

B I B L I O G R A P H Y

REV. NO.	DATE	DESCRIPTION	REMARK
P1	2024.05.17	초기 검토용 도서로 작성함.	
A	2024.11.15	외부 전문가 검토용 도서로 제출됨.	

TOTAL (153) SHEET WITH A COVER

PROJECT 수소선박 안전기준 개발 사업

TITLE

수소운송선 적·하역 시스템 안전운용 절차서

DATE 2024. 05. 17.	SCALE NONE	DWG. NO. -	REV. NO. A
			
주식회사 한 국 해 사 기 술 KOREA MARITIME CONSULTANTS CO., LTD		주식회사 이앤코 E&CO LTD.	

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	2
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

목 차

PART A. LOHC(액상유기수소운반체) 운송선 적·하역 시스템 안전운용 절차

1. LOHC(액상유기수소운반체)	6
1.1 정의	6
1.1.1 화합물별 분류	7
1.2 LOHC 공정	7
1.2.1 LOHC 수소화 공정	8
1.2.2 LOHC 탈수화 공정	10
1.3 LOHC 안전 분류	12
1.3.1 LOHC GHS Classification	12
1.3.2 LOHC NFPA 704 Classification	13
2. LOHC(액상유기수소운반체) 운송선 적·하역 시스템 운용절차	16
2.1 개요	16
2.2 LOHC Loading/Unloading System Block Diagram	17
2.3 Equipment Specifications	19
2.4 LOHC Loading/Unloading Operation 의 절차 및 소요 시간	20
2.5 Normal Operation Loading	22
2.5.1 Connecting	23
2.5.2 Loading	25
2.5.3 Line Striioing-1	27
2.5.4 Disconnecting	29
2.6 Normal Operation Unloading	31
2.6.1 Re-Connecting	32
2.6.2 Unloading	34
2.6.3 Line Inerting-2	36

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	3
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.7 For Maintenance	38
2.7.1 Inerting	39
2.7.2 Aeration	41

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	4
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

PART B. LH₂(액체수소) 운송선 적·하역 시스템 안전운용 절차

1. 수소의 물리적 특성 및 연소 특성	43
1.1 수소의 물리적 특성	43
1.1.1 기체수소(GH ₂)	43
1.1.2 액체수소(LH ₂)	44
1.1.3 극저온 유출	45
1.1.4 침투성	45
1.1.5 수소취성	46
1.2 수소의 연소 특성	46
1.2.1 자연발화	47
1.2.2 화재	48
1.2.3 액면화재	48
1.2.4 물리적 폭발과 화학적 폭발	49
1.2.5 폭연에서의 폭발전이	50
2. 액체수소(LH ₂) 운송선 적·하역 시스템 운용절차	52
2.1 개요	52
2.2 LH ₂ Loading/Unloading System Block Diagram	53
2.3 Equipment Specifications	55
2.4 LH ₂ Loading/Unloading Operation 의 절차 및 소요 시간	56
2.5 Preparation	59
2.5.1 Connecting	60
2.5.2 Line Inerting	62
2.5.3 Gassing Up	64
2.6 Normal Operation Loading	66
2.6.1 Cool Down	67
2.6.2 Loading	69
2.6.3 Liquid Line Stripping	71

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	5
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.6.4	Liquid Line Inerting	73
2.6.5	Disconnecting	75
2.7	Normal Operation Unloading	77
2.7.1	Re-connecting	78
2.7.2	Line Cool Down-1	80
2.7.3	Line Cool Down-2	82
2.7.4	Unloading	84
2.8	For Maintenance	86
2.8.1	Depressurizing	87
2.8.2	Warm Up	89
2.8.3	Inerting	91
2.8.4	Aeration	93

[부록 1] LOHC(액상유기수소운반체) 및 LH₂(액체수소) 사고사례

[부록 2] 위험성 연료 안전관리를 위한 규정/국제기준/가이드라인 분석

PART A. LOHC(액상유기수소운반체) 운송선 적·하역 시스템 안전운용 절차

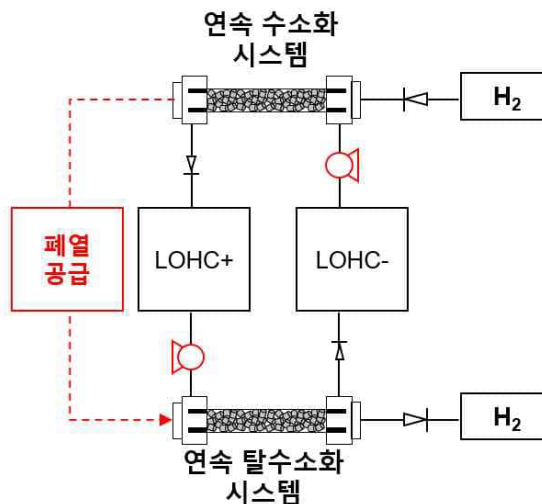
1 LOHC (액상유기수소운반체)

LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers, 액상유기수소운반체)의 물질적 특성 및 안전성 등의 고찰을 통하여, LOHC 적·하역 시스템 운용 시 운용 안전성을 높이고 화물의 물리적 특성 이해를 높이기 위하여 이 장을 서술하였다.

1.1 정의

LOHC 는 수소를 운반할 수 있는 액상 유기화합물질로서 탄소-탄소 간 이중결합에 수소화 반응(Hydrogenation)을 통해 포화탄화수소로 전환하여 저장 및 이송 후 목적지에서 촉매를 이용하여 탈수화(De-hydrogenation)를 통해 수소를 분해하여 사용하고, LOHC 는 다시 불포화탄화수소로 전환된 후 수소 생산지로 이송하여 closed loop 를 완성한다.

<그림 1> LOHC 수소화-탈수소화 연속 통합 공정 시스템



* 출처: 한국과학기술연구원 수소·연료전지연구단 김용민

LOHC 의 장점으로서는 수소저장 용량이 크고, 반복적으로 수소를 저장 및 방출할 수 있고, 상압에서도 대용량의 수소를 저장 운송이 가능하며, 수소화 반응된 LOHC 는 석유화합물질과 유사한 물성을 갖고 있어 기존의 파이프라인 및 화물탱크를 등 인프라 설비를 이용할 수 있으며, 상온에서 수년간 수소를 보관할 수 있고, 수소의 운반·저장 과정에서 소모되는 에너지의 양이 적다는 장점이 있다. 그러나 수소

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	7
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

생산지에 LOHC 에 수소를 결합하는 플랜트가 필요하고 수소 소비처에는 LOHC 에서 수소를 방출시킬 수 있는 플랜트가 필요하다는 단점이 있다.

1.1.1 화합물별 분류

지금까지 개발된 LOHC 물질은 방향족 물질, 헤테로 고리 화합물 및 포름산(Formic acid)와 같은 기타 유기화합물로 분류될 수 있다. 이 중 방향족 물질의 경우, 가격면에서 장점을 가지고 있으나 수소 충방전에 있어서 반응속도가 낮다는 단점이 있다. 반면에 헤테로 고리 화합물의 경우, 수소 충방전의 속도가 빠르고 수소 저장용량 및 촉매와의 반응성 등을 쉽게 조절할 수 있는 장점은 있으나, 가격적인 문제와 수소 방출 시 반응물의 분해에 대한 우려가 있다.

대표적인 방향족 물질로는 일본 Chiyoda사에서 개발한 1세대 LOHC 물질인 MCH(Methylcyclohexane)과 독일 Hydrogenious사에서 개발한 3세대 LOHC 물질인 DBT(Dibenzyltoluene)이 있다. 이 중 일본 Chiyoda사에서 개발한 1세대 LOHC 물질인 MCH(Methylcyclohexane)의 경우 낮은 수소추출속도를 향상시키기 위해 반응온도를 345 ~ 350°C로 하여 파일럿 플랜트를 운전하고 있으며, 독일 Hydrogenious사에서 개발한 3세대 LOHC 물질인 DBT(Dibenzyltoluene)의 경우 수소 추출 시 느린 반응속도를 보이며 수소 저장에 있어서도 MCH에 비해 매우 느린 단점이 있다.

헤테로 고리 화합물은 미국 Air Products사에서 개발한 2세대 LOHC 물질인 NEC(N-ethylcarbazole)과 국내 한국화학연구원, 한양대, POSTECH에서 개발한 4세대 LOHC 물질인 MBP (2-(b-methylbenzyl)pyridine)가 있다. 미국 Air Products사에서 개발한 2세대 LOHC 물질인 NEC(N-ethylcarbazole)의 경우 빠른 수소추출 응답속도를 보이나, 녹는점이 68°C로 높아 상온에서 고체로 존재하며, 수소추출 시 H₁₈-NEC의 분해가 일어나는 단점이 있으며, 국내에서 개발한 4세대 LOHC 물질인 MBP (2-(b-methylbenzyl)pyridine)의 경우 상온에서 액상으로 존재하고, 비교적 빠른 수소 저장 및 추출 응답속도를 보이나, 신규 물질인 관계로 생산 단가가 높다는 단점을 갖고 있다.

1.2 LOHC 공정

LOHC 공정은 크게 두 가지로 나뉜다. 생산된 수소를 액상 유기물에 저장하는 수소화 과정(발열반응)과 액상 유기물에 저장된 수소를 소비처에 공급하는 탈수소화 과정(흡열반응)으로 구분된다. 이로 인해 LOHC 를 통한 수소를 운반·운송하기 위해서 생산처와 소비처에 수소저장 및 수소방출을 위한 플랜트 설비가 필수적인 요소이다. 또한 발열 반응으로 낮은 반응 온도가 요구되지만, 반응 온도가 낮을 경우에는 수소

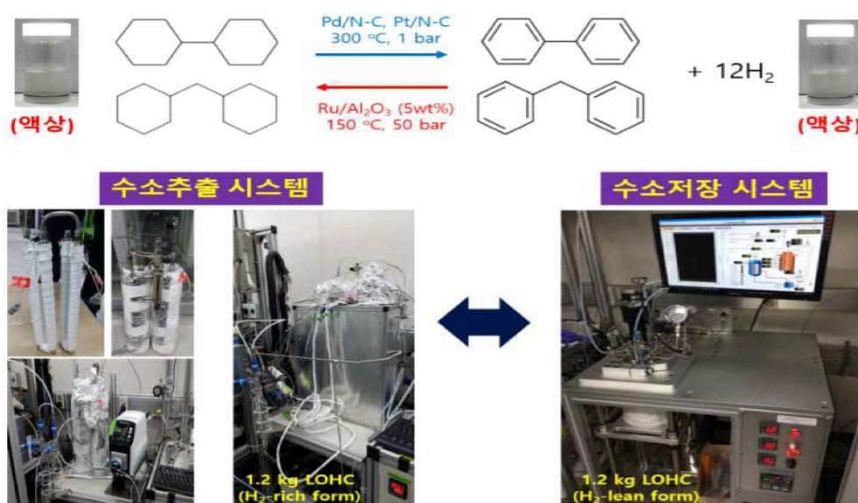
화 속도가 매우 느려지는 단점이 있다. 이를 방지하기 위해서 고효성 수소화 촉매 및 이를 위한 촉매 제법을 개발과 반응 시 생성되는 발열량을 제어할 수 있는 반응 시스템의 개발이 필요하다.

1.2.1 LOHC 수소화 공정

국내 주요 공정

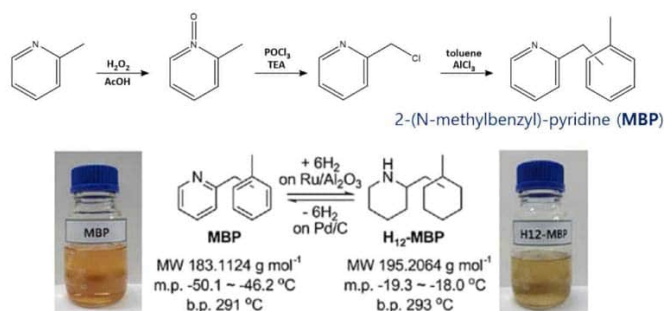
국내 주요 공정으로 첫 번째는 KIST 수소 연료전지연구단이 개발한 신규 LOHC 가 대표적인 사례로 들 수 있다. 이는 1.2.2 절에서도 언급한 바와 같이 상용 화합물인 바이페닐(biphenyl)과 디페닐메탄(diphenylmethane)으로 구성된 저가의 신규 LOHC 를 발굴하고 '17년 국내 최초로 이를 이용한 소규모 수소 저장 및 수소추출시스템을 구축하고 실증한 주요 공정이 되겠다. 그림에서 사용된 촉매는 Ru(루테늄), Pd(팔라듐), Pt(백금)계 이다.

<그림 2> KIST 바이페닐-디페닐메탄 LOHC 공정



국내 주요 공정으로 두 번째는 한양대, POSTECH, KRICT 에서 MBP 를 기반으로한 LOHC를 발굴한 사례가 있다. 이를 이용하여 가역적으로 수소를 저장하고 방출할 수 있음을 보인 바 있다. 그림에서 사용된 촉매는 Ru(루테늄), Pd(팔라듐)계 이다.

<그림 3> 한양대, POSTECH, KRICT 가 공동 개발한 MBP 기반 LOHC 공정

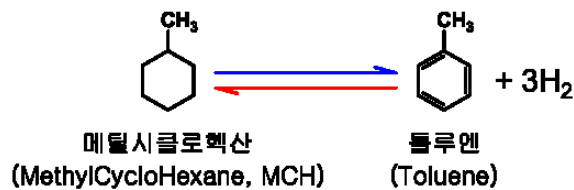


	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	9
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

국외 주요 공정

국내는 앞에서 언급한 바와 같이, 아직 LOHC 에 대한 원천기술 확보를 위한 연구개발이 진행 중이나 일본, 독일, 미국과 같은 선진국들은 이미 실증 및 상용화 연구가 진행 중이다. 먼저, 일본은 해외로부터 생산된 저가의 대규모 CO₂-Free 수소를 안정적으로 공급하기 위한 수소 공급망 구축에 대한 국가적 차원의 계획을 수립하고 이를 추진하고 있다. 대표적으로는 1.1.1 절에서 언급된 치요다 화공건설을 주축으로 한 브루나이에서 일본까지 장거리로 수소 운송하는 프로젝트가 추진 중이다. 또한 LOHC 를 비롯한 액화수소 및 암모니아까지 에너지 운반체로 활용한 국가적 프로젝트를 진행 중이다. 그림 4는 일본에서 사용중인 주요 LOHC 공정이다. 아래 LOHC 인 메틸시클로헥산(MCH)의 무게 및 부피대비 수소저장용량은 6.1wt% 및 47kg H₂/m³이다.

<그림 4> 일본 Toluene-MCH 기반 LOHC 공정

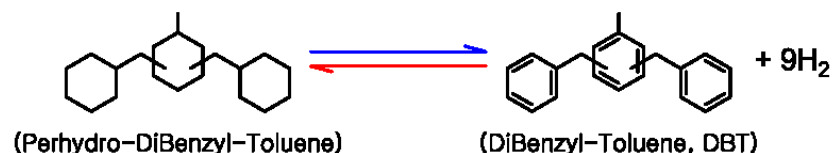


수소추출 시스템

수소저장 시스템

일본과 더불어 LOHC 선두주자는 독일이 있다. 아래의 소개된 그림 5 와 같이 독일의 Hydrogenious Technologies 는 DibenzylToluene(DBT)를 기반으로 한 열매체유를 이용하여 대용량의 수소를 상온, 상압에서 저장 및 운송하며 필요에 따라 촉매를 이용하여 재방출 할 수 있는 시스템을 개발하였다. 아래 디벤질톨루엔(DBT)의 무게 및 부피대비 수소저장 용량은 6.2wt% 및 57kg H₂/m³이다.

<그림 5> 독일 DBT 기반 LOHC 공정



수소추출 시스템

수소저장 시스템

<그림 6> Hydrogenious Technologies 사 Storage Unit

		
Model Name	Storage BOX 10	Storage PLANT 5tpd
Hydrogen Capacity (kg·H ₂ /h)	0.9	210
LOHC Production (L/h)	20	4,500
Heat Production (kW _{th})	9	1,900
Inlet hydrogen stream	30 ~ 50bar, 99.99% purity	
Inlet LOHC stream	≥ 0.1 barg, T ≥ 15°C	
Power Connection	400 V AC, 3 Phase, 50 Hz	

그림 6 과 같이 Hydrogenious Technologies 사에서는 연속 작동 및 고효율의 수소화 공정 Storage Unit 개발에 성공하였고, 발열 반응 중에 고온의 열은 현장에서 사용할 수 있게끔 설계를 했다. 필요한 저장용량에 따라 컨테이너형, 스킴드형 두 가지로 사용할 수 있다. 일반적으로 LOHC 공정 중 탈수소화 반응에서는 큰 에너지를 필요로 한다. 이때 요구되는 높은 반응열은 LOHC 재설계를 통해서 소재의 열역학적 특성을 변화시킴으로써 낮출 수 있는데, 이것이 아래 그림 7 처럼 미국의 Air Products 와 미 에너지부에서 공동 개발한 에틸 카바졸(Ethylcarbazole)이다.

<그림 7> 미국 Air Products & 미 에너지부 공동 개발 LOHC

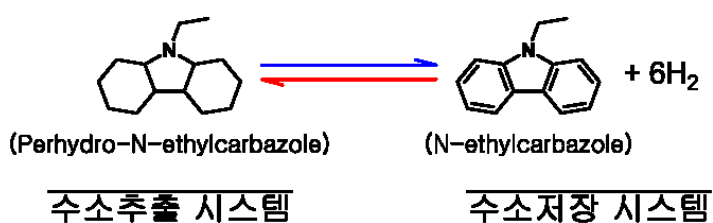


그림 7 의 화합물은 고리 내 탄소, 수소, 질소를 포함하고 있는데, 이렇게 질소와 같은 이종원자(헤테로원자)를 포함하는 물질을 헤테로고리계 화합물이라고 한다. 비슷한 예로는 indole, Pyridine 등이 있다. Air Products 에서 개발한 에틸 카바졸의 경우 5.8wt% 및 57kg·H₂/m³의 무게 및 부피대비 수소 저장용량을 갖는다.

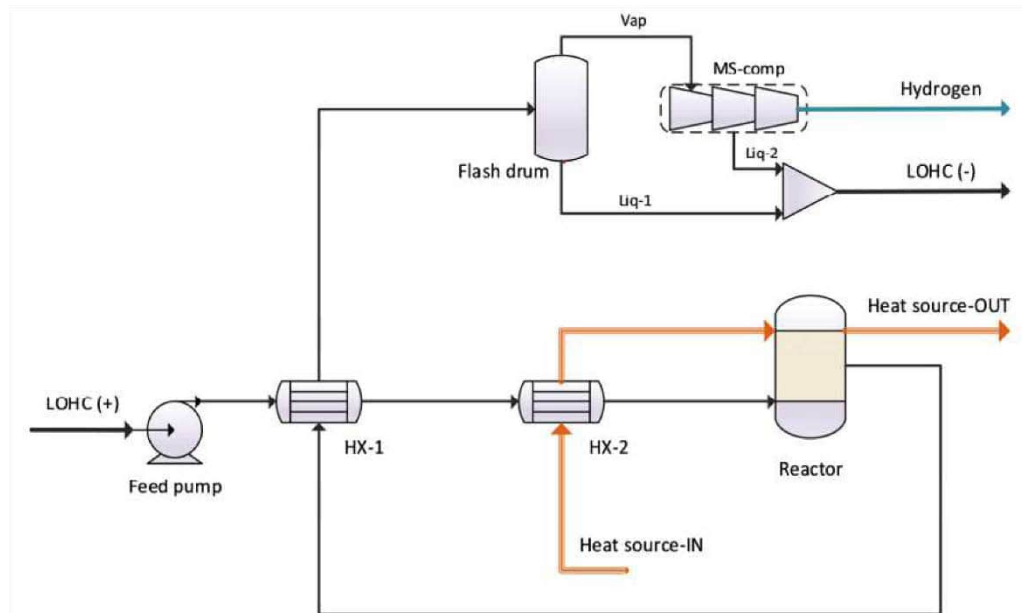
1.2.2 LOHC 탈수소화 공정

그림 8 Process Schematic 은 Cascade 를 통한 탈수소화의 증대를 꾀하는 공정이다. 본 공정은 극성, 비극성을 구분하는 것이 중요한 모델이므로 Simulation 시 사용한

KOMAC E&CO EPC for a better future	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	11
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

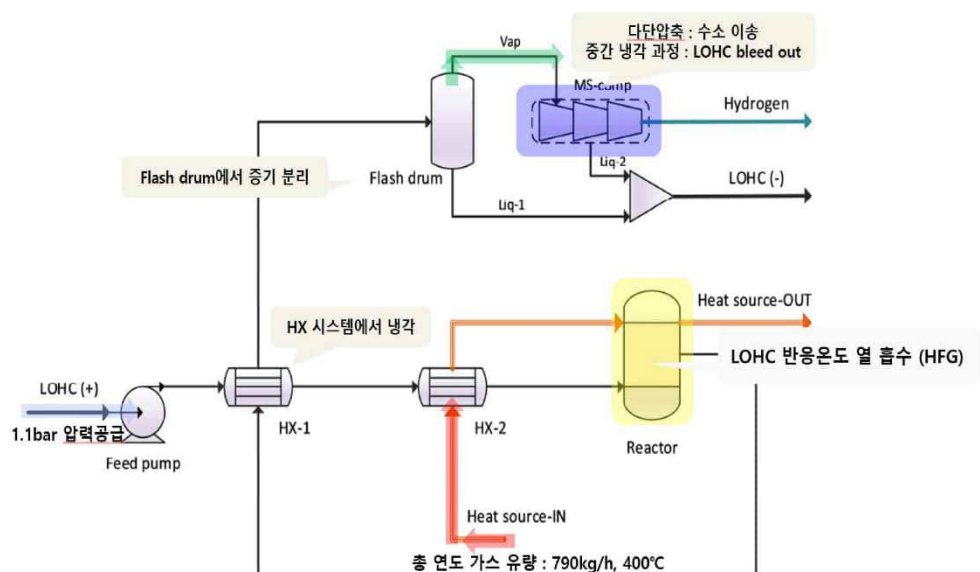
상태방정식은 SRK 를 사용했다. 또한, LOHC 화학물질인 DBT 와 벤젠은 1.1bar 압력에서 반응하며, 각각 300°C, 180°C 및 58kJ/mol, 207kJ/mol에서 반응한다.

<그림 8> Single LOHC dehydrogenation process schematic



다음 그림 9 는 Simulation 결과를 나타낸다. 1.1bar 로 공급된 LOHC 는 HX-1 을 통해 냉각되고 Flash drum 에서 증기 분리한다. 이 후 Compressor 를 통해서 다단 압축되어 수소를 이송하고, 중간 냉각과정에서 LOHC 는 Bleed out 된다. HX-2 를 통해 LOHC 와 790kg/h, 400°C의 열원이 만나 열교환 한다. 열원은 Reactor 를 통해 빠져나가고 Reactor 에서는 반응 시 발생한 증발 잠열을 흡수한다.

