów jak np. stale ferrytyczne i niskostopowe, ferrytyczno-austenityczne oraz stale duplex w niższych temperaturach tracą swoją plastyczność i stają się bardziej podatne na kruche pęknięcie. Dlatego przy produkcji zbiorników z tych stali należy unikać karbów, zagięć, szczególnie kontrolować spoiny i spawy oraz poddawać je obróbce cieplnej. Dla bardzo niskich temperatur należy używać stali drobnoziarnistych, austenitycznych i wysokoniklowych.

Mając na względzie powyższe uwagi duże, stacjonarne zbiorniki do magazynowania wodoru wykonywane są przede wszystkim ze stali oraz aluminium. Zbiorniki stalowe wykonywane są ze stali nierdzewnej, austenitycznej, jak np.: AISI 304, AISI 316L lub Duplex. Są to stale charakteryzujące się dużą odpornością na uszkodzenia mechaniczne, skoki temperatur w zakresie -55-120 °C oraz na oddziaływanie cząstek wodoru. Stal typu 316L jest bardziej preferowana aniżeli stal typu 304L dla kontaktu z wodorem gazowym, gdyż gatunek 316L wykazuje wyższą stabilność struktury austenitu i jest mniej podatny na kruchość wodorową. Gatunki typu 317LMN (S31726), 2205 (S32205) i 2507 (S32750) zostały wypróbowane i przetestowane w szczególnie krytycznych zastosowaniach (Briottet et al. 2009).

Powszechnie stosuje się więc stale austenityczne, ale inne typy, takie jak ferrytyczne, martenzytyczne, duplex lub utwardzane wydzieleniowo, mogą być również używane w elementach rurociągów wodorowych, pod warunkiem, że są stosowane przy niskim obciążeniu. Wytrzymałość tych stali na ogół nie jest tak dobra jak stali austenitycznych. Preferowanym stanem obróbki cieplnej jest stan po przesycaniu dla stali duplex i pełnym wyżarzaniu dla stali ferrytycznych. Gatunki martenzytyczne i utwardzane wydzieleniowo powinny być poddawane obróbce cieplnej w celu uzyskania minimalnego poziomu koniecznej wytrzymałości.

Zasadnicze elementy zbiornika napowierzchniowego na wodór

Duże zbiorniki na wodór montowane są generalnie na powierzchni gruntu choć zdarzają się też konstrukcje montowane poniżej powierzchni gruntu. W zbiornikach wodór może być magazynowany

w postaci płynnej lub gazowej. W przypadku magazynowania wodoru w postaci sprężonego gazu zbiorniki są budowane w postaci cylindrycznej rzadziej kulistej, a przy większych ilościach gazu także w postaci rurowej.

Zbiorniki cylindryczne

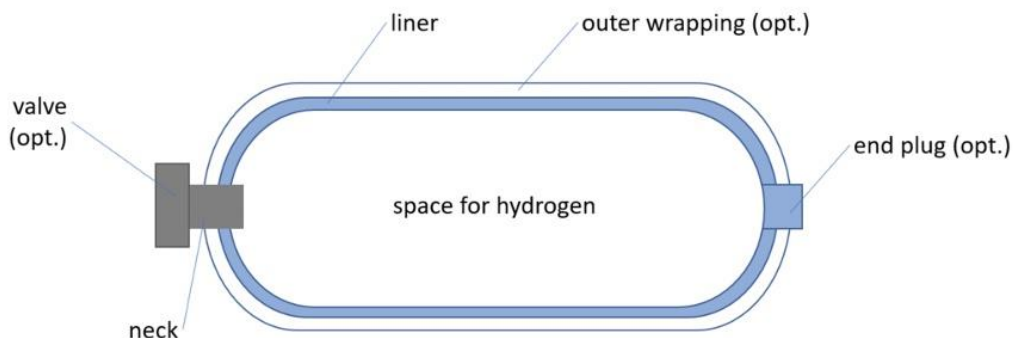
Schemat konstrukcyjny takiego zbiornika cylindrycznego składa się z następujących elementów (Rys. 21-4):

- płaszcz zbiornika metalowy: stalowy lub aluminiowy, spawany,
- okładzina zewnętrzna – może to być dodatkowa warstwa ochronna lub wzmacniająca konstrukcję, szczególnie stosowana w zbiornikach o wyższym ciśnieniu,
- właz kontrolny umieszczony w tylnej części zbiornika,
- szyja zbiornika,
- zawór zatłaczająco-odbierający,
- ponadto zbiorniki wyposażone są w: zawory bezpieczeństwa, zawory odcinające, automatycznie działające zawory zabezpieczające przed wypływem gazu w wypadku awarii (zawory zwrotne lub nadmiarowe) na króćcach fazy ciekłej, z wyjątkiem zaworów odwodnienia,
- manometr.

Najczęściej stosowane zbiorniki cylindryczne montowane są albo jako zbiorniki poziome albo jako zbiorniki pionowe. W przypadku zbiorników pionowych spoczywają one na fundamencie betonowym na dospawanych do korpusu nogach stalowych. Zbiorniki poziome są z kolei mocowane do podłoża w różnorodny sposób:

- zbiornik wspiera się na bloku fundamentowym, zbiornik jest przymocowany stalową opaską zamontowaną na szyi zbiornika,
- zbiornik wspiera się na 2 blokach fundamentowych i jest do nich przymocowany za pomocą 2 obejm stalowych,
- zbiornik wspiera się na stalowych nogach dospawanych do jego korpusu.

Zbiorniki cylindryczne mogą być montowane w ramie, na przykład 4 zbiorników, (Rys. 21-5).



Rysunek 21-4. Schemat zbiornika typu cylindrycznego na wodór gazowy montowany na szyi
<https://hyfindr.com/en/hydrogen-knowledge/hydrogen-tank>

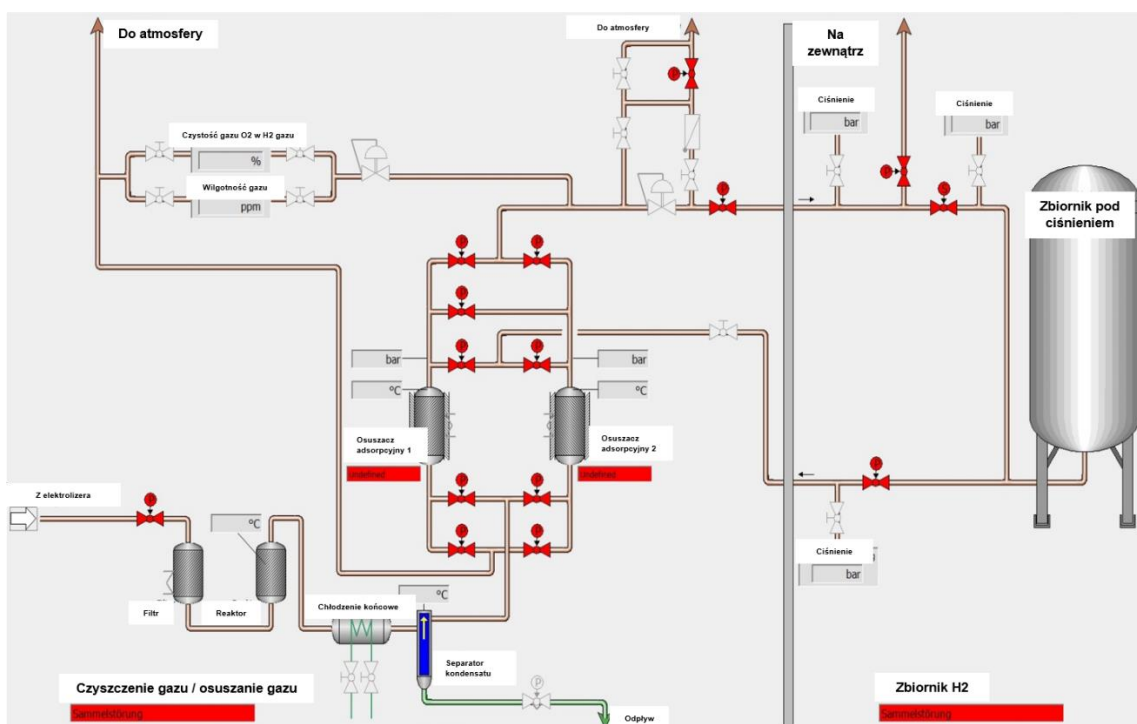


Rysunek 21-5. Przykład zbiorników cylindrycznych montowanych w ramie tworzącej wiązkę złożoną z 4 zbiorników
<https://frakoterm.pl/magazynowanie-energii/zbiorniki-na-wodor>

Poniżej przedstawiono przykład pionowego zbiornika do magazynowania wodoru w Centrum Badawczym Wodoru i Magazynowania w Cottbus - Niemcy, (Rys. 21-6). Jest to zbiornik, w którym magazynuje się wodór wyprodukowany w elektrolizerze. Pojemność zbiornika wynosi 2000 m³, a ciśnienie gazu wynosi 45 bar. Schemat procesu magazynowania wodoru w zbiorniku w Centrum Badawczym Wodoru i Magazynowania w Cottbus - Niemcy przedstawiona na Rysunku 21-7.



Rysunek 21-6. Zbiornik do przechowywania wodoru o pojemności 2000 m³ pod ciśnieniem 45 bar w Centrum Badawczym Wodoru i Magazynowania w Cottbus-Niemcy
<https://projekt-energie.eu/pl/centrum-ksztalcenia/centrum-badawcze-wodoru-i-magazynowania-cottbus.html>



Rysunek 21-7. Schemat procesu magazynowania wodoru w zbiorniku w Centrum Badawcze Wodoru i Magazynowania w Cottbus-Niemcy

Z kolei zbiorniki na wodór płynny mają nieco inną budowę, co wynika z konieczności przechowywania wodoru w postaci płynnej w temperaturze poniżej -253°C . Utrzymanie niskiej temperatury wymaga zastosowania warstwy izolacyjnej, która jest w stanie ograniczyć w maksymalnym stopniu dopływ ciepła do zbiornika. W budowie zbiornika kriogenicznego można wyróżnić następujące zasadnicze elementy:

- płaszcz wewnętrzny,
- płaszcz zewnętrzny,
- warstwa izolacyjna umieszczona między płaszczem zewnętrznym, a wewnętrznym grubości do kilkudziesięciu centymetrów, która jest wykonana z materiałów o niskiej przewodności cieplnej np. granulek szkliwa spienionego, wielowarstwowe materiały izolacyjne (MLI), perlit, aerożel,
- podpory stalowe,
- fundament.

Materiały izolacyjne stosowane w zbiornikach kriogenicznych

W zbiornikach kriogenicznych stosowane są różne metody izolacji (Yang 2023):

- izolacja warstwowa,
- izolacja wysokopróżniowa,
- izolacja próżniowa proszkowa,
- izolacja próżniowa wielowarstwowa,
- izolacja próżniowa wieloosłonowa.

Izolacja warstwowa polega na zastosowaniu materiałów o niskiej przewodności cieplnej na powierzchni obiektu izolacyjnego, są to materiały o strukturze włókna, granulatu lub pianki. Poniżej przedstawiono przewodność cieplną wybranych materiałów izolacyjnych:

Tabela 21-3. Przewodność cieplna powszechnie stosowanych materiałów izolacyjnych układanych warstwowo

Materiał izolacyjny	Gęstość [kg/m^3]	Przewodność cieplna [$\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$]
Poliuretan	11	0,033
Polistyren	39, 46	0,026–0,033
Guma	80	0,036
Krzem	160	0,055
Szkło	140	0,035
Perłowiec	50, 210	0,026–0,044
Aerożel	80	0,019
Wermikulit	120	0,052
Włókno szklane	110	0,025
Wełna mineralna	160	0,035

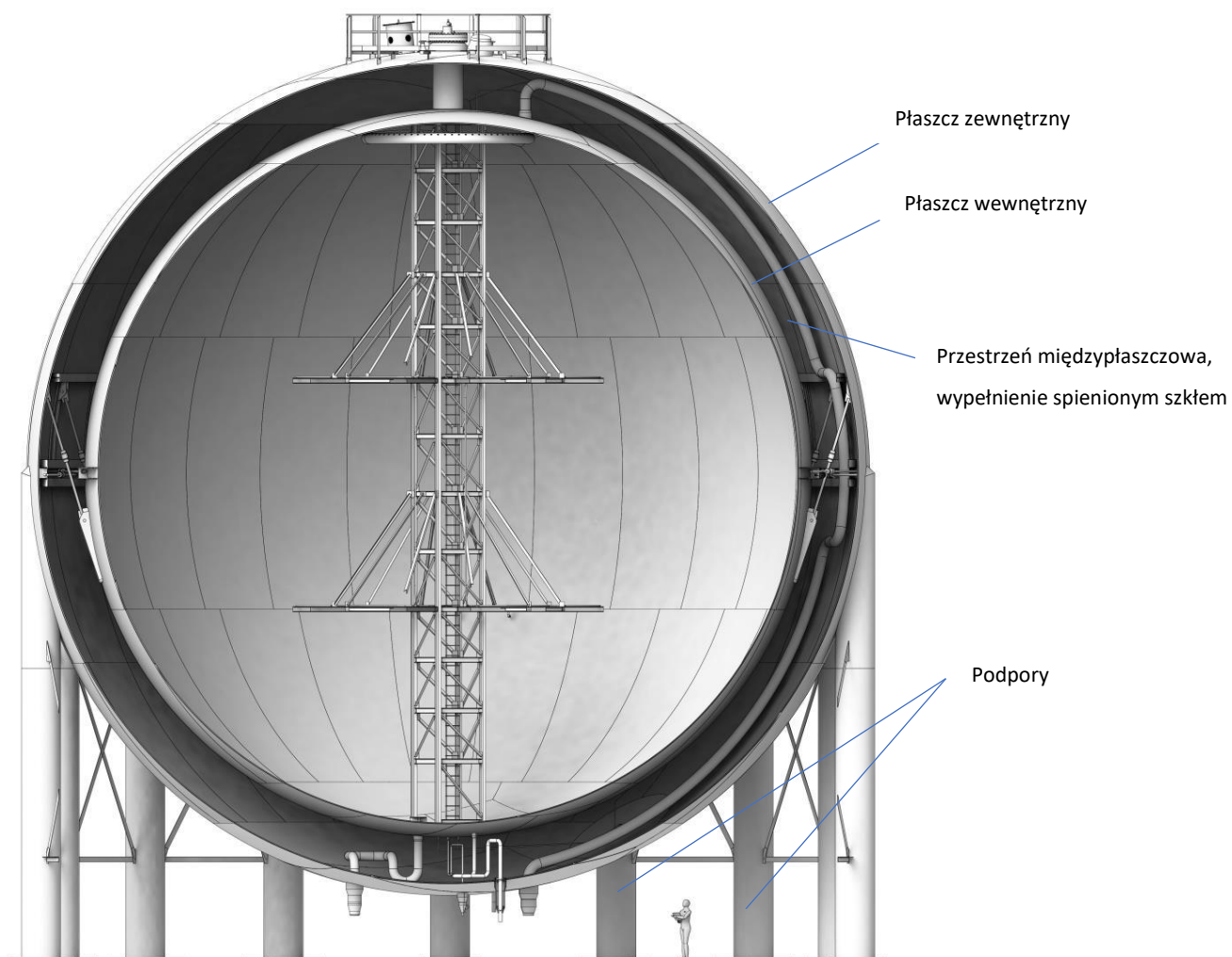
Izolacja wysokopróżniowa polega na wytworzeniu próżni w przestrzeni międzypłaszczowej o ciśnieniu poniżej 1 Pa dzięki czemu pozorna przewodność cieplna zmniejsza się do wartości ok. 10^{-2} do 10^{-3} $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$.

Izolacja proszkowo-próżniowa - jest to kombinacja próżni (1-0,1 Pa) i materiałów i proszkowych, granulowanych lub włókien wypełniających przestrzeń próżniową. Wypełnienie przestrzeni izolacyjnej porowatymi materiałami izolacyjnymi (proszkiem lub włóknem), a następnie pompowanie przestrzeni izolacyjnej do określonego stopnia próżni (1–0,1 Pa). Pozorna przewodność cieplna stosowanych materiałów izolacyjnych proszkowych próżniowych przedstawiona jest w Tabeli 21-4.

Tabela 21-4. Pozorna przewodność cieplna stosowanych materiałów izolacyjnych proszkowych próżniowych

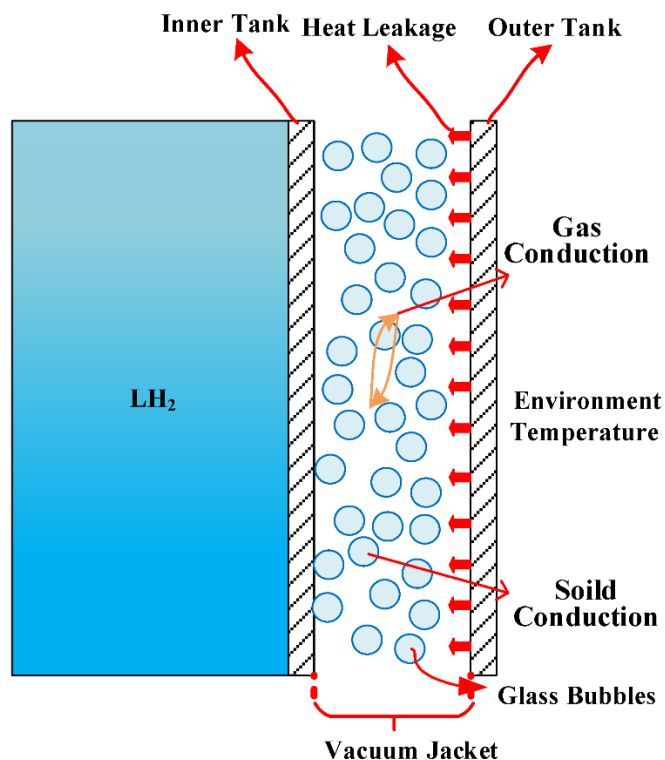
Materiał izolacyjny	Gęstość [kg/ m³]	Przewodność cieplna [W/(m·K)]
Perłowiec	64, 180	$0,95 \times 10^{-3}$ – $1,9 \times 10^{-3}$
Aerożel	80	$1,6 \times 10^{-3}$
Krzemian wapnia	210	$0,59 \times 10^{-3}$
Włókno szklane	50	$1,7 \times 10^{-3}$

Izolacja próżniowa wielowarstwowa polega na wykonaniu kilku warstw z materiałów izolacyjnych i przekładek o niskiej przewodności cieplnej umieszczonych w przestrzeni międzypłaszczyznowej. Pozorna przewodność cieplna takiej struktury wynosi ok. 10^{-4} do 10^{-5} W/m*K.



Rysunek 21-8. Schemat budowy zbiornika na wodór

Na Rysunku 21-8 przedstawiono podstawowy schemat budowy zbiornika na wodór, składa się on: płaszcza zewnętrznego, płaszcza wewnętrznego, przestrzeni wypełnionej spienionym szklanym granulatem pozostającym w warunkach próżni.



Rysunek 21-9. Schemat izolacji cieplnej w zbiornikach kriogenicznych (Yang Yu Processes 2023, 11(6))

Tabela 21-5. Parametry projektowe kriogenicznych zbiorników magazynowych LH2

Parametr	Ingolstadt (Niemcy)	Centrum kosmiczne Tanegashima (Japonia)	Przemysł ciężki Kawasaki (Kobe-Japonia)	Centrum Kosmiczne im. Kennedyego NASA (Floryda USA)	Centrum Kosmiczne im. Kennedyego NASA (Floryda USA)	Przemysł ciężki Kawasaki-projekt
Objętość [m ³]	270	540	2500	3800	4700	11 200
Średnica [m]	4,2	12,6	–	21,34	25,3	30
Masa [t]	19	38	159,5	227	334	710
Kształt zbiornika	Poziomy	Kulisty	Kulisty	Kulisty	Kulisty	Kulisty
Szybkość odparowania [%/d]	0,3	–	–	0,025	0,048	<0,1%
Metoda izolacji	izolowany próżniowo	izolowany próżniowo	proszek perlitu próżniowo izolowany	proszek perlitu próżniowo izolowany	próżniowa bańka szklana i wymiennik ciepła IRAS przez kriochłodziarkę helową	izolowany próżniowo

Materiały niewskazane do konstrukcji zbiorników

Do materiałów, które nie powinny być stosowane do budowy i konstrukcji zbiorników na wodór należą: żeliwo szare, żeliwo sferoidalne, żeliwo, azbest, azbest impregnowany teflonem.

- Żeliwo szare, sferoidalne lub żeliwo nie powinny być stosowane w warunkach kontaktu z wodorem. Powodem tego jest obecność w żelwie porów w strukturze metalu, co

w połączeniu ze zjawiskiem kruchości wodorowej może powodować niszczenie struktury metalu i sprzyjać powstawaniu pęknięć. To wyklucza ten metal ze stosowania go do budowy zbiorników wodoru.

- Azbest oraz azbest impregnowany teflonem (lub jego równoważnikiem) nie powinny być stosowane do kontaktu z wodorem ze względu na kancerogenne właściwości azbestu.

Kontrola jakości

Materiały do kontaktu z wodorem powinny być starannie dobrane i powinny być stosowane odpowiednie procedury kontroli jakości. Dany materiał nie powinien być stosowany, dopóki odpowiednie próby i analizy nie wykażą, że materiał ten jest odpowiedni do zamierzonego celu, jeśli nie jest wiadomo, czy jest on odpowiedni do warunków kontaktu z wodorem. Stosowane materiały powinny być kompatybilne z CGH2, LH2 oraz SLH2 w warunkach (temperatura i ciśnienie), w których będą stosowane i powinny być zgodne ze specyfikacjami zatwierdzonymi przez odpowiedzialny urząd techniczny. Właściwości projektowe powinny być ustalane w oparciu o próby przeprowadzane w warunkach, które symulują warunki eksploatacyjne oraz tych, które odpowiadają najgorszym możliwym warunkom. Techniki prób zastosowanych do badania kompatybilności materiału z wodorem powinny uwzględniać jego bezpośrednie narażenie. Próby powinny obejmować wytrzymałość na rozciąganie, odporność na pękanie, propagację pęknięć, zmęczenie materiału (włącznie z niskim cyklem zmęczenia), zginanie oraz próbę pełzania do zerwania, w określonym zakresie temperatur i ciśnień. Należy stosować tylko materiały, które poddano ocenie dotyczącej odpowiedniej trwałości zmęczeniowej, ponieważ instalacje wodoru ciekłego podlegają cyklicznym obciążeniom. Materiały do instalacji wodorowych powinny być dobierane po ocenie w warunkach wpływu naprężenia, ciśnienia, temperatury oraz narażenia na wodór.

Tabela 21-6. Typy zbiorników na wodór

Typ	Materiał		Maksymalne ciśnienie [bary]	Zastosowanie
I	Stal, aluminium		175-aluminium 200-stal	Zbiorniki stacjonarne
II	Stal, aluminium, włókna kompozytowe	Zbiornik wykonany z metalu w części cylindrycznej wzmocniony owiniętym włóknom kompozytowym	263-stal owinięta włóknom szklanym 299-zbiornik stalowy owinięty włóknom węglowym	Zbiorniki stacjonarne i ogniwa paliwowe
III	Stal, aluminium i włókna kompozytowe	Zbiornik metalowy owinięty w całości włóknom szklanym, węglowym lub aramidowym	305-aluminium i włókno szklane 438- aluminium i włókno aramidowe 700- aluminium i włókno węglowe	pojazdy

Typ	Materiał		Maksymalne ciśnienie [bary]	Zastosowanie
IV	Włókno kompozytowe	Zbiornik kompozytowy z włókna węglowego z wkładką polimerową	350	pojazdy
V	Kompozyt		1000	lotnictwo i kosmonautyka

Do magazynowania dużych ilości wodoru są stosowane przede wszystkim zbiorniki metalowe, wykonane ze stali lub aluminium. Zbiorniki są montowane albo na powierzchni gruntu lub są zakopywane pod ziemią. Ten drugi sposób daje nam np.: możliwość lepszego wykorzystania przestrzeni, ochronę przed warunkami atmosferycznymi oraz zabezpiecza przed uszkodzeniami mechanicznymi itp., jednocześnie jednak ogranicza możliwości monitoringu zbiornika i naraża go na korozję.

Generalnie do magazynowania dużych ilości gazu ziemnego wykorzystuje się 3 typy metalowych zbiorników, są to:

- Zbiorniki gazu, w których ciśnienie magazynowania jest nieznacznie wyższe od ciśnienia atmosferycznego.
- Zbiorniki ciśnieniowe, kuliste, o maksymalnym ciśnieniu magazynowania do około 20 barów.
- Magazyny rurowe o maksymalnym ciśnieniu magazynowym wynoszącym około 100 barów.

Magazynowanie wodoru odbywa się zatem albo w zbiornikach cylindrycznych albo kulistych. Większą popularnością cieszą się zbiorniki cylindryczne ze względu na to, że są tańsze i łatwiejsze w produkcji oraz prostsze w obsłudze. Zaletą tych zbiorników jest również ich modułowość, co pozwala na szybką rozbudowę pojemności magazynowej. Z kolei zbiorniki kuliste są trudniejsze w budowie i droższe w wykonaniu oraz nie mają takiej modułowości jak zbiorniki cylindryczne. Pod względem mechanicznym zbiorniki kuliste sprawdzają się lepiej od cylindrycznych, gdy rozkład naprężeń jest równomierny na całym obwodzie kuli podczas gdy w zbiorniku cylindrycznym rozkład naprężeń jest zróżnicowany i największy jest w strefach głowic. Z tego powodu konieczne są wzmocnienia w tych częściach zbiornika cylindrycznego.

Wytwarzanie zbiorników gazowych odbywa się z wykorzystaniem generalnie 3 metod:

- walcowanie,
- głębokie tłoczenie i prasowanie,
- wytłaczanie wsteczne.
- Metoda walcowania polega na gięciu, spawaniu i walcowaniu blach, tą metodą można wytwarzać zbiorniki różnej wielkości od małych po duże,

- Metoda głębokiego tłoczenia prasowania polega na wieloetapowym głębokim tłoczeniu blach, ich przeciąganiu oraz prasowaniu, rozmiar zbiorników wytwarzanych tą metodą jest ograniczony, aby wyprodukować różne rozmiary zbiorników konieczne jest posiadanie stempli różnych rozmiarów; zaletami tej metody jest jednolita grubość ścianki zbiornika integralność zbiornika i możliwość produkcji masowej.
- Metoda wytłaczania wstecznego polega na jednokrokovym wytłaczaniu wstecznym z odlewu kęsowego; wielkość cylindra ograniczona jest do wielkości i wydajności maszyny, na której można produkować 1 rozmiar zbiornika; metodę można stosować do produkcji masowej, gwarantuje dużą wydajność oraz integralność produktu.

Spośród opisanych metod do wytwarzania dużych zbiorników najbardziej przydatna jest metoda walcowania i spawania. Jest ona stosunkowo tania, elastyczna, nie wymaga drogich i skomplikowanych urządzeń i maszyn. Elementem najsłabszym tej metody jest spawanie, gdyż zła jakość spawów może doprowadzić do powstawania pęknięć, efektem czego jest możliwość powstania nieszczelności zbiornika.

Butle gazowe wysokociśnieniowe

Najbardziej powszechnym systemem magazynowania są butle gazowe wysokiego ciśnienia, które pracują przy maksymalnym ciśnieniu 20 MPa. Grubość ścianki butli zamkniętej dwiema półkulami jest podana przez następujące równanie:

$$d_w/d_o = \Delta P / (2\sigma_v + \Delta P) \quad (21.1)$$

gdzie:

d_w - jest grubością ścianki,

d_o - zewnętrzną średnicą cylindra,

Δp - nadciśnieniem,

σ_v - wytrzymałością materiału na rozciąganie.

Wytrzymałość materiałów na rozciąganie waha się od 50 MPa dla aluminium do ponad 1100 MPa dla stali wysokiej jakości. Inne materiały, takie jak bor, mają wytrzymałość na rozciąganie do 2410 MPa i gęstość zaledwie 2370 kg·m⁻³. Opracowano nowe lekkie cylindry kompozytowe, które są w stanie wytrzymać ciśnienie do 80 MPa, dzięki czemu wodór może osiągnąć gęstość objętościową 36 kg·m⁻³, czyli około połowę gęstości w postaci ciekłej w normalnej temperaturze wrzenia. Idealny materiał na cylinder wysokociśnieniowy ma bardzo wysoką wytrzymałość na rozciąganie (niekoniecznie izotropową), niską gęstość i nie reaguje z wodorem ani nie pozwala na dyfuzję wodoru do siebie. Większość cylindrów ciśnieniowych do tej pory wykorzystywała austenityczną stal nierdzewną (np. AISI 316 i 304 oraz AISI 316L i 304L powyżej 300°C, aby uniknąć segregacji granic ziaren węgla²), stopy Cu lub Al, które są w dużym stopniu odporne na działanie wodoru w temperaturach otoczenia.