<그림 9> Cascade LOHC dehydrogenation Simulation Result



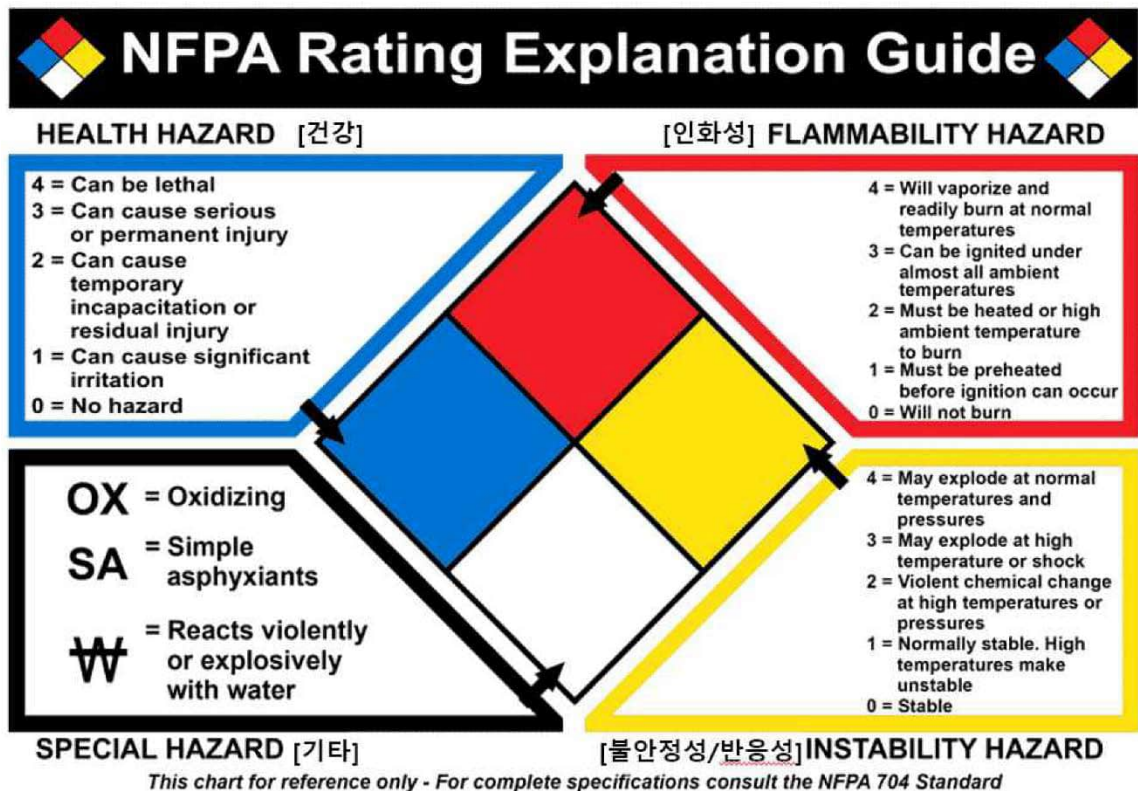
	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	13
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

예방조치 등 정보를 전달한다. 크게 GHS Classification 에 MSDS 가 종속된 군으로 나타낼 수 있다.

1.3.2 LOHC NFPA 704

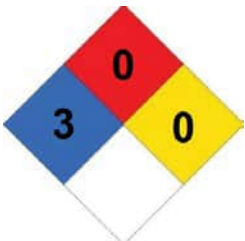
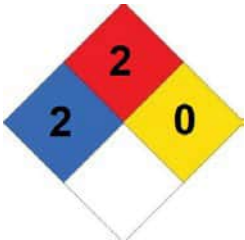
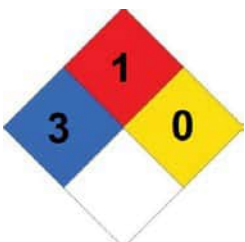
NFPA 704 란 NFPA(The National Fire Protection Association)라는 인해화재, 전기 및 관련위험에 사망, 상해, 재산 및 경제적 손실 제거에 전념하는 국제 비영리 단체에서 발표한 규격의 일종이다. 응급 상황에서 위험 물질에 대해 신속한 대응을 하기 위해 만들어진 'Fire Diamond'이다. 그림 11 과 같은 'Fire Diamond'를 통해 응급상황 발생 시 필요한 장비, 절차, 대책을 결정하는 도움을 준다. 청색은 건강 위험, 적색은 인화성 및 화재 위험, 황색은 불안정성 및 반응성, 백색은 기타 특이 위험으로 분류된다. 색별로 나타내는 정보가 다르며, 위험도 숫자 0(위험하지 않음) ~ 4(매우 위험)으로 분류한다.

<그림 11> NFPA 704 Fire Diamond

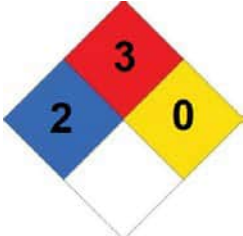
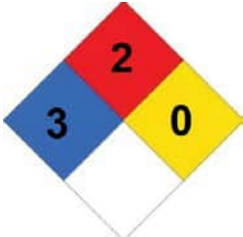


다음 표 1 은 LOHC 인 Toluene, DBT, Ethylcarbazole 및 추가적으로 CO₂, Naphthalene, Ammonia 의 GHS Classification 및 NFPA 704 를 나타낸 것이다. 표 2 는 위에 언급된 LOHC 에 수소가 결합된 수소화합물의 GHS Classification 및 NFPA 704 를 나타낸 것이다.

<표 1> LOHC GHS Classification & NFPA 704

물질	GHS Hazard Class	NFPA 704
Toluene	 Flammable  Irritant  Health Hazard	
DBT	 Irritant  Health Hazard  Environmental Hazard	
Ethylcarbazole	 Irritant	
CO ₂	 Compressed Gas	
Naphthalene	 Irritant  Environmental Hazard  Health Hazard	
Ammonia	 Corrosive  Toxic  Environmental Hazard	

<표 2> LOHC 수소화합물 GHS Classification & NFPA 704

물질	GHS Hazard Class	NFPA 704
Toluene → MCH	    Flammable Irritant Health Hazard Environmental Hazard	
DBT → Perhydro DBT	-	-
Ethylcarbazole → Perhydro-N-Ethylcarbazole	-	-
CO ₂ → Formic Acid	 Corrosive	
CO ₂ → Methanol	   Flammable Toxic Health Hazard	
Naphthalene → Decalin	     Flammable Corrosive Toxic Health Hazard Environmental Hazard	

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	16
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2 LOHC(액상유기수소운반체) 적·하역 시스템 운용절차

2.1 개요

액상유기수소운반체(Liquid Organic Hydrogen Carrier, 이하 LOHC) 운송선의 Loading / Unloading 환경은 육상에서 급유를 받을 수 있다고 가정 하였으며, 공정 입장에서 Loading / Unloading 시에 LOHC Handling 은 육상 Station 에서 주관한다.

LOHC 는 상온 및 상압에서 운송이 가능하므로 Pipe Line 의 온도 조절이나, 압력 조절은 필요하지 않는다. 초기 상태의 Chemical Tanker 의 Cargo Tank 내부는 질소 가스로 채워져 있는 상태이다. 육상 Station 의 LOHC Storage Tank 는 LOHC 가 가득 찬 상태이며, Loading / Unloading 시 Cargo Tank 내부 잔류 가스 (N₂)는 대기 방출된다. 본 Operating Manual 은 LOHC 의 Loading / Unloading 을 다루고 있으며, 작업들에 대한 이유, 목적, 운전 및 완료 기준에 대해 설명한다.

LOHC 의 Loading / Unloading 작업에 앞서 아래 사항이 선행되어야 한다.

- 1) LOHC Pump는 설계 조건을 만족하는 LOHC Pump 사양 확인이 필요하다. ^{*A2-1)}
- 2) 독성물질 누출을 대비하여 개인보호장구(PPE) 및 위험물 운송 안전 매뉴얼을 구비하여야 한다. ^{*A2-2)}

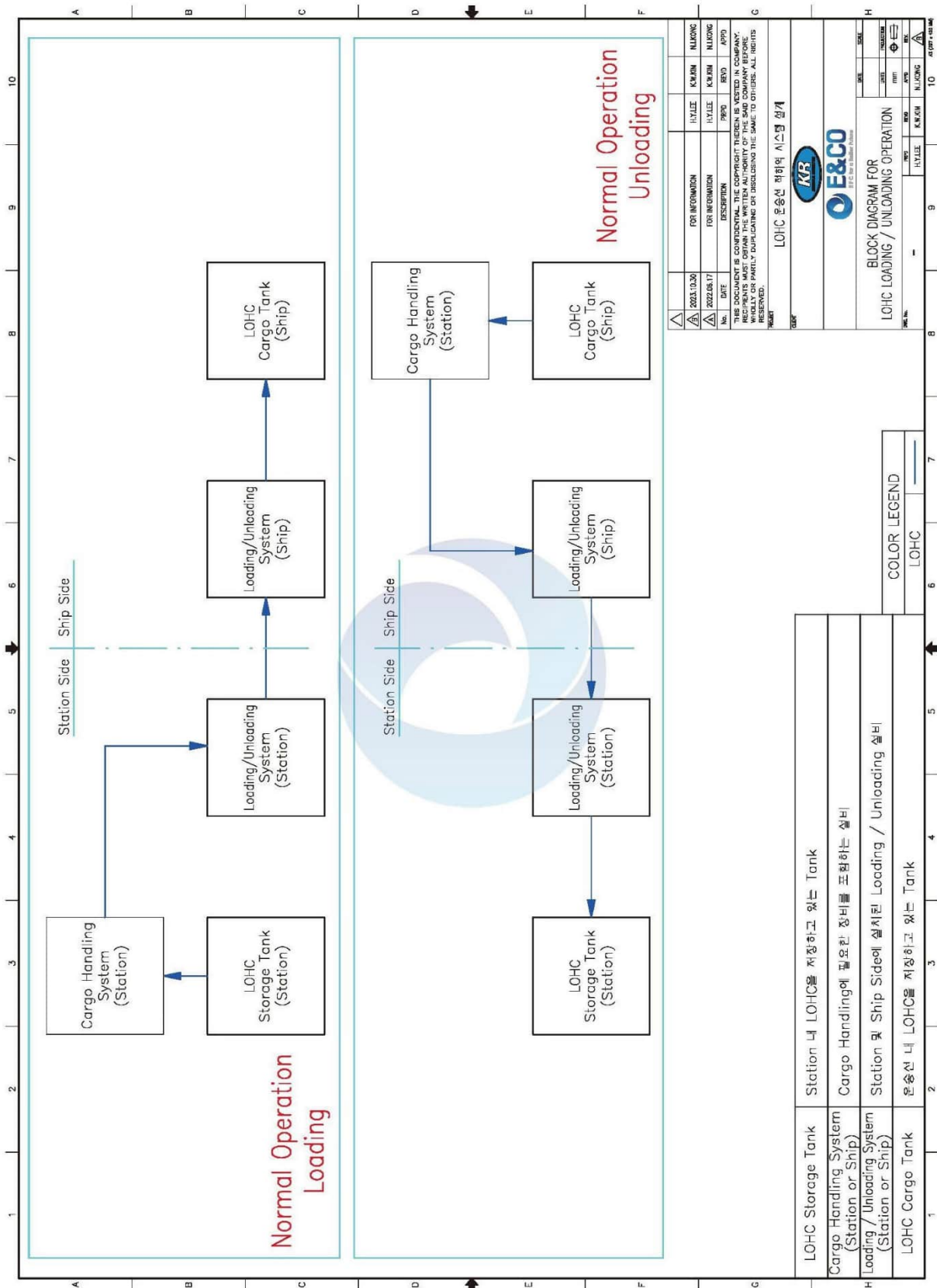
^{*A2-1)} HAZOP Worksheet 1-1

^{*A2-2)} HAZOP Worksheet 1-2

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	17
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

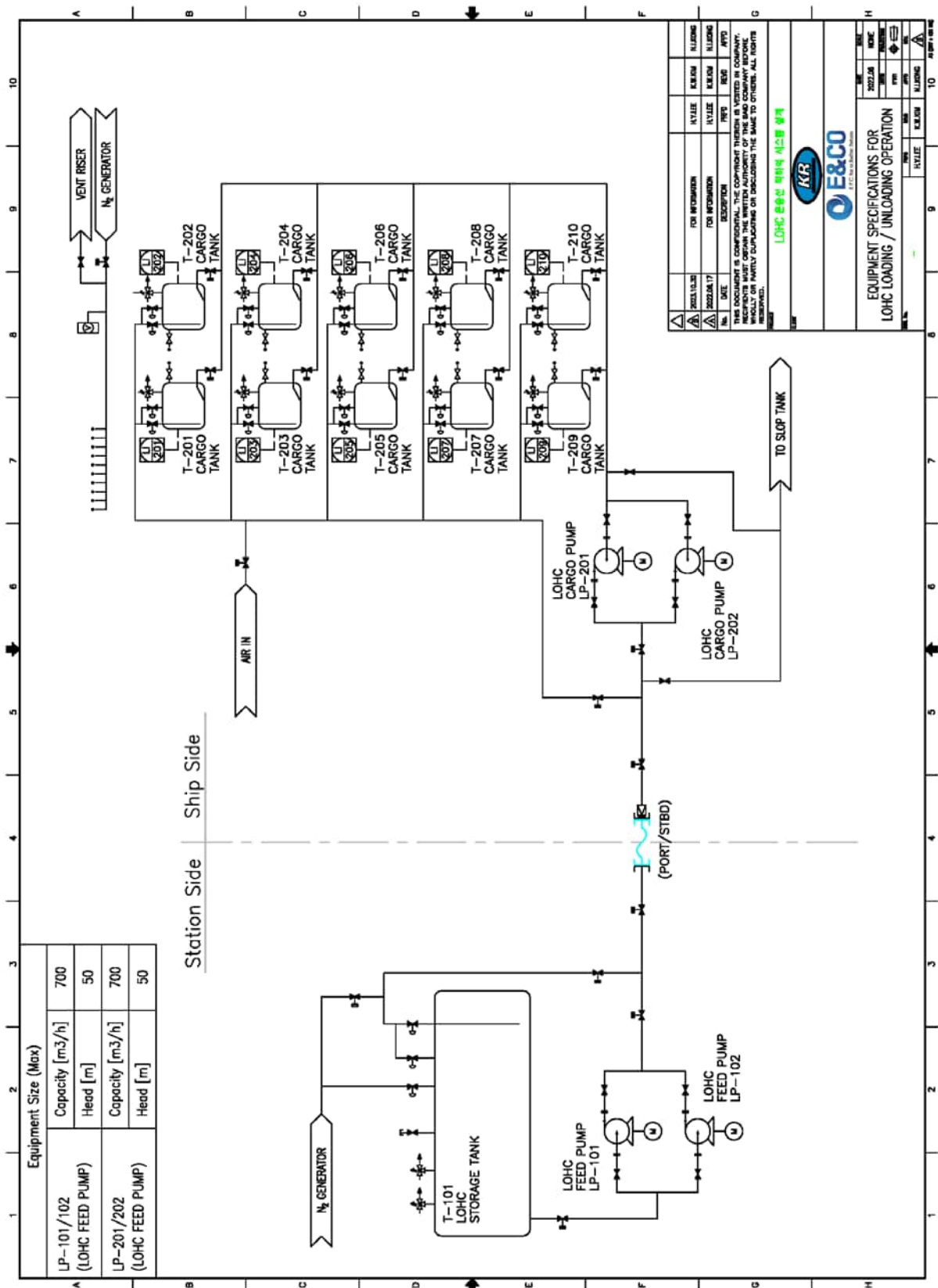
2.2 LOHC Loading / Unloading System Block Diagram

- LOHC Storage Tank: 육상 Station 내 LOHC 를 저장하는 Tank
- Cargo Handling System: Cargo Handling 에 필요한 장비를 포함하는 설비
- Loading / Unloading System: 육상 Station 및 Ship Side 에 설치된 Loading / Unloading 설비
- LOHC Cargo Tank: 운송선 내 LOHC 를 저장하고 있는 Tank



△	2023.10.30	FOR INFORMATION	HYLEE	K&K&M	N&K&M
△	2022.08.17	FOR INFORMATION	HYLEE	K&K&M	N&K&M
△		DESCRIPTION	PRD	REV	APPD
No.	DATE				
THIS DOCUMENT IS CONFIDENTIAL. THE COPYRIGHT THEREIN IS VESTED IN COMPANY. RECIPIENTS MUST OBTAIN THE WRITTEN AUTHORITY OF THE S&B COMPANY BEFORE REPRODUCING OR PARTLY DUPLICATING OR DISCLOSING THE SAME TO OTHERS. ALL RIGHTS RESERVED.					
LOHC 운송선 적하역 시스템 설계					
 					
BLOCK DIAGRAM FOR LOHC LOADING / UNLOADING OPERATION					
REV	DATE	BY	CHK	APP	REV
1					

2.3 Equipment Specifications

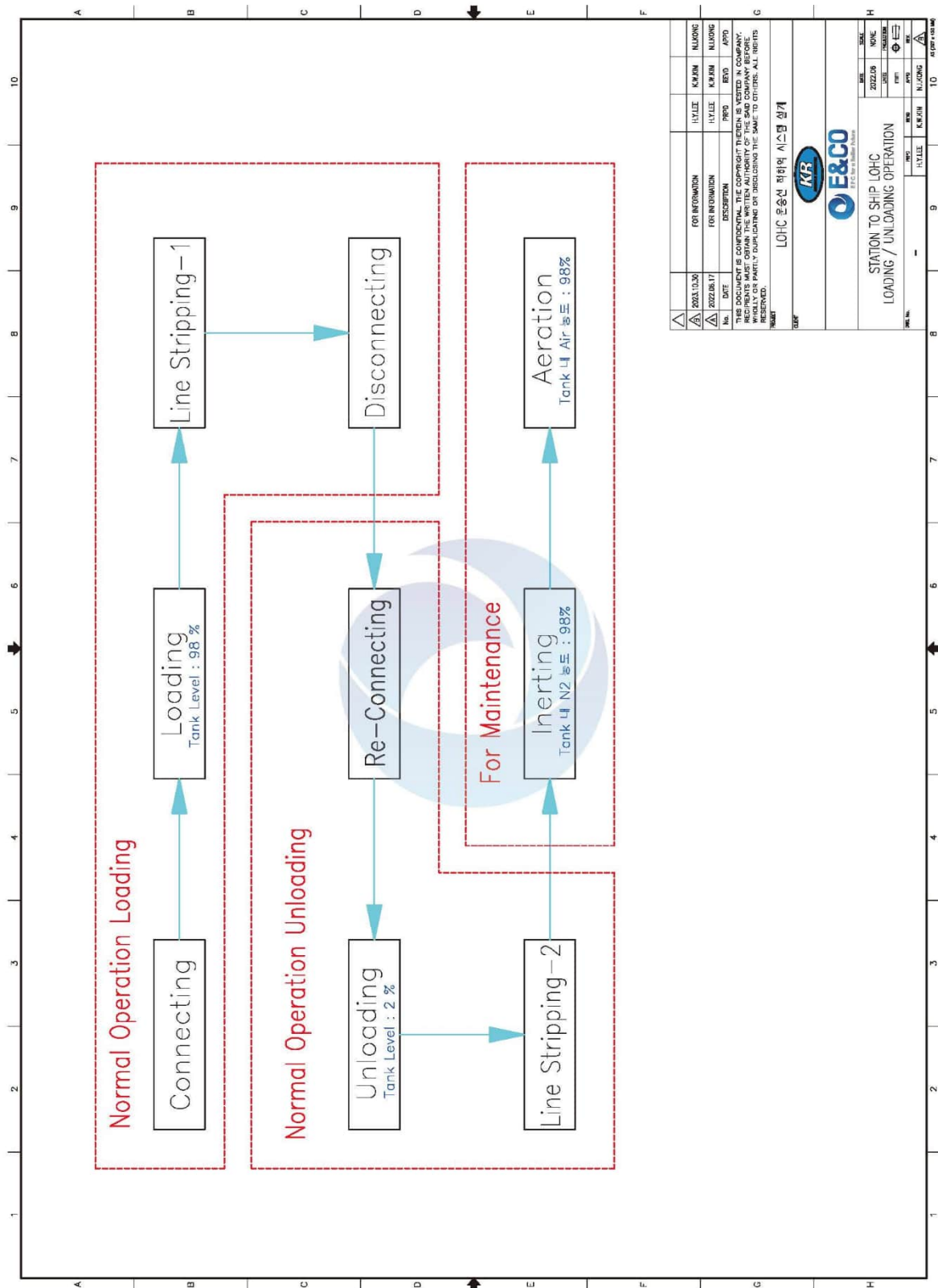


2.4 LOHC Loading / Unloading Operation 의 절차 및 소요 시간

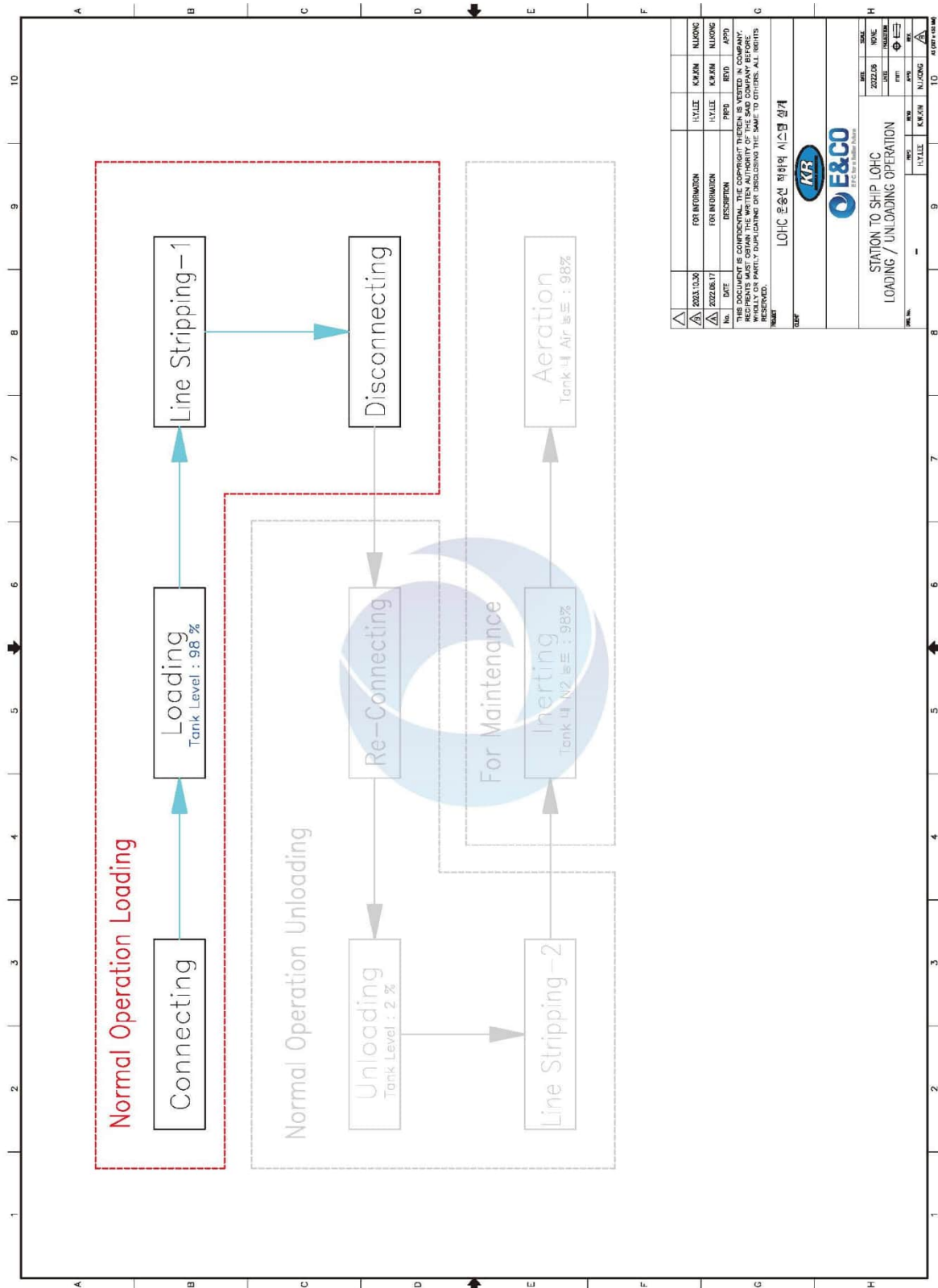
- 각각의 Operation 의 소요 시간은 대체로 다음과 같다.