22. Monitorowanie bezpieczeństwa eksploatacji magazynów wodoru wybudowanych w podziemnych strukturach geologicznych

Monitorowanie eksploatacji podziemnych magazynów wodoru (PMW) stanowi podstawę długoletniej, bezawaryjnej eksploatacji. Każdy PMW musi być monitorowany pod kątem:

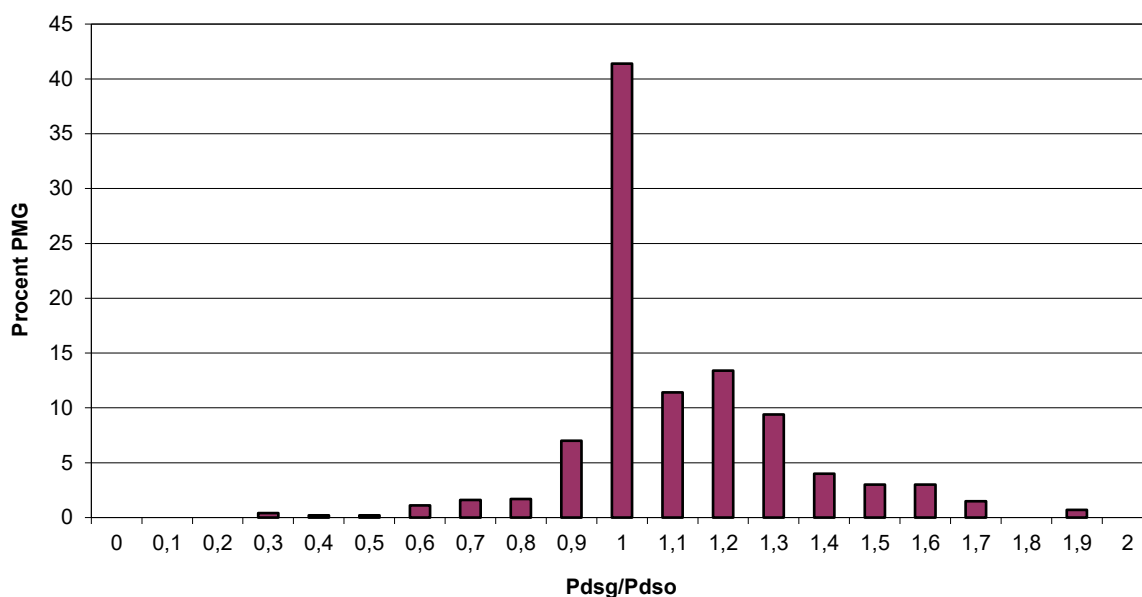
- utrzymania szczelności złoża,
- integralności i szczelności wszystkich odwiertów znajdujących się w strefie oddziaływania horyzontu magazynowego,
- składu gazu zatłaczanego i odbieranego do/z PMW,
- kontrola poziomu wody złożowej w eksploatowanym magazynie,
- kontrola zmian geomechanicznych w obszarze magazynowania wodoru.

Kontrola szczelności złoża

Podstawą działania każdego magazynu gazu jest zapewnienie jego szczelności. Biorąc pod uwagę to, że w bieżącym projekcie zakładamy magazynowanie prawie czystego wodoru, to odpowiedni podziemny magazyn powinien zostać wybudowany w strukturach solnych lub warstwach wodonośnych. Górne ciśnienie pracy jest podstawowym parametrem każdego magazynu. Zgodnie z danymi American Gas Association około 88% wszystkich magazynów gazu wytworzonych w wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego i ropy naftowej pracuje z górnym ciśnieniem wynoszącym do 130% pierwotnego ciśnienia złożowego (ciśnienia hydrostatycznego), (Rys. 22-1). Bardzo dobrym przykładem operowania magazynu powyżej ciśnienia hydrostatycznego jest budowa PMW w warstwach wodonośnych, gdzie ciśnienie górne pracy magazynu przewyższa ciśnienie hydrostatyczne nawet o 40%. Jednakże należy pamiętać, że określenie górnego ciśnienia pracy magazynu wodoru musi uwzględniać zachowanie szczelności struktury poprzez niedopuszczenie do:

- przetłoczenia pułapki złożowej,
- rozszczelnienia skał nadkładu.

Porównanie górnego ciśnienia pracy PMG (Pdsg) do pierwotnego ciśnienia złożowego (Pdso)



Rysunek 22-1. Porównanie górnego ciśnienia pracy PMG do pierwotnego ciśnienia złożowego, (Bruno et al. 2000)

Kontrola szczelności magazynu w projekcie RAG Sun Storage (Bauer S. 2020) odbywała się w poprzez:

- ciągłe bilansowanie ilości zatłoczonego i odbieranego H_2 ,
- ciągły pomiar ciśnień w odwiertach eksploatacyjnych,
- ciągły pomiar ciśnień w odwiertach obserwacyjnych udostępniających warstwę przepuszczalną zalegającą bezpośrednio nad warstwą uszczelniającą kolektor magazynowy od góry,
- analizę geochemiczną składu powietrza pozyskanego z płytkich odwiertów kontrolnych odwierconych na obszarze magazynu.

Monitoring integralności i szczelności odwiertów eksploatacyjnych

Odwierty biorące udział w procesie magazynowania wodoru są narażone na ciągłą zmianę ciśnień podczas fazy zatłaczania i odbioru wodoru. Dodatkowo eksploatowany wodór posiada styczność z rurami eksploatacyjnymi, okładzinowymi oraz płaszczem cementowym, który odpowiada za szczelność odwiertu. Istnieje szereg obaw dotyczących interakcji wodoru z różnymi składnikami odwiertu odpowiedzialnymi za utrzymanie prawidłowej integralności odwiertu, takimi jak cement. W celu sprawdzenia interakcji między wodorem cząsteczkowym a cementem klasy H przeprowadzono szereg testów fizycznych i chemicznych (Ugarte E. R., Tetteh D., Saeed Salehi S., 2024). Wyniki wykazały, że próbki wystawione na działanie wodoru cząsteczkowego wykazywały większą wytrzymałość na ścislenie zarówno w krótkim, jak i długim okresie. Rozkłady NMR wykazały redukcję

większych porów i wzrost mniejszych przestrzeni porowych. Prędkości akustyczne wykazały wzrost modułu Younga, modułu ścinania oraz nieznaczny spadek współczynnika Poissona.

Do kontrolowania stanu odwiertu wykorzystuje się następujące pomiary geofizyczne:

- profilowanie cementomierzem CBL, VDL (określenie efektywności zacementowania w przestrzeni pozarurowej, określenie pęcznienia cementu, wpływu wysokich ciśnień przy zatłaczaniu oraz testów odwiertowych na stan zacementowania),
- profilowanie Pipe Analysis Log PAL, CAT (wykrywanie szkód korozyjnych w orurowaniu),
- profilowanie temperatury (wykrywanie nieszczelności, miejsc ucieczki gazu i jego ilości).

Pomiary składu zatłaczanego i odbieranego gazu

Analizy składu zatłaczanego i odbieranego wodoru powinny być wykonywane standardowo na każdym PMW. Ciągłe analizowanie składu gazu zatłaczanego i odbieranego ma za zadanie z jednej strony spełnienia norm, a z drugiej wychwycenie niekorzystnych zmian zachodzących w złożu, w warstwie wodonośnej lub kawernie solnej.

W przypadku ustawodawstwa UE najważniejszym dokumentem dotyczącym zastosowania wodoru jako paliwa alternatywnego jest tzw. dyrektywa AFID, czyli dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z 22 października 2014 roku w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (Dz. Urz. UE L 307 z 28.10.2014 z późn. zm.) [B-P11].

W Polsce obowiązują również międzynarodowe normy, które określają dopuszczalne poziomy zanieczyszczeń w wodorze przeznaczonym do różnych zastosowań. Są to:

- norma ISO 14687:2025 (określa wymagania jakościowe dla wodoru stosowanego w ogniach paliwowych, w tym maksymalne dopuszczalne stężenia zanieczyszczeń takich jak tlen, woda, siarkowodór, tlenek węgla, amoniak czy metan) [B-N29];
- norma PN-EN 17124:2019-01 (określa wymagania jakościowe dla wodoru w kontekście elektromobilności) [B-N46].

Jak już podkreślono, czystość wodoru ma zasadnicze znaczenie dla bezpieczeństwa oraz efektywności jego zastosowania.

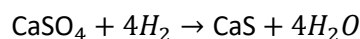
Warto w tym kontekście dodać, że zanieczyszczenia w wodorze mogą pochodzić z różnych źródeł, zależnie od metody produkcji (np. elektroliza wody) lub od związków chemicznych występujących w podziemnych strukturach geologicznych, solnych i porowatych.

W Polsce największy potencjał magazynowania wodoru w kawernach solnych występuje w utworach cechsztyńskich (perm górny). Pomimo tego, że w strukturach solnych halit (NaCl) stanowi od 90 do 98% objętości skały, to w soli (przewarstwieniach) mogą występować minerały takie jak:

- anhydryt (CaSO_4) i lokalnie gips ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$),
- śladowe ilości siarczków żelaza (głównie pirytu FeS_2).

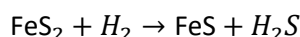
Zgodnie z literaturą H_2 nie reaguje chemicznie z halitem w warunkach ciśnienia i temperatury typowych dla kawern, kilkadziesiąt MPa, a temperatura niższa od $80\text{ }^\circ\text{C}$ (Janßen 2025).

Natomiast występowanie anhydrytu i gipsu w strukturach solnych przewidzianych do budowy kawern magazynujących wodór może doprowadzić do potencjalnej redukcji siarczanów prowadzącej do powstawania siarczków i H_2S :



Powyższa reakcja może zachodzić lokalnie, w związku z tym występuje konieczność monitorowania zawartości siarki w magazynowanym wodorze.

Dodatkowe ryzyko powstania w magazynie H_2S związane jest z reakcją wodoru z pirytem.



Jednakże zgodnie z badaniami przeprowadzonymi w projekcie HyUSPre reakcja jest intensywna w kawerna solnych, w których temperatura złożowa wynosi powyżej $120\text{ }^\circ\text{C}$ (Kilpatrick A. et al. 2023). Badania wykonane w projekcie HyUSPre wykazały, że w temperaturach poniżej $80\text{ }^\circ\text{C}$ reakcje wodoru z pirytem nie występują. Należy podkreślić, że w potencjalnych kawernach magazynujących wodór w Polsce prognozowana temperatura złożowa jest niższa od $80\text{ }^\circ\text{C}$. Pomimo tego rekomenduje się wykonania modelowania geochemicznego, pod kątem możliwości powstawania H_2S , przed budową KPMH oraz monitorowanie występowania H_2S w fazie testów kawern i ich eksploatacji.

W związku z tym wodór o wysokiej czystości początkowej może ulec zanieczyszczeniu podczas jego magazynowania. System pomiarowy powinien skutecznie wykrywać nawet śladową obecność niepożądanych substancji. Wybór odpowiedniego systemu pomiarowego zależy od finalnego zastosowania magazynowanego wodoru, rodzaju, spodziewanych zanieczyszczeń, dokładności oraz częstotliwości wykonywania pomiarów. Aktualnie najszersze spektrum związków można wykryć stosując technologię OFCEAS, czyli spektroskopię w podczerwieni ze sprzężeniem zwrotnym. OFCEAS (ang. Optical Feedback Cavity Enhanced Absorption Spectroscopy) to technologia pomiarowa wykorzystująca laser z optycznym sprzężeniem zwrotnym. Na bazie tej metody pomiarowej opracowano analizatory, które umożliwiają wykrywanie nawet minimalnych zanieczyszczeń wodoru i jednoczesny pomiar nawet 10 związków w fazie gazowej (tlen, metan, tlenek węgla, dwutlenek węgla, siarkowodór, woda, chlorowodór, amoniak, kwas mrówkowy, aldehyd mrówkowy).

Do najważniejszych zalet analizatorów należy:

- wysoka czułość i selektywność,
- szybki czas odpowiedzi,
- brak potrzeby częstej kalibracji,
- modułowa konstrukcja.

Analiza wody złożowej

Analizy wody pochodzącej z poziomu magazynowego należy wykonywać w celu wykrycia ewentualnych zmian w składzie chemicznym wody złożowej. Przed przystąpieniem do magazynowania wodoru należy wykonać analizy wód złożowych poziomu magazynowego, aby poznać ich skład, co w przyszłości będzie stanowiło punkt odniesienia do kolejnych badań. Próbkę wody do analiz wykonywanych już podczas pracy magazynu zaleca się pobierać zarówno ze strefy gazowej jak i ze strefy całkowicie zawodnionej. Próbkę należy pobierać zarówno z odwiertów eksploatacyjnych, jak i z odwiertów obserwacyjnych. O ile nie ma ku temu innych przesłanek, takie pomiary wystarczy wykonywać co 1-2 lata. Na pobranych próbkach wody warto wykonywać analizy geomikrobiologiczne w celu określenia stanu bakteriologicznego PMW, co może wpływać na jakość magazynowanego wodoru. Znane są przypadki aktywności mikrobiologicznej bakterii metanogennych podczas podziemnego magazynowania wodoru. Bakterie te wykorzystują wodór i dwutlenek węgla przekształcając go w metan i wodę, co może skutkować istotnymi stratami wodoru w magazynie (Ebigbo i in., 2013; Hagemann i in., 2015a, b; Toleukhanov, 2015; Tarkowski, 2017).

W magazynach utworzonych w warstwach zawodnionych należy pobierać próbki wody z zawodnionych odwiertów obserwacyjnych położonych w strefach najbardziej narażonych na ucieczki wodoru. Analiza wody pozwala ocenić, czy woda jest zgazowana czy nie. Obecność gazu w próbkach wskazuje na migrację gazu w pobliżu badanego odwiertu.

Kontrola poziomu wody złożowej w eksploatowanym magazynie

Przemieszczanie się konturu wodór-woda jest typowe w magazynach wytworzonych w warstwach zawodnionych. Jest to zjawisko niekorzystne, ponieważ powoduje okresowe zawadnianie się części złoża, a tym samym utratę dla produkcji części odwiertów oraz utratę części pojemności porów przez ich nieodwracalne zawadnienie. Brak kontroli nad tym zjawiskiem może doprowadzić na magazynach w warstwach zawodnionych do przemieszczania się części gazu w nowe, niedostępne części złoża, co powoduje wymierną stratę. Kontrola tego zjawiska polega na pomiarach zwierciadła wody za pomocą pomiarów geofizycznych, pomiarów echometrem, pomiarów ciśnienia na odwiertach obserwacyjnych oraz eksploatacyjnych, przy czym należy wytypować do pomiarów te odwierty, w których spodziewamy się obecności konturu gaz-woda. Wiedza na temat aktualnego zasięgu konturu gaz-woda pozwala na bieżącą kontrolę tego zjawiska poprzez ograniczanie lub zwiększanie zatlaczania/odbioru gazu w danym rejonie, w zależności od efektu jaki chcemy uzyskać. Ze szczególną uwagą powinny być kontrolowane te miejsca w horyzoncie magazynowym, w których można spodziewać się ucieczek gazu, czyli np.: słabe zamknięcie strukturalne, uskoki, strefy o dobrych przepuszczalnościach, itp.

Eksploatacja magazynu w warstwach wodonośnych powinna być prowadzona od początku w taki sposób, aby nie doprowadzić do powstania wielu konturów gaz-woda czy też wielu niezależnych baniek gazowych. Spowodowałyby to komplikacje w późniejszej eksploatacji, a niekiedy też zepchnięcie baniek gazowych poza strefę eksploatacji.

Pomiary geofizyczne stosowane do monitorowania złóż gazu ziemnego, sprawdzą się również w przypadku magazynów wodoru:

- neutronowe promieniowanie geofizyczne TDT, NLL, PN (określenie głębokości występowania wody złożowej w skałach otaczających, dostarczenie danych dotyczących porowatości, korelacja ze starszymi profilowaniami geofizycznymi),
- pomiar geofizyczny gęstości płynów (określenie głębokości płynu w odwiercie w warunkach statycznych, umiejscowienie warstwy produkcyjnej w odwiertach magazynowych),
- pomiar gradiometrem (określenie gradientu ciśnienia i kontaktów płynu),
- pomiar flaumetrem (określenie dokładnej produkcji z każdej perforacji),
- profilowanie temperatury TEMP, HRT (określenie gradientu termicznego, miejsca wpływu płynu do rur i wypływu poza rury),
- profilowanie akustyczne (wykrywanie stref ucieczki gazu, stożków wodnych, przepływów międzywarstwowych).

Kontrola zmian geomechanicznych w obszarze magazynowania wodoru

Mikrosejsmika (czujniki klasyczne lub światłowodowe DAS) do wykrywania mikronaruszeń/aktywności w strefie zbiornika i uszczelnienia; prace przeglądowe i wdrożenia DAS wskazują na wysoką rozdzielczość czasowo-przestrzenną i przydatność do nadzoru UGS/UHS. MDPI+1

- InSAR do detekcji subtelnych deformacji powierzchni związanych z cyklami zatłaczania/odbioru — technika rozwinięta dla podziemnych magazynów gazu i przenoszalna na UHS. ScienceDirect

Przykładowa specyfikacja wymagań monitoringu bezpieczeństwa magazynów wodoru wytworzonych w akiferach i strukturach solnych

Wymagania opracowano na podstawie: Zamani et al. (2024), Faisal et al. (2023), HyUnder (EU), EN1918-3, ISO/TS 19883 [B-N11], RAG Austria (2022).

Tabela 22-1. Przykładowa specyfikacja wymagań monitoringu bezpieczeństwa magazynów wodoru

Obszar monitoringu	Parametry / Punkty pomiarowe	Częstotliwość pomiarów	KPI / Cel detekcji	Uwagi / Zalecenia techniczne
Integralność odwiertów	Ciśnienie w przestrzeni pierścieniowej; Test szczelności rur osłonowych;	Ciągły (ciśnienie, temperatura); Co 6–12 mies. (testy szczelności); Co 2–3 lata (geofizyka)	$\Delta P \leq \pm 0,5$ bar/24h; Brak utraty ciśnienia >1%/h; Brak sygnałów	System SCADA z alarmem; testy wg ISO 13678

str. 322

Obszar monitoringu	Parametry / Punkty pomiarowe	Częstotliwość pomiarów	KPI / Cel detekcji	Uwagi / Zalecenia techniczne
	Temperatura (DTS/DAS); geofizyka CBL/VDL, USIT/CAST		rozszczelnienia cementu	
Ciśnienie i temperatura w kawernie/złożu	P_kawerny, T_kawerny (czujniki P,T 1000), poziom cieczy (solanki)	Ciągły (min. 1 Hz); Analiza trendów miesięczna	$\Delta P \leq \pm 2\%$; $\Delta T \leq 3^\circ\text{C/h}$	Kalibracja co 6 mies.; analiza sezonowa
Mikrosejsmika / Aktywność górotworu	Czujniki geofonowe; czujniki DAS	Ciągły zapis; analiza tygodniowa/ciągła	Brak zdarzeń $M > -1,0$; wzrost energii $\leq 20\%$ trendu	DAS zalecany przy nowych instalacjach
Deformacje powierzchni (subszydencja)	GNSS, InSAR	GNSS: 1x/tydz.; InSAR: 1x/mies.	Subszydencja ≤ 3 mm/mies.	Porównanie z modelami geomechanicznymi
Gaz (analiza jakości H₂)	Skład gazu (GC): H ₂ , O ₂ , N ₂ , CH ₄ , H ₂ S, CO ₂ , H ₂ O	Pobór co 1–3 mies.; Online analizator	Czystość H ₂ $\geq 98\%$; brak H ₂ S > 1 ppm	Izotermiczny separator kondensatu
Solanka i woda złożowa	Analiza Cl ⁻ , Na ⁺ , pH, redoks, mikrobiologia (SRB, metanogeny)	Co 6 mies.	Brak zmian $> 10\%$ Cl ⁻ ; brak aktywności SRB/metanogenów	Kontrola korozji i reakcji biochem.
Korozja i materiały	Sondy elektrochemiczne	Co 6 mies. (kupony); Ciągły (sondy)	Utrata masy $\leq 0,1$ mm/rok	Dotyczy rur i zaworów w kontakcie z H ₂
Emisje / Wyciek H₂ (strefa nadzorcza)	Czujniki H ₂ , O ₂ /CO ₂ , pH, ORP, przewodność; Trasery (He, SF ₆)	Ciągły (czujniki); 1x/mies. (próbki); 1x/rok (traser)	Brak H ₂ $> 0,1\%$ obj.; ORP stabilny ± 10 mV	Piezometry nad stropem kawerny/horyzontu magazynowego
Infrastruktura powierzchniowa	Ciśnienie, temperatura, przepływ; Kamery termowizyjne; Detektory H ₂	Ciągły; test alarmów 1x/tydz.	Brak wycieków; czas reakcji < 2 s	Redundantny system czujników
System zarządzania bezpieczeństwem (SMS)	Raport miesięczny; Rewizja planu awaryjnego	1x/mies.; 1x/rok	Zgodność z ISO 45001, EN 1918-3	Centralny rejestr incydentów i trendów

Procedura oceny ryzyka nieszczelności podziemnego magazynu wodoru PMH

Wybór struktury geologicznej przeznaczonej do budowy podziemnego magazynu wodoru jest poprzedzony licznymi badaniami, a wybrana struktura musi zapewniać szczelność magazynu. W związku z tym analiza ryzyka rozszczelnienia magazynu musi być prowadzona przez cały okres jego eksploatacji. W tym celu należy (Bai 2025; Minougou 2023):

1. Zdefiniować poziom magazynowy oraz warstwy uszczelniające PMH:

- Określić stratyografię i geometrię warstw (mapy strukturalne, miąższość, zasięg), własności petrofizyczne: porowatość, przepuszczalność, ciśnienie porowe, nasycenie wodą złożową, temperaturę horyzontu.
 - Przeprowadzić analizę uszczelnienia warstw nadkładu wraz z ryzykiem szczelinowania, (ciągłość, przepuszczalność, wytrzymałość, naprężenia, ciśnienie szczelinowania).
 - Wykonać ocenę warstw nadkładu i magazynowej pod kątem ciągłości, występowania uskoku wraz z ich przewodności hydraulicznej.
 - Określić warunki hydrogeologiczne występujące w rejonie budowy magazynu.
2. Zbudować model geologiczny i dynamiczny 3D magazynu wodoru, uwzględniający występujące nieciągłości, odwierty eksploatacyjne i obserwacyjne oraz inne warunki geologiczne zwiększające ryzyko rozszczenia PMH.
 3. Zbudować model geomechaniczny PMH, który posłuży do określenia dopuszczalnego górnego ciśnienia magazynowania (ciśnienie szczelinowania).
 4. Wykonać modelowanie eksploatacji podziemnego magazynu wodoru:
 - symulacja zmiany ciśnienia w PMG, w wyniku zatłaczania i odbioru wodoru do/z magazynu,
 - symulacja scenariusza przetłoczenia pułapki złożowej,
 - symulacja scenariusza rozszczenia skał nadkładu,
 - określenie strefy oddziaływania PMH.
 4. Zidentyfikować możliwe do wystąpienia ryzyka nieszczelności wraz z oceną prawdopodobieństwa ich wystąpienia:
 - oszacować prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzenia (na bazie publikacji, wykorzystując model dynamiczny).
 - określić skutki rozszczenia PMH dla środowiska (emisja na powierzchnię, wpływ na wody podziemne).
 5. Opracować zakres działań prowadzących do redukcji ryzyka rozszczenia magazynu, a w tym określić:
 - limit górnego ciśnienia pracy PMH,
 - limit maksymalnych wydajności zatłaczania i odbioru wodoru do/z otworów magazynowych,
 - maksymalną pojemność całkowitą magazynu wodoru, całkowitą ilość wodoru możliwą do zatłoczenia do danej struktury.
 6. Prowadzić bieżący i okresowy monitoring potwierdzający szczelność PMH.
 7. Prowadzić aktualizację oceny ryzyka w całym cyklu życia magazynu.

23. Monitorowanie bezpieczeństwa eksploatacji napowierzchniowych magazynów wodoru

Magazynowanie wodoru w zbiornikach napowierzchniowych związane jest z możliwością wystąpienia różnego rodzaju zagrożeń. Najważniejsze zagrożenia występujące podczas magazynowania wodoru związane są z jego fizyko-chemicznymi własnościami, takimi jak: palność, wybuchowość, podatność materiałów na kruchość wodorową i przenikalność przez różne materiały.

Palność wodoru

Wodór klasyfikowany jest jako gaz łatwopalny, ze względu na szeroki zakres palności zawierający się w przedziale 4-77% mol., przy ciśnieniu i temperaturze otoczenia (Calabrese 2024). Minimalna energia zapłonu wodoru (MIE) w powietrzu wynosi zaledwie 17 μ J. Dla przykładu, wyładowanie elektrostatyczne odczuwane przez człowieka ma energię wynoszącą około 1000 μ J (Jeon 2020). Dodatkowo prędkość spalania wodoru w powietrzu wynosi 2,37 m/s i może wzrosnąć nawet do 3,5 m/s, przy stężeniu wynoszącym 40,1% (Wen 2024). Wysoka dyfuzyjność wodoru powoduje to, że prędkość spalania wodoru jest wyższa niż w przypadku innych mieszanek paliwowo-powietrznych zawierających węglowodory, co wpływa na większe prawdopodobieństwo przejścia trybu spalania do detonacji. Ze względu na to, że płomień spalanego wodoru są niemal bezbarwne jego wykrycie jest trudne i może być opóźnione. W pomieszczeniach zamkniętych do gaszenia pożaru wodoru używa się instalacji gaśniczej stosującej dwutlenek węgla (CO₂), natomiast w przestrzeni otwartej używa się instalacji gaśniczej proszkowej.

Określenie ryzyka zapalenia się wodoru w danej instalacji magazynowej wymaga przeprowadzenia analizy ryzyka HAZID i HAZOP. Analiza HAZID jest stosowana do projektowanych i pracujących instalacji, natomiast analiza HAZOP jest stosowana w procesach przemysłowych. Dodatkowo powinno przeprowadzić się analizę ryzyka typu LOPA (Layer of Protection Analysis), analizę warstw zabezpieczeń. Analiza LOPA polega na identyfikacji tzw. „słabych punktów” w ciągu technologicznym instalacji magazynowej.

Wybuchowość wodoru

W powietrzu wodór tworzy mieszanekę wybuchową w zakresie wynoszącym 18,3-59 % objętościowych (Proust, 2019). Wysoka dyfuzyjność wodoru wpływa na wystąpienie większego prawdopodobieństwa wybuchu. Prędkość spalania wodoru w powietrzu wynosi 2,37 m/s i może wzrosnąć nawet do 3,5 m/s, przy stężeniu wynoszącym 40,1% (Schroeder 2005). Niski ciężar właściwy wodoru powoduje to, że w przypadku rozszczelnienia zbiorników gromadzi się on w górnej części przestrzeni zamkniętych. W związku z tym w pomieszczeniach, w których magazynowany jest wodór, zachodzi konieczność stosowania wielopoziomowego systemu jego detekcji. Instalacje magazynowania wodoru wyposażone

są w ultradźwiękowe detektory wykrywające nieszczelność instalacji oraz detektory wykrywające płomień. Pomieszczenia narażone na kontakt z wodorem należy również wyposażyć w sprawny i wydajny system wentylacji umożliwiający usunięcie oparów z przestrzeni zagrożonych wybuchem.

Przenikalność wodoru przez ściany zbiornika

Małe wymiary cząsteczki wodoru powodują to, że wodór posiada łatwość przenikania przez płaszcz zbiornika lub ścianki instalacji wodorowych. Przenikanie wodoru przez materiały instalacji wodorowych może doprowadzić do takich procesów jak:

- kruchość wodorowa (zmniejszenie plastyczności),
- pękanie spowodowanego wydzielaniem się wodoru (opóźnione pękanie, pękanie naprężeniowo-siarczkowe),
- występowanie pęcherzy wodorowych. (tzw. rybie oczy, płatki śnieżne).

Ayvaz badał zbiorniki do przechowywania wodoru (typ I) pod kątem wpływu ciśnienia oraz temperatury przechowywanego wodoru na ich trwałość (Ayvaz M. 2018). Przeprowadzone badania wykazały, że głównym czynnikiem prowadzącym do powstawania awarii zbiorników wodorowych jest spadek plastyczności materiału spowodowany temperaturą, a nie wpływ rosnącego ciśnienia magazynowania. Macadre wraz z zespołem (Macadre 2019) zbadał również wpływ ciśnienia wodoru i częstotliwości ładowania/rozładowania pod kątem pęknięć zmęczeniowych dużego zbiornika do przechowywania wodoru wykonanego ze stali Ni-Cr-Mo. Badania wykazały, że wyższe ciśnienia wodoru i niższe częstotliwości ładowania prowadzą do szybszego wzrostu pęknięć. Dodatkowo Yan (Yang 2024) stwierdził, że w zbiornikach wykonanych ze stali nierdzewnej wykorzystywanych do przechowywania wodoru spoina była bardziej narażona na pęknięcia i uszkodzenia niż materiał główny. W rezultacie powstałe mikropęknięcia doprowadziły później do uszkodzenia zbiornika.

Kruchość wodorowa

Zjawisko kruchości wodorowej występującej w zbiornikach magazynowych związane jest z metalami, z których zbiorniki są wykonane ze stali i aluminium. Mechanizm kruchości wodorowej polega na zjawisku przemieszczania się atomów wodoru w obszar mikropęknięć, co powoduje dalszą propagację pęknięcia w obrębie materiału. Propagacja pęknięć może doprowadzić do powstania nieszczelności i wycieku wodoru na zewnątrz zbiornika. Niekorzystnym zjawiskiem kruchości wodorowej przeciwdziała się poprzez stosowanie inhibitorów zapobiegających absorpcji wodoru na powierzchni. Przeciwdziałanie zjawiskom kruchości wodorowej polega między innymi na konstruowaniu powłok metalicznych zawierających Ni, Cd, Al, Al-Ni lub poprzez zwiększenie udziału metali Ni, Al i Mo w stali zbiornikowej.

Wyciek wodoru

Wyciek wodoru może nastąpić nie tylko w przypadku rozszczelnienia zbiornika magazynowego, ale również w przypadku awarii instalacji, np. zaworów. W związku z tym, że wodór jest bezwonny, to taki wyciek jest niezauważalny dla ludzkich zmysłów. Przeciwdziała się temu z jednej strony przez dodanie siarki ze środkiem nawaniającym typu merkaptanu, a oprócz tego stosowane są czujniki wodoru w tym także na podczerwień, których zadaniem jest wykrycie tego typu zdarzeń już w ich początkowej fazie. Dyrektywy i normy ustanawiające standardy dla napowierzchniowych magazynów wodoru:

Dyrektywa ATEX 2014/34/UE – Urządzenia w atmosferach potencjalnie wybuchowych [B-P1]

Dyrektywa europejska określająca wymagania dotyczące urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferach potencjalnie wybuchowych. Definiuje niezbędne wymagania zdrowotne i bezpieczeństwa oraz procedury oceny zgodności.

Dyrektywa PED 2014/68/UE – Urządzenia ciśnieniowe [B-P12]

Dyrektywa europejska nakładająca rygorystyczne standardy bezpieczeństwa dla urządzeń ciśnieniowych wodorowych.

EIGA DOC 171/23 – Magazynowanie wodoru w systemach zlokalizowanych nad ziemią [B-N50]

Dokument European Industrial Gases Association zawierający szczegółowe wymagania dotyczące magazynowania napowierzchniowego, w tym systemy wykrywania wodoru, wentylacji awaryjnej i testowania okresowego.