Title		Purpose	Operating Duration
Normal Operation Loading	Connecting	LOHC Loading 을 위해 Station 과 운송선 연결	-
	Loading	운송선의 Cargo Tank 내 LOHC 를 충전	6 시간
	Line Stripping-1	배관 내 잔여 LOHC 를 Slop Tank 로 주입	1 시간 이내
	Disconnecting	Station 과 운송선 연결 해제	-
Normal Operation Unloading	Re-Connecting	LOHC Unloading 을 위해 운송선과 Station 연결	-
	Unloading	Station 의 Storage Tank 에 LOHC 충전	6 시간
	Line Stripping-2	배관 내 잔여 LOHC 를 Slop Tank 로 주입	1 시간 이내
Maintenance	Aeration	Cargo Tank 내 질소로 치환	1 시간 이내

- LOHC Loading / Unloading Operation 의 절차는 다음과 같다



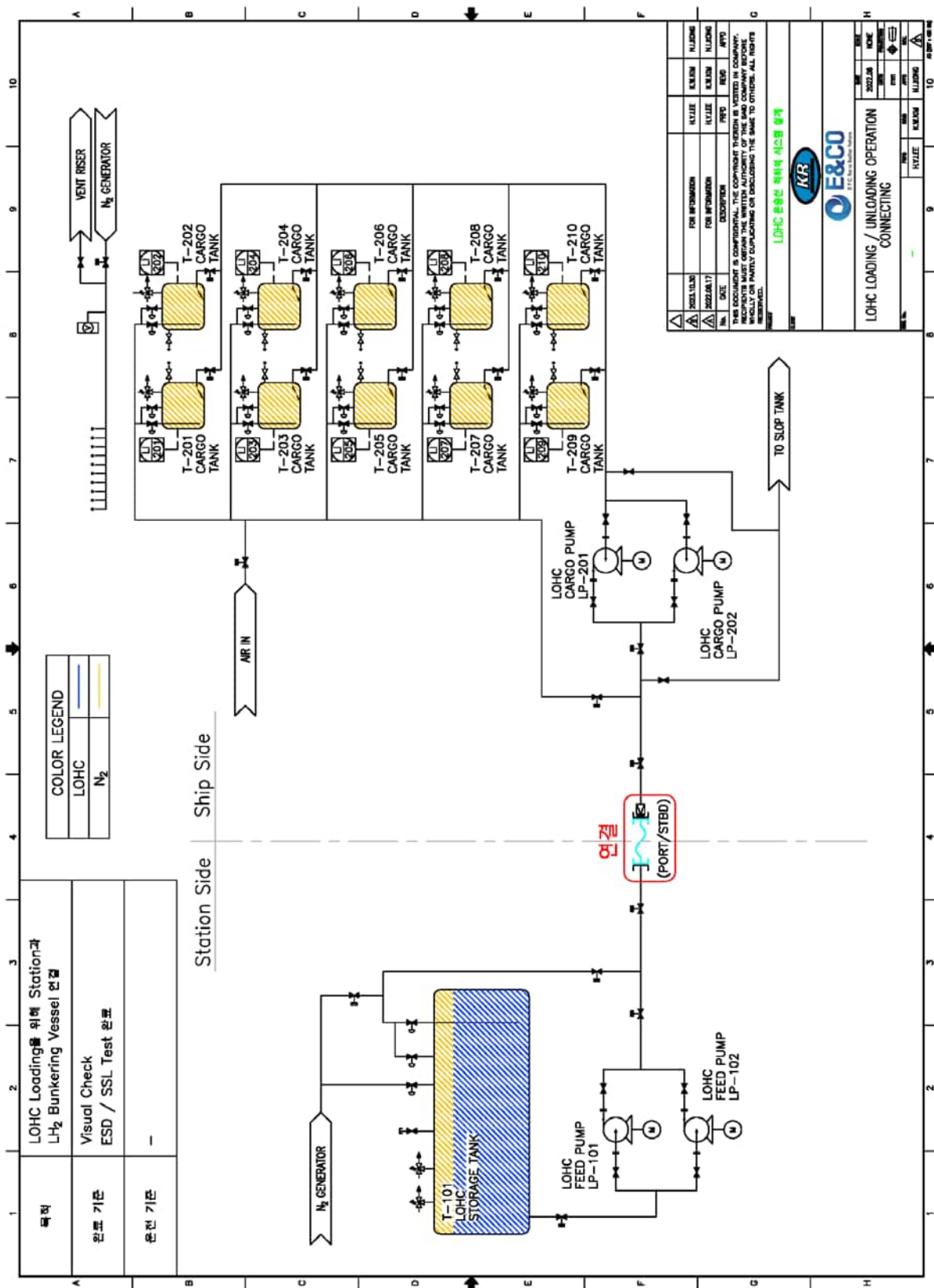
2.5 Normal Operation Loading



 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	23
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.5.1 Connecting

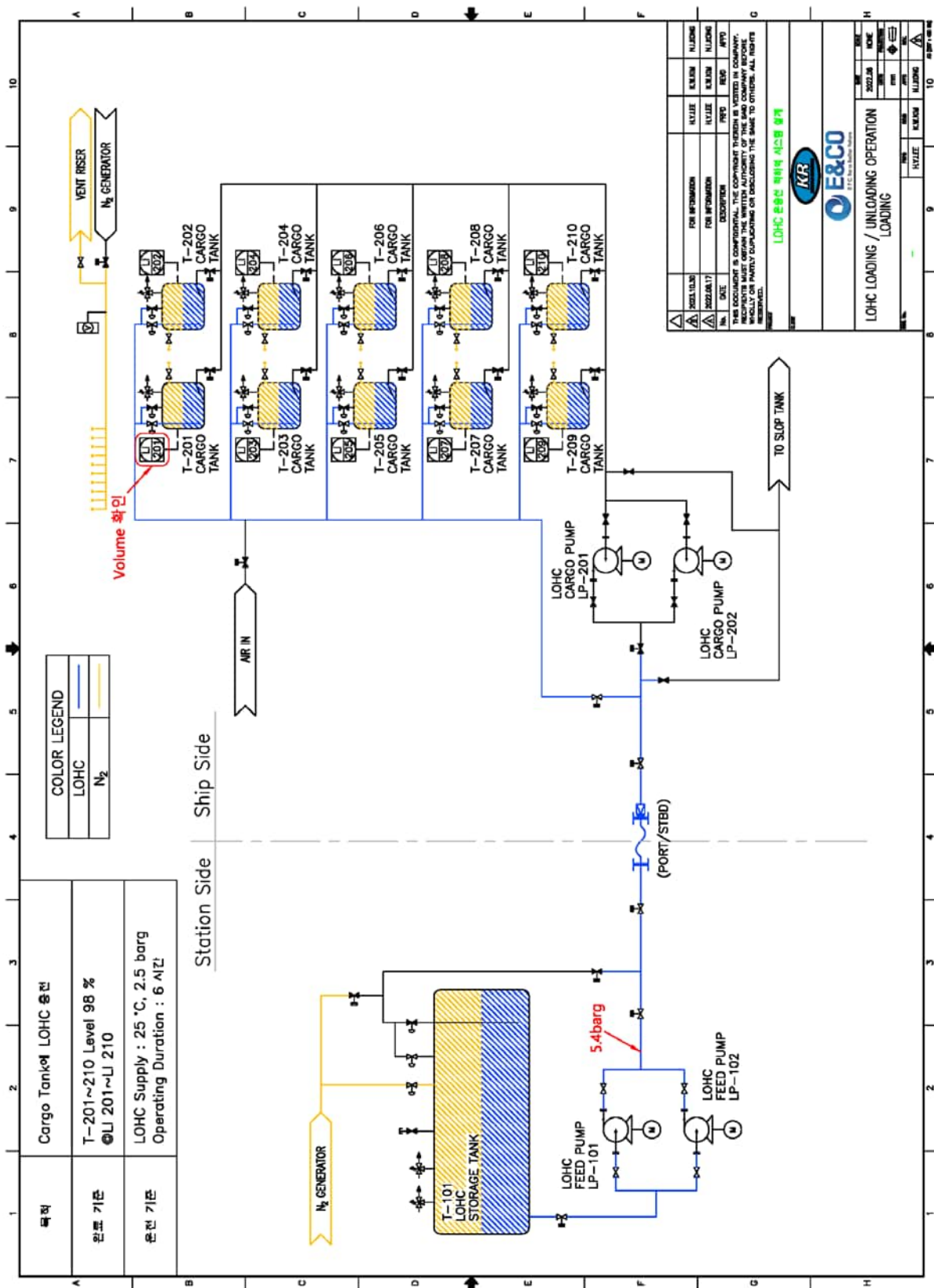
- 1) Cargo Tank(T-201~T-210)와 Storage Tank(T-101)를 연결하기 위한 작업을 시작한다.
- 2) 모든 이송을 위한 밸브는 닫힌 상태이며, Station 에 있는 Hose 을 이용하여 운송선과 연결시킨다. 이는 각 Manifold 에 연결되며 Manifold 를 통하여 Cargo Tank(T-201~T-210)로 LOHC 을 전달하게 된다.
- 3) 연결 후, ESD / SSL TEST 를 하여 이상이 없어야 한다.



 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	25
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.5.2 Loading

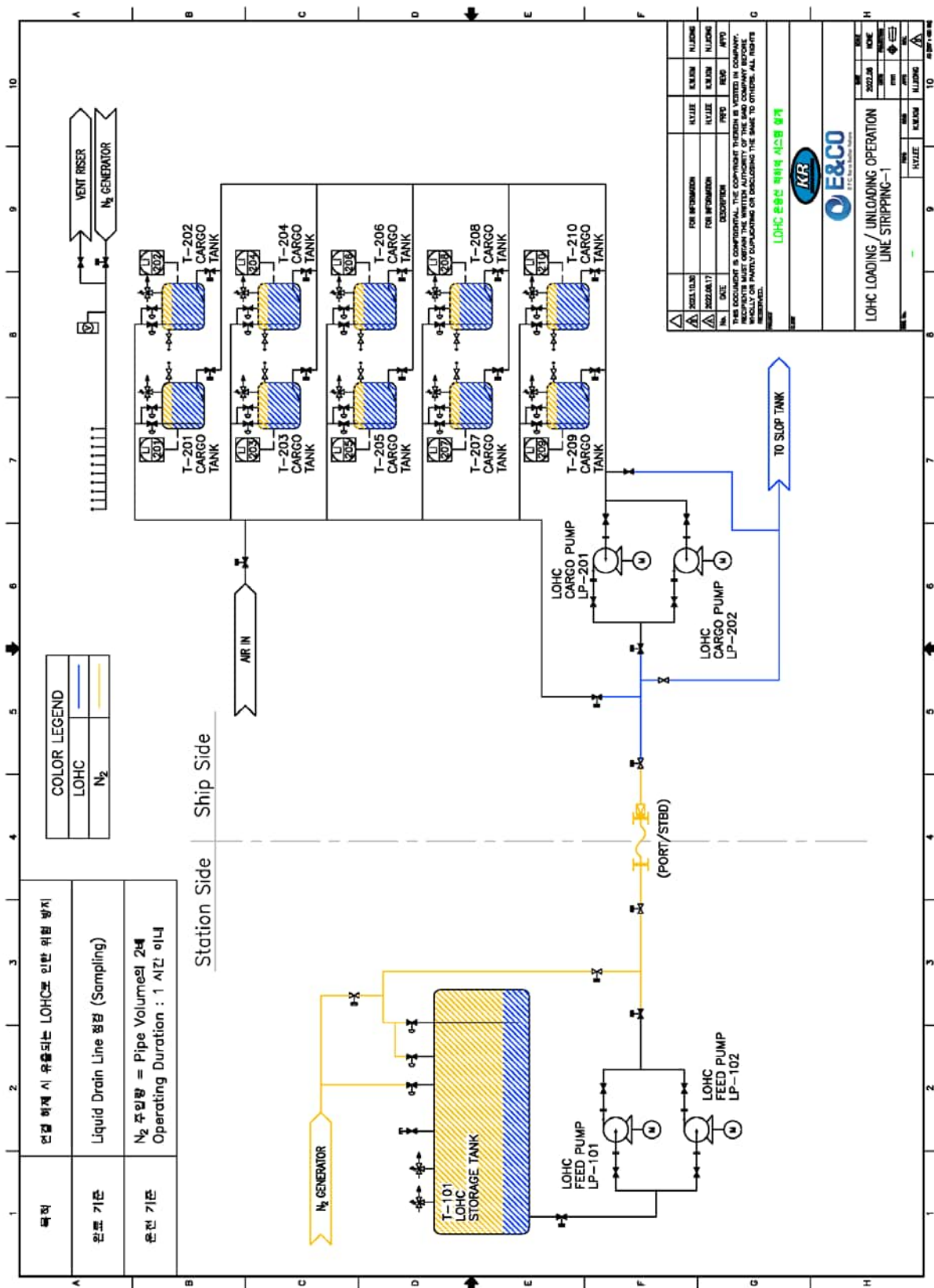
- 1) Storage Tank(T-101)에 저장되어 있는 LOHC 는 Feed Pump(LP-101, LP-102)를 통해 5.4bar 로 운송선의 Cargo Tank(T-201~T-209)에 공급된다.
- 2) Cargo Tank(T-201~210) 내부 잔류 가스 (N₂)는 Vent Riser 를 통해 대기 방출된다.
- 3) 충전 시간은 6 시간이며, Cargo Tank(T-201~210) Volume 이 98%에 도달하면 충전은 완료된다. 이때, Cargo Tank(T-201~210)의 Volume 은 LI201 ~ LI210로 확인 가능하다.



 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	27
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.5.3 Line Stripping-1

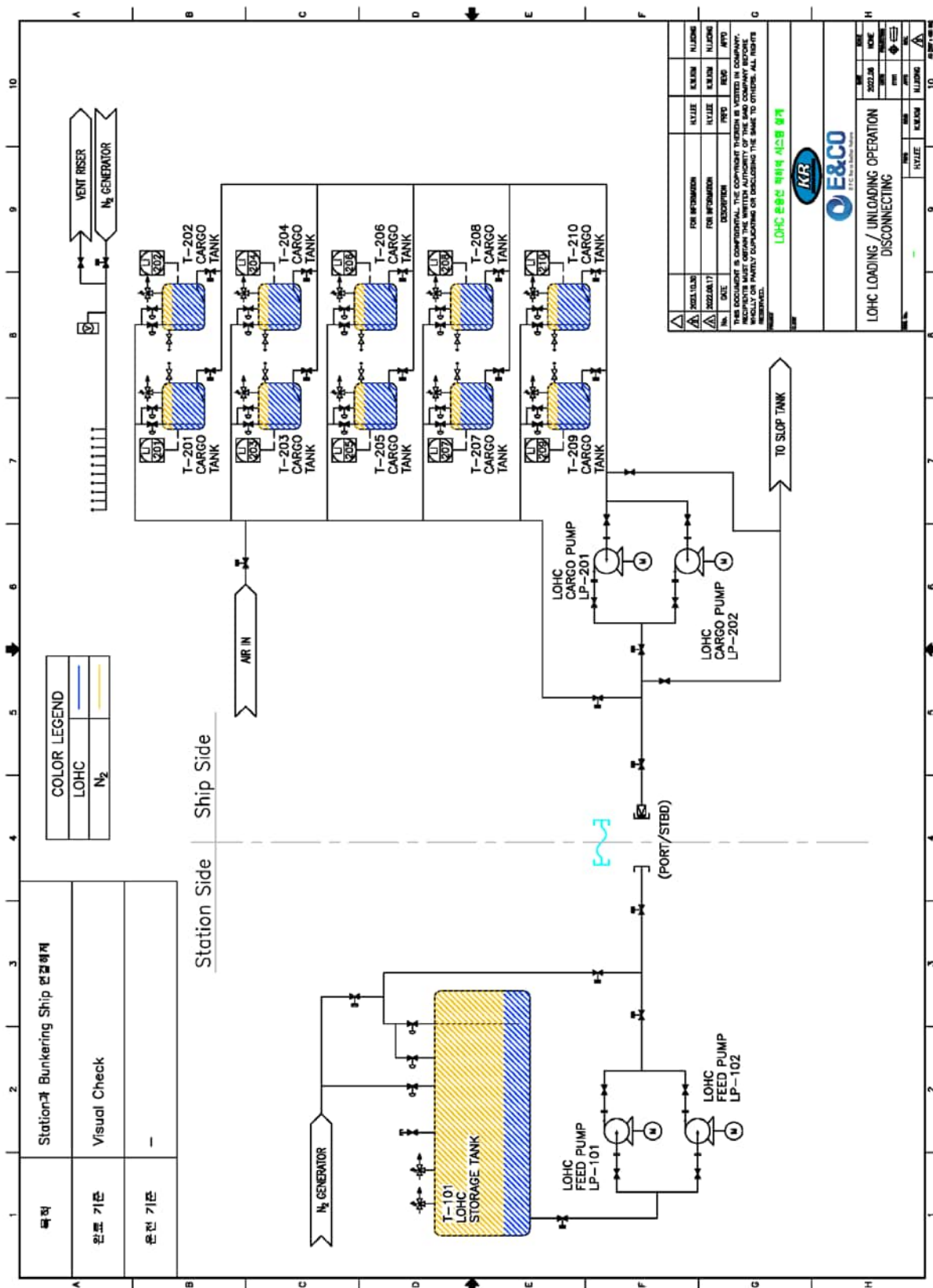
- 1) 충전 완료 후, 배관에 존재하는 잔여 LOHC 을 N_2 로 밀어서 Slop Tank 로 보낸다.
 N_2 는 대기 방출되며 잔여 LOHC 는 Slop Tank 로 저장된다.
- 2) Loading 후, 배관에 LOHC 가 가득 차 있는 상태로 Hose 를 분리시키면 LOHC 는 외부로 유출되므로, 이를 방지하기 위해 꼭 필요한 작업이다. N_2 Generator 를 통해 N_2 를 충분히 주입하고, Drain Line 을 수시로 점검하여 배관 내 잔여 LOHC 를 방출시킨다.



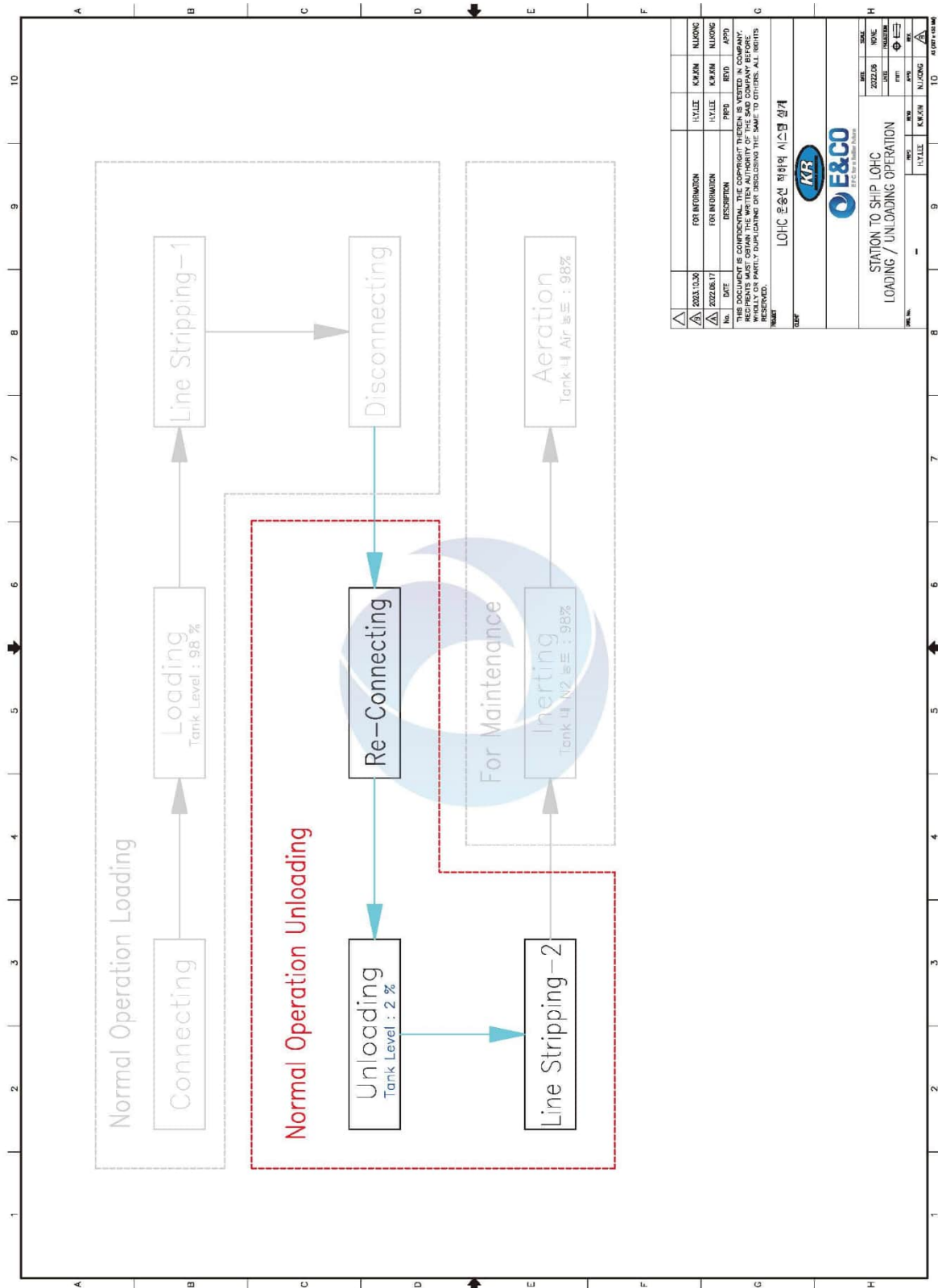
 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	29
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.5.4 Disconnecting

- 1) Hose 연결 해제 전, 배관 내 LOHC 가 있는지 Drain Line 을 통해 확인한다.
- 2) LOHC 는 불연성 이며, 반응성이 적으므로 폭발의 위험성도 적지만, 만약의 사고에 대비해 LOHC 가 없는지는 확인하고, 연결 부위를 해제한다.



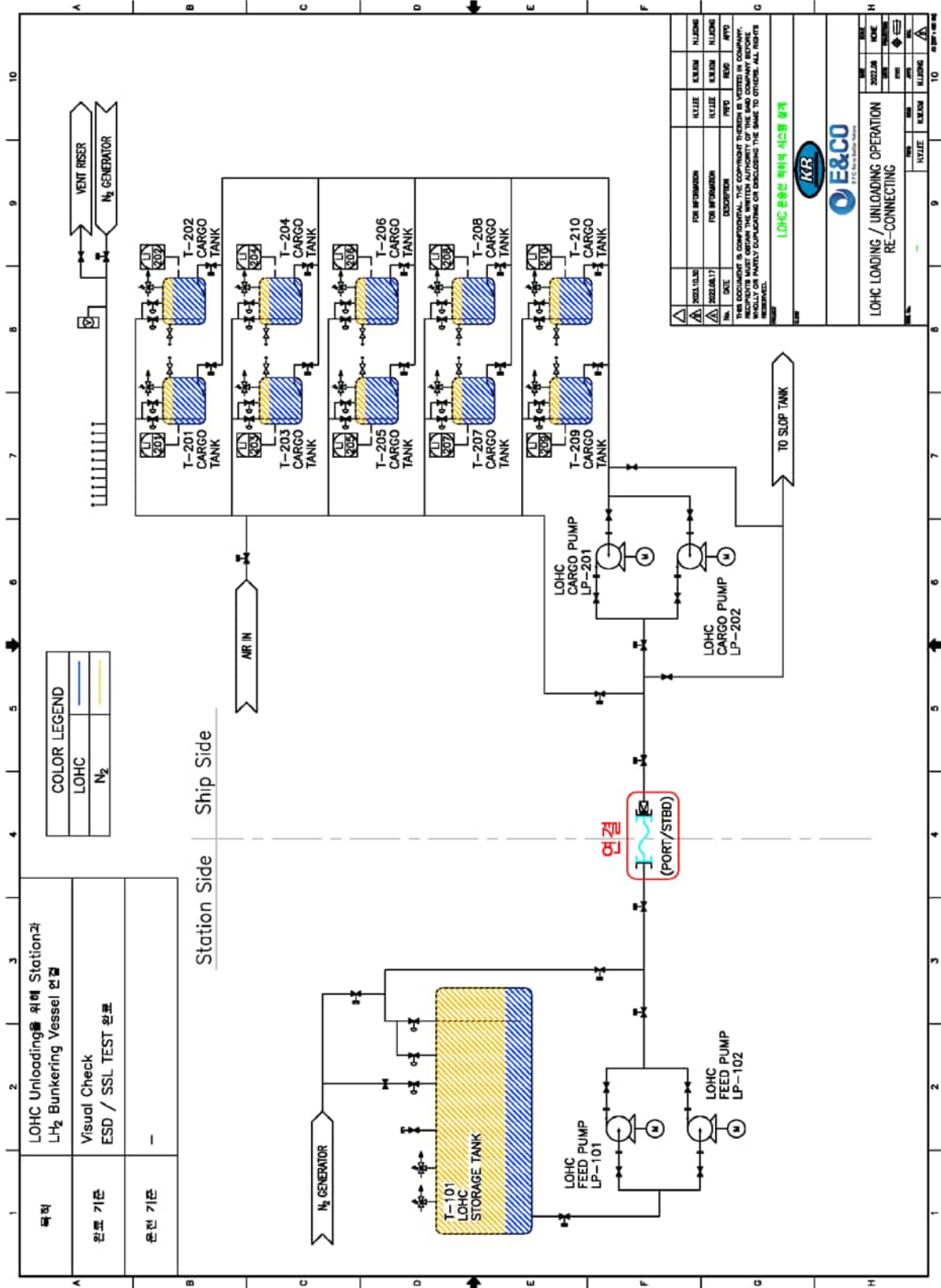
2.6 Normal Operation Unloading



 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	32
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.6.1 Re-Connecting

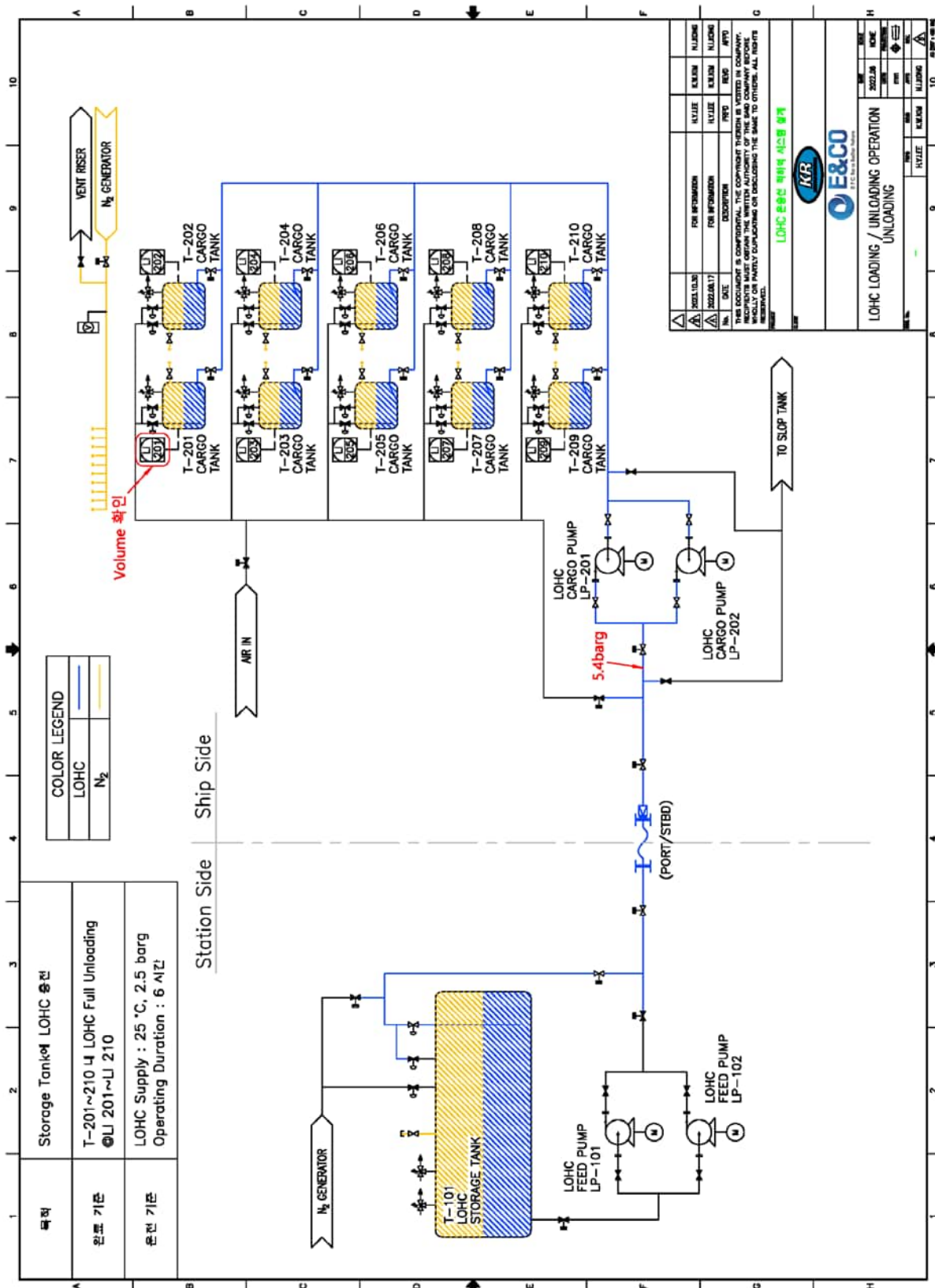
- 1) Cargo Tank(T-201~T-210)와 Storage Tank(T-101)를 연결하기 위한 작업을 시작한다.
- 2) 모든 이송을 위한 밸브는 닫힌 상태이며, Station 에 있는 Hose 을 이용하여 운송선과 연결시킨다. 이는 각 Manifold 에 연결되며 Manifold 를 통하여 Storage Tank(T-101)로 LOHC 을 전달하게 된다.
- 3) 연결 후, ESD / SSL TEST 를 하여 이상이 없어야 한다.



 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	34
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.6.2 Unloading

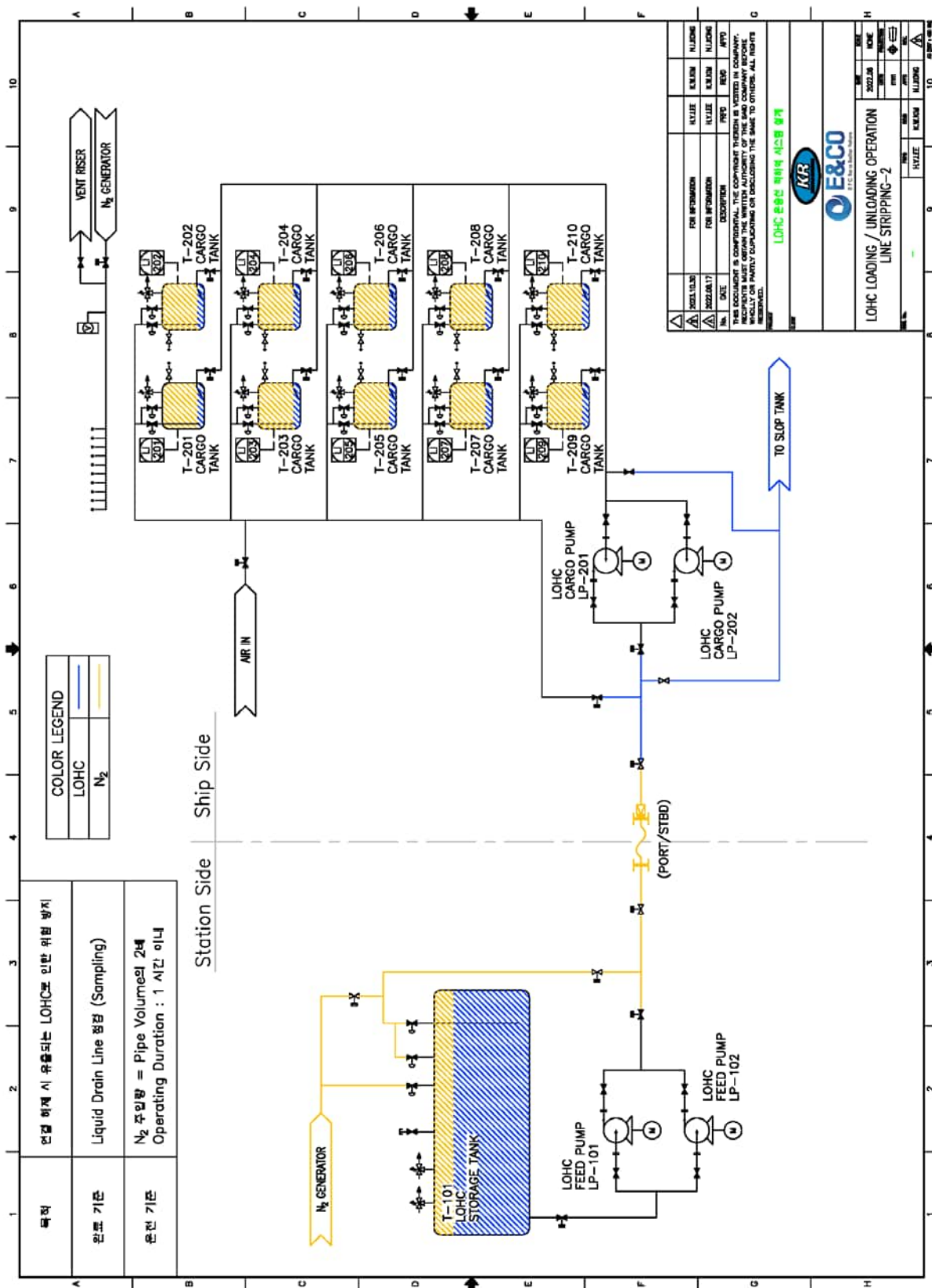
- 1) Cargo Tank(T-201~210)에 저장되어 있는 LOHC 는 Feed Pump(LP-201, LP-202)를 통해 5.4bar 로 Station 의 Storage Tank(T-101)에 공급된다.
- 2) Storage Tank(T-101) 내부 잔류 가스 (N₂)는 Vent Line 을 통해 대기 방출된다.
- 3) 충전 시간은 6 시간이며, Cargo Tank(T-201~210)내에 LOHC 가 모두 Unloading 되면 충전은 완료된다. 이때, Cargo Tank(T-201~210)의 Volume 은 LI201 ~ LI210로 확인 가능하다.



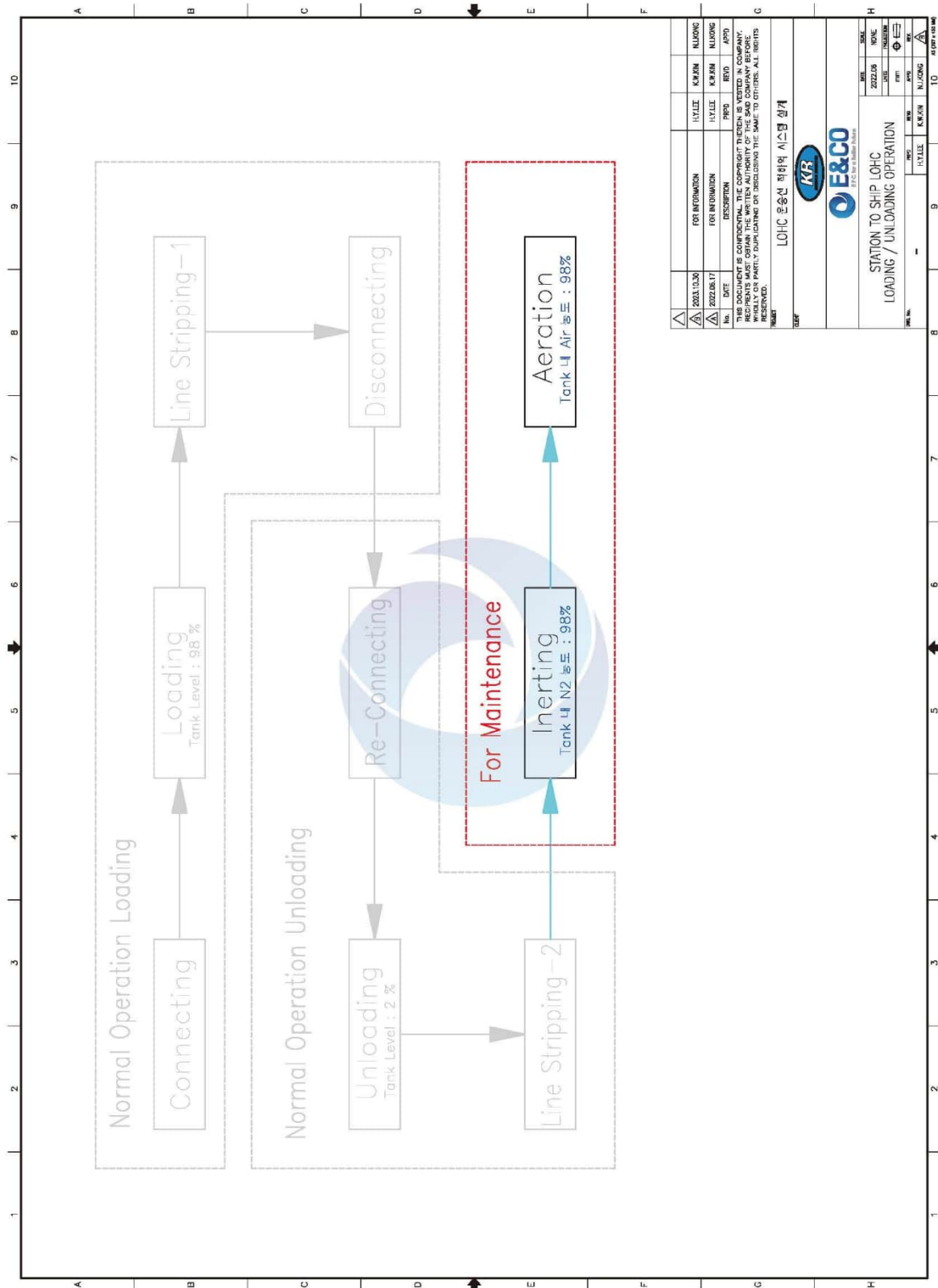
 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	36
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.6.3 Line Stripping-2

- 1) 충전 완료 후, 배관에 존재하는 잔여 LOHC 을 N_2 로 밀어서 Slop Tank 로 보낸다.
 N_2 는 대기 방출되며 잔여 LOHC 는 Slop Tank 로 저장된다.
- 2) Unloading 후, 배관에 LOHC 가 가득 차 있는 상태로 Hose 를 분리시키면 LOHC 는 외부로 유출되므로, 이를 방지하기 위해 꼭 필요한 작업이다. N_2 Generator 를 통해 N_2 를 충분히 주입하고, Drain Line 을 수시로 점검하여 배관 내 잔여 LOHC 를 방출시킨다.



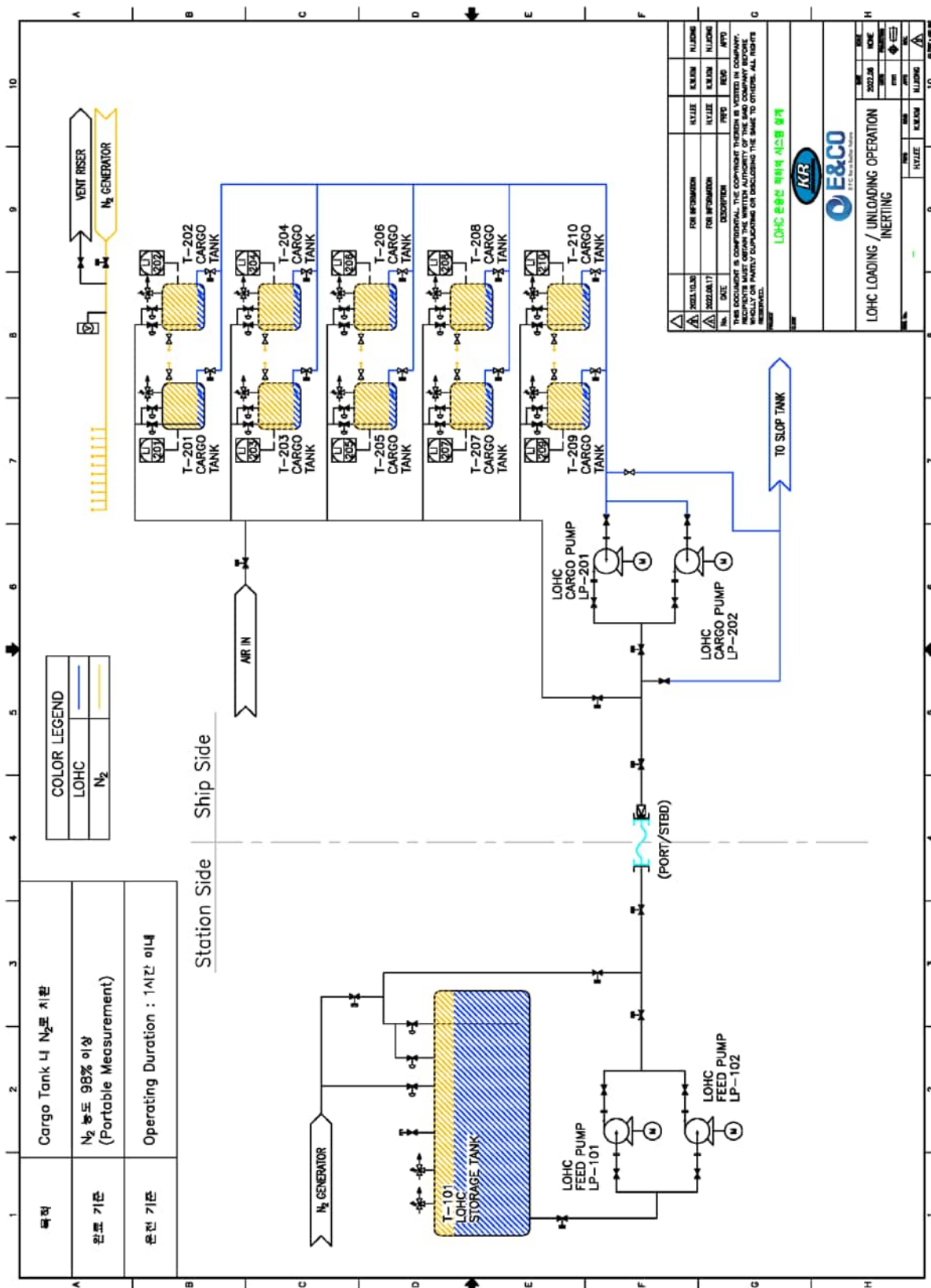
2.7 For Maintenance



 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	39
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.7.1 Inerting

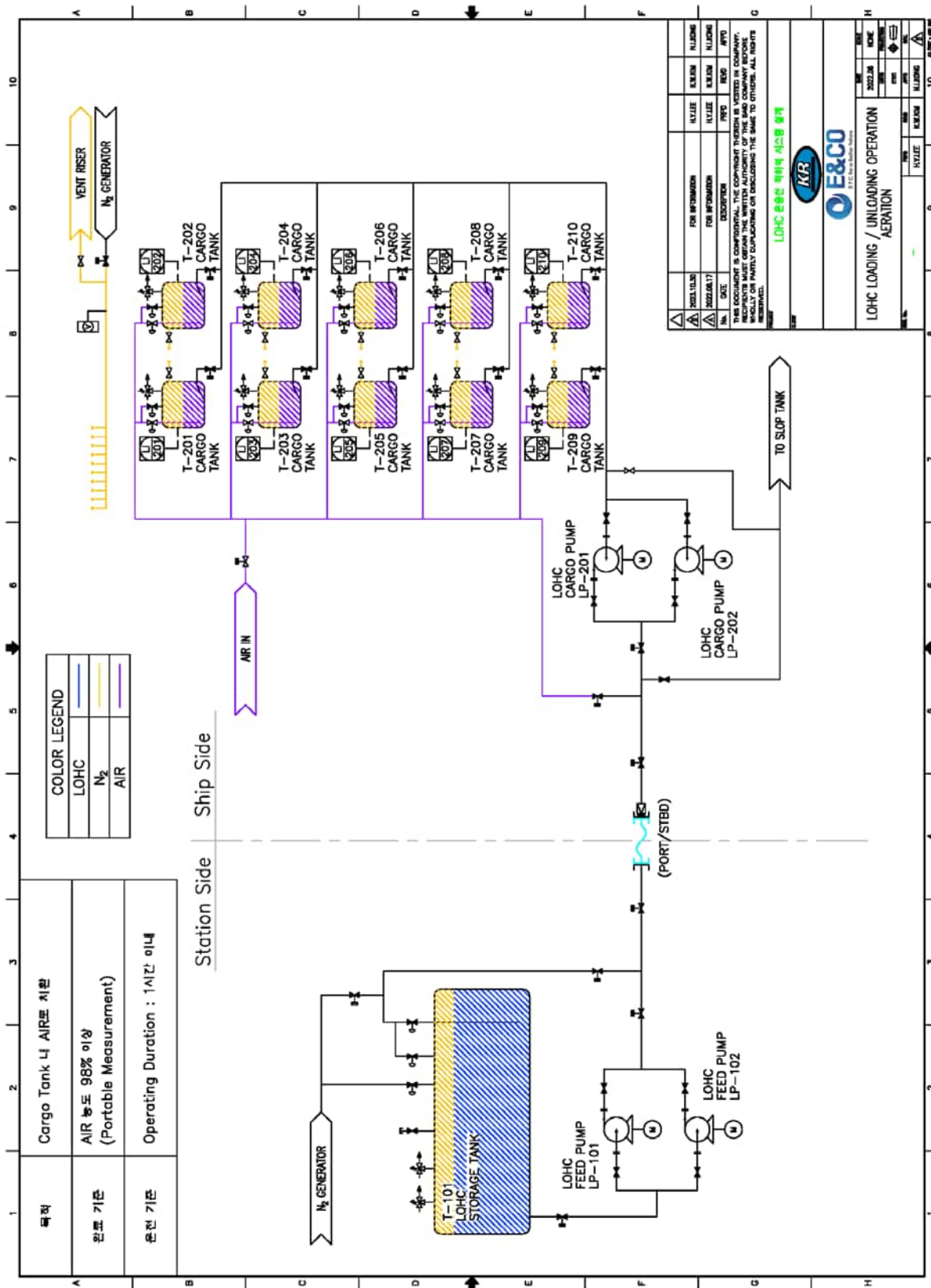
- 1) Cargo Tank(T-201~210) 내에 잔여 LOHC 를 N_2 로 치환하는 작업이며, Cargo Tank(T-201~210)로 N_2 를 공급해 준다. N_2 가 Cargo Tank(T-201~210)내에 잔여 LOHC 를 밀어내어 Slop Tank 로 저장된다.
- 2) 질소 가스 농도가 98% 이상이 되면 작업을 종료 한다.