NFPA 2:2023 – Hydrogen Technologies Code [B-N42]

Kompleksowy kodeks amerykański obejmujący projektowanie, budowę, eksploatację, konserwację i naprawę systemów wodorowych. Określa wymagania dotyczące systemów wykrywania wodoru, wentylacji, awaryjnego wyłączania oraz minimalnych odległości bezpieczeństwa.

IEC 60079-29-1 – Atmosfery wybuchowe – Detektory gazów palnych [B-N24]

Standard określający wymagania dotyczące budowy, testowania i wydajności detektorów gazów palnych, w tym wodoru, stosowanych w obszarach zagrożonych wybuchem.

IEC 60079-29-2 – Wybór, instalacja, użytkowanie i konserwacja detektorów gazów palnych [B-N24]

Zapewnia wytyczne dotyczące najlepszych praktyk wyboru, instalacji, użytkowania i konserwacji systemów wykrywania gazów.

ASME B31.12:2023 – Rurociągi i systemy przesyłowe wodoru [B-N52]

Kompleksowy standard dla projektowania, materiałów, produkcji, montażu, inspekcji i testowania rurociągów wodorowych. Zawiera wytyczne dotyczące inspekcji wizualnych, technik badań nieniszczących, testów ciśnieniowych i wykrywania nieszczelności.

Zgodnie z wytycznymi EIGA DOC 171/23 [B-N51], napowierzchniowe instalacje wodoru muszą być wyposażone w system wykrywania wycieków wodoru, który aktywuje alarm oraz uruchomi odcięcie źródeł wodoru wraz z równoczesnym odłączeniem wszystkich źródeł energii, z wyjątkiem wentylacji.

Norma zaleca umieszczanie czujników w najwyższych punktach pomieszczenia, gdyż wodór jako najlżejszy gaz gromadzi się pod sufitem. NFPA 2 wymaga, aby detektory wodoru posiadały minimalny zakres pomiarowy 0-4% objętości wodoru w powietrzu, przy czym zalecany zakres wynosi 0-10%. Dolna granica wykrywalności wodoru powinna wynosić minimum 1000 ppm, z alarmem niskim na poziomie 4000 ppm (0,4% v/v) i wysokim na 10000 ppm (1% v/v).

Dodatkowo napowierzchniowa instalacja magazynowania wodoru powinna być wyposażona w technologię monitorowania ciągłego, wykorzystującą czujniki ultradźwiękowe, akustyczne, światłowodowe, ciśnieniowe i temperatury.

Czujniki ultradźwiękowe wykrywają wycieki z instalacji wodorowych znajdujących się pod ciśnieniem, rejestrując ultradźwięki generowane przez wodór ulatniający się z miejsca wycieku. Główną zaletą czujników ultradźwiękowych jest to, że detektor rejestruje wyciek natychmiast, nawet z odległości dochodzącej do 28 metrów. Czujniki tego typu mogą być instalowane w instalacjach gazowych znajdujących się pod ciśnieniem minimum 2 barów, w których ulatniający się gaz podczas wycieku jest w stanie gazowym. Zaletą tej technologii jest możliwość wykrycia nawet małych wycieków bez fałszywych alarmów. Przykładowy czujnik ultradźwiękowy przedstawiono na Rysunku 23-1.



Rysunek 23-1. Przykładowy czujnik ultradźwiękowy
<https://hyfindr.com/en/shop/products/category/components/sensors?page=2>

Technologia emisji akustycznej znajduje szerokie zastosowanie w monitorowaniu integralności zbiorników ciśnieniowych typu IV przeznaczonych do magazynowania wodoru przy ciśnieniu 70 MPa. Badania wykazały, że czujniki AE są w stanie wykrywać uszkodzenia kompozytowych zbiorników podczas testów hydrostatycznych i określać tryby zniszczenia na podstawie analizy częstotliwości sygnałów. System monitorowania z użyciem AE może wykrywać złamania pojedynczych włókien węglowych w zbiorniku ciśnieniowym przez fale dźwiękowe, co pozwala oszacować pozostały okres użytkowania zbiornika (Mohd Fairuz bin Shamsudin, 2019). System wykrywa i precyzyjnie lokalizuje wady w zbiornikach, umożliwiając interwencję przed wystąpieniem awarii.

Detektor płomienia wodoru

Bezpieczeństwo instalacji wodorowych wymaga również ciągłego monitoringu pod kątem pojawienia się pożaru w instalacji wodorowej. Monitorowanie pożarów instalacji H₂ odbywa się z wykorzystywaniem detektorów ultrafioletu (UV) i podczerwieni (IR), zaprojektowanych specjalnie do wykrywania pożarów wodoru (H₂). Detektory UV/IR zapewniają szybki czas reakcji i zwiększoną odporność na fałszywe alarmy.



Rysunek 23-2. Przykładowy detektor płomienia wodoru
<https://pl.msasafety.com/c/FL500-H2-UV-IR-Flame-Detector-for-Hydrogen-Applications>

Ciśnienie i temperatura

Precyzyjny pomiar ciśnienia jest fundamentalny dla bezpiecznej eksploatacji systemów wodorowych. W magazynowaniu i dystrybucji wodoru monitorowane są zbiorniki, połączenia zaworów, rurociągi

oraz punkty wlotowe i wylotowe. Przetworniki ciśnienia dla zastosowań wodorowych muszą posiadać membranę złożoną lub być powlekane ceramiką (technologia Hydroseal), aby minimalizować przenikanie wodoru i zapewnić dokładność pomiaru oraz długotrwałą eksploatację.

Typowe punkty pomiaru temperatury obejmują zbiorniki magazynowe, parowniki, sprężarki i schładzarki. Instrumenty pomiarowe muszą być zaprojektowane jako beziskrowe, przeciwwybuchowe z wymaganymi certyfikatami (ATEX, IECEx) do stosowania w strefach zagrożonych. Monitoring oraz sprawna wentylacja są podstawą systemów bezpieczeństwa napowierzchniowych instalacji wodorowych. Zadaniem monitoringu jest szybkie wykrycie nieszczelności. Natomiast głównym zadaniem wentylacji jest minimalizacja zagrożeń wodorowych poprzez obniżenia stężenia wodoru w pomieszczeniach zamkniętych. System wentylacji powinien być zaprojektowany tak, aby ograniczyć maksymalne stężenie gazu palnego do 25% dolnej granicy palności, czyli 1% wodoru objętościowo w powietrzu. Wentylacja mechaniczna powinna być zapewniona z wydajnością nie mniejszą niż 5,1 l/s/m² powierzchni podłogi pomieszczenia magazynu. Wentylacja może być ciągła lub aktywowana przez system detekcji gazu zgodnie z normą IEC 60079-29-2 [B-N24]. Wydajność wentylacji należy oceniać w odniesieniu do przewidywanych szybkości wycieku gazów palnych w różnych warunkach. Ocena ta informuje, jak wentylacja i systemy detekcji gazu powinny ze sobą współdziałać. Szczegółowe wytyczne można znaleźć w załączniku B do normy IEC 60079-10-1 [B-N24].

Ogólne zasady konieczne do bezpiecznej eksploatacji napowierzchniowych magazynów wodoru:

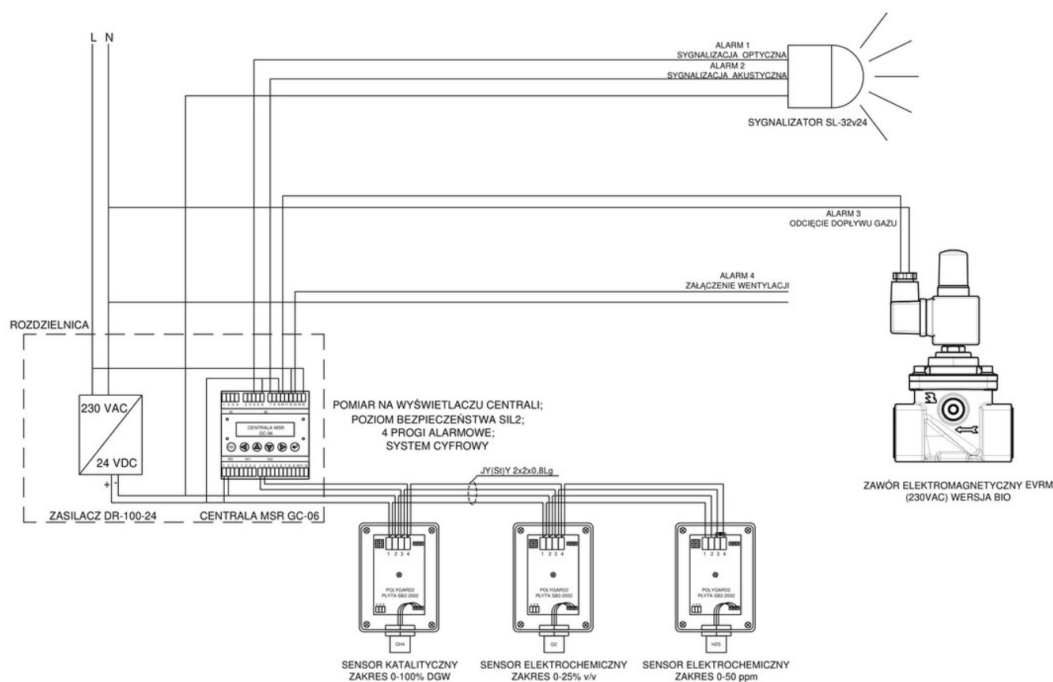
- Napowierzchniowe instalacje magazynowe w postaci zbiorników powinny być odpowiednio wentylowane zarówno w części zadaszanej jak i odkrytej w żadnym momencie nie powinny być ograniczane w przepływie powietrza lub blokować odpływ oparów wodorowych.
- Instalacje elektryczne i jej poszczególne składniki powinny być atestowane i dostosowane do pracy w warunkach kontaktu z wodorem, instalacja magazynowa lub jej poszczególne elementy powinny być tak wykonane, aby umożliwić ich uziemienie.
- Urządzenia pomiarowe magazynu powinny być tak umieszczone i zabezpieczone, aby zminimalizować skutki uderzenia.
- Rurociąg zatłaczająco-odbierający w instalacji kriogenicznej powinien być wyposażony w 2 zawory zamykające, ustawione szeregowo, z których jeden powinien być automatycznie zamykany w instalacji kriogenicznej na nieizolowanych rurociągach powinny być instalowane miski ociekowe zabezpieczające inne urządzenia przed wykroplinami w instalacji kriogenicznej zbiorniki i rurociągi z ciekłym wodorem powinny być odizolowane od urządzeń nie przeznaczonych do pracy w niskiej temperaturze.

Przykładowy zakres testowania systemu bezpieczeństwa zainstalowanego w celu monitorowania napowierzchniowych instalacji magazynowania wodoru przedstawiono w Tabeli 23-1.

Tabela 23-1. Monitorowanie bezpieczeństwa powierzchniowych instalacji do przechowywania wodoru

Obszar	Punkt pomiarowy / Czynność	Częstotliwość	KPI / Kryterium
Detekcja H ₂	Kalibracja czujników stacjonarnych (ISO 26142)	6–12 mies.	Dostępność >99,5%
Detekcja H ₂	Test funkcjonalny (gaz wzorcowy)	3 mies.	Czas detekcji <30 s
Detekcja płomienia	Test czujników UV/IR	6 mies.	Skuteczność >99%
Wentylacja	Pomiar wydajności / prędkości powietrza	6 mies.	Przepływy ≥ wartości projektowej
Rurociągi / armatura	LDAR – detekcja wycieków przenośnym detektorem	1 mies.	Brak aktywnych wycieków >10 ppm
ESD / SIS	Test alarmów i wyłączeń awaryjnych	3 mies.	Czas reakcji <2 s
Zbiorniki LH ₂ / CGH ₂	Inspekcja wizualna / NDT	12 mies.	Brak korozji, szczelność potwierdzona
System sterowania	Test matrycy C&E / logiki ESD	6 mies.	Zgodność z matrycą HAZOP
Strefy Ex	Weryfikacja klasyfikacji i urządzeń	12 mies.	Zgodność z IEC 60079
Procedury	Ćwiczenia awaryjne i ewakuacyjne	6–12 mies.	Czas reakcji personelu <5 min

Przykładowy schemat detekcji wycieków wodoru w instalacji powierzchniowej przedstawia Rysunek 23-3.



Rysunek 23-3. Przykładowy schemat detekcji wycieków wodoru
<https://msr-electronic.pl/schemat-detekcji-gazu>

24. Określenie dopuszczalnych i wzbronionych lokalizacji instalacji magazynowych wodoru uwzględniających występujące warunki powierzchniowe

W przypadku podziemnych instalacji magazynowych przeznaczonych do magazynowania substancji zasadniczym aktem prawnym jest ustawa Prawo geologiczne i górnicze z dnia 9 czerwca 2011 roku [B-P13] z późniejszymi zmianami. W ustawie bezpośrednie odniesienie do podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji znajduje się w art. 1 pkt.3. Według art. 6 pkt. 4b obiektem budowlanym zakładu górniczego jest znajdujący się poza podziemnym wyrobiskiem górniczym obiekt zakładu górniczego będący obiektem budowlanym w rozumieniu ustawy z dnia 7 lipca 1994 roku – Prawo budowlane (Dz.U. z 2024 r. poz. 725 i 834 [B-P5] służący bezpośrednio do wykonywania działalności regulowanej ustawą w zakresie podziemnego bezzbiornikowego magazynu substancji).

Według prawa geologicznego i górniczego, aby obiekt magazynowy mógł działać konieczne jest uzyskanie koncesji na prowadzenie działalności. Dalszymi etapami są: ustanowienie użytkowania górniczego i ustanowienie zabezpieczenia roszczeń. Po uzyskaniu tych dokumentów w przypadku podziemnego składowania substancji, czyli także wodoru konieczne jest opracowanie: Planu ruchu zakładu górniczego, Projekt zagospodarowania złoża oraz Pozwolenie na użytkowanie.

Jeżeli budowa magazynu wodoru zostanie zakwalifikowana jako inwestycja mogąca negatywnie wpływać na środowisko konieczne jest uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wydane przez właściwy organ ochrony środowiska – czyli regionalny dyrektor ochrony środowiska.

Dotychczas w Polsce nie zostały ustalone normy dotyczące odległości elementów sieci wodorowej od obiektów użyteczności publicznej. Natomiast są akty prawne regulujące te aspekty w odniesieniu do gazu ziemnego, płynnego, ropy naftowej i jej produktów (jednym z nich jest wodór uzyskiwany z gazu i ropy na bazie reformingu parowego) zostały one zawarte w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26.04.2013 r. (Dz.U. 2013.0.640) [B-P14] – w sprawie warunków technicznych jakim powinny podlegać sieci gazowe i ich usytuowań oraz Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 24.07.2023 r. w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych [B-P15], bazy i stacje gazu płynnego, rurociągi przesyłowe dalekobieżne i ich usytuowanie.

Bazy paliw płynnych

W Dz. U. z dnia 2023 r. poz. 682 [B-P5] podane są odległości jakie powinny być zachowane przy lokowaniu bazy paliw płynnych (Dział II – Bazy paliw płynnych, Rozdział 1 – Warunki ogólne, §17, pkt.1). Zespół kolejowych torów zdawczo-odbiorczych powinien znajdować się:

- 25 m od budynków mieszkalnych, zamieszkania zbiorowego i obiektów użyteczności publicznej,
- 15 m od innych budynków,
- 10 m od granicy pasa drogowego.

W przypadku gaz płynny mogą one być lokowane, wg Dz. U. z dnia 2023 r. poz. 682 [B-P5] na terenie płaskim bez zagłębień. Gaz płynny może być tam magazynowany w zbiornikach naziemnych, podziemnych, naziemnych przysypanych oraz butlach dopuszczonych do eksploatacji. W przypadku zbiorników do magazynowania gazu płynnego odległości od budynków mieszkalnych, budynków zamieszkania zbiorowego oraz obiektów użyteczności publicznej, są określone w Rozdziale 2 §76 ust. 1 Dz. U. z dnia 2023 r. poz. 682 (tabela 24-1) [B-P5]. Według Dz. U. z dnia 2023 r. poz. 682 [B-P5] odległości między magazynem gazu płynnego w butlach, a najbliższymi budynkami mieszkalnymi, budynków zamieszkania zbiorowego oraz obiektów użyteczności publicznej powinna wynosić co najmniej 30 m (§82 ust. 1). Natomiast odległość między magazynem butli z gazem, a innymi obiektami niewymienionymi w paragrafie (§82 ust. 1) oraz krawędzi jezdni drogi publicznej powinna wynosić, co najmniej połowę odległości określonych w ustępie 1.

Tabela 24-1. Odległość między magazynem butli z gazem, a innymi obiektami

Zbiorniki naziemne			Zbiorniki podziemne		
nominalna pojemność zbiornika	od budynków mieszkalnych	od budynków zamieszkania zbiorowego oraz obiektów użyteczności publicznej	od budynków mieszkalnych jednorodzinnych	od budynków zamieszkania zbiorowego oraz obiektów użyteczności publicznej	między zbiornikami
[m ³]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
do 65	30	60	15	30	
powyżej 65 do 100	40	80	20	35	¼ sumy
powyżej 100 do 250	60	100	30	40	średnic
powyżej 250 do 500	100	150	35	40	dwóch
powyżej 500 do 1000	150	200	45	45	
powyżej 3000	200	300	50	50	średnich zbiorników
powyżej 65 do 100	300	300	60	60	

Odległości są uzależnione przede wszystkim od wielkości zbiornika: im jest większy tym odległość jest większa. Największe odległości mają miejsca w przypadku budynków mieszkalnych i wynoszą

w zależności od wielkości zbiornika od 30 do 300 m w przypadku zbiorników naziemnych. W przypadku zbiorników podziemnych odległości są mniejsze i wynoszą od 15 do 60 m.

W przypadku budynków innych jak zaznaczono w rozporządzeniu oraz ogrodzeń i dróg publicznych odległości zbiorników naziemnych wynoszą minimum 60 m, w przypadku zbiorników podziemnych 30 m.

Magazynowanie i dystrybucja gazu płynnego

Według Dz. U. z dnia 2023 r. poz. 682 [B-P5] zbiorniki do magazynowania gazu płynnego i odmierzacze gazu płynnego do tankowania pojazdów samochodowych powinny być usytuowane na terenie płaskim, nieostłoniętym i bez zagłębień.

Zgodnie z §124 ust. 1 magazyny butli z gazem płynnym o masie do 1350 kg, odmierzacze do tego gazu na stanowisku tankowania pojazdów samochodowych oraz zbiorniki gazu płynnego powinny być sytuowane w odległościach nie mniejszych niż:

- 10 m od budynku stacji paliw płynnych,
- 10 m od miejsc postojowych dla pojazdów samochodowych oraz od granicy działki lub krawędzi jezdni, jeżeli przepisy o drogach publicznych nie stanowią inaczej,
- 30 m od budynków mieszkalnych jednorodzinnych,
- 60 m od budynków użyteczności publicznej oraz budynków mieszkalnych wielorodzinnych i zamieszkania zbiorowego,
- 20 m od innych budynków niewymienionych powyżej,
- 20 m od granicy lasu,
- 6 m od zbiorników naziemnych innych paliw płynnych,
- 10 m od rzutu skrajnego przewodu sieci elektroenergetycznej i skrajnej szyny tramwajowej o napięciu 1,5 kV,
- 1,5 krotnej wysokości zawieszenia najwyższego nieuziemionego przewodu na słupie napowietrznej linii energetycznej o napięciu powyżej 1 kV od słupa tej linii oraz jak w §98 ust. 1 pkt. 6.

Rurociągi przesyłowe dalekosiężne

Dla rurociągów dalekosiężnych ustala się strefy bezpieczeństwa, których środek stanowi oś rurociągu. Według §139 ust. 2. Dz. U. z dnia 2023 r. poz. 682 [B-P5] minimalne strefy bezpieczeństwa dla jednego gazociągu dalekosiężnego, w zależności od jego średnicy nominalnej powinna wynosić co najmniej:

- 12 m dla rurociągu o średnicy do 400 mm,
- 16 m dla rurociągu o średnicy 400 - 600 mm,
- 20 m dla rurociągu o średnicy powyżej 600 mm.

Wewnątrz strefy bezpieczeństwa zabronione jest stawianie budynków, stałych składów, magazynów i ich zalesianie.

Rurociągi dalekosiężne prowadzone wzdłuż dróg publicznych i torów kolejowych muszą być sytuowane zgodnie z przepisami dotyczącymi dróg publicznych i transportu kolejowego.

Przejścia rurociągu dalekosiężnego przez rzeki w pobliżu mostów należy sytuować poniżej tych mostów biorąc pod uwagę bieg rzeki w odległości:

- 150 m od osi mostu kolejowego lub drogowego dróg klasy A i S przy szerokości lustra wody w stanie normalnym większej od 20 m,
- 100 m od osi mostu kolejowego lub drogowego dróg pozostałych klas niż wymienione w pkt. 1 przy szerokości lustra wody w stanie normalnym mniejszej od 20 m.

Według §143 Dz. U. z dnia 2023 r. poz. 682 dopuszcza się sytuowanie przejścia rurociągu przesyłowego dalekobieżnego przez rzeki i kanały powyżej mostów biorąc pod uwagę kierunek biegu rzeki wód w odległościach nie mniejszych niż:

- 300 m od mostów kolejowych, drogowych i budowli wodnych,
- 1000 m od przystani, dworców wodnych i ujęć wodnych.

Zachowane muszą być również odległości od przebiegu linii elektroenergetycznych i telekomunikacyjnych. Szczegółowo jest to ujęte w w/w rozporządzeniu, §144 ust. 1-4.

Stacje paliw płynnych i stacje kontenerowe

Usytuowanie stacji paliw płynnych i stacji kontenerowych określa Dz. U. z 2023 r. poz. 682 w rozdziale 2, §98-101. [B-P5]. Wytyczne zawarte w tym rozporządzeniu podają odległości w jakich możliwe jest sytuowanie w/w obiektów. §98 odległość odmierza paliw płynnych, przyłącza spustowego, króćca pomiarowego i przewodu oddechowego stacji paliw płynnych powinna wynosić co najmniej:

- o metr więcej niż wynosi zasięg strefy zagrożenia wybuchem od pawilonu stacji paliw płynnych przeznaczonego do równoczesnego przebywania w nim nie więcej niż 50 osób bez prowadzenia usług hotelarskich,
- 1 m od budynków o konstrukcji niepalnej z wyjątkiem wymienionych w pkt. 1,
- 20 m od innych budynków niewymienionych w pkt. 2,
- 20 m od granicy lasu,
- 5 m od granicy sąsiadującej niezabudowanej działki,
- jak przewidziano w przepisach dotyczących wymagań w zakresie odległości i warunków dopuszczających usytuowanie budowli i budynków, drzew lub krzewów elementów ochrony akustycznej, wykonywania robót ziemnych, w sąsiedztwie linii kolejowych oraz sposobu urządzania i utrzymywania zasłon odśnieżnych oraz pasów przeciwpożarowych.

Odmierzacz paliw płynnych do tankowania pojazdów kolejowych powinien być usytuowany tak aby nie była przekroczona skrajnia budowlana kolejowa. Odległości od budynków, o których mowa w ust. 1 pkt. 2 i 3 mogą być zmniejszane w przypadku zastosowania ściany oddzielenia przeciwpożarowego o klasie odporności ogniowej, co najmniej REI 120 usytuowanej od strony tych budynków.

25. Ustalenia typowych stanowisk i urządzeń napowierzchniowych instalacji magazynów wodoru wybudowanych w podziemnych strukturach geologicznych, kawernach solnych i warstwach wodonośnych

Instalacje napowierzchniowe dla podziemnych magazynów wodoru zarówno w odniesieniu do magazynowania w szczypanych złożach, warstwach zawodnionych, czy też kawern solnych w znacznej mierze naśladują instalacje napowierzchniowe wykorzystywane do magazynowania gazu ziemnego w tych strukturach, choć oczywiście występują pewne różnice. Jest to zrozumiałe, gdyż wspomniane magazyny służyły jako wzór dla instalacji magazynowych wodoru. Należy zaznaczyć, że magazynowych instalacji wodorowych na świecie jest dotychczas niewiele, gdyż jest to początkowa faza budowy tego typu obiektów dlatego należy sądzić, że będą z czasem ulegać modyfikacji.

Według dostępnych danych literaturowych na rok 2025 (wrzesień) na świecie istniały następujące obiekty magazynujące wodór:

- w strukturach szczypanych złóż - 2 obiekty,
- w kawernach solnych - 6 obiektów,
- w strukturach zawodnionych - 3 obiekty.

Zatem łącznie na świecie istnieje 11 obiektów, które magazynują wodór w strukturach geologicznych.

W Tabeli 25-1 przedstawiono szczegółowy wykaz obiektów geologicznych magazynujących wodór.

Tabela 25-1. Zestawienie dotychczasowych instalacji PMH w świecie (m.in. M. Ponfilov, 2016 i S. Cornet-Gandphe, 2018 oraz autorzy)

Nazwa obiektu/ kraj	Rok uruchom.	Rodzaj struktury	Zawartość wodoru w gazie [%]	Ciśnienie/ Temperatura [bar/°C]	Pojemność robocza/ geometryczna [tys.m ³]	Głębokość stropu [m p.p.t.]
Bad Lauchstad/ Niemcy	b.d. 1950-60	kawerna solna	gaz miejski	150/b.d.	b.d.	800
Kiel/ Niemcy	1971	kawerna solna	60-64	800-100/b.d.	b.d./32,0	1330
Teesside/ Wielka Brytania	1972	3 kawerny solne	-95, CO ₂ -3-4%	50/b.d.	3x70 Razem 210	400
Texas Liguide/ USA	b.d. 2017	kawerna solna	95	>150 /b.d.	b.d./600	850-1400
Texas ConocoPhillips/ USA	1980	kawerna solna 45x300 m	95	150/	30000,0/	850
Texas Praxair/Linde USA	2007	kawerna solna 45x300 m		70-135/	b.d./566	850-1400
Beynes/ USA	1956-72	akifer	50	36,8/	385000/1185	430

Nazwa obiektu/ kraj	Rok uruchom.	Rodzaj struktury	Zawartość wodoru w gazie [%]	Ciśnienie/ Temperatura [bar/°C]	Pojemność robocza/ geometryczna [tys.m ³]	Głębokość stropu [m p.p.t.]
Francja		p-ce		(max.48,7)		
Ketzin/ Niemcy	1964	akifer p-ce	62			200-250
Lobodice/ Czechy	1965	akifer p-ce	50 (CH ₄ -256%)	90/34°C	b.d./400	430
Diodeme/ Argentyna	2015	złoże gazu	10	10 bar/50°C	750,0	600
Pilsbach/ Austria		złoże gazu	10	30-78 bar/	1700/b.d.	1022

W przypadku szcerpanych złóż magazynowanie wodoru odbywa się w magazynie Gamperen-Underground Sun Storage (RAG-Austria) oraz w magazynie Diodeme w Argentynie.

W przypadku magazynu Gamperen w Austrii (rys. 25-1) wodór jest zatłaczany do złoża w postaci 20% dodatku do metanu (Final Report 2020 r.). Sam wodór jest produkowany przez elektrolizery zasilane przez panele słoneczne. Ciąg technologiczny zastosowany na tym magazynie przedstawia się następująco:

- Elektrolizery o mocy 500 kW alkaliczne.
- Zbiorniki CO₂ o pojemności 18 t, gaz używany jest do buforowania.
- Stacja kompresorów - kompresory mają za zadanie sprężyć wyprodukowany wodór do odpowiedniego ciśnienia, które pozwoli na zatłoczenie gazu do złoża.
- Otwory zatłaczające - po sprężeniu gaz jest zatłaczany do złoża poprzez otwory zatłaczające.
- Otwory odbierające - jeśli zachodzi potrzeba na magazynie mogą znajdować się otwory odbierające, którymi wydobywa się ze złoża mieszaninę gazu i wodoru podczas cyklu odbioru. Zazwyczaj rolę otworów zatłaczających oraz odbierających pełnią te same otwory.
- Zespół osuszania - urządzenie służące do oddzielenia wód złożowych występujących zazwyczaj w wydobywanym gazie, oddzielenie wód złożowych podnosi istotnie kaloryczność mieszaniny gazu ziemnego i wodoru.
- Stacja wzbogacania gazu - przy wykorzystaniu systemu membran następuje proces wyłapywania różnego rodzaju zanieczyszczeń, resztki wód złożowych przez co następuje proces wzbogacania gazu.
- Stacja elektryczna - instalacja przyłączeniowa magazynu do sieci elektrycznej.
- Stacja pomiarowo-kontrolna - jest to zestaw urządzeń do prowadzenia pomiarów i kontroli przepływów gazu w magazynie w ujęciu powierzchniowym oraz wgłębnym.

- Węzeł zdawczo-odbiorczy – fragment gazociągu na granicy sieci gazowniczej i gazociągu magazynowego, gdzie ma miejsce albo odbiór gazu z sieci albo jego zatłaczanie do sieci gazowniczej.