 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	41
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.7.2 Aeration

- 1) Cargo Tank(T-201~210) 내에 질소를 Air 로 치환하는 작업이며, Cargo Tank(T-201~210)로 Air 를 공급해 준다. Air 는 질소가스에 비해 비중이 크므로 Cargo Tank(T-201~210) 내부에 Air 가 바닥부터 채워 질 것이며, 질소 가스는 Vent Riser 를 통해 대기 방출된다.
- 2) 산소 농도가 21% 이상이 되면 작업을 종료 한다.



 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	43
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

PART B. LH₂(액체수소) 운송선 적·하역 시스템 안전운용 절차

1 수소의 물리적 특성 및 연소 특성

상용되고 있는 메탄(천연가스의 주요 성분인 CH₄)의 물리적 특성 및 연소특성과의 비교를 통하여, 수소 적·하역 시스템 운용 시 운용 안전성을 높이고 각 상태별 수소의 물리적 특성의 이해를 높이기 위하여 이 장을 서술하였다.

1.1 수소의 물리적 특성

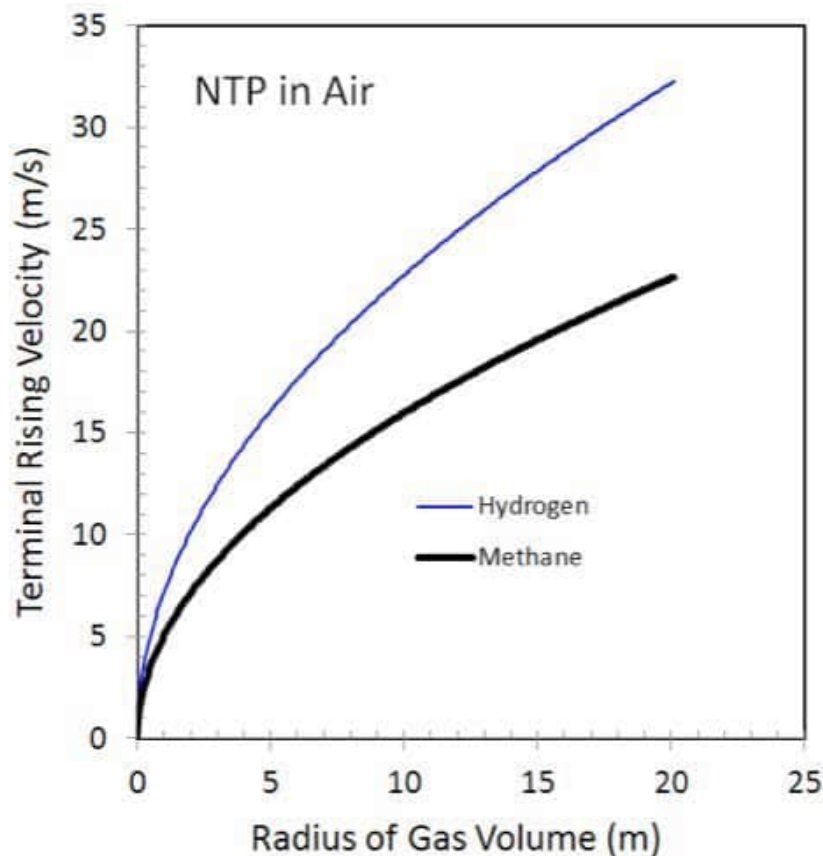
1.1.1 기체수소(GH₂)

수소는 정상온도와 압력(이하 NTP), 293.15K, 1기압에서 0.08376kg/m³의 밀도로 가장 가벼운 기체다. 그에 비해 메탄은 NTP에서 0.65119kg/m³의 밀도로 상당히 무겁다. 메탄 원자의 80%가 수소 원자라는 점에 유의해야 한다. NTP에서 두 기체는 모두 NTP 밀도가 1.204kg/m³인 공기보다 부력이 높다. 종말 상승 속도는 상승함에 따라 부력(위쪽으로 향함), 중력(아래로 향함), 대기 항력(아래로 향함)의 균형으로 설정되기 때문에 일반적으로 실제 수소나 메탄 방출의 "상승 속도"를 정확하게 명시하는 것은 불가능하다. 대기 항력은 방출된 가스 부피의 형태와 단면적에 따라 달라지는데, 실제 방출에서는 알 수 없으며 방출의 초기 조건, 난류 및 바람 조건에 따라 달라질 수 있다. 게다가, 공기의 밀도는 상대 습도에 따라 달라진다. 바람이나 난류가 없을 때 방출된 가스의 구형 부피에 대한 NTP의 수소와 메탄에 대한 상대적인 상승 속도를 감지하기 위해 <그림12>에 구 반경의 함수로서 두 기체에 대한 (이 가정 하에서) 공기 중 종말 상승 속도의 그림을 보여준다. 1200kg의 수소 연료의 경우, NTP에서 이 질량의 수소는 반경 15.07m의 구를 차지하며 종말 상승 속도는 27.92m/s이다. 같은 질량의 메탄은 13.93m/s의 종말 상승 속도로 반경 7.61m의 구역을 차지할 것이다. 분명히, 수소는 메탄보다 훨씬 더 가볍지만 둘 다 NTP에서 공기 중에 빠르게 상승한다.

동질 이 원자 분자인 수소는 쌍극자 모멘트가 없으며, 분자의 진동은 결합 축을 따라 전하 분리를 발생시킬 수 없다. 결과적으로 수소는 적외선과 상호 작용하지 않으며 열포집 가스가 아니다. 이와는 대조적으로, 메탄(CH₄)은 서로 다른 원소가 결합한 이질성 분자이므로 결합은 본질적으로 극성이며 C-H 결합의 스트레칭과 굴곡은 적외선 전자기 복사에 결합될 수 있는 전하 변동을 생성한다. 이 특성은 메탄을 강력

한 열포집 가스로 만들며, 이산화탄소보다 대기 중 열을 최대 23 배 더 잘 포집할 수 있다. 수소와 메탄의 근본적인 차이로 인해 LNG 인프라에서 발생하는 메탄 누출은 환경, 안전 및 경제적 관점에서 심각한 문제가 되고 수소 인프라에서 발생하는 누출은 환경 영향 없이 안전 및 경제적 문제를 발생시킨다.

<그림 12> NTP(293.15K, 1 기압)에서 공기 중 수소와 메탄의 구형 부피에 대한 종말상승속도



1.1.2 액체수소(LH₂)

수소를 다량 저장하는 가장 부피적으로 효율적인 방법은 액체이며 수소의 경우 극저온성 액체이다. 분자 수소의 결정적인 특징은 H₂ 분자 사이의 매우 약한 인력의 반데르발스 상호작용이다. 수소의 정상 비등점은 매우 차가운 20K 이고, LCH₄의 정상 비등점은 111K 이다. 끓는점의 차이에 대한 중요한 결과는 끓는점에서 비등점에 있는 액체 메탄이 공기를 액화할 수 없는 반면 LH₂는 성분 N₂와 O₂가 77.3K와 90.2K에서 응축되는 공기를 액화할 수 있다는 것이다. 고체 N₂ 및 고체 O₂의 융점이 각각 63.3K 및 54.8K이기 때문에, 이러한 대기 가스는 LH₂에 노출 될 때 빙결될 수 있다. 공기의 액화 또는 빙결 가능성은 응축된 공기로 수소 배관을 막음으로써 발생하는 안전 문제와 응축된 산소에서 발생하는 반응성에 대한 우려를 초래한다. 실질적

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	45
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

으로, 이러한 공기 응축 문제는 LH₂ 배관 라인을 수소 또는 헬륨 (보다 일반적으로 현장에서의 가용성 및 저렴한 비용으로 인해 warm-up 된 수소를 사용)으로 제거함으로써 LH₂ 연료 공급 작업에서 일상적으로 처리된다.

수소와 메탄은 모두 상온과 압력에서 공기보다 밀도가 낮다. 안전과 관련된 중요한 문제는 이러한 액체가 증발하여 20K 에서 차가운 수소 가스를 생성하거나 111K 에서 차가운 메탄 가스를 생성했을 때, 이들 가스가 대기보다 부력이 커지기 전에 얼마나 따뜻하게 해야 하는가? 작은 누출의 경우 주변 공기가 너무 냉각되지 않고 NTP 근처에 머문다고 가정할 경우, 수소는 22.07K 에서 NTP 공기(밀도 1.204kg/m³)보다 부력이 더 높아진다. 즉, LH₂ 에서 방출되는 작은 수소들은 NTP 조건에서의 공기보다 부력이 커지기 위해서는 최대 2K 정도의 예열만 하면 된다.

이와는 대조적으로, 메탄은 가스 밀도가 NTP 공기의 밀도와 같기 전에 111K 에서 164.3K 로 53.3K 를 예열해야 한다. 결과적으로, LCH₄ 가 111K 에서 증발할 때, 차가운 메탄가스가 LH₂ 보다 훨씬 오랫동안 비 부력 상태를 유지한다. 주어진 질량이 정상 끓는점(NBP)에서 NTP 로 데워 질 때 수소의 부피 팽창 계수는 847.6 이고 메탄의 부피 팽창 계수는 648.0 이다.

1.1.3 극저온 유출

수소 분자들 사이의 약한 분자간 인력은 LH₂ 의 기화 엔탈피를 ΔH_{vap} 값이 8.5kJ/mole 인 LCH₄ 보다 9.2 배 낮은 0.92kJ/mole 로 매우 낮다. 비교를 위해, 액체 상태의 물의 ΔH_{vap} 는 물 분자 사이에서 발견되는 강한 수소 결합으로 인해 40.66kJ/mole 이다. 수소의 ΔH_{vap} 값이 매우 낮다는 것은 수소를 증발시키는 데 에너지가 거의 들지 않는다는 것을 의미하며, 그 결과 LH₂ 유출은 지속 시간이 매우 짧다는 것이다. 이론적 모델들은 LH₂ 의 2,800kg 을 흘리면 수명이 최대 13 초의 액면을 생성할 것으로 예상된다.

1.1.4 침투성

수소 침투는 금속과 산화물 표면의 분자 수소가 수소 원자로 분리되면서 발생하며, 이후 수소 원자가 수소 저장과 배관 라인에 관여하는 물질을 통해 확산되면서 발생한다. 이런 방식으로 생성되는 수소 원자는 또한 수소 취성으로 이어질 수 있으며, 이는 재료과학에서 매우 중요한 현상이다. 많은 사람들이 수소 침투(취화가 없는 경우에도)를 누출 위험으로 잘못 해석한다. 문제는 스테인리스 강 관 및 기타 피팅을 통해 확산되는 수소가 재료를 통과하여 수소 가스로 빠져 나와 누출을 구성 할 수 있다는 것이다. 누출원으로서의 침투는 이러한 방식으로 배출되는 가스의 양이 극미

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page Project	46 수소선박 안전기준 개발사업
--	-------------------------------	-------------------------------	-----------------------------

하기 때문에 선박에 적용된 스테인리스 강 관, 밸브 또는 기타 하드웨어의 실제 성능에는 문제가 되지 않는다.

1.1.5 수소취성

누출 관점에서 소량의 수소를 포함하더라도 수소 용액, 투과 및 확산은 수소 취성 현상의 주요 요소이다. 수소 취성은 재료 과학의 중요한 영역이다. 금속 표면에서 H_2 의 분리에 의해 생성된 수소 원자는 물질의 대부분으로 확산 될 수 있고 물질 변형이 존재하는 경우 결함 부위에 축적될 수 있다. 기존의 결함 및 변형의 조합으로 인해, 수소 원자는 결함 부위에 축적되어 재료를 국부적으로 약화시키고 균열 성장을 촉진시킬 수 있다.

이는 페라이트 계(체심 입방구조, bcc) 강은 심각한 문제가 되지만, 오스테나이트 계(면심 입방구조, fcc) 강 또는 구리 및 알루미늄은 페라이트 계 강에 비해 문제는 훨씬 작다.

실질적으로 모든 수소 저장 시스템 및 배관에 SUS304 또는 SUS316, 알루미늄 또는 구리를 사용하여 수소 취성을 피할 수 있다. 수십 년간의 산업 경험에 따르면 이러한 물질은 수소 취성에 강하다. 이 재료 선택은 전기 배선 제조에서 철보다 구리를 선택하는 것과 유사하다. 구리는 철보다 전기 및 열 전도성이 높으며 구리를 사용하면 저항 손실이 줄어 들고 열 제어가 촉진한다. 마찬가지로 수소 사용을 위해 올바른 재료를 선택해야 한다. 가스 공급 업체의 실질적인 경험은 SUS316 또는 SUS304 타입의 스테인리스 강 재료 선택이 제대로 이행 될 때 수소 취화가 LH_2 또는 기타 수소 배관 (튜브, 배관)의 유지 관리 문제가 아니라는 점이다. 대부분의 상업용 LH_2 탱크의 내부 라이너는 SUS304로 제작된다.

1.2 수소의 연소 특성

수소와 메탄에 대해 앞에서 논의한 물리적 특성은 이 두 연료의 연소 특성에 대한 논의의 기초가 된다. 표 1)은 수소와 메탄의 물리적 및 연소 특성에 대한 값을 보여 주고 있다.

특정 발화원에 의해 발생하는 연소를 논의하기 위해 다음과 같은 정의가 필요하다.

- 1) 약한(열) 발화원: 시작 에너지가 50MJ 미만인 성냥, 불꽃, 뜨거운 표면, 화염을 "약한"또는 "열" 발화원이라고 한다. 이것이 발화원이다.
- 2) 강력한(충격파) 발화원: 블라스팅 캡, TNT, 고전압 캐패시터 단락(폭발 와이어), 번개는 모두 시작 에너지가 4MJ 이상인 "강력한" 발화원의 예다. 강한 발화원은 약한 발화원보다 약 108 배 강하다는 점에 유의해야 한다. 이것은 발화 시작 에

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	47
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

너지의 엄청난 차이점이다. 번개 외에 강한 발화원은 우발적 발화가 아닌 의도적 발화의 원인이다.

- 3) 화재: 화재는 불연속 연료/공기 혼합을 통해 불꽃이 저속(20m/s 이하)으로 전파되는 일상 생활에서 익숙한 일반적인 연소의 용어이다. 화재는 시끄럽지 않고, 주변 공기에 무시할만한 과압을 발생시킨다. 가연성 연료 및 공기 혼합물과 접촉하는 약한 발화원에 의해 화재가 발생한다. 익숙함에도 불구하고 화재는 위험하다는 것을 기억하는 것이 안전의 관점에서 중요하다.
- 4) 폭연: 불꽃이 연소되지 않은 연료/공기 혼합을 통해 빠르게 전파되지만 아음속으로 빠르게 연소된다. 폭연은 시끄러울 수 있고 고막이 파열되고 다른 부상을 일으킬 수 있는 과도한 압력을 발생시킬 수 있다. 일반적인 조건에서 폭연은 약한 발화원에 의해 개시된다. 안전의 관점에서 볼 때, 폭연은 매우 위험하다.
- 5) 물리적 폭발 또는 화학적 폭발: 기술적으로 폭발은 화염이 초음속으로 연소되지 않은 연료/공기 혼합물을 통해 확산되는 초고속 연소 사건에 대해 보다 적절하게 정의된 용어다. 물리적 폭발은 아음속에서 연소되지 않은 연료/공기 혼합을 통해 불꽃이 전파되는 빠른 연소 사건을 느슨하게 사용하여 큰 타격과 매우 위험한 과압을 일으킬 수 있다. 물리적 폭발 또는 화학적 폭발이라는 용어는 종종 서로 교환하여 사용되어 왔으며, 여기에서 그렇게 사용될 것이다. "직접" 폭발은 연료/공기 혼합 및 제한이 있는 특정 조건을 가진 강한 발화원에 의해 발생하는 순간적인 사건이다. 안전 측면에서 볼 때 물리적 폭발 또는 화학적 폭발은 매우 위험하다.

명시적 발화원에 의한 이러한 연료의 연소를 논의하기 전에, 특정 발화원이 없어도 이러한 가스의 방출이 자생적으로 발화할 수 있는 현상을 고려하여야 한다.

1.2.1 자연발화

수소는 갑자기 방출될 때 최대 41bar 이상의 압력에 대해 "자연발화"를 겪을 수 있다. 자연 발화는 수소와 관련된 특정 용도의 설계에서 모든 명백한 발화원을 성공적으로 제거한 경우에도 지속될 수 있는 발화 경로를 나타내기 때문에 특히 검토되어야 할 안전 문제이다. 자연발화는 기체수소추진선박에 사용되는 것과 같은 고압(350bar, 700bar) 수소 시스템의 문제일 수 있지만, 액체수소추진선박 연료 시스템의 수소 압력이 10bar 미만인 LH₂ 저장 수소를 사용한다는 것을 알 수 있으며, 이는 LH₂ 탱크 벤트의 압력 완화에 해당한다. 결과적으로 수소추진선박의 전체 수소 시스템 압력이 너무 낮아 수소의 자연발화가 시작되지 않는다. 자연 발화의 기계적인 원인은 확실하게 알려지지 않았으며 계속해서 활발한 연구 주제가 되고 있다.

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	48
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

1.2.2 화재

공기를 포함한 H_2 와 CH_4 혼합물은 모두 약한 발화원을 사용하여 쉽게 발화되어 화재를 발생시킨다.

화재 규제는 볼륨 백분율(vol%)로 표현되는 "하위 가연성 한계"(LFL)에 초점을 맞춘다.

$$\text{vol\%} = [\text{용량(연료)}/\text{용량(연료} + \text{공기)}] \times 100$$

LFL 은 화재의 위험이 일반적으로 초기 깨끗한 공기에 가연성 가스가 축적되어 있기 때문에 안전 규제의 초점이다. H_2 = 298K 에서 4.0~75.0%의 인화성 범위 LFL 에서 상한 인화성 한계치(UFL)에 대한 고전적 값이다(표 1 참조). 실온에서 메탄의 LFL ~ UFL 은 5.3 ~ 15.0%이다. 맥락상 LFL-취발유의 UFL 값은 1~7.6%이다. 따라서 수소가 메탄(불의 위험을 증가시키는 것)보다 가연성 범위가 훨씬 넓지만, 초기 청정 환경에서 가연성 가스를 축적한다는 관점에서 볼 때 수소와 메탄은 유사한 LFL 을 가지고 있으며, 발화가 가능한 임계 가스 축적이 유사하다.

부력 효과는 이들 기체의 LFL 을 약간 변형시킬 수 있다. 예를 들어, 대기 혼합물의 지속적인 수소 화재의 경우, 연소가 연료의 완전한 연소로 세 방향으로 모두 확산되려면 수소/공기 혼합물이 최대 8%가 되어야 한다. 수소의 활성 혼합은 수소에 대해 LFL 을 4%로 되돌린다. H_2 의 최소 발화 에너지는 0.020MJ 이고, CH_4 의 최소 발화 에너지는 0.29MJ 이다. 인간의 정전기 방전은 약 10MJ 이므로 LFL ~ UFL 한계 사이에 있을 때 CH_4 와 H_2 모두 일반적인 (약한) 발화원에 노출되면 쉽게 발화된다. 표 1)에는 수소와 메탄의 연소 특성이 나열되어 있다.

전반적으로 연료 방출에서 초기 깨끗한 공기로의 화재 위험의 관점에서, 수소와 메탄의 LFL 은 비슷하기 때문에 발화 위험이 매우 유사하다.

1.2.3 액면화재

수소와 천연가스의 현저한 차이점 중 하나는 화재의 복사 특성이다. 수소가 연소할 때 연소 생성물은 주로 수증기로서 $-OH$ 및 $-H$ 라디칼과 같은 다른 종과 미량 (<1 %)의 양으로 생성된 HO_2 및 H_2O_2 가 생성된다. 그 결과, 수소 화재에서 발생하는 대부분의 열 복사는 진동으로 활성화된 물 분자에서 발생한다. 이와는 대조적으로 메탄이 연소할 때 일부 물이 생성되기는 하지만 대부분의 복사열은 탄소를 함유한 종에서 발생하며, 특히 탄소 그을음은 열 에너지의 효율적인 방열기 역할을 한다. 그 결과 메탄 화재에서 방출되는 복사열은 수소 화재보다 2 ~ 3 배 높다(연료 LHV 기준).

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page Project	49 수소선박 안전기준 개발사업
--	-------------------------------	-------------------------------	-----------------------------

따라서 더 적은 열 에너지를 방출하기 때문에 수소 화재에 가까워질 수 있다. 게다가, 수소 화재로 인한 복사열의 대기 흡수가 더 많다. 수소 화재는 열로 가열되는 수증기의 진동(벤딩, 스트레칭) 모드에서 적외선(IR) 복사를 방출하기 때문에 대기 중 수증기(습도)가 수소 화재로부터 복사를 일부 흡수해 복사열의 공급을 줄일 수 있다. 반경 4.7m 이상의 거리에서 수소 화재에서 발생하는 복사열의 30%가 대기 수증기에 의해 효과적으로 차단된다. 방출되는 방열이 감소하고 대기 흡수율이 높은 두 가지 효과는 메탄(표 1)에 비해 수소의 불꽃 온도가 약간 높은 것을 보상하는 것보다 더 높기 때문에 메탄 화재보다 주변 구조물과 인력에 대한 복사 에너지의 측면에서 수소 화재의 피해가 적다.