Rysunek 25-1. UHS w Gamperen- Austria- Rag (<https://www.uss-2030.at/en/downloads/photos>)

W przypadku PMH w Diodeme w Argentynie (Pérez i in., 2016) zestaw urządzeń powierzchniowych magazynu składa się z następujących elementów:

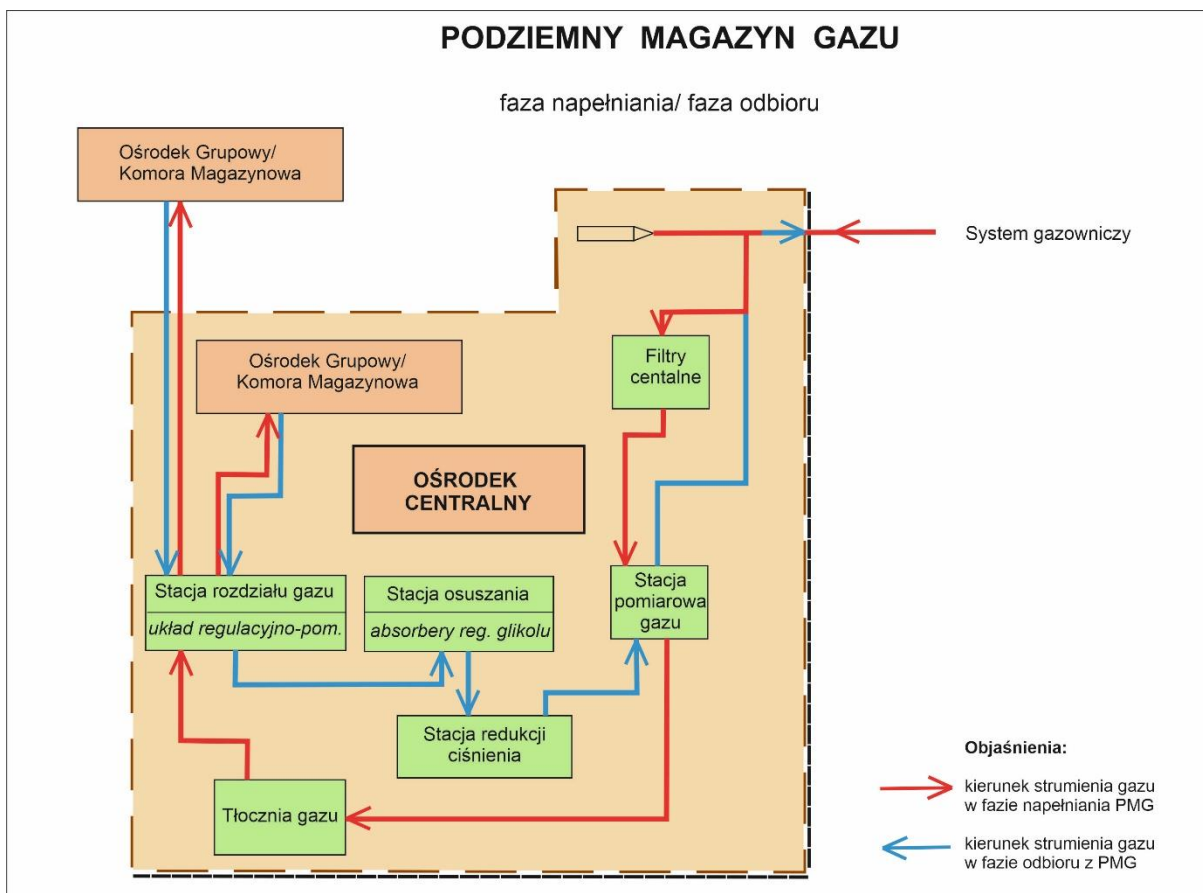
- farma wiatrowa – zespół wiatraków produkujących energię elektryczną – 6,3 MW,
- stacja elektryczna w skład której wchodzi stacja transformatorowa oraz rozdzielnia,
- stacja elektrolizerów o typie alkalicznym produkujących 120 m³ H₂/h oraz 60 m³ O₂/h,
- stacja separatorów oraz osuszania – następuje tu rozdzielenie i osuszenie H₂ oraz O₂,
- rurociąg transportowy (w przypadku tego złoża ma długość 2,3 km) polimerowo-stalowy (stal specjalna), którym wodór przesyłany jest na magazyn,
- mieszalnik gazów – urządzenie służące do mieszania wodoru i gazu ziemnego przed zatłaczaniem do PMH,
- stacja kompresorów,
- stacja kontrolno-pomiarowa,
- odwierty zatłaczająco-odbierające,
- stacja osuszania gazu,

- stacja kontrolno-pomiarowa,
- węzeł zdawczo-odbiorczy.

W przypadku magazynowania wodoru w kawernach solnych schemat urządzeń napowierzchniowych obsługujących taki magazyn przedstawia się następująco (Rys. 25-2):

- przyłącze do sieci wodorowej w punkcie zdawczo-odbiorczym wraz z odcinkiem kontrolno-pomiarowym,
- instalacja osuszania, uzdatniania i oczyszczania wodoru,
- stacja sprężarek,
- chłodnie,
- stacja pomiaru i rozdziału gazu na poszczególne kawerny,
- otwory zatłaczająco-odbierające wodór do/z kawerny,
- ciąg odbiorczy gazu ze stacją chłodzenia i osuszania gazu, zbiornikami na solankę,
- systemy bezpieczeństwa – w skład, którego wchodzi detektory wodoru, flary, sterowanie awaryjne oraz system zasilania.

Poniżej przedstawiono schemat UHS w Teesside.



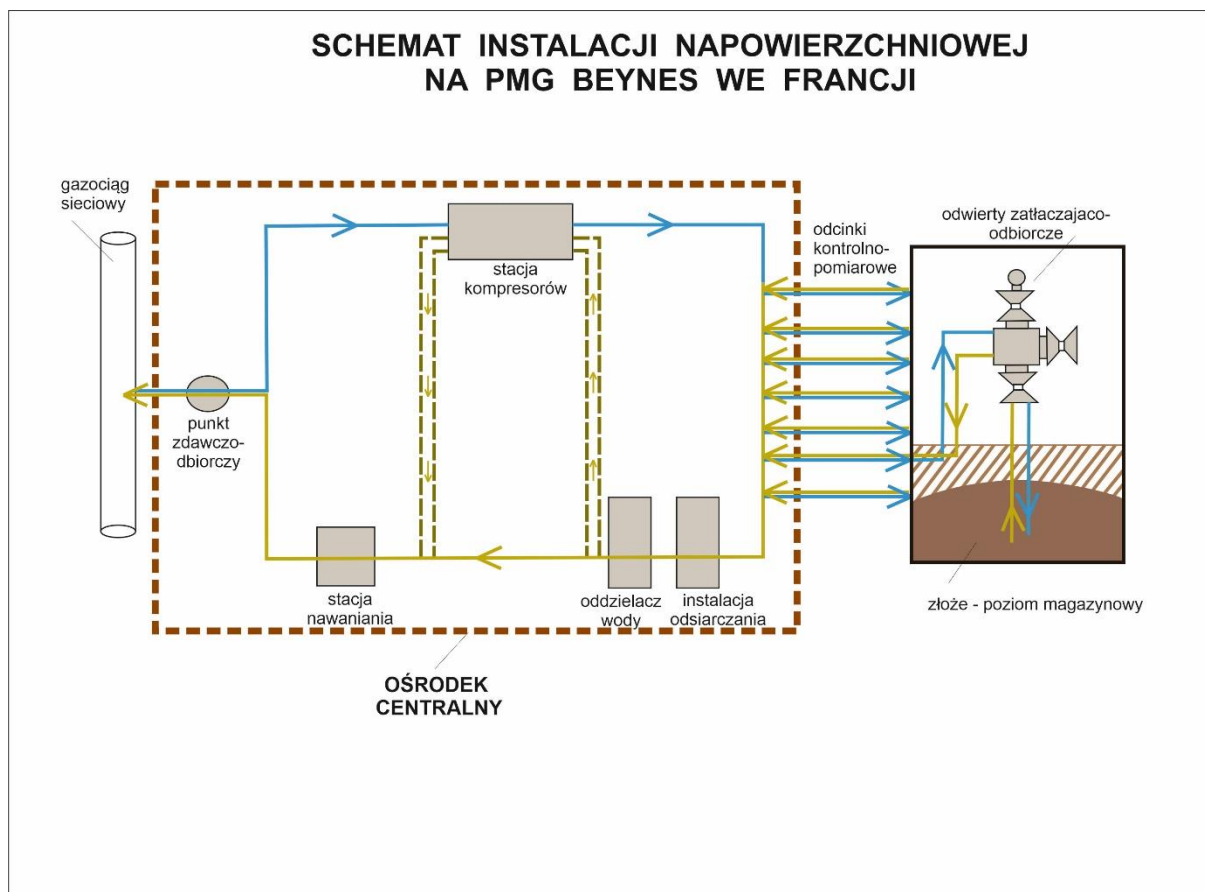
Rysunek 25-2. Schemat UHS Teesside

Drugim przykładem jest UHS w Teksasie należący do ConocoPhillips. Schemat technologiczny tego obiektu jest następujący:

- elektrolizer,
- SMR,
- zbiorniki buforowe na wodór o ciśnieniu 40 bar,
- stacja filtrów,
- stacja osuszania,
- stacja kompresorów,
- chłodnia,
- strefa kontrolno-pomiarowa,
- odwierty zatłaczająco-odbiorcze,
- kawerny.

W przypadku magazynów gazu w akiferach przykładem instalacji napowierzchniowej może służyć magazyn w Beynes (Francja) (Rys. 25-3). Gaz miejski był tam magazynowany w poziomach akiferowych: I – w głębokości 320 m p.p.m., II – w głębokości 640 m p.p.m. W skład instalacji napowierzchniowej wchodziły następujące elementy:

- punkt zdawczo-odbiorczy z pomiarem ilości gazu,
- stacja filtrów i separatorów do usuwania zanieczyszczeń,
- stacja sprężarek do wytwarzania wysokiego ciśnienia przy zatłaczaniu gazu,
- stacja osuszania z instalacjami do separacji wody złożowej oraz instalacjami do odsiarczania gazu z poziomu II (głębszego) ze względu na obecność w gazie siarkowodoru,
- stacja kontrolno-pomiarowa z odcinkami rurociągów, na których dokonuje się pomiar ciśnień, wydajności i temperatury,
- otwory zatłaczająco-odbiorcze.



Rysunek 25-3. Schemat instalacji napowierzchniowej w magazynie gazu miejskiego Baynes we Francji (Le Plan Particulier d` intervention-edition 2021)

26. Określenie stref zagrożeń oraz sposobu ich ustalania dla stanowisk urządzeń instalacji magazynowania wodoru

Substancje palne to substancje i mieszaniny, które mogą tworzyć atmosferę wybuchową, chyba że badanie ich właściwości wykazało, że w mieszaninach z powietrzem nie są zdolne do samopodtrzymującego się rozprzestrzeniania wybuchu. Określenie stref zagrożeń wybuchem wymaga znajomości częstotliwości i długości czasu występowania niebezpiecznej atmosfery wybuchowej. Jako atmosferę wybuchową, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 8 lipca 2010 r. w sprawie minimalnych wymagań, dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy [B-P16], związanych z możliwością wystąpienia w miejscu pracy atmosfery wybuchowej, należy rozumieć mieszaninę substancji palnej, takiej jak gaz, para, mgła lub pył z powietrzem w warunkach atmosferycznych, w której po wystąpieniu zapłonu, spalanie rozprzestrzenia się na całą niespaloną mieszaninę.

Wodór jest gazem skrajnie łatwopalnym, dlatego kluczowe jest przechowywanie go z dala od źródeł ciepła, iskrzenia, otwartego ognia i innych źródeł zapłonu oraz gazów i środków utleniających. Powinien być chroniony przed światłem słonecznym i przechowywany w dobrze wentylowanych miejscach, w pojemnikach opornych na korozję. Wszelkie pojemniki służące do przechowywania wodoru powinny być regularnie sprawdzane pod kątem ich stanu technicznego i wycieków. Właściwości fizyko-chemiczne wodoru świadczące o jego wysokiej łatwopalności zestawiono w tabeli 26-1 (Kotynia i Brykała, 2020). Wodór należy do grupy IIC zgodnie z klasyfikacją ATEX (Dyrektywa 2014/34/UE) [B-P1] co oznacza, że należy do grupy gazowej mającej najbardziej restrykcyjne wymagania konstrukcyjne dla urządzeń pracujących w ich atmosferze. Energia zapłonu wodoru jest bardzo niska i wynosi 0,019 mJ a zakres wybuchowości bardzo szeroki: od 4 do 77% objętości.

Tabela 26-1. Parametry wodoru świadczące o jego łatwopalności (na podstawie: Kotynia i Brykała, 2020; PN-EN 60079-10-1:2021-09)

Nazwa	Gęstość względem powietrza	Temp. wrzenia [°C]	Temp. zapłonu [°C]	Temp. samozapłonu [°C]	Prężność par [kPa]	Granice wybuchowości		Charakterystyka	
						LEL [%V]	UEL [%V]	Grupa wybuchowości	Klasa temperatury
wodór	0,07	-253	-	560	165-320	4	77	IIC	T1

*LEL – dolna granica wybuchowości; UEL- górna granica wybuchowości

Podstawą niniejszej klasyfikacji jest norma PN-EN 1127-1 „Atmosfery wybuchowe – Zapobieganie wybuchowi i ochrona przed wybuchem – Część 1: Podstawowe pojęcia i metodyka” [B-N43], PN-EN

60079-10-1:2021-09 „Atmosfery wybuchowe – Część 10-1: Klasyfikacja stref – Atmosfery wybuchowe gazowe” [B-N44], wytyczne ATEX (Dyrektywa 2014/34/UE) [B-P1], a także Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 8 lipca 2010 r. w sprawie minimalnych wymagań, dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy, związanych z możliwością wystąpienia w miejscu pracy atmosfery wybuchowej [B-P16]. Zgodnie z normą PN-EN 60079-10-1 [B-N24] oraz Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 8 lipca 2010 r. [B-P16] instalacje wodorowe wymagają klasyfikacji obszarów na trzy strefy gazowe:

1. Strefa 0 – przestrzeń, w której atmosfera wybuchowa jest obecna ciągle lub przez długi czas;
2. Strefa 1 – miejsce, gdzie atmosfera wybuchowa może incydentalnie wystąpić w trakcie normalnej pracy;
3. Strefa 2 – miejsce, gdzie atmosfera wybuchowa prawdopodobnie nie wystąpi w trakcie normalnej pracy, jednak jeśli się to zdarzy to będzie obecna przez krótki czas.

Ustalenie, które obszary stanowiska mogą być przynależne której strefie wymaga szczegółowego podejścia i drobiazgowego rozważenia każdego urządzenia zawierającego wodór i pracującego w jego pobliżu.

Prace przy ustalaniu stref zagrożenia wybuchem dla stanowisk urządzeń instalacji magazynowania wodoru należy podzielić na kilka kluczowych etapów. Każdy z nich uwzględnia specyfikę wodoru jako gazu palnego i właściwości środowiskowe, w których będzie działać instalacja.

1. Identyfikacja źródeł uwalniania. Pierwszym krokiem w wyznaczaniu stref zagrożeń jest dokładne oznaczenie miejsc, w których może dochodzić do przedostawania się wodoru do otoczenia. Każda instalacja powinna być przeanalizowana pod kątem:
 - zbiorników magazynujących wodór,
 - połączeń rurowych i zaworów,
 - punktów tankowania i rozładunku,
 - potencjalnych nieszczelności wynikających z eksploatacji albo awarii.

Należy ustalić, zgodnie z normą PN-EN 1127-1 [B-N43], które źródła zapłonu są możliwe dla stanowisk urządzeń instalacji magazynowania wodoru. Należy ocenić ich istotność i oszacować prawdopodobieństwo wystąpienia zapłonu. Wskazane jest ustalenie właściwości zapłonowych niebezpiecznej atmosfery wybuchowej oraz prawdopodobieństwo wystąpienia efektywnych źródeł zapłonu, mianowicie czy występują one stale lub często, rzadko czy bardzo rzadko. Przy czym przy braku możliwości oszacowania prawdopodobieństwa wystąpienia efektywnego źródła zapłonu, należy przyjąć, że występuje ono zawsze.

2. Określenie wielkości uwalniania i stopnia uwalniania. Analiza powinna obejmować:
 - częstotliwość uwalniania gazu.
 - czas trwania potencjalnego wycieku.

pierwszy stopień uwalniania - **strefa 1,**

drugi stopień uwalniania - **strefa 2,**

jednak obecność i skuteczność wentylacji i stopnia rozrzedzenia ma duży wpływ na poziom rygorystyczności klasyfikacji. Szczegółowy opis znajduje się w Załączniku D normy PN-EN 60079-10-1 [B-N44]. I tak, pomieszczenie, w którym jest obecny drugi stopień uwalniania wodoru, charakteryzuje się dużym stopniem rozrzedzenia, a dostępność wentylacji jest na poziomie dobrym, może być uznane za pomieszczenie strefy 2. Z drugiej strony, takie samo pomieszczenie, w którym jest drugi stopień uwalniania wodoru i duży stopień rozrzedzenia, ale słaba dostępność wentylacji powinno zostać zaklasyfikowane już do strefy 2.

5. Określenie zasięgu strefy. Zgodnie z normą PN-EN 60079-10-1 [B-N44], zasięg strefy to odległość w dowolnym kierunku od źródła uwalniania do punktu, w którym mieszanina gaz/powietrze będzie rozrzedzona do wartości poniżej LEL. Poza stopniem uwalniania, zasięg zagrożonego obszaru zależy m.in. od właściwości gazu, geometrii uwalniania i od otoczenia. W przypadku wodoru jako gaz lżejszy od powietrza, będzie się gromadził przy stropie pomieszczenia, w którym znajduje się instalacja. Wskazówki do wytyczania stref zagrożenia zawiera Załącznik D ww. normy. Norma zawiera również przykłady klasyfikacji przestrzeni zagrożonych.

Zasięg i kształt stref zależą od intensywności źródła emisji i skuteczności rozcieńczania. Te wyznaczone strefy są podstawą do doboru odpowiednich urządzeń oraz procedur bezpieczeństwa. Proces wyznaczania stref zagrożenia wybuchem dla instalacji magazynowania wodoru wymaga interdyscyplinarnego podejścia, które łączy wiedzę z zakresu inżynierii procesowej, bezpieczeństwa wybuchowego oraz znajomości specyficznych właściwości wodoru. Bardzo istotnym elementem jest zastosowanie aktualnej wiedzy technicznej oraz najlepszych dostępnych technologii w celu zapewnienia najwyższego poziomu bezpieczeństwa instalacji wodorowych. Ostateczna klasyfikacja powinna być zatwierdzona przez osobę kompetentną, z odpowiednimi uprawnieniami.

27. Określenie materiałów jakie powinny zostać użyte do budowy instalacji magazynowej wodoru, z uwzględnieniem technologii ich łączenia

Dobór materiałów dla instalacji magazynowych wodoru – zarówno w częściach napowierzchniowych, jak i w elementach wglębnych – jest istotnie trudniejszy niż w klasycznych instalacjach gazu ziemnego. Wynika to z bardzo małych rozmiarów cząsteczki wodoru, jego dużej dyfuzyjności, a w przypadku metali – z ryzyka kruchości wodorowej (HE, Hydrogen Embrittlement), przyspieszonego zmęczenia oraz pęknięcia naprężeniowo-korozyjnego. W przypadku materiałów niemetalowych (uszczelnienia, elastomery, tworzywa) kluczowe są przenikalność, zdolność do odgazowania oraz stabilność własności mechanicznych w szerokim zakresie temperatur i ciśnień.

Zgodnie z wymaganiami norm ISO 11114-1/2/4 dotyczącymi kompatybilności materiałów zbiorników i zaworów z gazem [B-N27] oraz wymaganiami jakości wodoru ISO 14687 [B-N29], dobór materiałów musi uwzględniać co najmniej:

- zakres ciśnień roboczych i projektowych,
- zakres temperatur (od warunków otoczenia do temperatur kriogenicznych dla ciekłego wodoru),
- skład wodoru (wilgotność, zawartość O₂, CO₂, H₂S, halogenków, zanieczyszczeń stałych),
- charakter obciążeń (obciążenia statyczne, cykliczne, zmęczeniowe, udarowe),
- zastosowaną technologię łączenia (spawanie, połączenia kołnierzone i gwintowane, złączki zaciskowe),
- wymagany poziom szczelności (w tym dopuszczalne poziomy wycieku).

W niniejszym rozdziale przedstawiono rekomendowane materiały dla głównych typów magazynów: kawern solnych, warstw wodonośnych (akiferów), zbiorników napowierzchniowych (CGH₂ i LH₂) oraz krótkich odcinków rurociągów w otoczeniu magazynu. W niniejszym rozdziale technologie łączenia omawiane są w zakresie niezbędnym do uzasadnienia doboru materiałów [B-N27; B-N29; B-N30; B-N40].

27.1. Instalacje powierzchniowe (rurociągi, kolektory, armatura, sprężarki)

Instalacje powierzchniowe obsługujące kawerny solne (kolektory, rurociągi doprowadzające wodór, ciągi kompresorowe, stacje osuszania i pomiaru) pracują zwykle w szerokim zakresie ciśnień – od ciśnień sieciowych (kilkanaście–kilkadziesiąt bar) do wysokich ciśnień roboczych rzędu kilkuset bar. W świetle doświadczeń z rurociągami gazu ziemnego i instalacjami wodorowymi [B-N10; B-N11; B-N12; B-N15; B-N18] zaleca się:

Rury i rurociągi główne;

- stal węglowa i niskostopowa w gatunkach odpowiadających EN ISO 3183 (klasy L245–L360, odpowiadające API 5L X42–X52), ewentualnie X60 dla wyższych ciśnień, przy zachowaniu konserwatywnych założeń co do kruchości wodorowej (niższa wytrzymałość ⇒ mniejsze ryzyko HE),
- dopuszczalne są gatunki o wyższej wytrzymałości (np. X70), ale wyłącznie po przeprowadzeniu oceny wrażliwości na HE oraz analizy zmęczeniowej, zgodnie z wytycznymi ISO 11114-4 [B-N27] oraz aktualnymi opracowaniami technicznymi dotyczącymi rurociągów wodorowych [B-N19],
- w połączeniach spawanych wymagane jest ograniczenie twardości strefy wpływu ciepła (HAZ) oraz stosowanie technologii spawania o obniżonej zawartości wodoru (reżim „low-hydrogen”), kwalifikowanych zgodnie z ISO 15614-1 [B-N30] i ISO 9606-1 [B-N40].

Armatura odcinająca, regulacyjna, złączki i instrumentacja;

- podstawowym materiałem dla zaworów liniowych, zaworów bezpieczeństwa, króćców i odcinków instrumentacyjnych powinny być stale nierdzewne austenityczne 316L (1.4404) i 304L (1.4306), które charakteryzują się niską podatnością na HE oraz dobrą szczelnością w warunkach pracy z wilgotnym wodorem [B-N27; B-N34],
- w obszarach o podwyższonych ciśnieniach lub w kontakcie z bardziej agresywnymi środowiskami (np. obecność H₂S) można rozważyć stopy niklu, takie jak Alloy 625 (N06625) lub Alloy 825 (N08825), zgodnie z NACE MR0175/ISO 15156 [B-N41],
- należy unikać wysokowytrzymałych stali martenzytycznych i utwardzanych wydzieleniowo (np. klasy 13Cr) w miejscach bezpośredniego kontaktu z wodorem, z uwagi na wysoką podatność na HE.

Kompresory i aparatura procesowa;

- części „mokre” (w kontakcie z wodorem i kondensatem) – stale 316L, stopy niklu (Alloy 625, Alloy 718) oraz odpowiednio dobrane duplexy o potwierdzonej odporności na HE [B-N27; B-N41],
- korpusy naczyń ciśnieniowych dla buforów CGH₂ (Compressed Gaseous Hydrogen) – stale ciśnieniowe P265GH / P355GH zgodnie z PN-EN 10028-2, przy konserwatywnych poziomach naprężeń obwodowych oraz z zachowaniem wymagań normy ISO 11114-4 [B-N27] i EN 13445 [B-N5].

Połączenia w obrębie instalacji powierzchniowych powinny być – w miarę możliwości – spawane. Połączenia kołnierzowe zaleca się ograniczać do miejsc niezbędnych (np. armatura, aparaty). Połączenia kołnierzowe należy wykonywać zgodnie z wymaganiami montażowymi (np. ASME PCC-1 [B-

N53]) oraz normami dotyczącymi badań nieniszczących spoin i kontroli szczelności [B-N30; B-N36; B-N37].

27.2. Otwory magazynowe i część wgłębna (kontakt z solanką)

W części wgłębnej magazynu w kawernach solnych występuje równoczesny kontakt z solanką, skałą solną oraz wodorem. Stąd dobór materiałów musi uwzględniać zarówno wymagania klasycznych magazynów gazu ziemnego, jak i dodatkowe oddziaływanie wodoru [B-N8], [B-N9], [B-N11]:

Kolumny rur okładzinowych (casing) i rurowanie eksploatacyjne;

- stosuje się stale według API 5CT oraz ich odpowiedniki w normach europejskich, z odpowiednimi marginesami korozyjnymi i – w razie potrzeby – z ochroną katodową,
- w strefach narażonych na kontakt z wodą formacyjną i solanką wskazane są gatunki o podwyższonej odporności na korozję (np. L80, 13Cr lub stopy Cr-Mo), kwalifikowane zgodnie z ISO 15156 [B-N42],
- dla odcinków w bezpośrednim kontakcie z wodorem preferuje się stale o umiarkowanej wytrzymałości oraz stale nierdzewne austenityczne (316L) lub duplexowe (1.4462), dla których udokumentowano niską podatność na HE [B-N27], [B-N41].

Cementowanie i uszczelnienia strefy przyodwiertowej;

- cementy klas G/H modyfikowane pod kątem odporności na solankę oraz ograniczania migracji gazu (tzw. cementy „anti-gas migration”), zgodnie z zaleceniami API oraz EN 1918 [B-N11],
- pierścienie uszczelniające, packery i głowice odwiertowe wykonane ze stali nierdzewnej 316L lub stopów niklu, z uszczelnieniami metalowymi i tworzywowymi o niskiej przepuszczalności wodoru (PTFE, PEEK) [B-N27], [B-N34].

Technologie łączenia w otworach magazynowych (spawanie rur, połączenia gwintowane, packery rozprężne) powinny być kwalifikowane zgodnie z normami dotyczącymi rur odwiertowych i podziemnych magazynów (API RP 1170/1171 [B-N8], [B-N9], EN 1918 [B-N11]) oraz uwzględniać dodatkowe obciążenia wynikające z cyklicznych zmian ciśnienia i temperatury podczas pracy magazynu.

27.3. Warstwy wodonośne (porowate zbiorniki)

Magazynowanie wodoru w warstwach wodonośnych (akiferach) wiąże się z bardziej złożonym środowiskiem oddziaływania niż w kawernach solnych. Poza wodą formacyjną o zmiennym składzie (zasolenie, obecność CO₂, H₂S, jonów chlorkowych) mogą występować procesy mikrobiologiczne (bakterie siarkoredukcyjne) oraz zmiany składu gazu w czasie [B-N11], [B-N19], [B-N41]. Ma to bezpośredni wpływ na dobór materiałów:

Rury okładzinowe i eksploatacyjne;

- stosuje się klasyczne stale według API 5CT z dodatkowymi marginesami korozyjnymi, jednak dla stref zagrożonych występowaniem H₂S i CO₂ zaleca się stosowanie gatunków kwalifikowanych zgodnie z NACE MR0175/ISO 15156 [B-N41],
- w strefach kontaktu z wodorem (rurociągi produkcyjne, głowice odwiertów) wskazane jest stosowanie stali nierdzewnych austenitycznych i dupleksowych oraz stopów niklu, zgodnie z wytycznymi ISO 11114-4 [B-N27].

Instalacje napowierzchniowe nad akiferami;

- mają charakter zbliżony do instalacji nad kawernami solnymi (kolektory, rurociągi doprowadzające/odbierające, stacje osuszania i pomiaru) – rekomenduje się zatem analogiczny dobór materiałów jak w pkt 27.1.1 (stal węglowa/API 5L o umiarkowanej wytrzymałości dla rurociągów głównych, 316L dla armatury i instrumentacji), z uwzględnieniem dodatkowych wymagań korozyjnych [B-N11], [B-N27], [B-N41].

Technologie łączenia;

- preferowane są połączenia spawane kwalifikowane według ISO 15614-1 i ISO 9606-1 [B-N30], [B-N40], przy ograniczaniu połączeń kołnierzowych i gwintowanych do niezbędnego minimum,
- ze względu na możliwość występowania H₂S i CO₂ należy przy doborze technologii spawania uwzględnić zarówno odporność na HE, jak i wymagania środowisk kwaśnych określone w ISO 15156 [B-N41].

27.4. Zbiorniki napowierzchniowe

Zbiorniki napowierzchniowe do magazynowania wodoru mogą pracować w stanie sprężonym (CGH₂ – Compressed Gaseous Hydrogen) lub ciekłym (LH₂ – Liquid Hydrogen). W zależności od typu zbiornika stosuje się stalowe zbiorniki spawane (typ I), zbiorniki kompozytowe z linerem metalowym (typ II/III) lub zbiorniki kompozytowe z linerem z tworzywa (typ IV), zgodnie z odpowiednimi normami [B-N20], [B-N21], [B-N22], [B-N23], [B-N26], [B-N28], [B-N33].

27.4.1. Zbiorniki na sprężony wodór (CGH₂)

Dla zbiorników stacjonarnych pracujących w zakresie ciśnień typowo do 300–450 bar, stosowanych jako bufory magazynowe przy instalacjach sprężarkowych i na stacjach odbioru wodoru, zaleca się:

Zbiorniki stalowe (typ I, stacjonarne);

- stale niestopowe do pracy pod ciśnieniem (np. P265GH, P355GH, odpowiedniki SA-516), kwalifikowane zgodnie z EN 13445 i ISO 11114-4 [B-N5], [B-N27],

- dla cieńszych ścian i wyższych ciśnień – stale niskostopowe o kontrolowanej wytrzymałości i udarności, z ograniczoną twardością oraz z wymaganym poziomem udarności w temperaturach minimalnych eksploatacji,
- spoiny wykonywane przy użyciu procedur spawalniczych kwalifikowanych według ISO 15614-1 [B-N30], z kontrolą zawartości wodoru w spoinie oraz poziomu niezgodności zgodnie z ISO 5817 [B-N12].

Zbiorniki kompozytowe (typ II–IV);

- w przypadku lekkich zbiorników o wysokich ciśnieniach (np. nadziemne magazyny buforowe przy stacjach tankowania) stosuje się zbiorniki z pełnym lub częściowym oplotem kompozytowym (włókna szklane/węglowe) zgodnie z EN 17339, EN 17533 oraz ISO 11119 [B-N22], [B-N23], [B-N28], [B-N33],
- liner może być stalowy (typ III) lub z tworzywa (typ IV), przy czym w zastosowaniach stacjonarnych zaleca się stosowanie rozwiązań z udokumentowaną odpornością na starzenie cieplne i permeację wodoru.

Dla wszystkich typów zbiorników kluczowe jest zachowanie zgodności z wymaganiami dotyczącymi badań nieniszczących, prób ciśnieniowych i wymagań eksploatacyjnych określonych w normach dotyczących zbiorników ciśnieniowych i butli [B-N20], [B-N21], [B-N22], [B-N23], [B-N26], [B-N28].

27.4.2. Zbiorniki kriogeniczne na ciekły wodór (LH₂)

Zbiorniki LH₂ pracują w temperaturach rzędu -253 °C, co wymaga stosowania materiałów o zachowanej udarności w temperaturach kriogenicznych, zgodnie z ISO 21028-1 [B-N37] oraz kompatybilności gaz/materiał według ISO 21010 [B-N36] i wymagań eksploatacyjnych dla zbiorników próżniowo-izolowanych (ISO 21009-2) [B-N35]:

Materiały metalowe płaszcza wewnętrznego;

- stale nierdzewne austenityczne 304L i 316L, dla których zachowana jest plastyczność i udarność w bardzo niskich temperaturach,
- alternatywnie stopy aluminium 5083/6061/2219, spełniające wymagania udarności i wytrzymałości dla zakresu temperatur eksploatacyjnych [B-N35], [B-N36], [B-N37].

Izolacja i konstrukcja zbiornika;

- konstrukcja dwupłaszczowa (płaszcz wewnętrzny + płaszcz zewnętrzny) z przestrzenią próżniową i izolacją (MLI, perlit), z podporami o niskiej przewodności cieplnej, zwykle z kompozytów GFRP/CFRP,
- szczegółowe wymagania eksploatacyjne określone są w EIGA Doc 06 oraz EIGA Doc 13 [B-N12], [B-N13].

Uszczelnienia i materiały niemetalowe;

- preferowane są tworzywa termoplastyczne, takie jak PCTFE i PTFE, które zachowują szczelność i właściwości mechaniczne w temperaturach kriogenicznych,
- większość elastomerów w temperaturach LH₂ twardnieje i traci zdolność do kompensacji odkształceń, dlatego ich stosowanie w strefach bezpośredniego kontaktu z LH₂ jest ograniczone [B-N27], [B-N34].

Połączenia spawane w zbiornikach LH₂ powinny być kwalifikowane z uwzględnieniem wymagań udarności w temperaturach kriogenicznych, zgodnie z ISO 21028-1 [B-N37] oraz odpowiednimi normami spawalniczymi [B-N30], [B-N40]. Pożądane są pełne przetopy, minimalizacja wtrąceń i niezgodności mogących stanowić zarodki pęknięcia w warunkach niskiej temperatury.

27.5. Rurociągi i przesył wodoru (krótki odcinek przy magazynie)

Krótkie odcinki rurociągów łączące magazyn wodoru z siecią przesyłową lub instalacjami technologicznymi (np. instalacją produkcji wodoru, stacją mieszania z gazem ziemnym) powinny być projektowane spójnie z wymaganiami dla rurociągów wodorowych przedstawionymi w części A opracowania oraz w normach EN 1594 [B-N10], EN ISO 3183, EIGA Doc 121 [B-N15] i właściwych kodeksach projektowych.

Zaleca się następujące podejście materiałowe:

Rurociągi główne;

- stal węglowa/API 5L (klasy X42–X52, ewentualnie X60) o udokumentowanej odporności na HE przy przyjętych poziomach naprężeń i ciśnieniach,
- dla odcinków o szczególnie wysokich konsekwencjach awarii dopuszcza się stosowanie stali nierdzewnych (316L) lub duplexowych, z uwzględnieniem ich właściwości mechanicznych i kosztowych [B-N27], [B-N41].

Armatura i elementy kontrolno-pomiarowe;

- zawory główne, zawory odcinające i upustowe, zawory bezpieczeństwa oraz instrumentacja (przepływomierze, króćce pomiarowe) – stale 316L, ewentualnie stopy niklu w najbardziej krytycznych punktach (np. przy bardzo wysokich ciśnieniach),
- dla przyłączy o małych średnicach zaleca się spawane połączenia tubingów ze stali 316L, a złączki zaciskowe dopuszcza się wyłącznie dla wyrobów kwalifikowanych do pracy z wodorem, zgodnie z ISO 19880-3 [B-N32].

Rurociągi w otoczeniu magazynu powinny być spawane metodami łukowymi (GMAW, GTAW, SMAW, SAW), zgodnie z normami ISO 15614-1 i ISO 9606-1 [B-N30], [B-N40]. Połączenia kołnierzowe należy ograniczać do miejsc niezbędnych (armatura, aparaty), a ich montaż prowadzić zgodnie z wytycznymi

dotyczącymi połączeń śrubowych, z kontrolą momentów dokręcania i szczelności [B-N53]. Zakres i metody badań NDE (VT, PT/MT, RT/UT) należy dobrać zgodnie z klasą obwodu oraz wymaganiami przyjętych norm projektowych i eksploatacyjnych [B-N12], [B-N30], [B-N40].

27.6. Uszczelnienia, elastomery i tworzywa – zasady doboru

Elementy niemetalowe – uszczelnienia, elastomery, tworzywa konstrukcyjne – odgrywają kluczową rolę w zapewnieniu szczelności instalacji wodorowych. Ze względu na wysoką przenikalność wodoru i zdolność do gromadzenia się w objętości materiału, niewłaściwie dobrane uszczelnienia mogą prowadzić do:

- powolnych wycieków (permeacja),
- zjawiska „odgazowania” przy spadkach ciśnienia (eksplozyjne rozprężanie gazu w strukturze materiału),
- degradacji mechanicznej (pękanie, utrata elastyczności) w warunkach niskich temperatur i cyklicznych zmian ciśnienia [B-N27], [B-N34], [B-N39].

Na podstawie wytycznych ISO 11114-1/4 [B-N27], ISO/TS 19883 [B-N34], EIGA Doc 13, EIGA Doc 171/23 [B-N13], [B-N51] oraz doświadczeń eksploatacyjnych można przyjąć następujące zalecenia:

Materiały preferowane;

- PTFE (politetrafluoroetylen) – bardzo dobra odporność chemiczna i termiczna, niska przenikalność wodoru, stosowany w uszczelkach statycznych i elementach przewodzących,
- PCTFE – odmiana fluoropolimeru o podwyższonej stabilności wymiarowej i niskiej przenikalności, szczególnie zalecana w warunkach kriogenicznych (LH₂),
- PEEK (polieteroeteroketon) – tworzywo o wysokiej wytrzymałości mechanicznej i dobrej odporności chemicznej, stosowane w elementach konstrukcyjnych oraz uszczelnieniach o podwyższonych wymaganiach,
- Elastomery FKM/FFKM/EPDM/HNBR – dobierane zależnie od zakresu temperatur i medium,
- FKM i FFKM – wysokotemperaturowe elastomery fluorowe o bardzo dobrej odporności chemicznej,
- EPDM – elastomer o dobrej odporności na warunki atmosferyczne i gorącą wodę, stosowany w obszarach nie narażonych na oleje,
- HNBR – elastomer o podwyższonej odporności na oleje, chemikalia i podwyższone temperatury w stosunku do klasycznego NBR [B-N27], [B-N34].

Materiały problematyczne lub niezalecane;

- klasyczny NBR (kauczuk nitylowy) w warunkach wysokich ciśnień wodoru (HP-H₂) – wysoka przenikalność i ryzyko gwałtownego odgazowania przy spadkach ciśnienia,

- „miękkie” tworzywa o wysokiej przenikalności gazów i dużej ściśliwości, które nie zostały jednoznacznie zweryfikowane pod kątem pracy z wodorem [B-N27], [B-N39].

Zasady projektowe dla uszczelnień;

- minimalizacja objętości „uwięzzonego” gazu w strefie uszczelnienia (profilowanie rowków, dobór twardości i geometrii uszczeltek),
- przewidywanie kontrolowanego odgazowania przy obniżaniu ciśnienia (np. stopniowe odciążanie układu, procedury dekompresji),
- stosowanie uszczeltek spiralnych (SWG) z wypełnieniem grafitowym lub PTFE oraz uszczeltek metalowych typ RTJ w połączeniach o wysokich ciśnieniach i wymaganej bardzo wysokiej szczelności, z montażem zgodnie z zaleceniami dotyczącymi połączeń kołnierzowych [B-N53].

27.7. Jakość wodoru a dobór materiałów

Istotnym elementem doboru materiałów jest jakość wodoru dostarczanego do magazynu. Zgodnie z ISO 14687 oraz EN 17124 [B-N29], [B-N46] należy ograniczać zawartość składników przyspieszających korozję i degradację materiałów (H_2S , wilgoć, CO_2 , halogenki, cząstki stałe). Dla środowisk potencjalnie kwaśnych (obecność H_2S) dobór materiałów i spoin powinien spełniać wymagania NACE MR0175/ISO 15156 [B-N41]. W praktyce oznacza to powiązanie doboru materiałów dla magazynu z wymaganiami jakości wodoru określonymi w systemie uzdatniania i monitorowania medium (por. rozdziały dotyczące monitoringu i warunków dopuszczalności instalacji do użytku).

Przypisy (objaśnienia skrótów – rozdział 27)

1. **CGH₂** – Compressed Gaseous Hydrogen – sprężony wodór magazynowany w stanie gazowym.
2. **LH₂** – Liquid Hydrogen – ciekły wodór magazynowany w warunkach kriogenicznych.
3. **HE** – Hydrogen Embrittlement – kruchość wodorowa.
4. **HAZ** – Heat-Affected Zone – strefa wpływu ciepła w materiale spawanym.
5. **API** – American Petroleum Institute – organizacja opracowująca m.in. standardy dla rur, odwiertów i magazynów gazu (np. API 5L, API 5CT, API RP 1170/1171) [B-N8], [B-N9].
6. **NDE** – Non-Destructive Examination – badania nieniszczące (np. VT, PT, MT, RT, UT).
7. **PTFE, PCTFE, PEEK** – tworzywa fluorowe i wysokosprawne termoplasty stosowane w uszczelnieniach i elementach konstrukcyjnych.
8. **FKM, FFKM, EPDM, HNBR, NBR** – grupy elastomerów o odmiennych właściwościach chemicznych i temperaturowych, stosowane w uszczelnieniach dla instalacji ciśnieniowych.

28. Określenie warunków dopuszczalności do użytku instalacji, w tym niezbędne próby szczelności oraz bezpiecznych okresów użytkowania poszczególnych składników infrastruktury magazynowej

1) Warunki dopuszczenia do ruchu (pre-start & commissioning)

Na etapie dopuszczenia instalacji do ruchu należy wykonać przeglądy i badania nieniszczące (NDE)¹ spoin oraz połączeń, zgodnie z planem jakości i wymaganiami normy **ASME B31.12** [B-N52]. Podstawą są oględziny wizualne (VT)², prowadzone w sposób systematyczny na całej długości obwodów. Dla linii o wyższej konsekwencji awarii zakres badań rozszerza się o metody penetracyjne i magnetyczno-proszkowe (PT/MT)³ oraz radiograficzne / ultradźwiękowe (RT/UT)⁴, w zależności od klasy linii i przyjętych wymagań projektowych (ASME, 2023; EIGA, 2021) [B-N52], [B-N51].

Zaleca się wykonanie prób wytrzymałości i szczelności rurociągów zgodnie z **ASME B31.12** [B-N52] oraz wytycznymi **EIGA Doc 254** [B-N51]. Metodą preferowaną pozostaje próba hydrostatyczna, prowadzona z użyciem czystej, odgazowanej wody. Tam jednak, gdzie użycie wody jest niedopuszczalne (np. z uwagi na kriogeenikę, ryzyko korozji lub brak możliwości skutecznego odwodnienia), stosuje się próby pneumatyczne z wykorzystaniem gazów obojętnych. Próba hydrostatyczna służy przede wszystkim potwierdzeniu wytrzymałości i szczelności przy bardzo niskiej energii sprężystej; próba pneumatyczna – wykonywana na suchym N₂ lub mieszance He/N₂ – pozwala dodatkowo na bardzo czułe wykrywanie wycieków w instalacjach gazowych. Ze względu na wyższe ryzyko, każdorazowe zastosowanie próby pneumatycznej powinno być poprzedzone udokumentowaną analizą ryzyka (ASME, 2023 [B-N52]; EIGA, 2024 [B-N51]).

Testy pre-H₂⁵

Przed pierwszym napełnieniem instalacji wodorem wykonuje się tzw. testy pre-H₂. Najpierw przeprowadza się inertowanie azotem (N₂), którego celem jest obniżenie zawartości tlenu (O₂) i wilgoci do bezpiecznych poziomów (np. O₂ ≤ 1% lub wartość wynikająca ze specyfikacji projektowej oraz punkt rosy ≤ -40 °C). Ma to ograniczyć korozję, reakcje utleniające oraz ryzyko zapłonu przy rozruchu na H₂. Następnie prowadzi się testy szczelności z użyciem helu (sniffer/mass-spec), umożliwiające wykrycie bardzo małych nieszczelności – typowa czułość takich badań zawiera się w przedziale ok. 10⁻⁶–10⁻⁷ mbar·L/s (H2Tools/PNNL, 2024).

Czystość mediów

W ramach dopuszczenia do ruchu należy skontrolować punkt rosy oraz zawartość tlenu (dew-point/O₂)⁶ w gazie obojętnym i w wodorze, a także potwierdzić, że jakość H₂ spełnia wymagania normy **ISO 14687:2025** [B-N29]. Parametry te są kluczowe zarówno dla trwałości materiałów i uszczelnień, jak i dla bezpieczeństwa prowadzenia procesu (ISO, 2025).

Systemy zabezpieczające

Wymaga się przeprowadzenia funkcjonalnych testów systemu detekcji H₂. Celem jest potwierdzenie, że każda czujka (i jej kompletna pętla: zasilanie → czujnik → logika → alarmy → działania automatyczne) prawidłowo reaguje na obecność wodoru przy zdefiniowanych progach, np. 10% LEL (pre-alarm) i 20% LEL (alarm wysoki), generuje właściwe sygnały alarmowe oraz inicjuje zaprojektowane działania: sygnalizację optyczną i/lub akustyczną, uruchomienie wentylacji, zamknięcie zaworów strefowych, blokady uruchomienia urządzeń itp. Dodatkowo wykonuje się funkcjonalne testy ESD⁷, w ramach których weryfikuje się, czy system awaryjnego odcięcia (logika ESD/SIS wraz z elementami wykonawczymi) poprawnie realizuje sekwencję bezpiecznego wygaszania instalacji po otrzymaniu sygnałów z systemu detekcji H₂, przycisków ręcznych oraz pozostałych sygnałów trip. Stałe czujniki H₂ lokalizuje się w przestrzeniach zamkniętych i potencjalnych strefach akumulacji gazu (H2Tools/PNNL, 2024).

W przypadku instalacji z ciekłym wodorem (LH₂) należy potwierdzić zgodność materiałową elementów zimnych z kriogenicą i wodorem zgodnie z **ISO 21010** [B-N36], a także spełnienie wymagań udarnościoowych (toughness) materiałów w temperaturach kriogenicznych zgodnie z **ISO 21028-1** [B-N37] oraz wymagań eksploatacyjnych statycznych zbiorników próżniowo-izolowanych (V.I.) wg **ISO 21009-2** [B-N35] (ISO, 2017; ISO, 2016; ISO, 2015).

Magazyny podziemne

Dla magazynów w kawernach solnych oraz w złożach/warstwach wodonośnych należy potwierdzić zgodność operacyjną z wytycznymi **API RP 1170/1171⁸** [B-N8]. Obejmuje to m.in. identyfikację ryzyk (HAZID/HAZOP), opracowanie macierzy konsekwencji, zdefiniowanie kryteriów akceptacji oraz wdrożenie programu monitoringu integralności opartego na ryzyku (RBI) dla zbiornika geologicznego (złóże/kawerna), odwiertów oraz instalacji powierzchniowych (monitoring barier, testy integralności, procedury operacyjne). Przyjmując te wytyczne, należy uwzględnić aktualną inkorporację API RP 1170 [B-N8]/1171 [B-N9] do właściwych przepisów (API, 2022; PHMSA, 2025).

2) Próby wytrzymałości i szczelności

Próba hydrostatyczna (preferowana)

Próba hydrostatyczna służy przede wszystkim potwierdzeniu wytrzymałości i szczelności instalacji przy wykorzystaniu cieczy (najczęściej czystej, odgazowanej wody), co znacząco ogranicza energię sprężystą zgromadzoną w układzie (ASME, 2023 [B-N52]; EIGA, 2021 [B-N15]; EIGA, 2024 [B-N17]). Próbę prowadzi się poprzez napełnianie obwodu od dołu oraz stopniowe odpowietrzanie przez punkty najwyżej położone tak, aby usunąć powietrze i uniknąć tworzenia się pułapek gazowych.

Po napełnieniu ciśnienie podnosi się etapami, np. 25% → 50% → 75% → 100% ciśnienia próby, z przerwami na stabilizację i oględziny. Docelowe ciśnienie próby ustala się zgodnie z przyjętą filozofią

projektową i wymaganiami normy; dla obwodów H₂ jako punkt odniesienia często przyjmuje się poziom ok. **110% ciśnienia projektowego DP¹⁰**, przy czym DP nie powinno być mniejsze niż MAWP¹¹. Dokładną wartość P_{test} określa plan prób i dokumentacja projektowa (ASME, 2023) [B-N52].

Po osiągnięciu ciśnienia próby utrzymuje się je w okresie „hold” (czas podtrzymania ciśnienia), zwykle rzędu 10–30 min – szczegółowy czas wynika z planu prób i rodzaju obiektu. W trakcie hold prowadzi się systematyczne oględziny instalacji, ze szczególnym uwzględnieniem połączeń kołnierzowych, spoin i złązek. Po zakończeniu próby wodę należy bezpiecznie spuścić, a obwód przedmuchać suchym N₂ w celu usunięcia wilgoci i przygotowania do dalszych etapów (np. testów pre-H₂ czy rozruchu). Próba hydrostatyczna nie jest stosowana tam, gdzie nie można instalacji bezpiecznie odwodnić i wysuszyć – wówczas, po analizie ryzyka, stosuje się próbę pneumatyczną (EIGA, 2024) [B-N17].

Próba pneumatyczna

Próba pneumatyczna pozwala potwierdzić wytrzymałość i szczelność obwodu bez użycia wody. Medium testowym jest suchy, „olej-free” azot (N₂) lub mieszanina He/N₂, co oznacza gaz pozbawiony zanieczyszczeń olejowych pochodzących z kompresorów. Dzięki temu instalacja pozostaje czysta, a ryzyko pożaru i zakłóceń pracy detektorów H₂ jest ograniczone (EIGA, 2024) [B-N17].

Ze względu na wysoką energię sprężystą zgromadzoną w sprężonym gazie, próba pneumatyczna wymaga wcześniejszej analizy ryzyka, wyznaczenia strefy niebezpiecznej oraz dobrania odpowiednich zabezpieczeń (osłony, ograniczenie liczby osób w strefie, procedury awaryjne). Ciśnienie podnosi się stopniowo, np. 25% → 50% → 75% → 100% P_{test}, z przerwami na stabilizację i oględziny. Docelowe ciśnienie próby ustala się w planie prób: dla próby wytrzymałości może ono odpowiadać wartościom stosowanym w próbie hydrostatycznej (np. ok. 110% DP¹⁰), natomiast przy próbach szczelności nie powinno przewyższać MAWP¹¹ (ASME, 2023) [B-N52]; EIGA, 2024 [B-N17].).

Wykrywanie nieszczelności prowadzi się m.in. przy użyciu testu pianowego (bąbelkowego), polegającego na nanoszeniu roztworu pianotwórczego na połączenia gwintowane, króćce, złączki oraz inne newralgiczne miejsca i obserwacji, czy nie pojawiają się bąbelki gazu. W przypadku użycia mieszaniny He/N₂ można dodatkowo wykorzystać metodę **sniffer He**, polegającą na prowadzeniu sondy wzdłuż spoin, kołnierzy i trzpieni zaworów oraz obserwacji sygnału świadczącego o przekroczeniu ustalonych progów. Po zakończeniu próby instalację odgazowuje się w sposób kontrolowany, a w razie potrzeby wykonuje dodatkowy purge N₂ przed przejściem do napełniania H₂ (H2Tools/PNNL, 2024).

3) Napełnianie H₂ z zachowaniem reżimu „go/no-go”

Przed dopuszczeniem wodoru do instalacji należy potwierdzić spełnienie następujących warunków:

- **Szczelność:** brak przecieków w testach He (sniffer)⁵ i testach pianowych oraz brak spadków ciśnienia w próbach pneumatycznych przekraczających ustalone kryteria akceptacji (EIGA, 2024) [B-N17].
- **Systemy zabezpieczeń:** pozytywne wyniki funkcjonalnych testów detekcji H₂ i ESD⁷ – dotrzymane czasy reakcji, prawidłowa praca wentylacji, właściwe sekwencje odcięć i blokad (H2Tools/PNNL, 2024).
- **Jakość wodoru:** zgodność parametrów gazu z normą **ISO 14687:2025** oraz z wymaganiami odbiorcy (ISO, 2025) [B-N29].
- **LH₂¹⁵:** dla instalacji z LH₂ – potwierdzona sprawność izolacji próżniowej i elementów bezpieczeństwa zgodnie z **ISO 21009-2** (ISO, 2015) [B-N35].

4) Bezpieczne okresy użytkowania i przeglądów (harmonogram bazowy)

Rurociągi H₂ (eksploatacja wg API 570 – Piping Inspection Code)

Zewnętrzny przegląd wizualny (VT)² rurociągów wykonuje się zwykle co **≤ 5 lat**, z możliwością skrócenia interwału w oparciu o analizę ryzyka RBI. Przeglądy uzupełnia się pomiarami grubości ścianki metodą ultradźwiękową (UT)⁴ oraz wybranymi badaniami nieniszczącymi (NDE)¹ w obwodach krytycznych (API, 2024; ASME, 2023). Połączenia **small-bore¹³** (¼"–1"), szczególnie podatne na drgania i uszkodzenia, zaleca się kontrolować co najmniej raz w roku pod kątem szczelności i stanu mechanicznego (API, 2024; EIGA, 2021) [B-N13].

Zbiorniki/naczynia ciśnieniowe (w tym zbiorniki buforowe CGH₂¹⁴ – wg API 510)

Dla zbiorników i naczyń ciśnieniowych typowo przyjmuje się zewnętrzny przegląd wizualny co **5 lat**, natomiast zakres i częstotliwość przeglądów wewnętrznych oraz pomiarów grubości ścianek określa się na podstawie analizy RBI i dostępności obiektu (API, 2023). Urządzenia bezpieczeństwa ciśnieniowego **PRD/PSV¹⁶** podlegają okresowym przeglądom, testom nastaw oraz – w razie potrzeby – próbom stanowiskowym, zazwyczaj w interwałach do **5 lat**, zgodnie z **API RP 576** (API, 2024) [B-N7].

Zbiorniki kriogeniczne LH₂ (statyczne V.I.)¹⁵

W przypadku kriogenicznych zbiorników próżniowo-izolowanych wymagane jest okresowe potwierdzanie parametrów próżni i izolacji, stanu fundamentów i podpór oraz poprawności działania PRD/PSV. Zakres i częstotliwość takich działań wynikają z wymagań eksploatacyjnych normy **ISO 21009-2** [B-N35] oraz branżowych wytycznych **EIGA** dla kriogeniki (ISO, 2015; EIGA, 2021) [B-N13].

Rurociągi przesyłowe H₂ / integracja z magazynem

Rurociągi przesyłowe wodoru oraz ich połączenia z instalacją magazynową powinny być objęte programem integralności bazującym na wytycznych **EIGA Doc 121** [B-N15] oraz wymaganiach konstrukcyjno-eksploatacyjnych **ASME B31.12**. [B-N52]. Interwały NDE¹, pomiarów grubości

i przeglądów wizualnych ustala się w oparciu o analizę ryzyka i konsekwencji awarii (EIGA, 2021; ASME, 2023).

Magazyny w kawernach solnych i w warstwach wodonośnych – elementy powierzchniowe

Elementy powierzchniowe (głowice odwiertów, kolektory, rurociągi, armatura ESD/PRD) w magazynach podziemnych powinny spełniać wymagania eksploatacyjne i dotyczące monitoringu integralności określone w **API RP 1170/1171⁸**, [B-N8], [B-N9] z uwzględnieniem aktualnej inkorporacji tych dokumentów do właściwych przepisów (API, 2022; PHMSA, 2025).

5) Dokumentacja dopuszczenia

Kompletny pakiet dokumentacji dopuszczeniowej instalacji do ruchu powinien obejmować co najmniej:

- **Protokoły z prób ciśnieniowych i szczelności** wykonanych zgodnie z **ASME B31.12** [B-N52] i wytycznymi **EIGA Doc 254** [B-N18] (opis medium, ciśnień, czasów hold, kryteriów akceptacji), wraz z listami użytych przyrządów pomiarowych oraz ich kalibracji (ASME, 2023; EIGA, 2024) [B-N52].
- **Raporty z badań nieniszczących (NDE)¹** spoin i połączeń (VT, PT/MT, RT/UT) oraz – tam, gdzie stosowano – z testów szczelności He (sniffer/mass-spec), przygotowane w oparciu o plan jakości i wymagania **ASME B31.12** [B-N52] oraz odpowiednich wytycznych EIGA (ASME, 2023; EIGA, 2021; EIGA, 2024).
- **Dokumentację materiałową i spawalniczą:** atesty materiałowe (MTR 3.1), kwalifikacje procedur spawania **WPS/PQR¹⁷**, kwalifikacje spawaczy oraz rejestry napraw spoin, spójne z wymaganiami norm konstrukcyjnych zastosowanych w projekcie (ASME, 2023; ISO, 2017; ISO, 2016).
- **Certyfikaty i protokoły dla urządzeń bezpieczeństwa PRD/PSV¹⁶** – świadectwa nastaw, wyniki przeglądów i testów funkcjonalnych prowadzone zgodnie z **API 510** [B-N5], **API 570** [B-N6] oraz **API RP 576** [B-N7] (API, 2023; API, 2024).
- **Protokoły testów funkcjonalnych ESD oraz systemu detekcji H₂** (progi alarmowe, czasy reakcji, zadziałanie sekwencji odcięć/zaworów, współpraca z wentylacją i innymi zabezpieczeniami), wraz z opisem filozofii bezpieczeństwa i odniesieniami do wymagań **H2Tools/PNNL** oraz **ASME B31.12** [B-N52] (H2Tools/PNNL, 2024; ASME, 2023).
- **Raport jakości medium H₂**, potwierdzający spełnienie wymagań normy **ISO 14687:2025** [B-N29] oraz, jeśli dotyczy, dodatkowych wymagań odbiorcy (ISO, 2025).
- **Plany in-service inspection** dla rurociągów i naczyń, oparte na **API 510** [B-N5], **API 570** [B-N6] oraz **API RP 576** [B-N7], zawierające harmonogramy przeglądów, metody badań, kryteria oceny oraz zasady aktualizacji w oparciu o RBI (API, 2023; API, 2024).

Przypisy (objaśnienia skrótów)

- 1 - **NDE** – *Non-Destructive Examination* (badania nieniszczące).
- 2 - **VT** – *Visual Testing* (ogłędziny wzrokowe).
- 3 - **PT/MT** – *Penetrant Testing / Magnetic Testing* (badania penetracyjne / magnetyczno-proszkowe).
- 4 - **RT/UT** – *Radiographic Testing / Ultrasonic Testing* (radiografia / ultradźwięki; UT także do pomiaru grubości).
- 5 - **pre-H₂** – etap próbnego napełniania/inertowania: azot (N₂) + testy He (sniffer/mass-spec) przed pierwszym wprowadzeniem H₂.
- 6 - **dew-point/O₂** – punkt rosy i zawartość tlenu w gazie.
- 7 - **ESD** – *Emergency ShutDown* (awaryjne odcięcie).
- 8 - **API RP 1170 [B-N8]/1171 [B-N9]** – zalecenia API dla podziemnych magazynów gazu (kawerny solne, złoża/warstwy wodonośne).
- 9 - „olej-free” N₂ / He/N₂ – gazy testowe bez zanieczyszczeń olejem.
- 10 - **110% DP** – ciśnienie próby równe ok. 110% *Design Pressure* (ciśnienia projektowego).
- 11 - **MAWP** – *Maximum Allowable Working Pressure* (maksymalne dopuszczalne ciśnienie robocze).
- 12 - **high-consequence** – odcinek o wysokich konsekwencjach awarii (np. w sąsiedztwie ludzi lub obiektów krytycznych; zalecane testy He mass-spec).
- 13 - **small-bore** – przyłącza o małych średnicach (zwykle ¼”–1”).
- 14 - **bufory CGH₂** – statyczne naczynia na sprężony wodór (*Compressed Gaseous Hydrogen*).
- 15 - **LH₂ (statyczne V.I.)** – ciekły wodór magazynowany w statycznych, próżniowo-izolowanych zbiornikach (*Vacuum-Insulated*).
- 16 - **PRD/PSV** – *Pressure Relief Device / Pressure Safety Valve* (urządzenia/zawory bezpieczeństwa ciśnieniowego).
- 17 - **WPS/PQR** – *Welding Procedure Specification / Procedure Qualification Record* (procedura spawania i jej kwalifikacja).
- 18 - **Protokoły z B31.12 [B-N52]/EIGA 254 [B-N18]** – raporty z prób wykonanych zgodnie z **ASME B31.12 [B-N52]** i **EIGA Doc 254. [B-N51]**.

Objaśnienia terminów

- **Badania nieniszczące (NDE)¹**: VT, PT, MT, RT, UT – metody oceny jakości bez uszkodzania elementu.
- **Ogłędziny wizualne (VT)²**: inspekcja wzrokowa; *on-stream VT* – podczas pracy instalacji.
- **Penetrant / magnetyczno-proszkowe (PT/MT)³**: PT – pęknięcia otwarte; MT – nieciągłości w stalach ferromagnetycznych.
- **Radiografia / ultradźwięki (RT/UT)⁴**: RT „przeświewla” spoiny; UT wykrywa wady i mierzy grubość.