복사 에너지의 이러한 차이는 화재가 주변 구조물과 인원에 영향을 미친다. 1982 년 연구에서 AD Little 은 LH_2 및 LCH_4 의 액면 화재에 가장 근접한 접근 방식을 계산했지만 다양한 연료 연소량에 대해 열 표면 손상 (임계값이 5kW/m^2 로 가정 됨)을 입지 않았다. LH_2 1,200kg 과 LCH_4 3198.9kg 에 해당하는 144GJ 의 연료 열 함량에 대해 등급에서 수평 방향으로 화재에 가장 가깝게 접근하여 계산했다. 1,200kg 의 연소 수소의 경우 가장 가까운 접근은 최대 19m 이다. LCH_4 의 경우 가장 가까운 접근은 최대 58m 이다. 수소 화재는 열에너지를 덜 발산하고 열 복사의 대기 흡수가 더 많기 때문에 수소 화재에 더 가까이 갈 수 있다. 이 두 가지 효과는 메탄에 비해 수소의 약간 높은 화염 온도를 보상하는 것보다 더 크다.

1.2.4 물리적 폭발과 화학적 폭발

수소와 메탄은 연료/공기 혼합물, 밀폐 및 강한 발화원의 적절한 조건을 감안할 때 둘 다 폭발할 수 있다. 상온(부피 기준 %)에서 H_2 의 폭발 하한(LEL)에서 H_2 의 폭발 상한(UEL)까지는 18.3 ~ 59.0%이다. 실온에서 메탄 LEL 에서 UEL까지는 6.3 ~ 13.5% 이다. 따라서 수소는 메탄보다 폭발 범위가 훨씬 넓어 전반적으로 폭발 위험이 더 크다. 초기에 깨끗한 환경에서 가연성 가스가 누출되는 관점에서 메탄의 LEL(6.3%)은 수소(18.3%)보다 상당히 빨리 도달한다.

Klebanoff 등이 검토한 바와 같이, A.D. Little Company 는 1960~1982 년 동안 미 공군과 NASA 루이스 연구 센터에 대한 일련의 실험 및 모델링 연구에서 제한 및 제한되지 않은 환경에서 대규모 수소 방출로 인한 실제 폭발 위험을 평가했다. 이 연구의 결론은 폭발이 즉각적으로 발생하는 제한된 수소/공기 혼합물의 직접 폭발에 대한 구속(예: 풍선 저장)과 폭발 개시(예: 송풍 캡 사용)가 모두 필요하다는 것이다. 게다가, Little work 에 따르면 수소 증기 구름이 폭발 전하에 의해 시작되어도 폭발할

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	50
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

수 없다는 것을 보여 주었다. 이러한 관찰 결과 저자들은 "충격파가 시작되더라도 대규모 유출로 인한 수소-공기 구름의 폭발 가능성은 낮다"는 결론을 내렸다. 실제적인 수소 연소 위험에 대한 이러한 초기 테스트를 요약하면 직접 폭발은 LEL - UEL 범위 내에서 강한 발화원, 밀폐 및 수소/공기 혼합물을 필요로 한다. 약한 발화원(사고 원인)은 수소/공기 혼합물이 폭발 범위 내에 있고 밀폐되어 있어도 화재를 발생시킨다.

1.2.5 폭연에서의 폭발전이(DDT)

<표 3>에 열거된 LEL-UEL 범위는 밀폐 및 강한 발화원의 사용을 가정하여 가스 혼합물을 직접 폭발시키기 위한 것이다. 강력하고 의도적인 발화원이 없기 때문에 사고 시나리오에서 수소와 메탄의 직접적인 폭발을 방지할 수 있다. 그러나 특정 상황에서 장애물이나 내부 구조가 제한된 반응 부피 내에 존재하는 경우 <표 1>의 LEL 아래에서도 연료/공기 혼합에 대한 폭발이 발생할 수 있다.

강력한 발화원이 필요한 직접 폭발과는 달리, 이러한 유형의 폭발은 정상적인 화재로 시작할 수 있다. 밀폐/폐쇄된 환경에서, 연소 속도는 장애물 근처에서 연소되지 않은 연료-공기 혼합물의 난류로 인해, 시간과 거리에 따라 폭연까지 가속된다. 추가 가속으로, 폭연은 폭발로 전환되어 폭발 전이(DDT)를 생성한다. H₂의 경우 DDT는 12% 연료/공기 혼합 이상에서만 발생할 수 있다. 수소와 메탄 둘 다 DDT를 경험할 수 있지만 수소가 더 쉽다.

장애물이 있으면 H₂/공기 농도에서 불꽃 속도가 가속화될 수 있으며 그렇지 않으면 불꽃 가속이 발생하지 않을 수 있다. 장애물의 역할은 연료/공기 혼합물을 개선하고 불꽃 면적을 증가시킬 수 있는 난류 구조물의 형성 속도를 높이는 것이다. 진화하는 불꽃은 복사에 의해 화염 앞에 있는 연소되지 않은 유동장에 영향을 미치며, 진화하는 불꽃이 난류 지역을 통과할 때 불꽃 내부의 연소를 변화시키는 장애물에 난류를 발생시킨다. 장애물과 10m 이상의 발생 거리를 감안할 때, 12% 이상의 수소 농도의 불꽃 속도는 정상 화재 속도에서 탈화 속도로 가속된다.

15.5%의 낮은 혼합물에서도 DDT에 해당하는 장애물이 있을 경우 700m/s의 매우 빠른 폭연 속도가 관찰된다.

<표 3> 수소 및 메탄의 물리적 및 연소 특성 값

	수소	메탄
Molecular Weight	2.016	16.043
Density of Gas at NTP, kg/m ³	0.08376	0.65119
Temperature to Achieve NTP Neutral Buoyancy in Air (1.204 kg/m ³), K	22.07	164.3
Normal Boiling Point (NBP), K	20	111
Liquid Density at NBP, g/L	71	422
Enthalpy of Vaporization at NBP, kJ/mole	0.92	8.5
Lower Heating Value, MJ/kg	119.96	50.02
Limits of Flammability in Air, vol%	4 ~ 75	5.3 ~ 15
Explosive Limits in Air, vol%	18.3 ~ 59.0	6.3 ~ 13.5
Minimum Spontaneous Ignition Pressure, bar	~ 41	~ 100
Stoichiometric Composition in Air, vol%	29.53	9.48
Minimum Ignition Energy, J	0.02	0.29
Flame Temperature in Air, K	2318	2148
Auto-ignition Temperature, K	858	813
Burning Velocity in NTP Air, m/s	2.6 ~ 3.2	0.37 ~ 0.45
Diffusivity in Air, cm ² /s	0.63	0.2

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	52
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2 액체수소(LH₂) 운송선 적·하역 시스템 운용절차

2.1 개요

액체수소(LH₂) 운송선의 Loading / Unloading 환경은 LNG 운송 선박과 유사하게 육상에서 급유를 받을 수 있다고 가정 하였으며, 공정 입장에서 Loading / Unloading 시에 LH₂ Handling 은 Station 에서 주관한다. 초기상태의 Bunkering Vessel Cargo Tank 의 내부는 질소로 채워져 있다. Station 의 LH₂ Storage Tank 및 배관은 Cooldown 이 완료된 상태이며, Loading / Unloading 시 발생하는 기체는 Tank 또는 BOG Treatment System 으로 주입된다. 본 Operating Manual 은 Liquid Hydrogen 의 Loading / Unloading 을 다루고 있으며, 작업들에 대한 이유, 목적, 운전 및 완료 기준에 대해 설명한다.

LH₂ 의 Loading / Unloading 작업에 앞서 아래 사항이 선행되어야 한다.

- 1) Loading Arm 고려시, 액체 수소용 설계 조건을 만족하는 사양으로 적용해야 하며 Loading Arm의 단열 시스템도 검토되어야 한다. *B1-1)
- 2) BOG로 인해 Tank 압력 상승 시, BOG Treatment를 활용하기 위한 로직 및 운전 절차가 검토되어야 한다. *B1-2)
- 3) 진공단열배관은 일정 간격으로 진공 손실 확인을 위한 모니터링 센서가 필요하다. *B1-3)
- 4) 오쏘 수소(ortho-hydrogen)에서 파라 수소(para-hydrogen)로의 변환으로 인한 과도한 열을 피하기 위하여 순수한 파라 수소 (즉 95% 초과)만 적하되어야 한다. *B1-4)
- 5) 상세 설계 단계에서는 Filling Limit 98%를 고려한 Loading Limit 계산이 검토가 필요하다. *B1-5)
- 6) 질소 퍼지 후, 산소 함량은 1% 미만인 이후에 수소 LOADING 해야 한다. (AIAA G095, CGA_G-5.4) *B1-6)

*B1-1) HAZOP Worksheet 1-4

*B1-2) HAZOP Worksheet 1-5

*B1-3) HAZOP Worksheet 1-6

*B1-4) HAZOP Worksheet 1-7

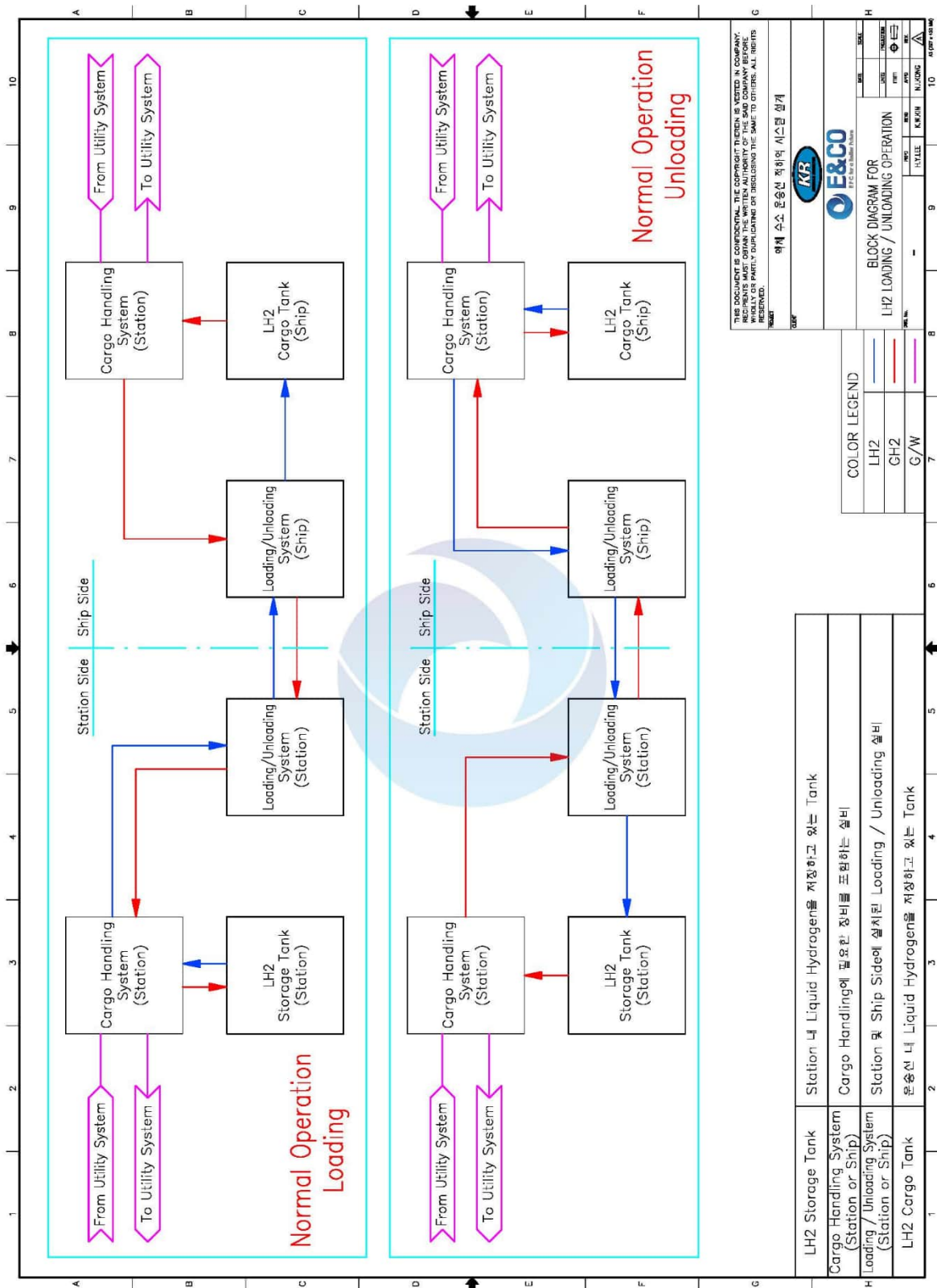
*B1-5) HAZOP Worksheet 1-9

*B1-6) HAZOP Worksheet 1-11

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	53
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.2 LH₂ Loading / Unloading System Block Diagram

- LH₂ Storage Tank: Station 내 Liquid Hydrogen 를 저장하는 Tank
- Cargo Handling System: Cargo Handling 에 필요한 장비를 포함하는 설비
- Loading / Unloading System: Station 및 Ship Side 에 설치된 Loading / Unloading 설비
- LH₂ Cargo Tank: LH₂ 운송선 내 Liquid Hydrogen 을 저장하고 있는 Tank



Equipment Size (Max)	
Overall UA [kcal/C-h]	2,700,000
Mass flow [kg/h] (Shell)	112,000
Mass Flow [kg/h] (Tube)	301,000
Temp. [°C] (Shell)	IN 55.0 OUT 0.0
Temp. [°C] (Tube)	IN -249 OUT -200
Overall UA [kcal/C-h]	6,000
Mass flow [kg/h] (Shell)	10,000
Mass Flow [kg/h] (Tube)	1,300
Temp. [°C] (Shell)	IN 55.0 OUT 0.0
Temp. [°C] (Tube)	IN -249 OUT -200

Equipment Size (Max)			
LP-101/102 (LH ₂ FEED PUMP)	Capacity [m ³ /h]	1800	
	Head [m]	160	
C-101 (BOG COMPRESSOR)	Capacity [m ³ /h]	5,000	
	Delta P [bar]	1	
CP-201/202/203/204 (LH ₂ CARGO PUMP)	Capacity [m ³ /h]	450	
	Head [m]	160	
C-201 (BOG COMPRESSOR)	Capacity [m ³ /h]	5,000	
	Delta P [bar]	1	

NO.	DATE	DESCRIPTION	REV	REV	REV
1					
2					
3					

THIS DOCUMENT IS CONFIDENTIAL. THE CONTENT THEREIN IS VESTED IN COMPANY. RECIPIENTS MUST OBTAIN THE WRITTEN AUTHORITY OF THE S&B COMPANY BEFORE REPRODUCING OR PARTLY DISSEMINATING OR DISCLOSING THE SAME TO OTHERS. ALL RIGHTS RESERVED.

예제 수소 운송선 적하/해설 시스템 설계

E&CO
E&C OIL & GAS CO., LTD.

EQUIPMENT SPECIFICATIONS FOR
LH₂ LOADING / UNLOADING OPERATION

NO.	REV	DATE	DESCRIPTION
1	1	2022.08	INITIAL
2	1	2022.08	REVISION
3	1	2022.08	REVISION

2.4 LH₂ Loading / Unloading Operation 의 절차 및 소요 시간

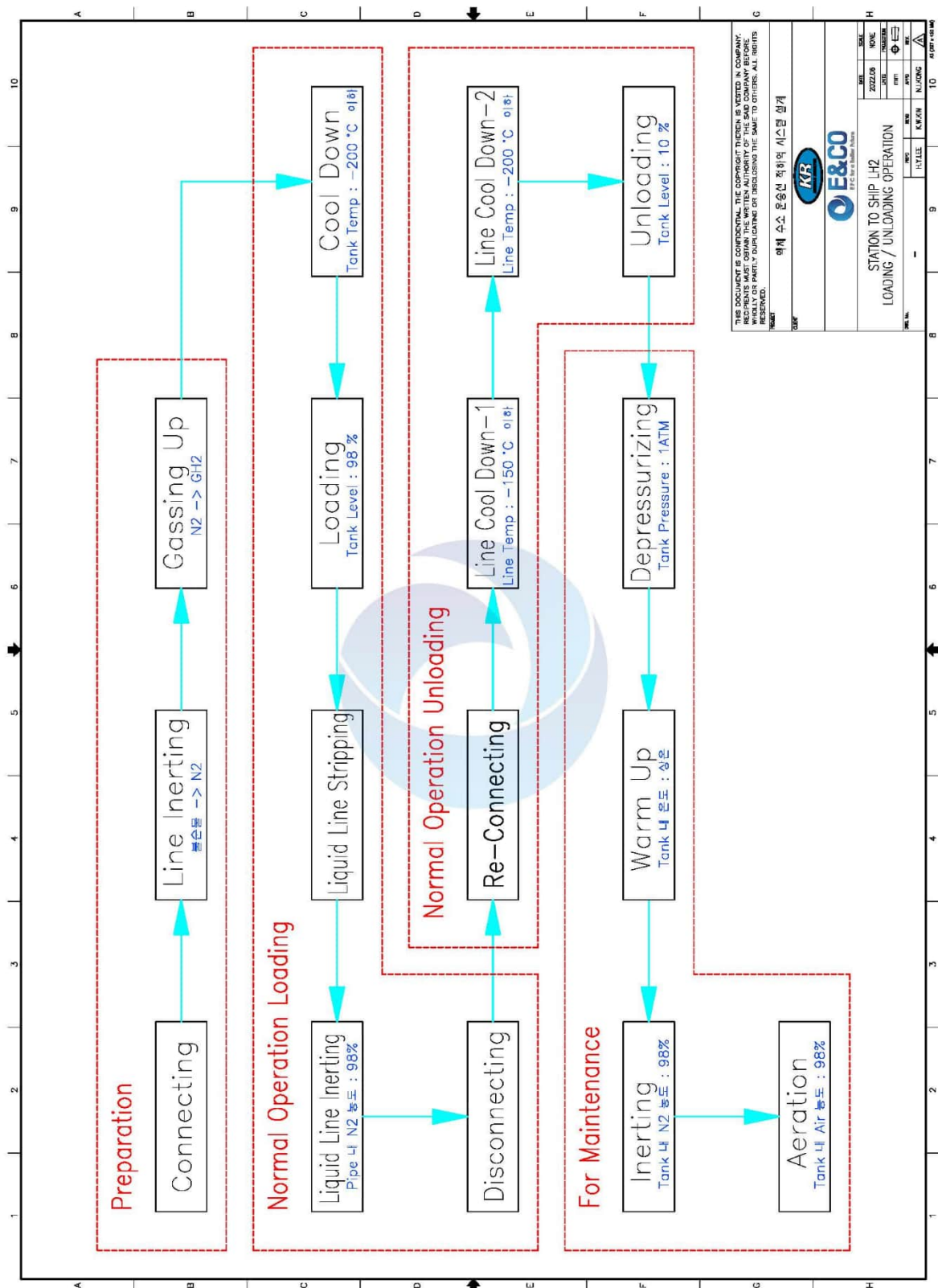
- 각각의 Operation 의 소요 시간은 대체로 다음과 같다.

Title		Purpose	Operating Duration
Preparation	Connecting	LH ₂ Loading 을 위해 Station 과 운송선 연결	-
	Line Inerting	배관 내 불순물 제거	1 시간 이내
	Gassing Up	운송선의 Cargo Tank 내 N ₂ 를 GH ₂ 로 치환	10 시간 이내
Normal Operation Loading	Cool Down	운송선의 Cargo Tank 및 배관 온도 하강	20 시간 이내
	Loading	운송선의 Cargo Tank 내 LH ₂ 를 충전	6 시간
	Liquid Line Stripping	배관 내 잔여 LH ₂ 를 기화시켜 Tank 에 주입	1 시간 이내
	Liquid Line Inerting	배관 내 GH ₂ 를 N ₂ 로 치환	1 시간 이내
	Disconnecting	Station 과 운송선 연결 해제	-
Normal Operation Unloading	Re-Connecting	LH ₂ Unloading 을 위해 운송선과 Station 연결	-
	Line Cool Down-1	운송선의 Vaporizer 를 활용하여, 차가운 H ₂ Gas 로 Pipe 온도 하강	6 시간 이내
	Line Cool Down-2	운송선 Cargo Tank 의 LH ₂ 로 Pipe 온도 하강	3 시간 이내
	Unloading	Station 의 Storage Tank 에 LH ₂ 충전	6 시간
Maintenance	Depressurizing	운송선의 Cargo Tank 내부 압력을 상압으로 만들	30 분 이내
	Warm Up	운송선의 Cargo Tank 내부 온도 상승	30 시간 이내

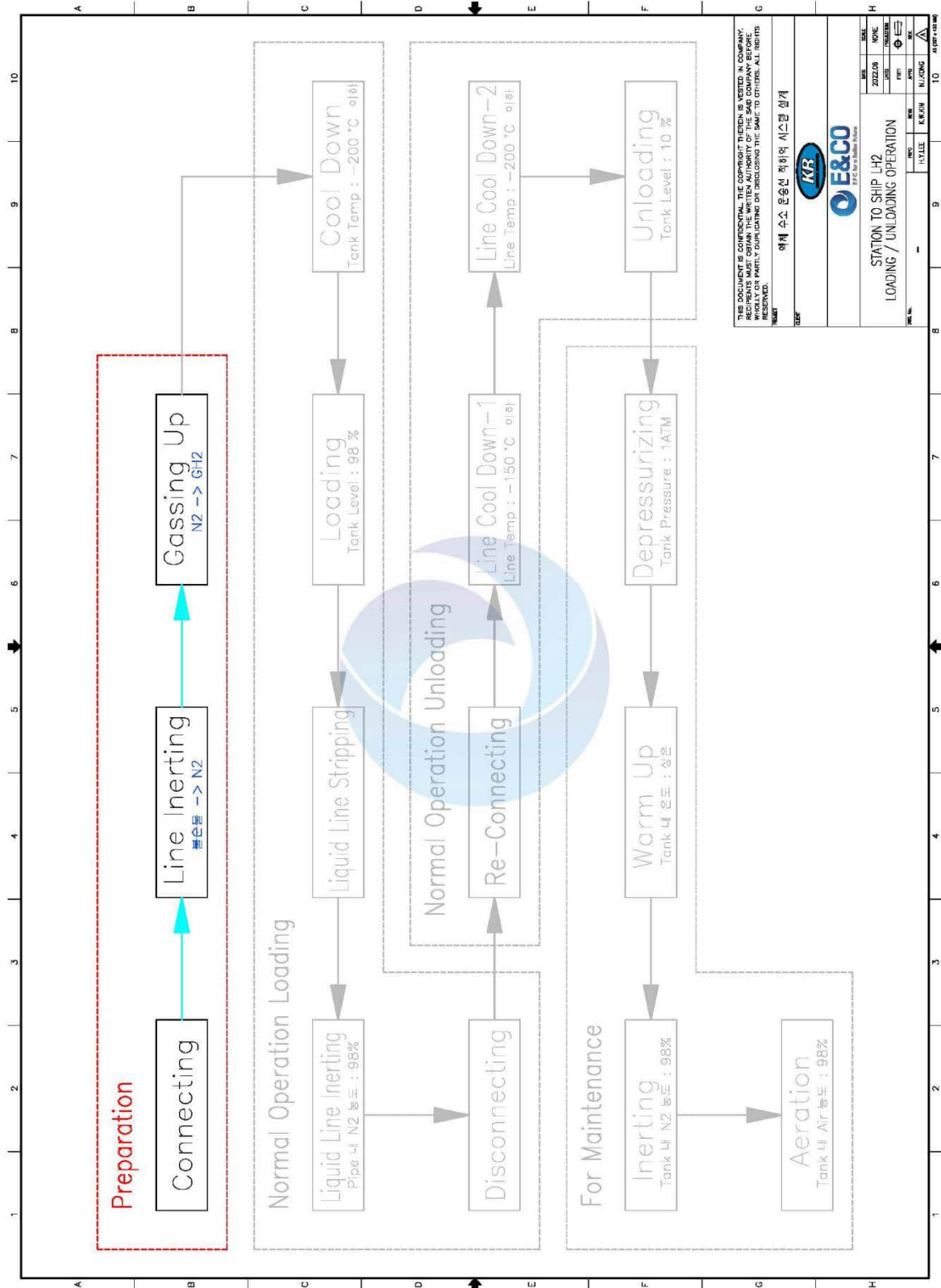
 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	57
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