- **Testy pre-H₂ (N₂ + He)⁵**: inertowanie azotem i detekcja helu (sniffer/mass-spec) dla mikro-nieszczelności.
- **Punkt rosy / O₂ (dew-point/O₂)⁶**: suchość i zawartość tlenu w gazie – kluczowe dla korozji i uszczelnień.
- **ESD⁷: Emergency ShutDown** – awaryjne odcięcie i bezpieczne wygaszenie instalacji.
- **API RP 1170/1171⁸**: zalecenia API dla magazynów w kawernach oraz w złożach zdepletowanych/warstwach wodonośnych.
- **Gazy testowe „olej-free”⁹**: azot/heli (lub He/N₂) bez zanieczyszczeń olejem.
- **110% DP¹⁰**: próba wytrzymałości na poziomie ok. 1,10 × ciśnienie projektowe (*Design Pressure*).
- **MAWP¹¹: Maximum Allowable Working Pressure** – maksymalne dopuszczalne ciśnienie robocze.
- **Odcinki high-consequence¹²**: fragmenty o wysokich konsekwencjach awarii (testy He mass-spec).
- **Small-bore¹³**: małe średnice (¼”–1”): panele, przyrządy – wymagają dokładnych testów szczelności.
- **Zbiorniki buforowe CGH₂¹⁴**: statyczne naczynia na sprężony wodór.
- **LH₂ – statyczne V.I.¹⁵**: ciekły wodór w zbiornikach próżniowo-izolowanych (*Vacuum-Insulated*).
- **PRD/PSV (PRD)¹⁶**: urządzenia/zawory bezpieczeństwa ciśnieniowego; „certy PRD” – atesty i nastawy.
- **WPS/PQR¹⁷**: instrukcja spawania (*Welding Procedure Specification / Procedure Qualification Record*).

29. Określenie warunków zapewniających bezpieczeństwo użytkowania instalacji magazynowych wodoru uwzględniających ich zabezpieczenie przed czynnikami fizycznymi

1) Identyfikacja czynników zewnętrznych i ogólna filozofia bezpieczeństwa

Bezpieczeństwo użytkowania instalacji magazynowych wodoru (CGH₂, LH₂ oraz magazyny podziemne) zależy w dużej mierze od kontroli oddziaływania **czynników zewnętrznych**. Do kluczowych zagrożeń należą przede wszystkim: pożary i wybuchy w instalacjach sąsiednich (scenariusze domino), oddziaływania termiczne (promieniowanie ciepłe, jet fire), fale nadciśnienia, uderzenia mechaniczne (pojazdy, dźwigi, spadające elementy), zjawiska pogodowe (wiatr, śnieg, oblodzenie, upały, burze, wyładowania atmosferyczne), powódzie oraz działania celowe (sabotaż, wandalizm). Wytyczne **ISO/TR 15916** [B-N39] podkreślają, że ze względu na szeroki zakres palności i niską energię zapłonu wodoru konieczne jest całościowe podejście do bezpieczeństwa, obejmujące zarówno właściwości samego medium, jak i otoczenia, w którym instalacja pracuje [ISO, 2015].

Dokumenty takie jak **NFPA 2 – Hydrogen Technologies Code** [B-N42] czy **ISO 19880-1** [B-N31] wskazują, że projektowanie i eksploatacja instalacji wodorowych powinny opierać się na podejściu ryzyko-bazowym, uwzględniającym m.in. **ilości wodoru, ciśnienia, otwarte/zakryte przestrzenie, otoczenie urbanistyczne oraz obecność ludzi**. W praktyce oznacza to konieczność zastosowania kombinacji środków: odpowiednich odległości bezpieczeństwa, korzystnego układu przestrzennego, skutecznej wentylacji, właściwej klasyfikacji stref zagrożenia wybuchem, systemów detekcji i gaszenia, ochrony odgromowej oraz zabezpieczeń fizycznych i organizacyjnych [NFPA, 2023; ISO, 2020; EHSP, 2023].

2) Lokalizacja instalacji, odległości bezpieczeństwa i układ przestrzenny

Lokalizacja instalacji magazynowych powinna zapewniać możliwie dobrą wentylację naturalną, łatwy dostęp dla służb ratowniczych oraz ograniczenie skutków ewentualnych pożarów i wybuchów na otoczenie. Wytyczne **EIGA Doc 15 – Gaseous Hydrogen Installations** zalecają sytuowanie instalacji na otwartej przestrzeni, z dala od wysokich zabudowań, linii wysokiego napięcia oraz innych źródeł zagrożeń, a także utrzymywanie strefy wolnej od roślinności i materiałów palnych w bezpośrednim sąsiedztwie urzędów (np. w promieniu 3 m) [EIGA, 2021], [B-N13].

NFPA 2 [B-N42] oraz **ISO 19880-1** [B-N31] definiują minimalne odległości między magazynami wodoru (zbiornikami, zespołami butli, skidami sprężarek), a granicami działki, budynkami, drogami publicznymi i innymi instalacjami procesowymi. Odległości te zależą m.in. od **formy wodoru (CGH₂/LH₂), ciśnienia, pojemności zbiorników oraz obecności ścian ochronnych**, a także od tego, czy budynki w otoczeniu są

przeznaczone na stały pobyt ludzi. W praktyce obowiązujące są wymagania bardziej rygorystyczne spośród: NFPA 2 oraz norm zharmonizowanych [NFPA, 2023; ISO, 2020] [B-N42].

Rozmieszczenie wyposażenia powinno uwzględniać:

- **Separację poziomą** pomiędzy źródłami emisji wodoru a budynkami, drogami, strefami ewakuacji oraz obiektami wrażliwymi (szkoły, budynki biurowe).
- **Separację pionową** – unikanie lokalizowania urządzeń wodorowych w piwnicach i niewentylowanych zagłębieniach, a w przypadku elementów na dachach – uwzględnienie możliwej erozji materiałów i działania wiatru.
- **Kierunki wyrzutów wentów i odgazowań** (vent stack), tak aby wypływ wodoru odbywał się w bezpieczne rejony, z dala od wlotów powietrza do budynków i tras ewakuacji.
- Możliwość dodania **ścian ogniowych lub barier** w celu ograniczenia promieniowania cieplnego i fal nadciśnienia (np. wobec sąsiednich obiektów), przy zachowaniu swobodnej wentylacji instalacji [EIGA, 2021; EHSP, 2023].

Dla magazynów podziemnych (kawerny, złoża/warstwy wodonośne) układ powierzchniowy (wellheady, kolektory, sprężarki, stacje redukcyjne) musi dodatkowo uwzględniać ryzyka związane z **ruchem pojazdów ciężkich, potencjalnymi pożarami w innych instalacjach procesowych oraz dostępem do odwiertów** na potrzeby testów integralności i działań ratowniczych [API, 2022].

3) Ochrona przed czynnikami atmosferycznymi i środowiskowymi

Warunki atmosferyczne i środowiskowe wpływają zarówno na **integralność konstrukcyjną** instalacji, jak i na **prawdopodobieństwo zdarzeń niebezpiecznych**. W projektowaniu i eksploatacji należy w szczególności uwzględnić:

- **Wiatr i obciążenia śniegiem/oblodzeniem** – konstrukcje wsporcze zbiorników i rurociągów powinny być zaprojektowane zgodnie z lokalnymi normami budowlanymi (np. dla obciążeń wiatrem i śniegiem), z uwzględnieniem drgań wywołanych wiatrem i potencjalnej interferencji z przewodami sprężystymi i przyrządami.
- **Ekstremalne temperatury** – dobór materiałów, izolacji i osłon musi zapewniać odporność na skrajne temperatury otoczenia oraz unikać kondensacji/powstawania lodu w obszarach krytycznych (armatura, przyrządy, mechanizmy napędów).
- **Powodzie i zalania** – elementy instalacji wodorowej nie powinny być lokalizowane w naturalnych zagłębieniach terenu ani poniżej poziomu możliwego zalania. Dla stref zagrożonych powodzią wymagane są dodatkowe środki, takie jak podwyższone posadowienie, wały, drenaż czy procedury odstawienia instalacji przy wysokim stanie wód [EHSP, 2023].

Szczególne znaczenie ma **ochrona odgromowa** i zabezpieczenie przed przepięciami. Norma **IEC 62305** [B-N25] opisuje zasady projektowania systemów ochrony odgromowej (LPS), w tym dobór poziomu

ochrony (LPL), konfigurację zwodów, przewodów odprowadzających oraz uziomów, a także ochronę urządzeń elektrycznych przed impulsami piorunowymi. Instalacje wodorowe, ze względu na obecność gazów palnych i urządzeń metalowych wystawionych na działanie atmosfery, wymagają skutecznego LPS i systemów wyrównania potencjałów, aby wyeliminować ryzyko zapłonu mieszanin H₂/air przez wyładowania atmosferyczne lub przepięcia indukowane [IEC, 2024], [B-N24].

Dla zbiorników kriogenicznych LH₂ konieczne jest również uwzględnienie zjawisk specyficznych, takich jak **odparowanie w wyniku nasłonecznienia, skoki ciśnienia przy szybkich zmianach obciążenia termicznego oraz możliwość tworzenia się obłoków zimnego gazu** przy awaryjnym odgazowaniu. Wytyczne branżowe (m.in. PRES-LHY, PGS 35) podkreślają potrzebę wykonywania analiz rozprzestrzeniania się obłoków H₂ i definiowania bezpiecznych odległości na podstawie analizy ryzyka [EHSP, 2023].

4) Ochrona przeciwwybuchowa, klasyfikacja stref i detekcja H₂

Ze względu na szerokie granice palności wodoru (ok. 4–77% obj. w powietrzu) i bardzo niską energię zapłonu, obszary wokół urządzeń mogących emitować wodór muszą być klasyfikowane jako **strefy zagrożenia wybuchem** zgodnie z wymaganiami ATEX² oraz serii IEC 60079 [B-N24]. Normy te definiują zasady wyznaczania stref (np. 0, 1, 2) oraz dobór aparatury w wykonaniu przeciwwybuchowym (Ex³), tak aby zminimalizować ryzyko zapłonu atmosfer wybuchowych przez urządzenia elektryczne i nieelektryczne [IEC, 2020; ATEX, 2024].

Zaleca się:

- Wykonanie **analizy stref Ex** na etapie projektu oraz okresową weryfikację podczas eksploatacji (np. po zmianach w układzie instalacji).
- Stosowanie aparatury i osprzętu o odpowiednim poziomie ochrony (np. Ex i, Ex d, Ex e), dobranym do klasyfikacji strefy i kategorii sprzętu.
- Unikanie zbędnych źródeł zapłonu (iskrzące elementy mechaniczne, nieosłonięte styki, nieodpowiednie narzędzia).

System **F&GS (Fire & Gas System)**¹, obejmujący stałą detekcję wodoru i pożaru, powinien być projektowany tak, aby zapewnić szybkie wykrywanie wycieków i zapłonów, odpowiednie alarmowanie oraz automatyczne zadziaływanie logicznych funkcji bezpieczeństwa (np. odcięcie H₂, uruchomienie wentylacji, uruchomienie ESD). Normy **ISO 26142** [B-N38] (detektory wodoru), **NFPA 2** [B-N42] oraz wytyczne **H2Tools/PNNL** wskazują, że czujniki H₂ należy lokalizować:

- W potencjalnych strefach akumulacji wodoru (pod zadaszeniami, na najwyższych punktach w pomieszczeniach, w przestrzeniach uwięzionych).
- W pobliżu potencjalnych źródeł emisji (zawory bezpieczeństwa, połączenia kołnierzone, komory sprężarek).

- W rejonie dispenserów, paneli przyłączeniowych i punktów poboru gazu [ISO, 2010; NFPA, 2023; H2Tools/PNNL, 2024].

Kluczowe jest zapewnienie niezawodnego zasilania systemów bezpieczeństwa (w tym F&GS¹, ESD i komunikacji) – np. poprzez stosowanie zasilania gwarantowanego **UPS**⁸ dla elementów krytycznych.

5) Zabezpieczenia fizyczne, ochrona przed uderzeniami i organizacja bezpieczeństwa

Warunki bezpiecznej eksploatacji instalacji magazynowych wodoru obejmują również ochronę przed **uderzeniami mechanicznymi i nieuprawnionym dostępem**. Wytyczne EIGA i NFPA zalecają stosowanie:

- **Barier przeciwuderzeniowych** lub odbojów w rejonach ruchu pojazdów (samochody dostawcze, wózki widłowe, cysterna LH₂/CGH₂).
- Ogródzeń i kontroli dostępu (bramy, systemy identyfikacji, kontrola wejść) w celu ograniczenia ryzyka sabotażu, kradzieży lub nieuprawnionych prac.
- Odpowiednio oznakowanych i utrzymanych **dróg ewakuacyjnych oraz punktów zbiórki** dla personelu [EIGA, 2021; NFPA, 2023].

Na poziomie organizacyjnym konieczne jest wdrożenie:

- **Planu bezpieczeństwa i planu awaryjnego**, uwzględniających scenariusze uwolnienia wodoru, pożarów, wybuchów, awarii zasilania, ekstremalnych zjawisk pogodowych i powodzi.
- Regularnych **szkoleń personelu** w zakresie właściwości wodoru, procedur normalnej eksploatacji, postępowania w sytuacjach awaryjnych oraz użycia środków ochrony indywidualnej.
- Procedur **MoC (Management of Change)** – tj. formalnej oceny wpływu każdej istotnej zmiany w instalacji (np. wymiana urządzenia, zmiana trybu pracy) na bezpieczeństwo.
- Systemu raportowania zdarzeń niepożądanych, incydentów i „near miss”, wraz z analizą przyczyn źródłowych i wdrażaniem działań korygujących, zgodnie z wytycznymi **EHSP Guidance on Hydrogen Safety Engineering** [EHSP, 2023] [B-N19].

W praktyce projektowej i eksploatacyjnej coraz częściej stosuje się metody ilościowe, takie jak **QRA**⁵ (**Quantitative Risk Assessment**) czy **LoPA**⁶ (**Layers of Protection Analysis**), służące do oceny ryzyka, optymalizacji środków redukcji ryzyka oraz uzasadnienia przyjętych odległości bezpieczeństwa i rozwiązań projektowych [EHSP, 2023; ISO, 2015] [B-N19].

6) Dokumentowanie warunków bezpieczeństwa i przegląd okresowy

Warunki zapewniające bezpieczeństwo użytkownika instalacji – w szczególności te związane z czynnikami zewnętrznymi – powinny być **opisane w dokumentacji bezpieczeństwa** instalacji (safety case, raport bezpieczeństwa, dokument ochrony przed wybuchem). Dokumentacja ta powinna zawierać m.in.:

- identyfikację zagrożeń zewnętrznych i ich analizę,
- opis przyjętych odległości bezpieczeństwa, układu przestrzennego, środków ochrony odgromowej, przeciwwybuchowej i fizycznej,
- opis systemów F&GS¹, ESD, zasilania awaryjnego i środków ratowniczych,
- wyniki analiz ryzyka (QRA⁵, LoPA⁶) i podstawę przyjętych założeń.

EHSP i inne wytyczne europejskie zalecają okresowy **przegląd i aktualizację** dokumentów bezpieczeństwa w świetle nowych doświadczeń, zmian w przepisach oraz rozwoju technologii wodorowych [EHSP, 2023].

Przypisy (objaśnienia skrótów)

1 - **F&GS** – *Fire & Gas System* – zintegrowany system detekcji gazów i pożaru, sterujący alarmami oraz funkcjami bezpieczeństwa (np. wentylacją, odcięciami).

2 - **ATEX** – potocznie: europejskie wymagania dot. urządzeń i ochrony pracowników w atmosferach wybuchowych (dyrektywy 2014/34/UE i 1999/92/WE oraz normy zharmonizowane).

3 - **Ex** – wykonanie przeciwwybuchowe urządzeń przeznaczonych do pracy w atmosferach wybuchowych (zgodnie z serią IEC 60079 i normami EN).

4 - **LPS** – *Lightning Protection System* – system ochrony odgromowej (zwody, przewody odprowadzające, uziomy, wyrównanie potencjałów).

5 - **QRA** – *Quantitative Risk Assessment* – ilościowa analiza ryzyka, obejmująca m.in. scenariusze awarii, prawdopodobieństwa i skutki.

6 - **LoPA** – *Layers of Protection Analysis* – analiza warstw ochrony, służąca ocenie, czy istniejące bariery bezpieczeństwa zapewniają akceptowalny poziom ryzyka.

7 - **SCE** – *Safety Critical Element* – element krytyczny dla bezpieczeństwa (np. PRD, zawór ESD, detektor H₂), którego niesprawność istotnie podnosi ryzyko.

8 - **UPS** – *Uninterruptible Power Supply* – zasilacz bezprzerwowy, zapewniający ciągłość zasilania dla systemów krytycznych (np. sterowanie, F&GS, ESD).

30. Określenia klas instalacji magazynowych wodoru, z uwzględnieniem maksymalnych ciśnień roboczych instalacji magazynowych

1) Cel i zasady klasyfikacji ciśnieniowej

Instalacje magazynowe wodoru – zarówno sprężonego (CGH₂¹), ciekłego (LH₂²), jak i w magazynach podziemnych (UGS⁹) – obejmują bardzo szeroki zakres ciśnień roboczych: od zbiorników kriogenicznych w pobliżu ciśnienia atmosferycznego, przez rurociągi przesyłowe rzędu kilkudziesięciu bar, aż po banki butlowe 200–450 bar i instalacje testowe czy pojazdowe sięgające 700–1000 bar.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa oraz doboru materiałów, technologii łączenia, wymagań NDE i reżimów prób ciśnieniowych, konieczne jest przypisanie instalacji do **klas ciśnieniowych**, opartych na ich maksymalnym dopuszczalnym ciśnieniu roboczym (MAWP/PS³) lub maksymalnym ciśnieniu eksploatacyjnym (MOP⁴). Takie podejście jest spójne z:

- 1) filozofią norm **ISO 19880-1** [B-N31], i **SAE J2601**, które przyjmują poziomy 35 MPa i 70 MPa (H35/H70) jako podstawowe klasy ciśnieniowe dla stacji tankowania,
- 2) praktyką EIGA, która rozróżnia m.in. wysokociśnieniowe systemy magazynowe (200 bar i więcej) oraz zbiorniki LH₂ o typowych ciśnieniach 1–12 bar,
- 3) europejską **Dyrektywą Ciśnieniową PED⁷**, w której kategoria urządzenia zależy od maksymalnego ciśnienia (PS³), objętości i rodzaju medium.

Poniżej przedstawiono **proponowany podział klas instalacji magazynowych wodoru wg ciśnienia**, ujednolicejący rozproszone wymagania z norm wodorowych, gazociągowych i PED. Jest to podział inżynierski, przeznaczony do celów projektowych i analizy ryzyka – w każdym przypadku należy sprawdzić, czy nie obowiązują bardziej rygorystyczne wymagania przepisów krajowych.

2) Kluczowe definicje ciśnień i parametrów projektowych

W klasyfikacji przyjmuje się następujące definicje (zgodnie z ISO 19880-1 [B-N31], wytycznymi dla stacji tankowania H₂ oraz normami gazociągowymi EN 1594).

- **PS / MAWP³ (Maximum Allowable Working Pressure)** – maksymalne dopuszczalne ciśnienie robocze, na które zaprojektowano i zatwierdzono urządzenie; w PED oznaczane jako PS.
- **MOP⁴ (Maximum Operating Pressure)** – maksymalne ciśnienie eksploatacyjne, którego nie należy przekraczać podczas normalnej pracy systemu; zwykle ≤ MAWP³.
- **DP⁵ (Design Pressure)** – ciśnienie projektowe używane w obliczeniach wytrzymałościowych; nie mniejsze niż MOP⁴, zwykle z zapasem.
- **HSL⁶ (Hydrogen Service Level)** – poziom ciśnienia nominalnego w usługach tankowania (np. 35 MPa, 70 MPa), od którego wyznacza się parametry napełniania; MOP⁴ może sięgać do 125% HSL⁶.

W dalszej części rozdziału jako kryterium klasy przyjmuje się **PS/MAWP³ lub MOP⁴** (w zależności od przywoływanego kodu). Zakresy ciśnień są dobrane tak, aby:

- zachować zgodność progów ok. **16 bar** / >16 bar znanych z norm gazociągowych (EN 1594, IGEM),
- odzwierciedlać praktykę dla **magazynów wysokociśnieniowych** (≥ 200 bar) oraz **instalacji UHP** z ciśnieniami 350/700 bar i powyżej,
- umożliwić jednoznaczne przypisanie typowych instalacji magazynowych CGH₂ i LH₂ do klas.

3) Proponowane klasy instalacji magazynowych CGH₂ wg maksymalnego ciśnienia roboczego

3.1 Klasa LP-CGH₂ – niskociśnieniowe instalacje magazynowe (PS/MOP \leq 16 bar)

Zakres ciśnień:

PS/MAWP³ lub MOP⁴ \leq 16 bar.

Typowe przykłady:

- zbiorniki buforowe i instalacje rozprowadzenia H₂ w niskim ciśnieniu (np. po stronie wtórnej redukcji),
- lokalne sieci H₂ o charakterze dystrybucyjnym, analogiczne do niskociśnieniowych systemów gazu ziemnego,
- część powierzchniowej infrastruktury magazynów podziemnych, jeśli pracuje w niskim ciśnieniu (np. sekcje niskiego ciśnienia za stacjami redukcyjnymi).

W tym zakresie ciśnień urządzenia zwykle podlegają **PED⁷** (PS > 0,5 bar) i kwalifikują się do niższych kategorii ryzyka, przy czym dla wodoru (medium palne grupy 1) mogą szybko wchodzić w wyższe kategorie ze względu na objętość (V) i DN.

3.2 Klasa MP-CGH₂ – średniociśnieniowe instalacje magazynowe (16 < PS/MOP \leq 100 bar)

Zakres ciśnień:

16 < PS/MAWP³ lub MOP⁴ \leq 100 bar.

Typowe przykłady:

- rurociągi przesyłowe H₂ i systemy backbone o MOP⁴ w przedziale 30–80 bar,
- sekcje rurociągów pomiędzy sprężarkami a magazynem wysokociśnieniowym,
- magazyny buforowe H₂ pracujące w średnim ciśnieniu (np. 30–80 bar) przed dalszą kompresją. Normy gazociągowe (np. EN 1594 dla MOP > 16 bar) oraz opracowania dotyczące konwersji gazociągów na H₂ wskazują, że **zakres 16–100 bar** jest typowy dla wysokociśnieniowej transmisji gazu, co można zaadaptować także do rurociągów wodorowych (z uwzględnieniem dodatkowych ograniczeń materiałowych).

3.3 Klasa HP-CGH₂ – wysokociśnieniowe instalacje magazynowe (100 < PS/MOP \leq 450 bar)

Zakres ciśnień:

$100 < PS/MAWP^3$ lub $MOP^4 \leq 450$ bar.

Typowe przykłady:

- stacjonarne banki butlowe / pakiety butlowe (bundles) o ciśnieniu znamionowym 200 bar i więcej,
- wysokociśnieniowe magazyny CGH₂ przy stacjach tankowania o ciśnieniach 200–450 bar,
- rurociągi i kolektory wysokociśnieniowe w obrębie stacji sprężania i magazynowania. Dokument **EIGA Doc 247** [B-N17] wskazuje, że typowe wysokociśnieniowe systemy magazynowe składają się z pakietów butlowych o ciśnieniu **200 bar lub większym**, natomiast dokumenty dotyczące małoskalowej produkcji wodoru wymieniają zakres **17 200–103 000 kPa (172–1030 bar)** dla bardzo wysokich ciśnień magazynowych.

3.4 Klasa UHP-CGH₂ – bardzo wysokociśnieniowe instalacje magazynowe (PS/MOP > 450 bar)

Zakres ciśnień:

$PS/MAWP^3$ lub $MOP^4 > 450$ bar (w praktyce zwykle 700 bar i powyżej).

Typowe przykłady:

- magazyny dla pojazdów (FCEV) i wybranych zastosowań mobilnych (350/700 bar),
- testowe stanowiska badawcze i ławy probiercze dla zbiorników 700–1000 bar,
- specjalistyczne systemy magazynowe dla zastosowań o bardzo wysokiej gęstości energii.

ISO 19880-1 [B-N31] i standardy SAE przyjmują poziomy **35 MPa i 70 MPa** jako podstawowe ciśnienia nominalne dla stacji tankowania, natomiast przeglądy technologii magazynowania wodoru wskazują, że w zastosowaniach mobilnych stosuje się coraz częściej ciśnienia dochodzące do **700 bar**, a w badaniach nawet do **1000 bar**.

4) Klasy instalacji magazynowych LH₂ wg maksymalnego ciśnienia roboczego

W przypadku ciekłego wodoru (LH₂²) stan magazynowania jest zasadniczo **niskociśnieniowy**, ale o bardzo dużej gęstości energii i masy magazynowanego medium. Zbiorniki LH₂ są zwykle zbiornikami statycznymi próżniowo-izolowanymi (V.I.), w których ciśnienie robocze jest niskie, a głównym zagadnieniem jest bilans ciepła i parowania (boil-off).

Proponuje się następujący podział:

- **Klasa LH₂-LP:**
 - $PS/MAWP^3 \leq 12$ bar (typowo 1–10/12 bar),
 - obejmuje standardowe naziemne zbiorniki LH₂ V.I. wraz z układami parowania i odgazowania.
- **Klasa LH₂-MP:**
 - $12 < PS/MAWP^3 \leq 16$ bar,

- o obejmuje szczególne przypadki zbiorników LH₂ o podwyższonym ciśnieniu roboczym (np. związane z warunkami transportu lub specyficznymi wymaganiami procesowymi).

Wytyczne EIGA dla LH₂ podkreślają, że choć ciśnienia są relatywnie niskie, to **energia zgromadzona w postaci kriogenicznej cieczy i zimnego gazu** oraz możliwość szybkiego odparowania powodują, że ryzyko ma charakter jakościowo inny niż w przypadku klasycznych zbiorników ciśnieniowych CGH₂.

5) Klasy magazynów podziemnych (UGS⁹) wg zakresu ciśnień

W magazynach podziemnych wodoru (kawerny solne, złoża zdepletowane, warstwy wodonośne) ciśnienie magazynowania jest determinowane przede wszystkim przez **głębokość i charakter formacji geologicznej**. Prace przeglądowe i studia przypadków wskazują, że:

- magazyny w kawernach solnych są zwykle eksploatowane w zakresie **ok. 70–200 bar**, a w głębszych strukturach dopuszcza się ciśnienia powyżej 200 bar,
- w złożach i warstwach wodonośnych ciśnienia magazynowania rzędu **10–20 MPa (100–200 bar)** są rozważane jako technicznie uzasadnione dla wodoru, przy spełnieniu warunków geomechanicznych i szczelności.

Proponuje się następujące klasy:

- **Klasa UGS-1 (niskociśnieniowa):**
 - o MOP⁴ w zbiorniku geologicznym ≤ 80 bar,
 - o dotyczy płytkich struktur lub faz rozruchowych demonstratorów.
- **Klasa UGS-2 (średnociśnieniowa):**
 - o 80 < MOP⁴ ≤ 200 bar,
 - o obejmuje większość obecnie analizowanych i eksploatowanych kawern solnych (np. 70–180/200 bar), magazyny pilotażowe typu STOPIL-H₂ i podobne projekty.
- **Klasa UGS-3 (wysokociśnieniowa):**
 - o MOP⁴ > 200 bar,
 - o potencjalne głębokie kawerny i część scenariuszy dla złożowych magazynów wodoru, w których ciśnienia złożowe sięgają 200–300 bar, wymagające zaawansowanych analiz geomechanicznych. W każdym przypadku segmenty powierzchniowe (rurociągi, zbiorniki buforowe, kolektory) mogą zostać zaklasyfikowane osobno jako LP/MP/HP/UPH-CGH₂, a sam „**magazyn geologiczny**” jako UGS-1/2/3, co ułatwia spójne zapięcie programu integralności (integrity management) dla całości systemu.

6) Powiązanie klas z kodami, normami i wymaganiami regulacyjnymi

Przedstawione klasy ciśnieniowe pozwalają na:

- jednoznaczne powiązanie poszczególnych instalacji magazynowych z właściwymi **kodami projektowymi** (np. ASME B31.12⁸ dla rurociągów H₂, EN 13480, EN 13445 dla zbiorników, ISO 21009 i ISO 21010 dla LH₂),
- dobór odpowiednich **kategorii PED⁷** i modułów oceny zgodności (I–IV), zależnych od PS³, objętości i grupy płynu,
- doprecyzowanie wymagań co do poziomu NDE, prób ciśnieniowych, detekcji wycieków, systemów PRD i ESD, z uwzględnieniem rosnącej energii sprężystej w klasach HP-CGH₂ i UHP-CGH₂ oraz w magazynach UGS-2/3.

NFPA 2 [B-N42], **ISO 19880-1** [B-N31], **EIGA Doc 247** [B-N17]/**246** [B-N16] oraz wytyczne **EHSP** [B-N19] sugerują, że dla wysokich ciśnień (HP/UHP-CGH₂, UGS-2/3) wymagane są **bardziej konserwatywne odległości bezpieczeństwa, rygorystyczne procedury prób i bardziej rozbudowane systemy F&GS oraz ESD**, co powinno być konsekwentnie odzwierciedlone w dokumentacji projektowej i eksploatacyjnej.

7) Dokumentowanie klasy instalacji w projekcie i eksploatacji

Dla każdej części instalacji magazynowej wodoru (zbiorniki, rurociągi, armatura, magazyn podziemny):

- w **specyfikacjach technicznych i na P&ID** zaleca się podanie przypisanej klasy (np. „Zbiornik buforowy H₂ – klasa HP-CGH₂, PS=300 bar”; „Kawerna solna – klasa UGS-2, MOP=180 bar”),
- w dokumentach **safety case / raporcie bezpieczeństwa** należy powiązać klasę z wymaganym poziomem zabezpieczeń, kategorią PED, zakresem NDE i filozofią prób ciśnieniowych,
- w programach **in-service inspection** i RBI powinien pojawić się jawny podział na klasy ciśnieniowe, co ułatwia harmonizację interwałów przeglądów i testów w całej infrastrukturze magazynowej.

Przypisy (objaśnienia skrótów)

1. **CGH₂** – *Compressed Gaseous Hydrogen* – sprężony wodór magazynowany w stanie gazowym.
2. **LH₂** – *Liquid Hydrogen* – ciekły wodór magazynowany kriogenicznie.
3. **PS / MAWP** – *Maximum Allowable Working Pressure* – maksymalne dopuszczalne ciśnienie robocze (w PED oznaczane jako PS).
4. **MOP** – *Maximum Operating Pressure* – maksymalne ciśnienie eksploatacyjne instalacji.
5. **DP** – *Design Pressure* – ciśnienie projektowe przyjmowane do obliczeń wytrzymałościowych.
6. **HSL** – *Hydrogen Service Level* – poziom ciśnienia nominalnego w usługach tankowania (np. 35 MPa, 70 MPa).
7. **PED** – *Pressure Equipment Directive 2014/68/UE* – Dyrektywa Ciśnieniowa UE.
8. **ASME B31.12** – kod projektowy dla rurociągów i instalacji wodorowych (*Hydrogen Piping and Pipelines*).