Title		Purpose	Operating Duration
	Inerting	운송선의 Cargo Tank 내 GH_2 를 N_2 로 치환	10 시간 이내
	Aeration	운송선의 Cargo Tank 내 N_2 를 Dry Air 로 치환	5 시간 이내

- LH₂ Loading / Unloading Operation 의 절차는 다음과 같다



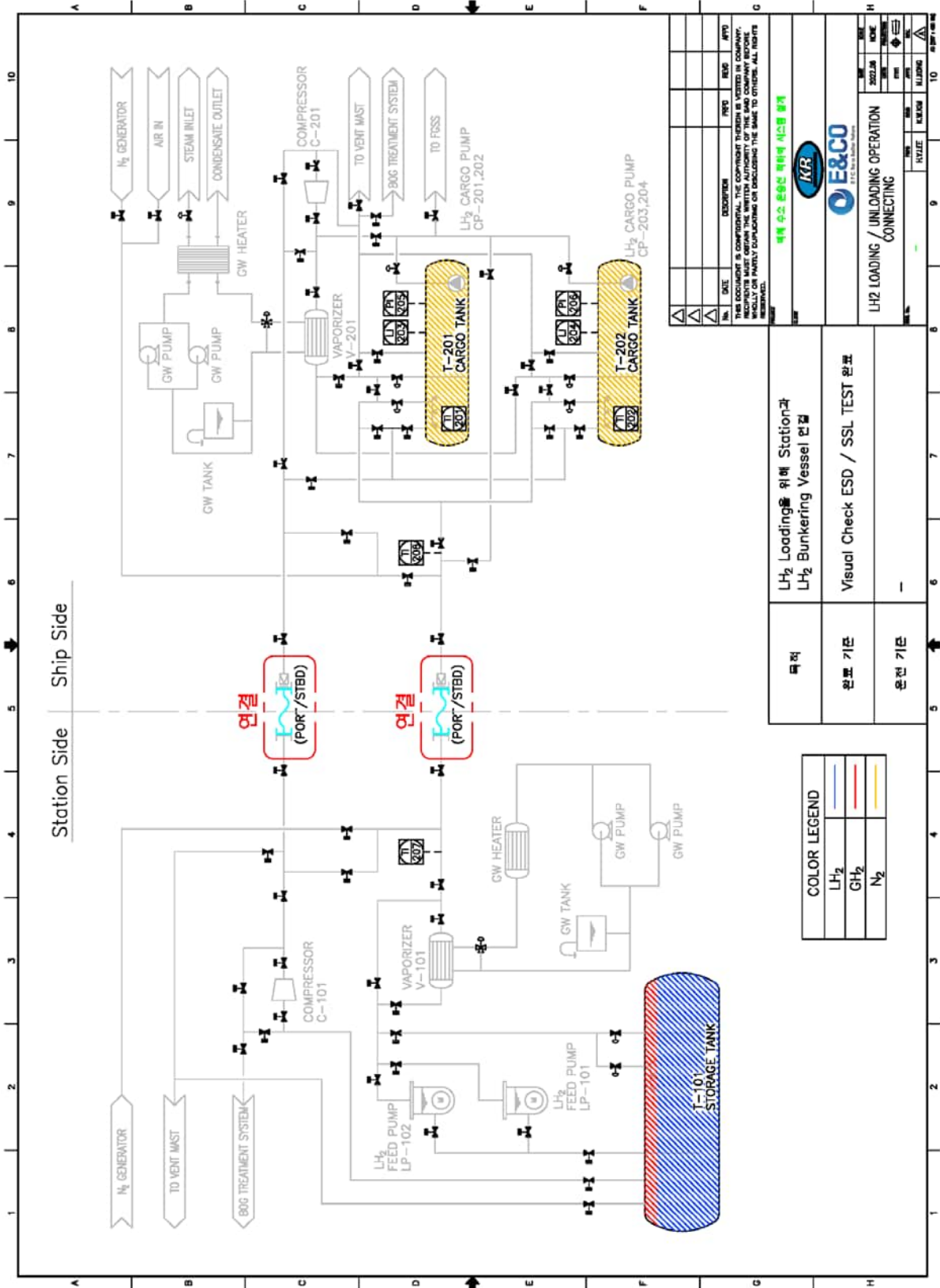
2.5 Preparation



 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	60
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.5.1 Connecting

- 1) Cargo Tank(T-201, T-202)와 Storage Tank(T-101)를 연결하기 위한 작업을 시작한다.
- 2) 모든 이송을 위한 밸브는 닫힌 상태이며, Station 에 있는 Loading Arm 을 이용하여 운송선의 Liquid Line 과 Gas Line 을 연결 시킨다. 이는 각 Manifold 에 연결되며 Manifold 를 통하여 Cargo Tank(T-201, T-202)로 LH₂ Hydrogen 을 전달하게 된다.
- 3) 연결 후, ESD / SSL TEST 를 하여 이상이 없어야 한다.

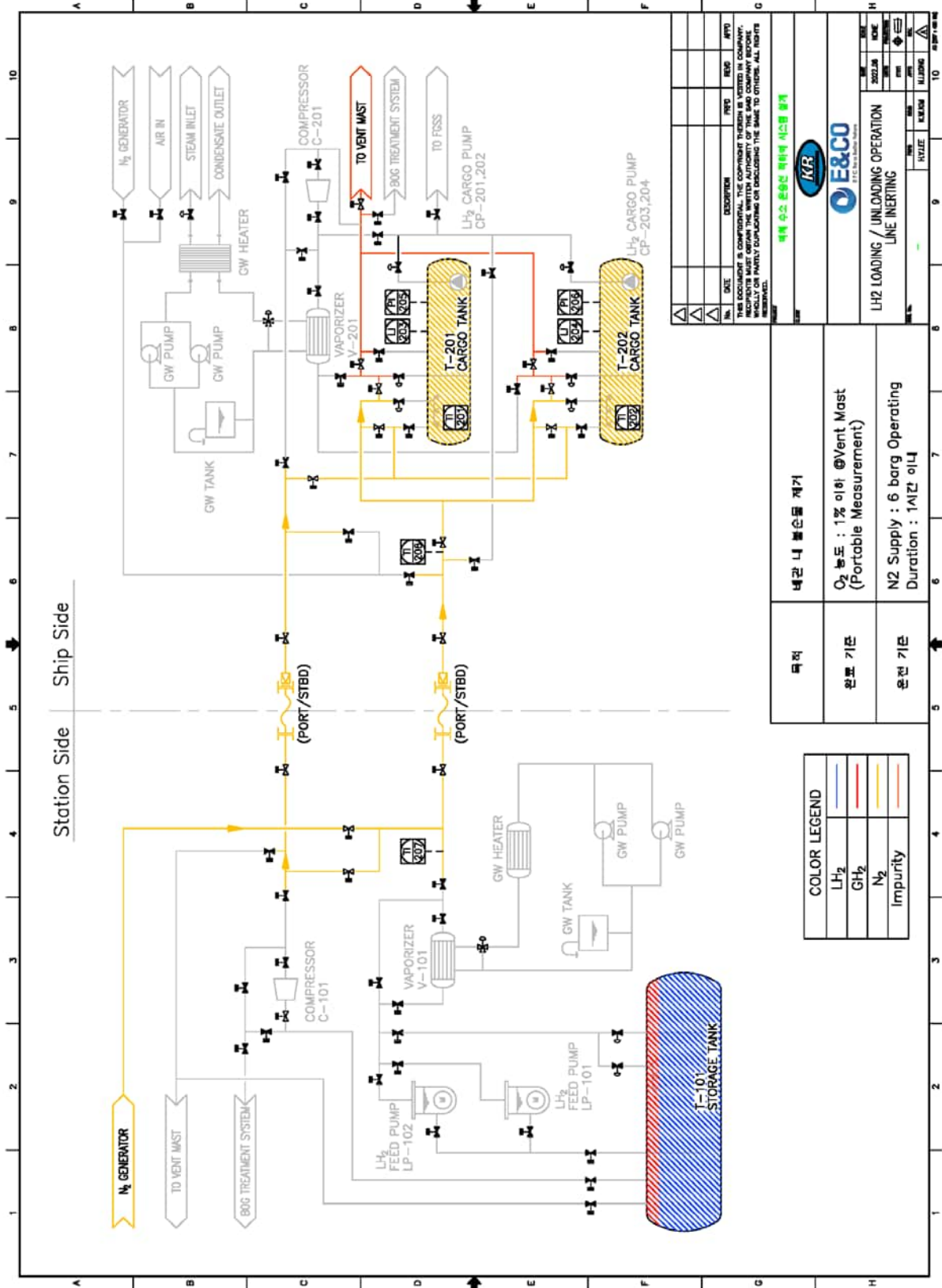


 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	62
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.5.2 Line Inerting

Connecting 후, 배관 내에 존재하는 Air 및 불순물을 제거하기 위해 N₂ 로 치환하는 작업이다.

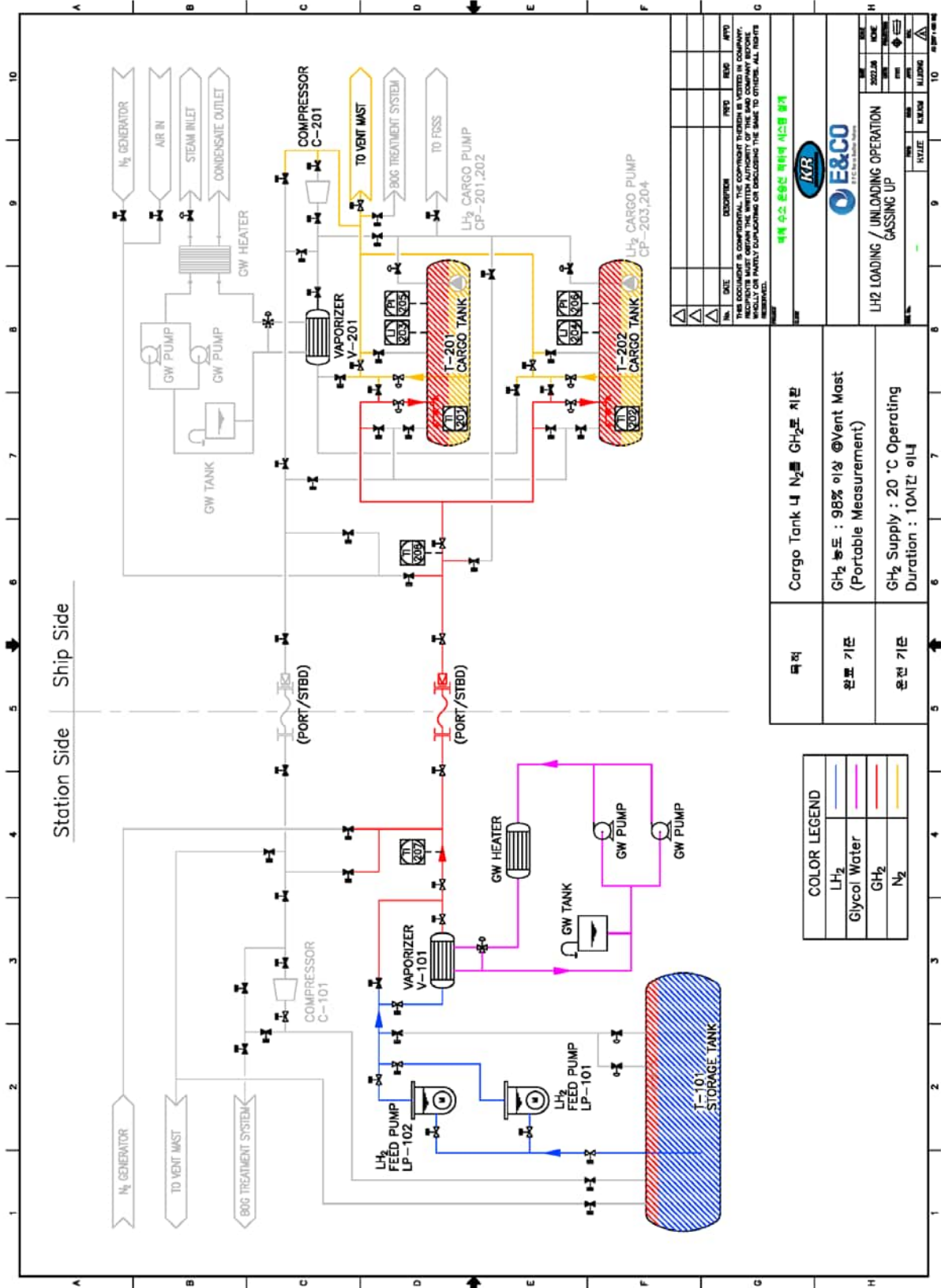
- 1) Loading Arm Purge 는 터미널의 N₂ Generator 를 이용하여 수행하며, 운송선 Manifold 의 Drain line 을 통하여 대기방출 한다. O₂ 의 농도가 1% 이하가 되면 종료한다. (Loading Arm 리크 테스트도 동시에 진행)
- 2) 기존 배관 내에 존재하는 Air 및 불순물은 Vent mast 로 방출된다.
- 3) 수소와 산소의 혼합 가스는 550°C 이상으로 가열하거나 점화시키면 폭발 할 위험이 있으므로 Vent mast 로 방출되는 Air 중 O₂ 의 농도가 1% 이하가 되도록 Generator 를 통해 N₂를 공급해 준다.



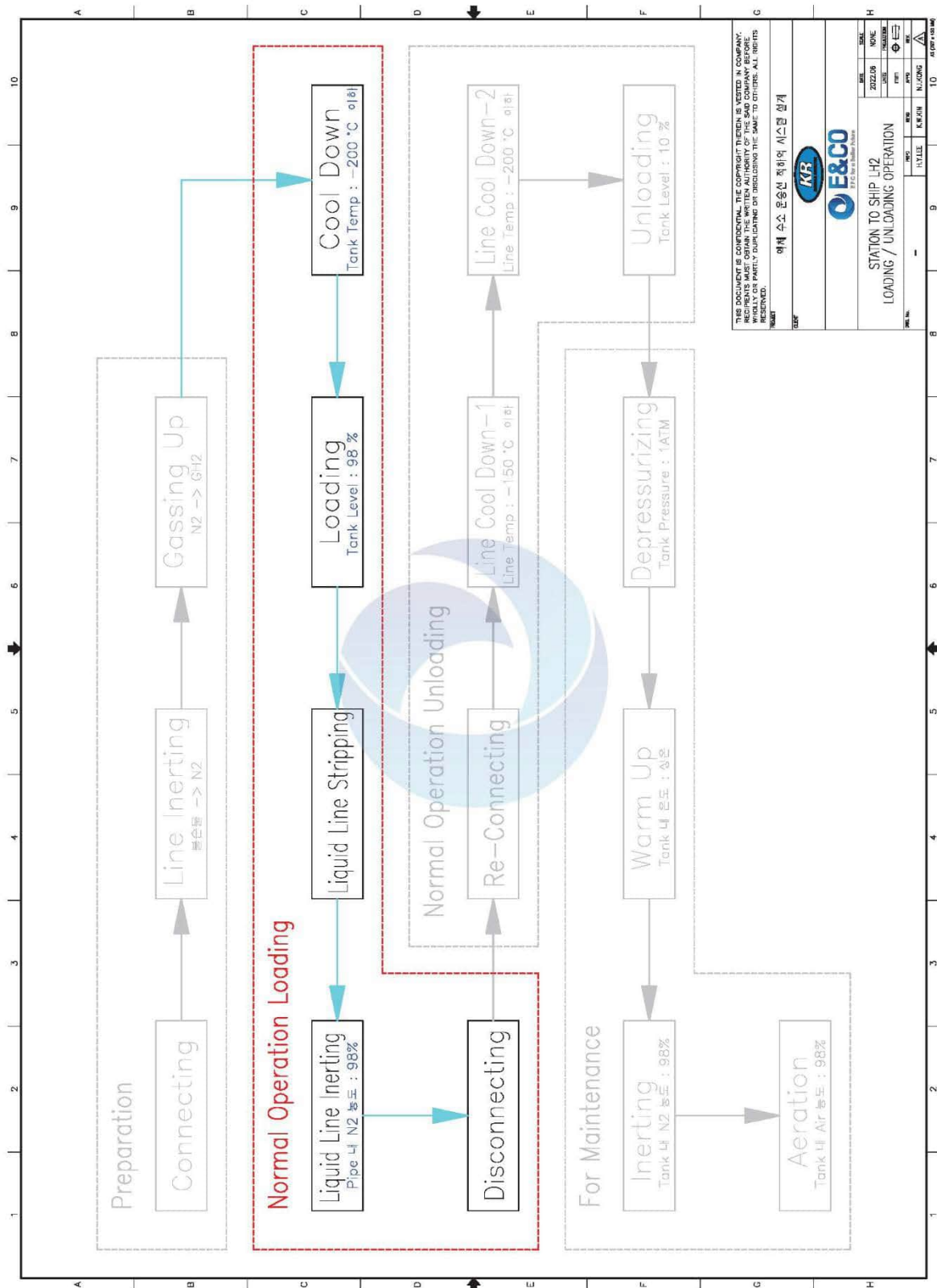
 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	64
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.5.3 Gassing Up

- 1) 배관 및 Cargo Tank(T-201, T-202) 내에 존재하는 질소 가스를 수소 가스로 치환한다.
- 2) Storage Tank(T-101)에서 소량으로 나온 LH₂ 를 Vaporizer(V-101)를 통해 기화 시켜 공급하여, 질소 가스를 Vent mast 로 방출한다.
- 3) 수소 가스가 질소 가스 비중 대비 가벼우므로, Cargo Tank(T-201, T-202) 내에서 수소 가스는 위쪽으로, 질소 가스는 아래쪽으로 모이게 되며, Cargo Tank(T-201, T-202) 내부의 아래쪽에서 올라가는 배관을 통해 Vent mast 로 방출하게 된다.
- 4) Vent mast 에서 방출되는 가스가 수소 농도 98% 이상이 되면 작업을 종료 한다.



2.6 Normal Operation Loading

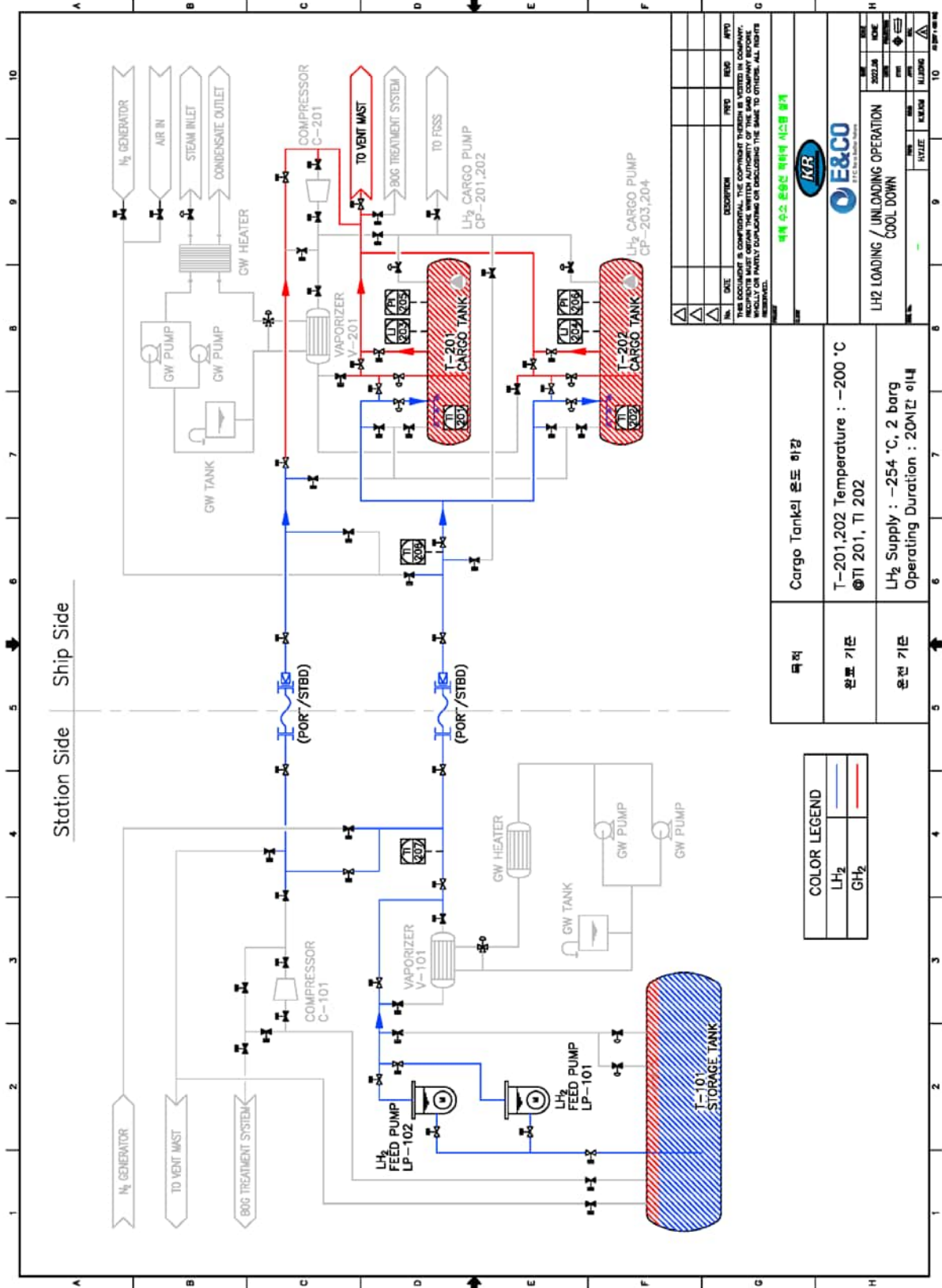


 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	67
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.6.1 Cool Down

극저온의 Liquid Hydrogen 이 배관과 Loading Arm 를 통해 흐르기 때문에 사전에 Cool Down 을 하지 않으면 배관과 Loading Arm 및 장비 손상을 야기 할 수 있으므로 사전 Cooling 을 필요로 한다.