9. **UGS** – *Underground Gas Storage* – magazyn podziemny (kawerny solne, złoża zdepletowane, warstwy wodonośne).

31. Uwarunkowania prawne związane z budową i eksploatacją podziemnych i napowierzchniowych instalacji magazynowania wodoru

31.1. Poziomy regulacji i zakres rozdziału

Budowa i eksploatacja instalacji magazynowania wodoru – zarówno podziemnych (UGS/UHS), jak i napowierzchniowych – podlega wielopoziomowym regulacjom:

- **prawu Unii Europejskiej**, obejmującemu m.in. pakiet gazowo-wodorowy, dyrektywy sektorowe (PED, ATEX, Seveso III) oraz regulacje klimatyczne i dotyczące „zielonego wodoru” (RED II/III wraz z aktami delegowanymi) (EU, 2024; OECD, 2023);
- **prawu krajowemu**, w szczególności: Prawu geologicznemu i górnictwu, Prawu energetycznemu, Prawu budowlanemu, ustawie o dozorze technicznym oraz Prawu ochrony środowiska i ustawach powiązanych (Dz.U. 2024 poz. 1290; PGE, 2011; UDT, 2000).

Na poziomie UE przyjęto w 2024 r. tzw. Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package – dyrektywę (UE) 2024/1788 oraz rozporządzenie (UE) 2024/1789, które fundamentują nowy rynek wodoru, w tym zasady dotyczące transportu, dostaw i magazynowania wodoru oraz organizacji operatorów sieci i magazynów (EU, 2024).

Na poziomie krajowym Polska dostosowuje istniejące przepisy do specyfiki wodoru, w tym poprzez przygotowywany „pakiet wodorowy” – nowelizację Prawa energetycznego i ustaw powiązanych, porządkującą m.in. koncesjonowanie magazynowania wodoru, zasady przyłączania oraz reguły rynku (MKŚ, 2024; H2Poland, 2024).

W niniejszym rozdziale przedstawiono:

- podstawowe ramy prawne UE dla instalacji magazynowania wodoru,
- kluczowe uwarunkowania krajowe podziemnego magazynowania wodoru,
- wymogi dla instalacji napowierzchniowych,
- zagadnienia koncesjonowania i obowiązków operatora,
- kwestie dokumentowania zgodności i dynamicznego charakteru regulacji.

31.2. Ramy prawne Unii Europejskiej dla magazynowania wodoru

Na poziomie UE istotne dla projektów magazynowania wodoru są w szczególności:

1. Pakiet gazowo-wodorowy (Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package)

Dyrektywa (UE) 2024/1788 oraz rozporządzenie (UE) 2024/1789 ustanawiają zasady funkcjonowania rynku wodoru i dekarbonizowanych gazów – w tym ramy dla operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych i magazynowych, zasady dostępu stron trzecich,

regulacji taryfowej i unbundlingu (EU, 2024). W odniesieniu do magazynów gazu i wodoru pakiet określa ogólne wymagania organizacyjne i funkcjonalne, które muszą zostać odzwierciedlone w prawie krajowym.

2. Dyrektywa PED – urządzenia ciśnieniowe

Dyrektywa 2014/68/UE (PED) określa wymagania zasadnicze oraz kategorie urządzeń ciśnieniowych, w tym zbiorników, rurociągów i armatury dla wodoru (medium z grupy 1 – gaz palny). Ma to bezpośredni wpływ na kategorie urządzeń, procedury oceny zgodności, znakowanie i obowiązki producentów oraz użytkowników (PED, 2014).

3. Dyrektywy ATEX i normy IEC 60079

Dyrektywa 2014/34/UE (ATEX equipment) oraz 1999/92/WE (ATEX workplace) tworzą ramy dla urządzeń i pracy w atmosferach wybuchowych. Normy IEC/EN 60079 doprecyzowują klasyfikację stref Ex i wymagania dla urządzeń przeciwwybuchowych. Ze względu na szeroki zakres palności, wysoką szybkość propagacji płomienia i niską energię zapłonu, wodór znajduje się w najbardziej wymagającej grupie gazowej (ATEX, 2014; IEC 60079).

4. Dyrektywa Seveso III (2012/18/UE)

Dyrektywa Seveso III reguluje zasady zapobiegania poważnym awariom przemysłowym. Instalacje magazynowania wodoru, w zależności od ilości substancji, mogą zostać zakwalifikowane jako zakłady o zwiększonym lub dużym ryzyku, co rodzi obowiązek sporządzenia raportu o bezpieczeństwie, planów awaryjnych oraz utrzymywania kontaktu z właściwymi organami (Seveso III, 2012).

5. Regulacje klimatyczne i dla „zielonego wodoru”

Dyrektywy RED II/RED III i akty delegowane wprowadzają definicje odnawialnego paliwa pochodzenia niebiologicznego (RFNBO) [B-P7], w tym wodoru, oraz wiążą je z systemem EU ETS i taksonomią zrównoważonych inwestycji (OECD, 2023). Ma to znaczenie dla kwalifikacji projektów magazynowania wodoru jako „zielonych” oraz dostępu do finansowania.

Ramy unijne stanowią nadrzędny kontekst dla przepisów krajowych – Polska jest zobowiązana do implementacji dyrektyw oraz bezpośredniego stosowania rozporządzeń, co przekłada się m.in. na sposób koncesjonowania, wymogi bezpieczeństwa i organizacji rynku wodoru.

31.3. Uwarunkowania prawne podziemnego magazynowania wodoru w Polsce

Podziemne magazynowanie wodoru – zarówno w kawernach solnych, jak i w złożach zdepletowanych oraz warstwach wodonośnych – jest w Polsce regulowane głównie przez:

- **Prawo geologiczne i górnicze (PGG)** – określające zasady poszukiwania, rozpoznawania i wykorzystania zasobów podziemnych oraz prowadzenia podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji, w tym gazów (Dz.U. 2024 poz. 1290),
- przepisy wykonawcze do PGG, które uwzględniają możliwość podziemnego magazynowania wodoru, w tym wymogi dokumentacji geologicznej, projektów zagospodarowania złoża oraz zasad prowadzenia eksploatacji i monitoringu (Globenergia, 2024; Uliasz-Misiak i in., 2024).

Kluczowe elementy krajowych ram prawnych dla podziemnych magazynów wodoru obejmują:

- **koncesję na podziemne bezzbiornikowe magazynowanie substancji**, wydawaną analogicznie jak dla podziemnego magazynowania gazu ziemnego; warunki koncesji obejmują m.in. parametry eksploatacji, wymagania monitoringu geomechanicznego oraz ocenę wpływu na środowisko (Dz.U. 2024 poz. 1290; Tarkowski, 2017);
- **dokumentację geologiczną i projekt zagospodarowania złoża**, w których – w przypadku wodoru – należy uwzględnić specyficzne właściwości tego gazu (dyfuzja, reaktywność, wpływ na szczelność formacji, procesy mikrobiologiczne) oraz prognozy obciążeń ciśnieniowych w cyklu zatłaczania i odbioru (Małachowska i in., 2022; Heinemann i in., 2021);
- **nadzór organów górniczych**, w szczególności Wyższego Urzędu Górniczego, obejmujący bezpieczeństwo geologiczno-górnicze, zatwierdzanie planów ruchu zakładów oraz kontrolę stosowania przepisów PGG w odniesieniu do magazynów wodoru.

Badania i analizy wskazują, że w Polsce istnieje szereg struktur potencjalnie nadających się do podziemnego magazynowania wodoru, zarówno w kawernach solnych, jak i w złożach gazu (Tarkowski, 2019; Małachowska i in., 2022; Uliasz-Misiak i in., 2024). Podkreśla się jednak potrzebę dalszego doprecyzowania wytycznych technicznych i regulacyjnych, w tym wymagań monitoringu, kryteriów kwalifikacji struktur oraz procedur oceny oddziaływania na środowisko.

31.4. Uwarunkowania prawne napowierzchniowych instalacji magazynowania wodoru

Napowierzchniowe instalacje magazynowe wodoru (zbiorniki, rurociągi technologiczne, stacje sprężania i regazyfikacji, instalacje przy stacjach tankowania, magazyny butlowe) podlegają w Polsce w szczególności:

- **Prawo budowlanemu** – regulującemu proces inwestycyjny (pozwolenia na budowę, zgłoszenia, warunki techniczne), w tym zasady lokalizacji obiektów, wymagania dotyczące bezpieczeństwa pożarowego, odległości od zabudowy i infrastruktury towarzyszącej (Prawo budowlane, 1994); brak jest jeszcze dedykowanych „warunków technicznych” dla stacji

wodorowych, toteż inwestycje realizowane są w oparciu o przepisy ogólne, normy zharmonizowane i wytyczne branżowe – m.in. NFPA 2, ISO 19880-1 oraz dokumenty EIGA (Gospodarka Morska, 2022; EIGA, 2021).

- **Prawu energetycznemu i tzw. Prawu wodorowemu** – dotychczas wodór traktowany był jako „inny gaz palny” i podlegał regulacjom tylko w zakresie, w jakim był dostarczany siecią gazową. Nowelizacje przewidują wprowadzenie odrębnych definicji wodoru, zasad wytwarzania, przesyłu, dystrybucji, magazynowania i obrotu, w tym wymogu uzyskania koncesji na magazynowanie i obrót wodorem (Prawo energetyczne, 1997; MKŚ, 2024; H2Poland, 2024).
- **Przepisom technicznego dozoru** – ustawie o dozorcze technicznym oraz aktom wykonawczym, które obejmują m.in. zbiorniki stacjonarne i mobilne (CGH₂ i LH₂), rurociągi technologiczne oraz urządzenia służące do przeładunku wodoru. Urząd Dozoru Technicznego (UDT) prowadzi proces oceny zgodności, odbioru i kontroli okresowej urządzeń (UDT, 2000; EIGA, 2021).
- **Prawu ochrony środowiska i przepisom OoŚ** – większe instalacje magazynowe wodoru, szczególnie w powiązaniu z innymi substancjami niebezpiecznymi, mogą wymagać przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko oraz uzyskania decyzji środowiskowej. W określonych przypadkach instalacje te mogą zostać zakwalifikowane jako zakłady Seveso III, z obowiązkiem sporządzenia raportu o bezpieczeństwie i planów awaryjnych (Seveso III, 2012; Globenergia, 2024).

Na poziomie technicznym stosuje się równolegle szereg norm i wytycznych sektorowych, takich jak normy EN i ISO dla zbiorników, rurociągów i stacji tankowania, kody projektowe (np. ASME B31.12 dla rurociągów wodorowych) oraz wytyczne EIGA i EHSP dla projektowania bezpiecznych instalacji wodorowych (EIGA, 2021; EHSP, 2023; Pique i in., 2017).

31.5. Koncesjonowanie, licencje i obowiązki operatora

Planowane regulacje rynku wodoru w Polsce zakładają, że:

- prowadzenie działalności w zakresie magazynowania wodoru będzie wymagało uzyskania koncesji energetycznej, analogicznie jak w przypadku magazynowania gazu ziemnego, z określeniem warunków przyłączenia, zasad taryfowych oraz obowiązków sprawozdawczych (Prawo energetyczne, 1997; MKŚ, 2024);
- operatorzy magazynów wodoru (podziemnych i napowierzchniowych) będą traktowani jako operatorzy systemu magazynowania, z wynikającymi z tego obowiązkami zapewnienia bezpieczeństwa eksploatacji, równego dostępu stron trzecich oraz prowadzenia odpowiedniej sprawozdawczości (H2Poland, 2024).

Na poziomie UE pakiet gazowo-wodorowy określa zasady unbundlingu, dostępu stron trzecich (TPA) oraz regulacji taryfowej dla sieci i magazynów wodoru, które muszą zostać przełożone na krajowe rozwiązania implementacyjne (EU, 2024; OECD, 2023). W praktyce oznacza to, że inwestor planujący magazyn podziemny wodoru będzie musiał:

- uzyskać koncesję na podziemne bezzbiornikowe magazynowanie substancji na podstawie PGG oraz przepisów wykonawczych,
- uzyskać koncesję energetyczną na magazynowanie (oraz ewentualnie obrót) wodorem,
- spełnić wymagania wynikające z Prawa budowlanego, przepisów dozoru technicznego, regulacji Seveso III oraz przepisów dotyczących oceny oddziaływania na środowisko.

31.6. Dokumentowanie zgodności i dynamika regulacyjna

Ze względu na dynamiczny rozwój regulacji wodorowych – zarówno na poziomie UE (pakiet gazowo-wodorowy, nowe wymagania dla odnawialnego wodoru), jak i krajowym (wdrożenie „prawa wodorowego”) – kluczowe staje się podejście do zgodności prawno-technicznej (compliance) jako procesu ciągłego, a nie jednorazowego zadania na etapie budowy (EHSP, 2023; OECD, 2023).

W praktyce oznacza to konieczność:

- utrzymywania zintegrowanej mapy zgodności dla całej instalacji (podziemnej i powierzchniowej), wskazującej, które elementy podlegają PGG, Prawu energetycznemu, Prawu budowlanemu, PED, ATEX, Seveso III oraz innym aktom prawnym i normom;
- prowadzenia aktualnej dokumentacji bezpieczeństwa (raporty o bezpieczeństwie, dokumenty oceny ryzyka wybuchu, analizy HAZID/HAZOP, safety case) odwołującej się zarówno do przepisów krajowych, jak i do norm i wytycznych technicznych (ISO, EN, NFPA, EIGA, EHSP);
- okresowego przeglądu regulacyjnego, w szczególności w kontekście wejścia w życie nowych przepisów (np. pełnej implementacji pakietu gazowo-wodorowego, zmian w PGG, Prawie energetycznym, nowych rozporządzeń wykonawczych) oraz aktualizacji standardów technicznych (EHSP, 2023; OECD, 2023).

Doświadczenia z projektów demonstracyjnych magazynów wodoru oraz z obszaru podziemnego magazynowania gazu ziemnego wskazują, że najskuteczniejszym podejściem jest wczesne włączenie do procesu projektowego organów nadzoru (organy górnicze, dozór techniczny, organy ochrony środowiska) i prowadzenie dialogu regulacyjnego na etapie koncepcji, projektu i rozruchu, co pozwala ograniczyć ryzyka interpretacyjne i skrócić czas procedur administracyjnych (Małachowska i in., 2022; Uliasz-Misiak i in., 2024; Tarkowski, 2019).

Przypisy (objaśnienia skrótów – rozdział 31)

UHS – Underground Hydrogen Storage – podziemne magazynowanie wodoru.

UGS – Underground Gas Storage – podziemne magazynowanie gazu; w kontekście wodoru często rozszerzane o UHS.

PED – Pressure Equipment Directive 2014/68/UE – dyrektywa ciśnieniowa UE.

ATEX – zbiorcze określenie europejskich wymagań dla urządzeń i pracy w atmosferach wybuchowych (dyrektywy 2014/34/UE i 1999/92/WE oraz normy zharmonizowane).

Seveso III – dyrektywa 2012/18/UE w sprawie kontroli zagrożeń poważnymi awariami związanymi z niebezpiecznymi substancjami.

PGG – Prawo geologiczne i górnicze – ustawa regulująca m.in. podziemne bezzbiornikowe magazynowanie substancji.

OOS – ocena oddziaływania na środowisko.

NFPA 2 – Hydrogen Technologies Code – amerykański kodeks techniczny dotyczący technologii wodorowych.

32. Rekomendacje - część B

Przeprowadzone analizy dotyczące warunków budowy i eksploatacji magazynów wodoru, zarówno w podziemnych strukturach geologicznych (kawerny solne, struktury zawodnione), jak i w instalacjach napowierzchniowych, pozwalają na sformułowanie zestawu rekomendacji dotyczących systemu monitoringu, aktualizacji danych i prognoz funkcjonowania magazynu oraz metod identyfikacji i prognozowania dróg migracji gazu. Rekomendacje stanowią doprecyzowanie wymagań wskazanych w dokumencie oraz rozwinięcie opisów metod zawartych w sprawozdaniu.

I. Rekomendacje dotyczące częstotliwości i zakresu pomiarów, aktualizacji danych i prognoz funkcjonowania magazynu

1. Spójny, „wielowarstwowy” system monitoringu

Zaleca się, aby dla każdego magazynu wodoru (PMW oraz instalacji napowierzchniowych) zaprojektować i wdrożyć spójny system monitoringu, obejmujący co najmniej następujące poziomy:

- **monitoring procesowy on-line** (SCADA/DCS) – ciągły pomiar ciśnień, temperatur, przepływów, poziomów cieczy oraz podstawowych parametrów bezpieczeństwa (stany zaworów, ESD, alarmy),
- **monitoring bezpieczeństwa** – detekcja wodoru, detekcja płomienia, nadzór wentylacji, systemy ESD/SIS, LDAR dla instalacji napowierzchniowych oraz monitoring geomechaniczny, jakości gazu i wód złożowych w PMW,
- **monitoring geologiczno-geofizyczny i środowiskowy** – obserwacja zachowania górotworu (mikrosejsmika, InSAR, GNSS), kontrola konturu gaz-woda, badania powietrza glebowego oraz wód złożowych w strefie nadzorczej.

Szczegółowy zakres oraz częstotliwości zaleca się przyjmować w odniesieniu do tabeli wymagań monitoringu dla PMW (Tabela 22-1) i magazynów napowierzchniowych (Tabela 23-1).

2. Ciągły monitoring parametrów procesowych i podstawowych wielkości bezpieczeństwa

Dla wszystkich typów magazynów wodoru rekomenduje się:

- **ciągły pomiar ciśnienia i temperatury** w zbiornikach, kawernach i przewodach technologicznych (częstotliwość próbkowania co najmniej 1 Hz dla PMW oraz instalacji wysokociśnieniowych),
- ciągłe monitorowanie **ciśnienia w przestrzeniach pierścieniowych odwiertów** oraz kluczowych odcinków rurociągów przesyłowych,
- centralne zbieranie i archiwizację danych w systemie SCADA, z implementacją progów alarmowych i funkcji trendowania, umożliwiającymi wykrywanie powolnych zmian (driftów) parametrów pracy magazynu.

Dane procesowe powinny być poddawane **regularnej analizie trendów (miesięcznej/kwartalnej)**, a wyniki omawiane w ramach przeglądów eksploatacyjnych i przeglądów bezpieczeństwa (np. HAZOP revalidation).

3. Monitoring jakości wodoru i kluczowych parametrów złożowych

W celu zapewnienia stabilnej jakości eksploatowanego wodoru oraz kontroli procesów geochemicznych w złożu zaleca się:

- oznaczanie składu gazu (H_2 , O_2 , N_2 , CH_4 , CO_2 , H_2S , H_2O) w gazie zatłaczanym i odbieranym **co 1–3 miesiące**, z wykorzystaniem chromatografii gazowej oraz – tam, gdzie to uzasadnione – analizatorów on-line w newralgicznych punktach instalacji,
- okresowe (co **6–12 miesięcy**) pobieranie próbek wody złożowej i solanki z odwiertów eksploatacyjnych i obserwacyjnych w celu oceny: składu jonowego (Cl^- , Na^+), pH, potencjału redoks, stopnia zgazowania oraz aktywności mikrobiologicznej (bakterie siarczanowe, metanogenne),
- wykorzystanie wyników analiz gazu i wód złożowych do kalibracji modeli geochemicznych oraz oceny ryzyka powstawania H_2S , CH_4 oraz procesów korozyjnych.

Rekomenduje się, aby **prognozy jakości wodoru** (na horyzoncie kilku lat) były aktualizowane co najmniej raz na **3–5 lat** lub po każdej znaczącej zmianie warunków eksploatacji (zmiana zakresu ciśnień, zwiększenie pojemności, istotne modyfikacje instalacji).

4. Monitoring integralności odwiertów i szczelności instalacji

Z uwagi na kluczową rolę odwiertów i rurociągów w zapewnieniu szczelności magazynu, zaleca się:

- prowadzenie **testów szczelności rur osłonowych i produkcyjnych** w odwiertach **co 6–12 miesięcy**,
- wykonywanie **badania geofizycznych CBL/VDL, USIT/CAST** w interwałach **2–3-letnich** lub częściej, w przypadku wykrycia niepokojących trendów (zmiana ciśnień, nieszczelności cementu, anomalie w danych mikrosejsmicznych),
- systematyczne pomiary i analizy **korozji** z użyciem kuponów korozyjnych i sond elektrochemicznych (co **6 miesięcy**), zarówno w obszarach kontaktu z wodorem, jak i w strefach narażonych na działanie kondensatu, solanki i mieszanin gazowych.

Dla instalacji napowierzchniowych rekomenduje się utrzymanie **programu LDAR (Leak Detection And Repair)** z częstotliwością co najmniej **1 raz w miesiącu** dla kluczowych odcinków rurociągów i armatury, zgodnie z praktyką opisaną w tabeli 23-1.

5. Monitoring geomechaniczny i środowiskowy (powierzchnia, powietrze glebowe)

Dla podziemnych magazynów wodoru, w szczególności w strukturach zawodnionych, zaleca się wdrożenie:

- **mikrosejsmiki** (klasyczne geofony lub systemy DAS) – z zapisem ciągłym i analizą zdarzeń co najmniej w trybie tygodniowym,
- **monitoringu deformacji powierzchni (subsydencji)** z wykorzystaniem pomiarów GNSS (co najmniej raz w tygodniu) oraz analiz InSAR (co najmniej raz w miesiącu),
- systematycznych badań **powietrza glebowego** w strefie nadzorczej (otwory/sondy glebowe), z częstotliwością:
 - w fazie rozruchu: co 1–3 miesiące,
 - w fazie ustabilizowanej eksploatacji: co 6–12 miesięcy, z możliwością zagęszczenia pomiarów po zdarzeniach mogących naruszyć integralność struktury (anomalia ciśnieniowa, zdarzenie sejsmiczne).

Wyniki pomiarów powinny być integrowane z modelami geomechanicznymi i przepływowymi oraz wykorzystywane do okresowych **aktualizacji prognoz zachowania magazynu** (co 3–5 lat lub częściej, gdy wymagają tego obserwowane trendy).

6. Aktualizacja modeli i prognoz funkcjonowania magazynu

Rekomenduje się, aby dla każdego PMW i magazynu napowierzchniowego opracować i utrzymywać:

- **model statyczny (geologiczny) i dynamiczny (symulacyjny)**, obejmujący przepływ gazu, zachowanie wody złożowej, możliwe scenariusze migracji oraz zachowanie górotworu,
- **harmonogram aktualizacji modeli** co 3–5 lat oraz po kluczowych zmianach w sposobie eksploatacji.

Dane z monitoringu (procesowego, złożowego, geomechanicznego, środowiskowego) powinny być traktowane jako główne źródło walidacji i kalibracji tych modeli, a wnioski z aktualizacji – jako podstawa do korekty reżimów pracy i planów rozwojowych magazynu.

II. Rekomendacje dotyczące metod prognozowania kierunków migracji i identyfikacji potencjalnych dróg ucieczki gazu

1. Modelowanie 3D struktur i potencjalnych ścieżek migracji

Dla wszystkich rozważanych lokalizacji PMW zaleca się budowę **trójwymiarowego modelu geologicznego** obejmującego: pułapkę zbiornikową, skały nadkładu, system uskoków, strefy spękań oraz istniejącą infrastrukturę wiertniczą. Model ten powinien stanowić podstawę do:

- analizy potencjalnych dróg migracji gazu (np. wzdłuż uskoków, przez nieciągłości w nadkładzie, wzdłuż nieprawidłowo zacementowanych otworów),
- wyznaczania stref podwyższonego ryzyka i obszarów, w których konieczna jest gęstsza sieć odwiertów obserwacyjnych i punktów monitoringu.

Rekomenduje się, aby model był rozwijany etapowo – od wersji wstępnej na etapie koncepcyjnym, po modele wysokiej rozdzielczości wykorzystywane w trakcie eksploatacji magazynu.

2. Lokalizacja i rola odwiertów obserwacyjnych

Ze względu na szczególną rolę odwiertów obserwacyjnych w identyfikacji dróg ucieczki gazu zaleca się:

- sytuowanie odwiertów obserwacyjnych w **strefach granicznych struktury** (korona pułapki, flanki, okolice uskoków) oraz w rejonie potencjalnych „słabych punktów” uszczelnienia,
- rozmieszczenie części odwiertów obserwacyjnych w sposób umożliwiający **kontrolę konturu gaz–woda** oraz ocenę migracji gazu do stref nadległych,
- wyposażenie odwiertów obserwacyjnych w **pakiety pomiarowe** umożliwiające pomiar ciśnienia, temperatury, składu gazu i parametrów wody złożowej, a także prowadzenie pomiarów geofizycznych (profilowania neutronowe, akustyczne, TDT, pomiar gęstości płynu, pomiary gradiometrem).

Dla każdego magazynu powinien powstać **schemat funkcjonalny sieci odwiertów obserwacyjnych**, powiązany z modelami migracji (w tym z modelami konturu gaz–woda), a częstotliwość pomiarów powinna być dostosowana do dynamiki zjawisk (częściej w fazie rozruchu, rzadziej w fazie ustabilizowanej).

3. Zintegrowane wykorzystanie badań geofizycznych, mikrosejsmiki i geodezji

Prognozowanie kierunków migracji wodoru wymaga wykorzystania kilku komplementarnych metod:

- **profilowań geofizycznych w otworach** (neutronowych, gęstości, akustycznych, temperatury), pozwalających na wykrywanie stref ucieczki gazu, przepływów międzywarstwowych, stożków wodnych oraz zmian nasycenia skał gazem,
- **mikrosejsmiki** do detekcji mikronaruszeń i rejestracji aktywności górotworu w odpowiedzi na zmiany ciśnienia w zbiorniku,
- **InSAR i GNSS** do monitorowania deformacji powierzchni i powiązania ich z modelami geomechanicznymi.

Dane z tych systemów powinny być regularnie integrowane i interpretowane w sposób skoordynowany, z wykorzystaniem modeli numerycznych przepływu i geomechaniki.

4. Analiza powietrza glebowego i wód złożowych jako element wczesnego ostrzegania

Rekomenduje się uznanie **badania powietrza glebowego** oraz **analiz wody złożowej** za kluczowe elementy systemu wczesnego ostrzegania:

- anomalie stężenia H₂, O₂, CO₂ oraz pojawienie się gazu w próbkach wody z odwiertów obserwacyjnych w strefach nadzorczej i kontrolowanej mogą wskazywać na rozwój dróg ucieczki gazu,

- wyniki tych badań powinny być zestawiane z informacjami o zmianach ciśnienia, przemieszczeniu konturu gaz–woda oraz z danymi mikrosejsmicznymi.

W przypadku wykrycia niepokojących trendów (np. systematyczny wzrost stężenia H₂ w powietrzu glebowym w określonym sektorze) zaleca się wykonanie **kampanii pomiarowej o zwiększonej gęstości punktów** oraz aktualizację modelu migracji.

5. Regularna rewizja scenariuszy migracji i dróg ucieczki gazu

Biorąc pod uwagę, że zachowanie wodoru w warunkach podziemnych może odbiegać od klasycznych zachowań gazu ziemnego, zaleca się, aby:

- scenariusze migracji i potencjalnych dróg ucieczki gazu były **okresowo weryfikowane** (co 3–5 lat) w oparciu o wyniki monitoringu i zaktualizowane modele,
- każda istotna zmiana parametrów pracy magazynu (zwiększenie zakresu ciśnień, zmiana pojemności czynnej, pojawienie się nowych projektów odwiertowych) była poprzedzona **analizą wpływu na kierunki możliwej migracji** i koniecznością modyfikacji sieci monitoringu.

Spis tabel - cz. B

Tabela 17-1. Zestawienie Podziemnych Magazynów Wodoru na świecie	261
Tabela 17-2. Aspekty geologiczne, techniczne, środowiskowe, zdrowotne i kosztowe różnych opcji podziemnego magazynowania wodoru	262
Tabela 18-1. Charakterystykę zbiorników samochodowych w zależności od rodzaju gromadzonego paliwa	265
Tabela 18-2. Wady i zalety metod magazynowania wodoru na powierzchni	266
Tabela 18-3. Zestawienie producentów zbiorników CGH ₂ typu IV.....	268
Tabela 19-1. Średnie objętości i głębokości posadowienia kawern, wynikające z analizy statystycznej oraz średnią pojemność kawerny w poszczególnych wysadach	274
Tabela 19-2. Zestawienie danych dotyczących otworów zlokalizowanych w rejonie wybranych struktur zawodnionych Niecki Warszawskiej	278
Tabela 19-3. Podstawowe dane geologiczne struktur zawodnionych Niecki Warszawskiej.....	279
Tabela 19-4. Obliczenia szacunkowej pojemności czynnej Podziemnego Magazynu Wodoru, wytworzonego w danej strukturze zawodnionej	279
Tabela 19-5. Zestawienie danych dotyczących otworów zlokalizowanych w rejonie wybranych struktur zawodnionych Niecki Pomorskiej.....	280
Tabela 19-6. Podstawowe dane geologiczne struktur zawodnionych Niecki Pomorskiej.....	281
Tabela 19-7. Podstawowe dane geologiczne Niecki Pomorskiej.....	281
Tabela 19-8. Zestawienie danych dotyczących otworów zlokalizowanych w rejonie wybranych struktur zawodnionych Niecki Mogileńsko-Łódzkiej.....	282
Tabela 19-9. Podstawowe dane geologiczne struktur zawodnionych Niecki Mogileńsko-Łódzkiej ...	283
Tabela 19-10. Podstawowe dane geologiczne struktur Niecki Mogileńsko-Łódzkiej.....	283
Tabela 19-11. Podstawowe dane geologiczne struktur	284
Tabela 20-1. Miąższość złoża soli.....	285
Tabela 20-2. Typowe parametry.....	286
Tabela 20-3. Kryteria eksploatacji magazynu wodorowego.....	287
Tabela 20-4. Podstawowe własności krytyczne i fazowe wodoru.....	288
Tabela 20-5. Przykładowe własności PVT wodoru w warunkach kawern solnych.....	288
Tabela 21-1. Klasyfikacja zbiorników w których odbywa się magazynowanie wodoru	296
Tabela 21-2. Typy zbiorników	300
Tabela 21-3. Przewodność cieplna powszechnie stosowanych materiałów izolacyjnych układanych warstwowo	310

Tabela 21-4. Pozorna przewodność cieplna stosowanych materiałów izolacyjnych proszkowych próżniowych	311
Tabela 21-5. Parametry projektowe kriogenicznych zbiorników magazynowych LH2	313
Tabela 21-6. Typy zbiorników na wodór.....	314
Tabela 22-1. Przykładowa specyfikacja wymagań monitoringu bezpieczeństwa magazynów wodoru	322
Tabela 23-1. Monitorowanie bezpieczeństwa powierzchniowych instalacji do przechowywania wodoru	331
Tabela 24-1. Odległość między magazynem butli z gazem, a innymi obiektami.....	333
Tabela 25-1. Zestawienie dotychczasowych instalacji PMH w świecie	337
Tabela 26-1. Parametry wodoru świadczące o jego łatwopalności.....	343

Spis rysunków - cz. B

Rysunek 18-1. Suiso frontier	269
Rysunek 18-2. Terminal odbiorczy skroplonego wodoru Hy Touch Kobe	269
Rysunek 18-3. Wizualizacja statku mającego transportować 160 tys. m ³ skroplonego wodoru	270
Rysunek 19-1. Mapa występowania soli kamiennej w Polsce	272
Rysunek 19-2. Mapa złoża soli kamiennej Zatoka Pucka (kolor żółty) wraz z zaznaczonymi obszarami chronionymi (czerwony)	273
Rysunek 19-3. Uproszczony przekrój przez wysad solny Rogóżno	275
Rysunek 21-1. Największy zbiornik ciekłego wodoru wykorzystywany przez NASA Kennedy Space Center	295
Rysunek 21-2. Magazynowanie sprężonego wodoru w postaci gazowej	296
Rysunek 21-3. Schemat poglądowy budowy zbiorników Typ I-IV	300
Rysunek 21-4. Schemat zbiornika typu cylindrycznego na wodór gazowy montowany na szyi	308
Rysunek 21-5. Przykład zbiorników cylindrycznych montowanych w ramie tworzącej wiązkę złożoną z 4 zbiorników	308
Rysunek 21-6. Zbiornik do przechowywania wodoru o pojemności 2000 m ³ pod ciśnieniem 45 bar w Centrum Badawczym Wodoru i Magazynowania w Cottbus-Niemcy	309
Rysunek 21-7. Schemat procesu magazynowania wodoru w zbiorniku w Centrum Badawcze Wodoru i Magazynowania w Cottbus-Niemcy	309
Rysunek 21-8. Schemat budowy zbiornika na wodór	312
Rysunek 21-9. Schemat izolacji cieplnej w zbiornikach kriogenicznych	313
Rysunek 22-1. Porównanie górnego ciśnienia pracy PMG do pierwotnego ciśnienia złożowego	318
Rysunek 23-1. Przykładowy czujnik ultradźwiękowy	328
Rysunek 23-2. Przykładowy detektor płomienia wodoru	329
Rysunek 23-3. Przykładowy schemat detekcji wycieków wodoru	331
Rysunek 25-1. UHS w Gamperen- Austria- Rag	339
Rysunek 25-2. Schemat UHS Teesside	340
Rysunek 25-3. Schemat instalacji napowierzchniowej w magazynie gazu miejskiego Baynes we Francji	342

Bibliografia - cz. B

- Alazemi, J. & Andrews, J. (2021). Assessment of Hydrogen Storage Methods and Technologies: Material, Energy, and Cost Perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 146, 111180.
- Andrews, G. & Srinivasan, R. (2021). Failure Analysis and Permeation Studies of Polymer Liners in Type IV Hydrogen Storage Tanks. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(95), 50230–50245.
- Ayvaz, M., Ayvaz, S. & Aydin, I. (2018). A novel method for determining effects of fire damage on the safety of the Type I pressure hydrogen storage tanks. *International Journal of Hydrogen Energy*, 43(44), 20271–20283.
- Bai W. et al., 2025, Leakage risk assessment system for salt cavern hydrogen storage, <https://doi.org/10.1002/dug2.70011>
- Bauer, S. (2020). *Underground Sun Storage: Final Report Public 13 – January 2020*.
Dostęp: <https://www.underground-sun-storage.at>
- Briottet, L., Moro, I. & Lemoine, P. (2009). Quantifying the hydrogen embrittlement of pipe steels for safety considerations. *Proceedings of the 3rd International Conference on Hydrogen Safety*, Ajaccio.
- Bruno, M.S., Dewolf, G., and Foh, S., 2000, Geomechanical analysis and decision analysis for delta pressure operations in gas storage reservoirs, *Proc. AGA Operations Conf.*, Denver, CO, May 7-9, 2000
- Buttner, W.J., Post, M.B., Burgess, R. & Rivkin, C. (2011). An overview of hydrogen safety sensors and requirements. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(3), 2462–2470.
- Calabrese, M. et al. (2024). Hydrogen Safety Challenges: A Comprehensive Review on Production, Storage, Transport, Utilization, and CFD-Based Consequence and Risk Assessment. *Energies*, 17, 1350.
- Caglayan D.G. et al. 2020, Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe, *Int. J. Hydrogen Energy*,
- Campari, A. et al. (2023). Lessons learned from HIAD 2.0: Inspection and maintenance to avoid hydrogen-induced material failures. *Computers & Chemical Engineering*, 173, 108199.
- Cirrone, D., Makarov, D., Proust, C. & Molkov, V. (2023). Minimum ignition energy of hydrogen-air mixtures at ambient and cryogenic temperatures. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48, 16530–16544.
- Comond, O., Perreux, D., Thiebaud, F. & Weber, M. (2009). Methodology to improve the lifetime of type III HP tank with a steel liner. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34, 3077–3090.

- Czakaj, A. (2022). Pomiary jakości wodoru o klasie czystości dla ogniwo paliwowych. Nowa Energia. <https://nowa-energia.com.pl/2022/06/24/pomiary-jakosci-wodoru-o-klasie-czystosci-dla-ogniw-paliwowych/>
- Daimler Truck & Linde (2025). Safe, Fast and Simple: Daimler Truck and Linde Set New Standard for Liquid Hydrogen Refueling Technology. <https://www.daimlertruck.com/en/newsroom/press-releases>
- Delhomme, B. et al. (2012). Large scale magnesium hydride tank coupled with an external heat source. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37, 9103–9111.
- Djukic, M.B. et al. (2022). Hydrogen embrittlement mechanisms in steels at different length scales. *Proceedings of the 1st International Conference on Innovative Materials in Extreme Conditions*.
- DOE / U.S. Department of Energy – EERE (2013). Technical Assessment of Compressed Hydrogen Storage Tank Systems for Automotive Applications. https://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/pdfs/compressedtank_storage.pdf
- DOE / NASA – Advances in Liquid Hydrogen Storage Workshop (2021). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/advances-liquid-hydrogen-storage-workshop>
- DOE / NASA – Liquid Hydrogen Technologies Workshop (2022). <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/liquid-hydrogen-technologies-workshop>
- Ebigbo, A., Golfier, F. & Quintard, M. (2013). A coupled, pore-scale model for methanogenic microbial activity in underground hydrogen storage. *Advances in Water Resources*, 61, 74–85. DOI: 10.1016/j.advwatres.2013.09.004
- EIGA (2021). Regulations and Standards for Hydrogen. European Industrial Gases Association.
- Epelle, E.I., Obande, W., Udourioh, G.A. et al. (2022). Perspectives and prospects of underground hydrogen storage and natural hydrogen. *Sustainable Energy & Fuels*, 6(14), 3324–3343. DOI: 10.1039/D2SE00618A
- Esteban R. Ugarte, D., Tetteh, S. & Salehi, S. (2024). Experimental studies of well integrity in cementing during underground hydrogen storage. *International Journal of Hydrogen Energy*, 51, 473–488.
- European Commission – JRC (2020). Safety Assessment and Standards for Compressed Hydrogen Storage Systems. EUR 30295 EN. DOI: 10.2760/68069
- European Patent Office (2023). French Research Group Win the European Inventor Award 2023 for a Safer and More Efficient Hydrogen Storage Solution. <https://www.epo.org>
- Faisal, M. et al. (2023). Hydrogen storage in salt caverns: Operational and monitoring best practices. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(15), 5412–5428.

- Fesmire, J.E. et al. (2022). Energy Efficient Large-Scale Storage of Liquid Hydrogen. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 1240, 012088. DOI: 10.1088/1757-899X/1240/1/012088
- Floriano, R. et al. (2017). Low temperature rolling of AZ91 alloy for hydrogen storage. International Journal of Hydrogen Energy, 42, 29394–29405.
- Geostock (2023). Four ways to store large quantities of hydrogen. <https://www.geostockgroup.com>
- Globenergia (2024). Podziemne bezzbiornikowe magazynowanie wodoru – czy krajowe regulacje pozwalają na realizację takiej inwestycji? <https://globenergia.pl>
- Gómez, J.A.; Santos, D.M.F. 2023, The Status of On-Board Hydrogen Storage in Fuel Cell Electric Vehicles. Designs, <https://doi.org/10.3390/designs7040097>
- Gospodarka Morska (2022). Energia z wodoru a braki regulacyjne w polskim systemie prawnym – nowe regulacje od 2023 roku. <https://www.portalmorski.pl>
- Guo, L. et al. (2024). Hydrogen safety: An obstacle that must be overcome on the road towards future hydrogen economy. International Journal of Hydrogen Energy, 51, 1055–1078.
- Hagemann, B., Rasoulzadeh, M., Panfilov, M. et al. (2016). Hydrogenization of underground storage of natural gas: Impact of hydrogen on the hydrodynamic and bio-chemical behavior. Computational Geosciences, 20, 595–606. DOI: 10.1007/s10596-015-9515-6
- Hagemann, B. et al. (2015a). Hydrogenization of underground storage of natural gas. Impact of hydrogen on the hydrodynamic and bio-chemical behavior. Computers & Geosciences.
- Hagemann, B. et al. (2015b). Mathematical modeling of unstable transport in underground hydrogen storage. Environmental Earth Sciences, 73, 6891–6898.
- Hassan, I.A. et al. (2021). Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications – A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 149, 111311.
- H2Poland (2024). Regulacje prawne dotyczące wdrażania wodoru w Polsce. <https://h2poland.com.pl>
- H2Tools / PNNL. Hydrogen Tools – Best Practices, Lessons Learned, HIAD 2.0, Hydrogen Lessons Learned Reporting Tool. <https://h2tools.org>
- Heinemann, N., Alcalde, J., Miocic, J.M. et al. (2021). Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – the scientific challenges. Energy & Environmental Science, 14(2), 853–864. DOI: 10.1039/D0EE03536J
- Houchins, C. et al. (2022). Hydrogen Storage Cost and Performance Targets – DOE Hydrogen Program Review 2022. https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/review22/st235_houchins_2022_p.pdf

- HyUnder Project (2013–2015). Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large-scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe (HYUNDER). <https://hyunder.eu>
- Hydrogen Incident and Accident Database (HIAD 2.0). <https://hysafe.info/hiad-2-0-free-access-to-the-renewed-hydrogen-incident-and-accident-database/>
- Hydrogen Lessons Learned Reporting Tool. <https://h2tools.org/lessons>
- Hydrogen Vehicle Burn Test – Vienna Fire and Rescue Service.
<https://www.youtube.com/embed/ow47SePNz-s>
- Iwańska, K., Kulesza, K., Wróblewski, M. & Grudowska, J. (2023). Bezpieczeństwo w technologiach wodorowych IV – inżynieria bezpieczeństwa technologii wodorowych – bezpieczeństwo w obszarze magazynowania wodoru. Sieć Badawcza Łukasiewicz – Orgmasz.
- Izabela Pietkun-Greber & Janka, R.M. (2010). Oddziaływanie wodoru na metale i stopy. Proceedings of ECOpole, 4(2).
- Jansons, L., Backurs, A., Zemite, L. et al. (2025). System Design and Economic Feasibility Study of Large-Scale Hydrogen Storage in Aquifers. Hydrogen, 6(4), 109. DOI: 10.3390/hydrogen6040109
- Jeon, J. & Kim, S.J. (2020). Recent Progress in Hydrogen Flammability Prediction for the Safe Energy Systems. Energies, 13(23), 6263. DOI: 10.3390/en13236263
- Kazemi, M., Brennan, S. & Molokov, V. (2024). Hydrogen Safety by Design: Exclusion of Flame Blow-Out from a TPRD. Hydrogen, 5, 280–292.
- Kawasaki Heavy Industries (2020–2023). Komunikaty prasowe dot. terminala Kobe LH₂, statku SUIISO FRONTIER i dużych zbiornikowców LH₂.
<https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news>
- Kennedy Engineering Academy #144 (2017). Final Results of the Ground Operations Demonstration Unit for Liquid Hydrogen (GODU-LH₂) Project. NASA KSC.
<https://ntrs.nasa.gov/citations/20170002713>
- Kotynia, A. & Brykała, M. (2020). Ocena zagrożenia wybuchem dla Stacji Pomiarów Aerologicznych w Legionowie. IMGW-PIB.
- Kuchta, J.M. (1985). Investigation of fire and explosion accidents in the chemical, mining, and fuel-related industries. U.S. Bureau of Mines Bulletin 680.
- Kuznetsov, M. & Grune, J. (2017). Experiments on flame acceleration and DDT for stoichiometric hydrogen/air mixtures in a thin layer geometry. Proceedings of the 7th International Conference on Hydrogen Safety, Hamburg.
- Lewis, B. & von Elbe, G. (1961). Combustion, Flames and Explosions of Gases. Academic Press.

- Li, M. et al. (2019). Review on the research of hydrogen storage system fast refueling in fuel cell vehicle. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44, 10677–10693.
- Liang, Y., Yang, H. & Ju, Y. (2024). Review on the key technologies and future development of insulation structure for liquid hydrogen storage tanks. *International Journal of Hydrogen Energy*, 57, 1302–1315.
- Lord A.S., Kobos P.H., Borns D.J., 2014, Geologic storage of hydrogen, Sandia National Laboratories,
- Luboń, K. et al. (2024). Impact of Depth on Underground Hydrogen Storage. *Energies*, 17(6), 1268.
- Małachowska, A. et al. (2022). Hydrogen Storage in Geological Formations – The Potential of Salt Caverns. *Energies*, 15(14), 5038.
- Minougou J. D. et al, 2023, Underground hydrogen storage in caverns: Challenges of impure salt structures, *Earth-Science Reviews*, <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2023.104599>
- Mohd Fairuz bin Shamsudin (2019). Structural Health Monitoring of Fatigue Cracks using Acoustic Emission Technique. PhD Thesis, Brunel University London.
- Moradi, R. & Groth, K.M. (2019). Hydrogen storage and delivery: review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44, 12254–12269.
- Moro, I. et al. (2010). Hydrogen embrittlement susceptibility of a high strength steel X80. *Materials Science and Engineering A*, 527, 7252–7260.
- Mouli-Castillo, J., Heinemann, N. & Edlmann, K. (2021). Mapping geological hydrogen storage capacity and regional heating demands – UK case study. *Applied Energy*, 288, 116640.
- NASA (2024). Cryogenic Hydrogen Fuel Systems / Aerospace Innovation Showcase (Adam Swanger, KSC). <https://www.nasa.gov>
- Niaz, S., Manzoor, T. & Pandith, A.H. (2015). Hydrogen storage: Materials, methods and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, 457–469.
- OECD (2023). Risk-Based Regulatory Design for the Safe Use of Hydrogen. OECD Publishing.
- Ono, R. et al. (2007). Minimum ignition energy of hydrogen-air mixture: Effects of humidity and spark duration. *Journal of Electrostatics*, 65, 87–93.
- Peng D.Y., Robinson D.B., 1976, A new two-constant equation of state, *Ind. Eng. Chem. Fund.*
- Pérez, A. et al. (2016). Patagonia Wind–Hydrogen Project: Underground Storage and Methanation. 21st World Hydrogen Energy Conference.
- Pique, S. et al. (2017). Comparative study of regulations, codes and standards and practices on hydrogen fuelling stations. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42, 7429–7439.

- Proust, C. (2019). Fire and Explosion Safety in Hydrogen Containing Processes: State of the Art and Outstanding Questions. Proceedings of the 9th International Seminar on Fire and Explosion Hazards.
- Rivard, E., Trudeau, M. & Zaghbi, K. (2019). Hydrogen storage for mobility: a review. *Materials*, 12, 1973.
- Sakintuna, B., Lamari-Darkrim, F. & Hirscher, M. (2007). Metal hydride materials for solid hydrogen storage: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(9), 1121–1140.
- Schefer, R.W. et al. (2009). Visible emission of hydrogen flames. *Combustion and Flame*, 156, 1234–1241.
- Schlapbach, L. & Züttel, A. (2001). Hydrogen-storage materials for mobile applications. *Nature*, 414, 353–358.
- Schroeder, V. & Holtappels, K. (2005). Explosion Characteristics of Hydrogen-Air and Hydrogen-Oxygen Mixtures at Elevated Pressures. Proceedings of the 1st International Conference on Hydrogen Safety, Pisa.
- Scottish Enterprise (2024). Compression, storage and distribution of gaseous hydrogen – factsheet. <https://www.scottish-enterprise.com>
- Storengy – Beynes (2021). Stockage souterrain de gaz. Le Plan Particulier d’Intervention. Préfet des Yvelines.
- Sun, L., Cheng, L., Wang, H. & Yu, H. (2023). Review of Decompression Damage of the Polymer Liner of the Type IV Hydrogen Storage Tank. *Polymers*, 15(10), 2258. DOI: 10.3390/polym15102258
- Takeichi, N. et al. (2003). “Hybrid hydrogen storage vessel”, a novel high-pressure hydrogen storage vessel combined with hydrogen storage material. *International Journal of Hydrogen Energy*, 28, 1121–1129.
- Tarhan, C. & Çil, M.A. (2021). A study on hydrogen, the clean energy of the future: Hydrogen storage methods. *Journal of Energy Storage*, 40, 102676.
- Tarkowski, R. (2017). Wybrane aspekty podziemnego magazynowania wodoru. *Przegląd Geologiczny*, 65(5), 282–291.
- Tarkowski, R. (2019). Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105, 86–94.
- Tarkowski, R. & Uliasz-Misiak, B. (2021). Use of underground space for the storage of selected gases (CH₄, H₂, and CO₂) – possible conflicts of interest. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management*, 37(1), 141–160. DOI: 10.24425/gsm.2021.136290

- Toleukhanov, A. et al. (2015). Storage of hydrogenous gas mixture in geological formations: Selforganisation in presence of chemotaxis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(46), 15952–15962.
- Uliasz-Misiak, B., Lewandowska-Śmierchalska, J. & Matuła, R. (2024). Hydrogen Storage Potential in Natural Gas Deposits in the Polish Lowlands. *Energies*, 17(2), 374. DOI: 10.3390/en17020374
- U.S. DOE – DOE Hydrogen Program / Fuel Cell Technologies Office. <https://www.hydrogen.energy.gov>
- Valenti G. et al. 2018, Thermodynamic analysis of hydrogen expansion processes, *Int. J. Hydrogen Energy*,
- Verfondern, K. (2022). *Hydrogen fundamentals*. W: A. Kotchourko & T. Jordan (red.), *Hydrogen Safety for Energy Applications: Engineering Design, Risk Assessment, and Codes and Standards*. Butterworth-Heinemann.
- Vasile, N.S. (2024). A Comprehensive Review of Biogeochemical Modeling of Underground Hydrogen Storage: A Step Forward in Achieving a Multi-Scale Approach. *Energies*, 17(23), 6094. DOI: 10.3390/en17236094
- Wang, C., Xu, Q., Liu, T. & Yu, H. (2023). Review of the Cost Analysis of Hydrogen Gas Storage Tanks. *Energies*, 16(13), 5233.
- Wen, J.X. et al. (2022). Statistics, lessons learned and recommendations from analysis of HIAD 2.0 database. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47, 17082–17096.
- Wu, L., Hou, Z.-M., Luo, Z.-F. et al. (2024). Impacts of microbial interactions on underground hydrogen storage in porous media: A comprehensive review of experimental, numerical, and field studies. *Petroleum Science*, 21(6), 4067–4099. DOI: 10.1016/j.petsci.2024.08.015
- Yang, M. et al. (2023). A review of hydrogen storage and transport technologies. *Clean Energy*, 7, 190–216.
- Yang, W., Zhang, H. & Zhao, X. (2024). A Comprehensive Literature Review on Hydrogen Tanks: Storage, Safety, and Structural Integrity. *Applied Sciences*, 14(20), 9348.
- Yang, Y., Xie, F., Zhu, M., Yu, S. & Li, Y. (2023). Design and Optimization of the Insulation Performance of a 4000 m³ Liquid Hydrogen Spherical Tank. *Processes*, 11(6), 1778. DOI: 10.3390/pr11061778
- Zamani, H. et al. (2024). Well Integrity Challenges and Monitoring Strategies for Hydrogen Storage in Salt Caverns. *Energies*, 17(3), 1583.
- Zbiorniki wodorowe – Amargo. Zbiorniki wodorowe: ciśnieniowe, kompozytowe zbiorniki do magazynowania i transportu wodoru. <https://www.amargo.pl/wodor/>
- Zhang, L. et al. (2024). A comprehensive review of the promising clean energy carrier: Hydrogen production, transportation, storage, and utilization (HPTSU) technologies. *Fuel*, 355, 129455.

Zhu, L., Zhang, L., Li, C. & Li, Y. (2023). Review of Common Hydrogen Storage Tanks and Current Manufacturing Methods for Aluminium Alloy Tank Liners. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(43), 16195–16218. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.02.139

Akty prawne - cz. B

- [B-P1] ATEX – Dyrektywy 2014/34/UE i 1999/92/WE. Wymagania dla urządzeń i pracy w atmosferach wybuchowych.
- [B-P2] OECD (2023). *Risk-Based Regulatory Design for the Safe Use of Hydrogen*. (można traktować jako wytyczne regulacyjne).
- [B-P3] Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U. 2024 poz. 1290 – tekst jednolity).
- [B-P4] Prawo energetyczne (z projektowanym „prawem wodorowym”).
- [B-P5] Prawo budowlane.
- [B-P6] Ustawa o dozorze technicznym.
- [B-P7] RED II / RED III oraz akty delegowane – kryteria dla odnawialnego wodoru (RFNBO).
- [B-P8] Dyrektywa unijna z 22.10.2014 r.-AFID (Alternative Fuels Infrastructure Directive)
- [B-P9] Ustawa z 11.01.2018 r. Sejmu O elektromobilności paliwach alternatywnych, znowelizowana 24.05.2024 r.
- [B-P10] Ustawa z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym (Dz.U. z 2021 r. poz. 272)
- [B-P11] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/94/UE z 22 października 2014 roku w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych (Dz. Urz. UE L 307 z 28.10.2014 z późn. zm.).
- [B-P12] Dyrektywa PED 2014/68/UE – Urządzenia ciśnieniowe.
- [B-P13] Prawo geologiczne i górnicze z dnia 9 czerwca 2011 roku.
- [B-P14] Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26.04.2013 r. (Dz.U. 2013.0.640).
- [B-P15] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 24.07.2023 r. w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych.
- [B-P16] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 8 lipca 2010r. w sprawie minimalnych wymagań, dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy.

Normy i inne specyfikacje techniczne - cz. B

- [B-N1] ADR / RID. Umowa europejska dotycząca międzynarodowego przewozu drogowego / kolejowego materiałów niebezpiecznych. <https://unece.org/transport/adr>
- [B-N2] AIGA 087/20 (2020). *Standard for Hydrogen Piping Systems at User Locations*. Asia Industrial Gases Association.
- [B-N3] ANSI/AIAA G-095. *Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems*.
- [B-N4] ANSI/CSA CHMC 1-2014. *Test methods for evaluating material compatibility in compressed hydrogen applications — metals*.
- [B-N5] API 510 (2023). *Pressure Vessel Inspection Code*. American Petroleum Institute.
- [B-N6] API 570 (2024). *Piping Inspection Code*. American Petroleum Institute.
- [B-N7] API RP 576 (2024). *Inspection of Pressure-Relieving Devices*. American Petroleum Institute.
- [B-N8] API RP 1170 (2022). *Design and Operation of Solution-Mined Salt Caverns Used for Natural Gas Storage*. American Petroleum Institute.
- [B-N9] API RP 1171 (2022). *Functional Integrity of Natural Gas Storage in Depleted Hydrocarbon Reservoirs and Aquifer Reservoirs*. American Petroleum Institute.
- [B-N10] EN 1594 (2024). *Gas infrastructure – Pipelines for maximum operating pressure over 16 bar – Functional requirements*.
- [B-N11] EN 1918-1/2/3 (2016). *Gas infrastructure – Underground gas storage – Functional recommendations (aquifers, oil and gas fields, salt caverns)*.
- [B-N12] EIGA Doc 06 (2002/2019). *Safety in Storage, Handling and Distribution of Liquid Hydrogen*. European Industrial Gases Association.
- [B-N13] EIGA Doc 15 (2021). *Gaseous Hydrogen Installations*.
- [B-N14] EIGA Doc 100/03/E. *Hydrogen cylinders and transport vessels*.
- [B-N15] EIGA Doc 121 (2014/2021). *Hydrogen Pipeline Systems*.
- [B-N16] EIGA Doc 246/23 (2023). *Guideline for Small Scale Hydrogen Production*.
- [B-N17] EIGA Doc 247/24 (2024). *Hydrogen Overview – Distribution, Storage, Applications*.
- [B-N18] EIGA Doc 254 (2024). *Guideline for Pressure Testing of Field-Installed Piping and Equipment*.
- [B-N19] EHSP (2023). *Guidance on Hydrogen Safety Engineering – Guidance Document*. European Hydrogen Safety Panel / Clean Hydrogen Partnership.
- [B-N20] EN 1964. *Transportable gas cylinders — Refillable seamless steel gas cylinders*.
- [B-N21] EN 12245. *Butle do gazów — Butle kompozytowe całkowicie wzmocnione*.
- [B-N22] EN 17339:2020-11. *Butle do gazów — Całkowicie owinięte butle i zbiorniki rurowe z kompozytów węglowych do wodoru*.

- [B-N23] EN 17533:2020-11. *Gazowy wodór — Butle i zbiorniki rurowe do magazynowania stacjonarnego.*
- [B-N24] IEC 60079 (seria). *Explosive atmospheres.*
- [B-N25] IEC 62305 (seria). *Protection against lightning.*
- [B-N26] ISO 9809-1/2/3. *Gas cylinders — Refillable seamless steel gas cylinders.*
- [B-N27] ISO 11114-1/2/4. *Gas cylinders — Compatibility of cylinder and valve materials with gas contents.*
- [B-N28] ISO 11119-1/2/3/4. *Gas cylinders — Refillable composite gas cylinders and tubes.*
- [B-N29] ISO 14687:2025. *Hydrogen fuel quality — Product specification.*
- [B-N30] ISO 15614-1 (2017). *Specification and qualification of welding procedures for metallic materials — Welding procedure test — Part 1.*
- [B-N31] ISO 19880-1 (2020). *Gaseous hydrogen — Fuelling stations — Part 1: General requirements.*
- [B-N32] ISO 19880-3 (2018). *Gaseous hydrogen — Fuelling stations — Part 3: Valves.*
- [B-N33] ISO 19881. *Gaseous hydrogen — Land vehicle fuel containers.*
- [B-N34] ISO/TS 19883 (2017). *Safety of hydrogen systems — Guidelines for hydrogen gas handling, storage, and distribution.*
- [B-N35] ISO 21009-2 (2015). *Static vacuum insulated vessels — Operational requirements.*
- [B-N36] ISO 21010 (2017). *Cryogenic vessels — Gas/materials compatibility.*
- [B-N37] ISO 21028-1 (2016). *Cryogenic vessels — Toughness requirements for materials at cryogenic temperature.*
- [B-N38] ISO 26142 (2010). *Hydrogen detection apparatus — Stationary applications.*
- [B-N39] ISO/TR 15916 (2015). *Basic considerations for the safety of hydrogen systems.*
- [B-N40] ISO 9606-1 (2012). *Qualification testing of welders — Fusion welding — Part 1: Steels.*
- [B-N41] NACE MR0175 / ISO 15156. *Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production.*
- [B-N42] NFPA 2 (2023). *Hydrogen Technologies Code.* National Fire Protection Association.
- [B-N43] PN-EN 1127-1. *Atmosfery wybuchowe — Zapobieganie wybuchowi i ochrona przed wybuchem — Część 1: Podstawowe pojęcia i metodyka.*
- [B-N44] PN-EN 60079-10-1:2021-09. *Atmosfery wybuchowe — Część 10-1: Klasyfikacja przestrzeni — Gazowe atmosfery wybuchowe.*
- [B-N45] PN-EN 12245:2022-10. *Butle do gazów — Butle kompozytowe całkowicie wzmocnione.*
- [B-N46] PN-EN 17124:2019-01. *Gazowe paliwo wodorowe — Specyfikacja produktu i zapewnienie jakości dla punktów tankowania wodoru — Zastosowania w ogniach paliwowych PEM w pojazdach drogowych.*

- [B-N47] SAE J2579. *Technical Information Report for Fuel Systems in Fuel Cell and Other Hydrogen Vehicles.*
- [B-N48] UNECE GTR No. 13. *Global Technical Regulation on Hydrogen and Fuel Cell Vehicles.*
- [B-N49] UN/ECE Regulation No. 110 (2011). *Uniform provisions concerning the approval of specific components of motor vehicles using compressed natural gas (CNG) in their propulsion system.*
- [B-N50] U.S. PHMSA / Federal Register (2025). Pipeline Safety: Standards Update – API RP 1170 and API RP 1171. <https://www.federalregister.gov/documents/2025/07/01/2025-12069/pipeline-safety-standards-update-api-rp-1170-and-api-rp-1171>
- [B-N51] EIGA DOC 171/23. *Magazynowanie wodoru w systemach zlokalizowanych nad ziemią.*
- [B-N52] ASME B31.12:2023. *Rurociągi i systemy przesyłowe wodoru.*
- [B-N53] ASME PCC-1 (ASME, 2019/2022). *Wytyczne dotyczące montażu uszczelnionych połączeń kołnierzowych.*