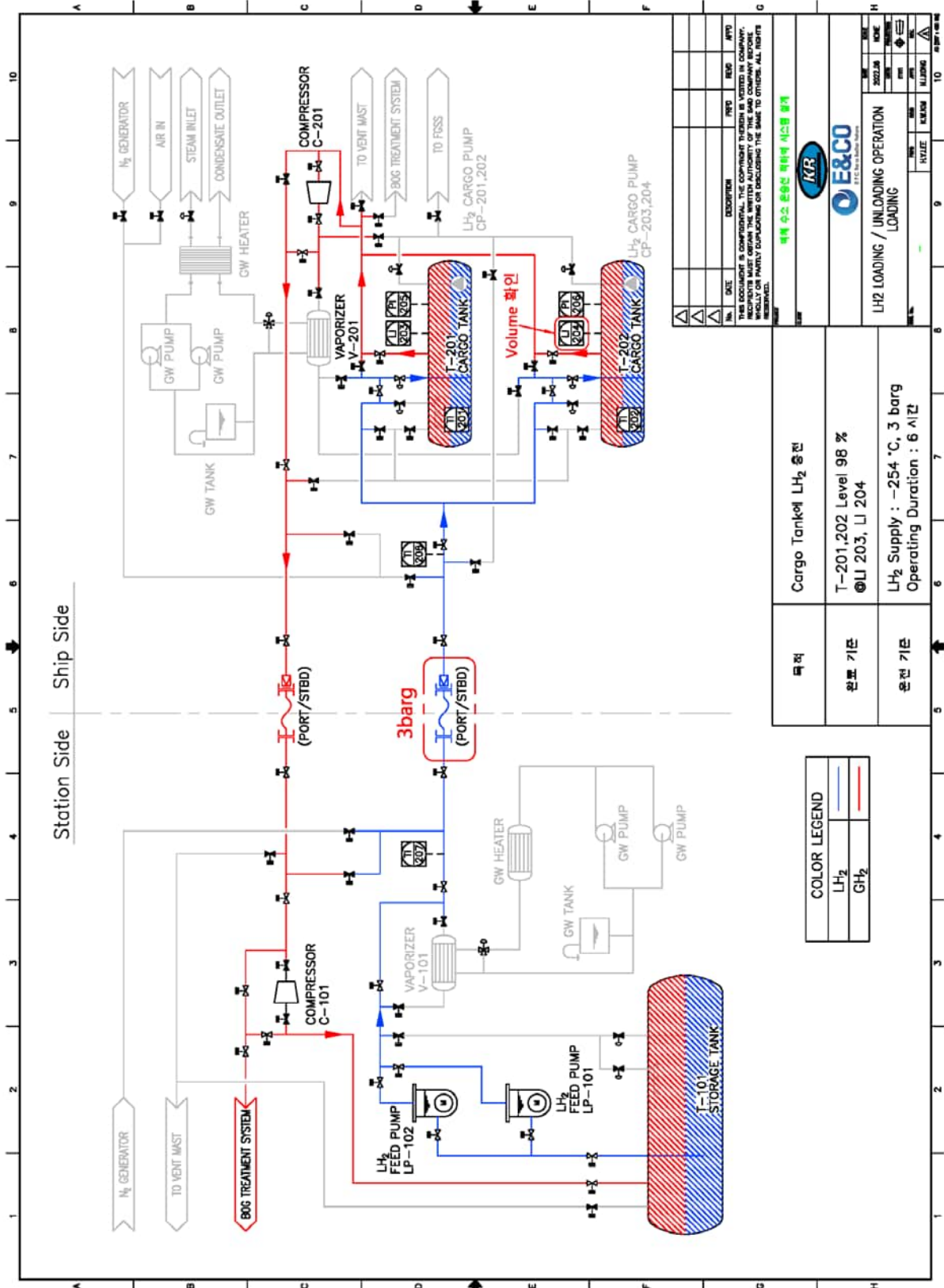
- 1) 배관 내 소량의 Liquid Hydrogen 을 흘려 배관 내에서 자연 기화한 Cold H₂ Gas 로 -150°C 까지 서서히 온도를 낮춘다. 그 후, 연속적으로 LH₂ 를 활용하여 -200°C 까지 온도를 낮춘다.
- 2) Cargo Tank(T-201, T-202) 내부 온도가 -200°C 을 완료기준으로 한다. 이때, Cargo Tank(T-201, T-202)의 내부 온도는 TI201, TI202 로 확인이 가능하다.



 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	69
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.6.2 Loading

- 1) Storage Tank(T-101)에 저장되어 있는 LH₂ 는 Feed Pump 를 통해 3bar 로 Bunkering Vessel 의 Cargo Tank(T-201, T-202)에 공급된다.
- 2) LH₂ Pump 는 설계 조건을 만족하는 LH₂ Pump 사양 확인이 필요하며, 배관 및 로딩암의 압력강하를 고려한 Pump 압력 선정이 필요하다. *B6-1)
- 3) Cargo Tank(T-201, T-202) 내부에 있던 수소 가스는 Compressor(C-201)를 거쳐 Storage Tank(T-101), BOG Treatment System 으로 주입된다.
- 4) 충전 시간은 12 시간이며, Cargo Tank(T-201, T-202) Volume 이 98%에 도달하면 충전은 완료된다. 이때, Cargo Tank(T-201, T-202)의 Volume 은 LI203, LI204로 확인 가능하다.

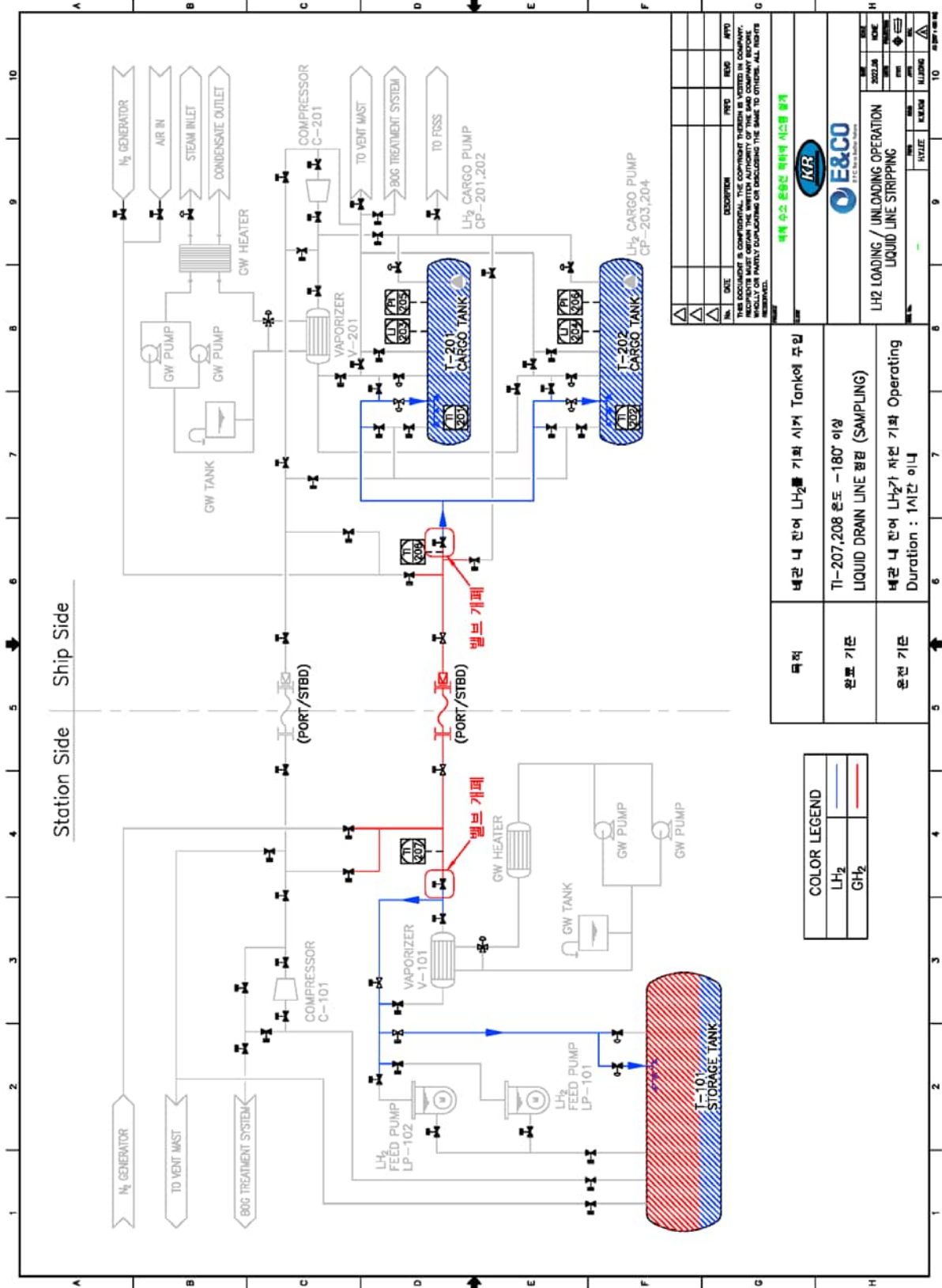


 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	71
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.6.3 Liquid Line Stripping

- 1) 충전 완료 후, 배관에 존재하는 잔여 Liquid Hydrogen 을 자연 기화 시켜 그 압을 이용해 Liquid Hydrogen 이 양 쪽 Tank 로 주입된다.
- 2) Station 부 배관에 잔류해 있는 Liquid Hydrogen 은 Storage Tank(T-101)로 주입되며, Bunkering Vessel 배관의 Liquid Hydrogen 은 Cargo Tank(T-201, T-202)로 주입된다.
- 3) 배관 내 온도를 확인 할 수 있는 TI207, TI208의 온도가 $-180^{\circ}\text{C}^{*B6-2)}$ 이상 일 때, 밸브를 개폐하고 liquid Hydrogen 이 남아있지 않는지, Drain Line 에 Sampling 한다.

*B6-2) 온도 값은 조정 가능 함.



No.	DATE	DESCRIPTION	REV	APP
1		THIS DOCUMENT IS CONFIDENTIAL. THE COPYRIGHT THEREIN IS RESERVED IN COMPANY. WHOSE NAME IS NOT TO BE USED IN ANY MANNER WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF THE COMPANY. ANY REPRODUCTION, WHOLLY OR PARTLY, WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF THE COMPANY, IS PROHIBITED. ALL RIGHTS RESERVED.		
2		수소 운송선 적하역 시스템 설계		
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				

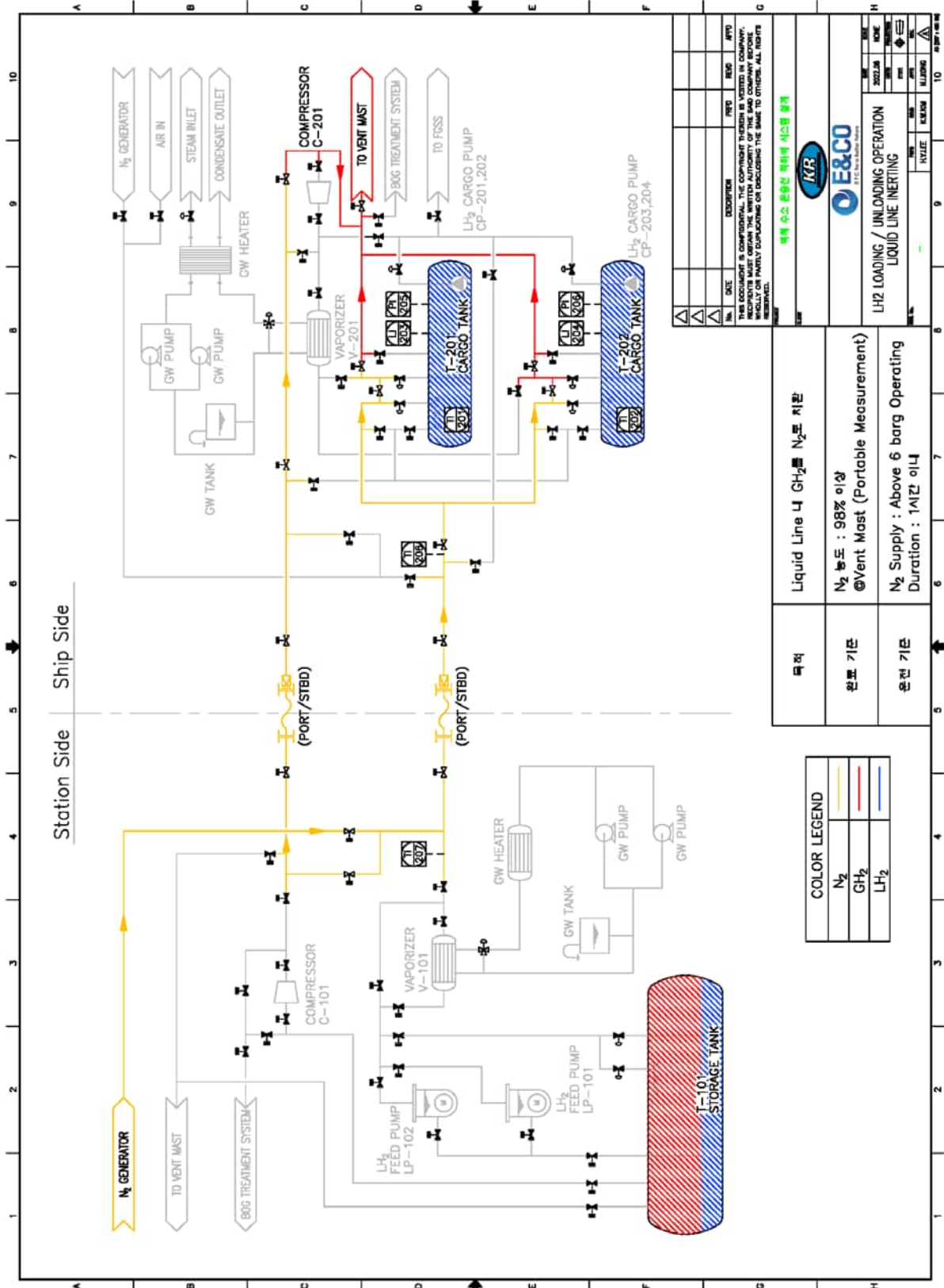
목적	내관 내 LH ₂ 를 기화 시켜 Tank에 주입
원료 기준	TI-207,208 온도 -180° 이상 LIQUID DRAIN LINE 필터 (SAMPLING)
운전 기준	내관 내 LH ₂ 가 자전 기화 Operating Duration : 1시간 이내

COLOR LEGEND
LH ₂
GH ₂

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	73
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.6.4 Liquid Line Inerting

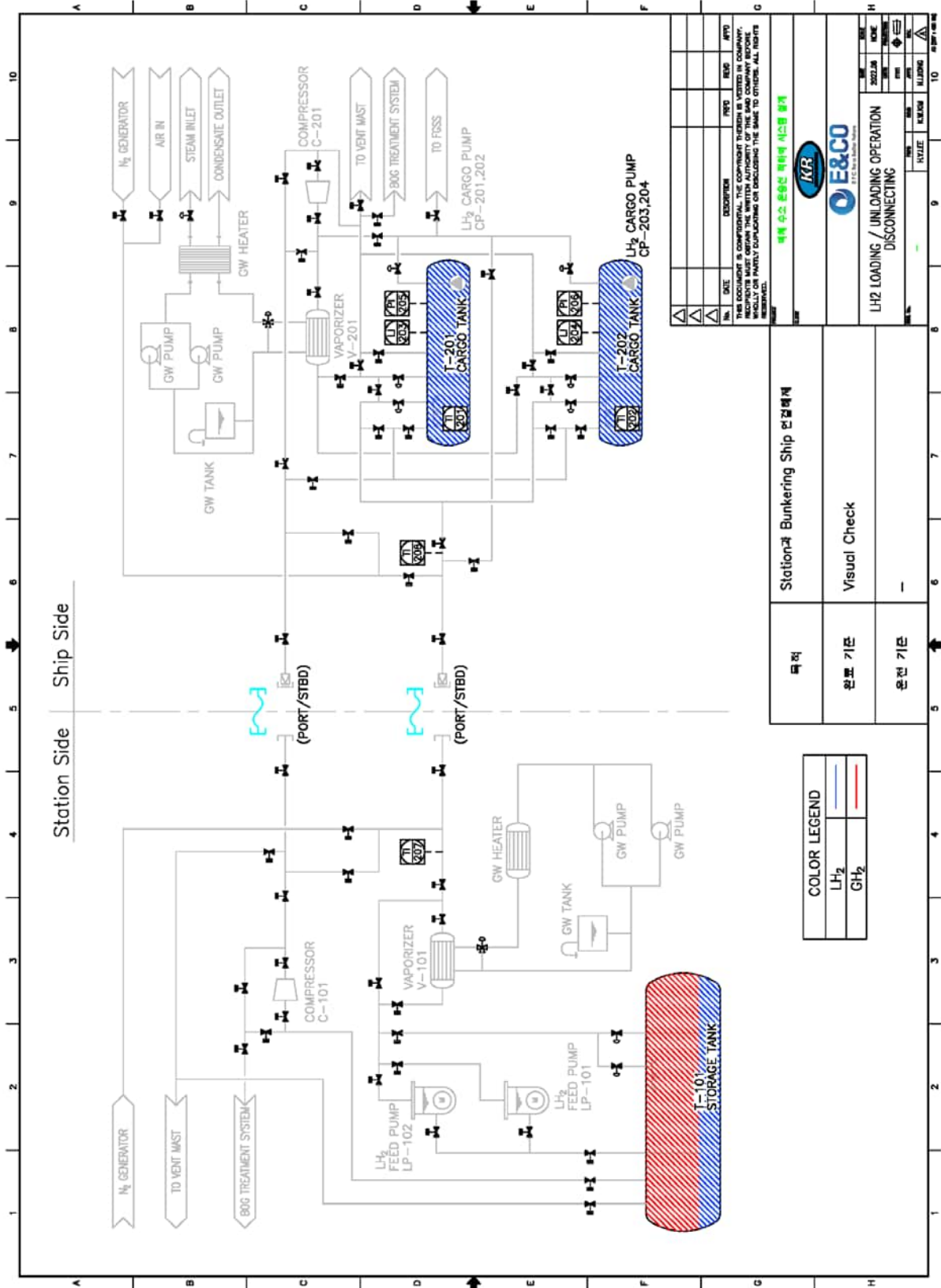
- 1) 배관 내에 잔여 수소 가스를 질소 가스로 치환하며 Cargo Tank(T-201, T-202)로 질소가 들어가지 않도록, Valve 로 차단한다.
- 2) 수소는 가연성이 크고 산소와 결합 시 폭발적으로 반응하며 이는 폭발의 위험을 일으킨다. 그렇기 때문에 배관 내 수소를 제거 후 Loading Arm 를 해제하여야 한다.
- 3) Generator 를 통해 질소를 공급하여 수소가스를 Vent mast 로 밀어낸 후, 질소가 스 농도가 98% 이상이 되면 완료 한다.

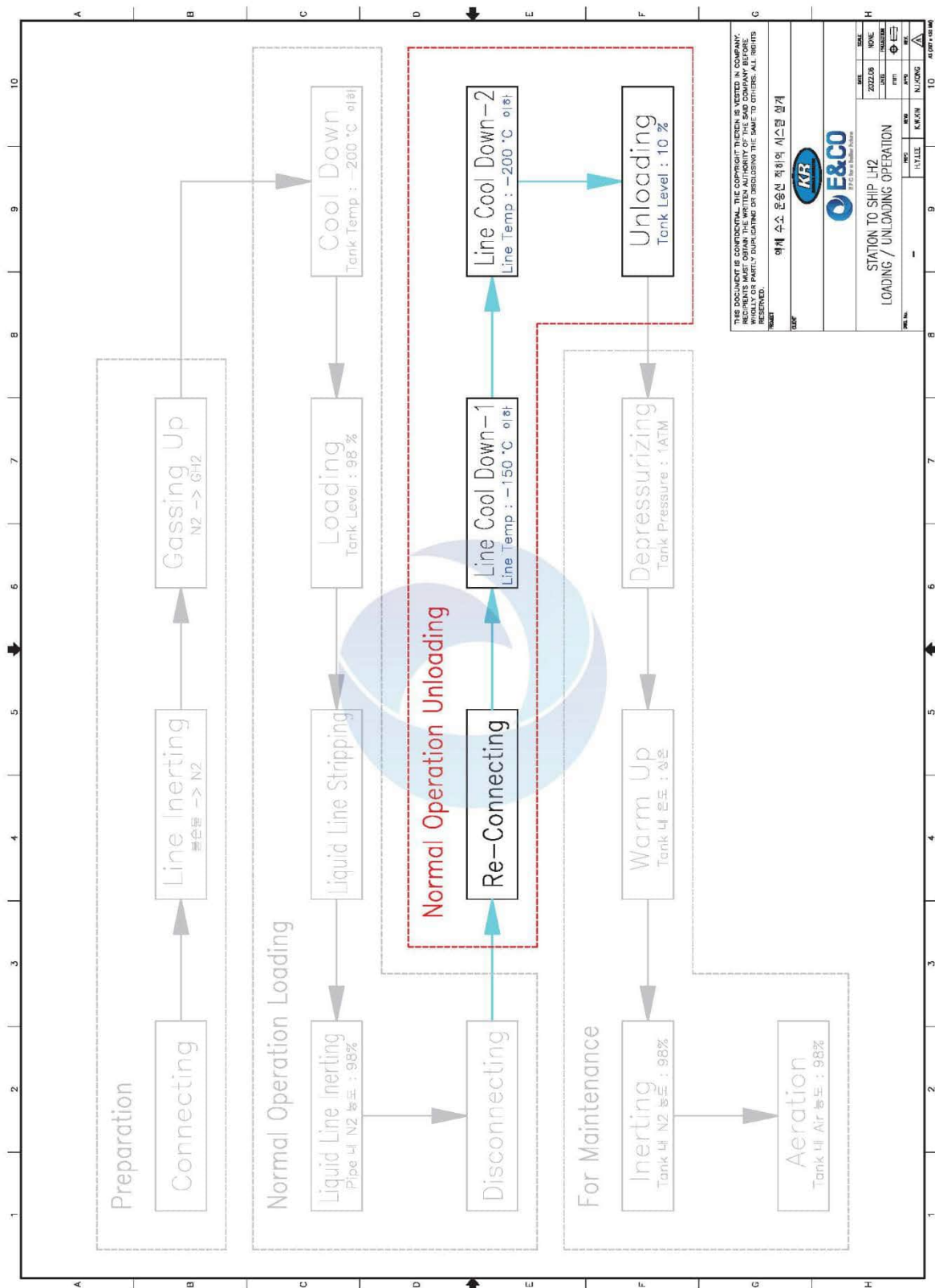


 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	75
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.6.5 Disconnecting

- 1) 배관 내 모든 가스가 불활성 가스인 질소 가스로 치환되어 있는지 Gas Sampling 하여 확인 한다.
- 2) 수소는 질소보다 가벼우므로 Gas Sampling 은 배관 라인의 Highest Point 에서 수행한다.
- 3) 불활성 가스는 반응성이 적으므로, 폭발의 위험성이 적고 대기에 누출되어도 이상이 없기 때문에, 배관 내 가스가 질소 가스임을 확인하고 Liquid Line 과 Gas Line 의 연결 부위를 해제한다.

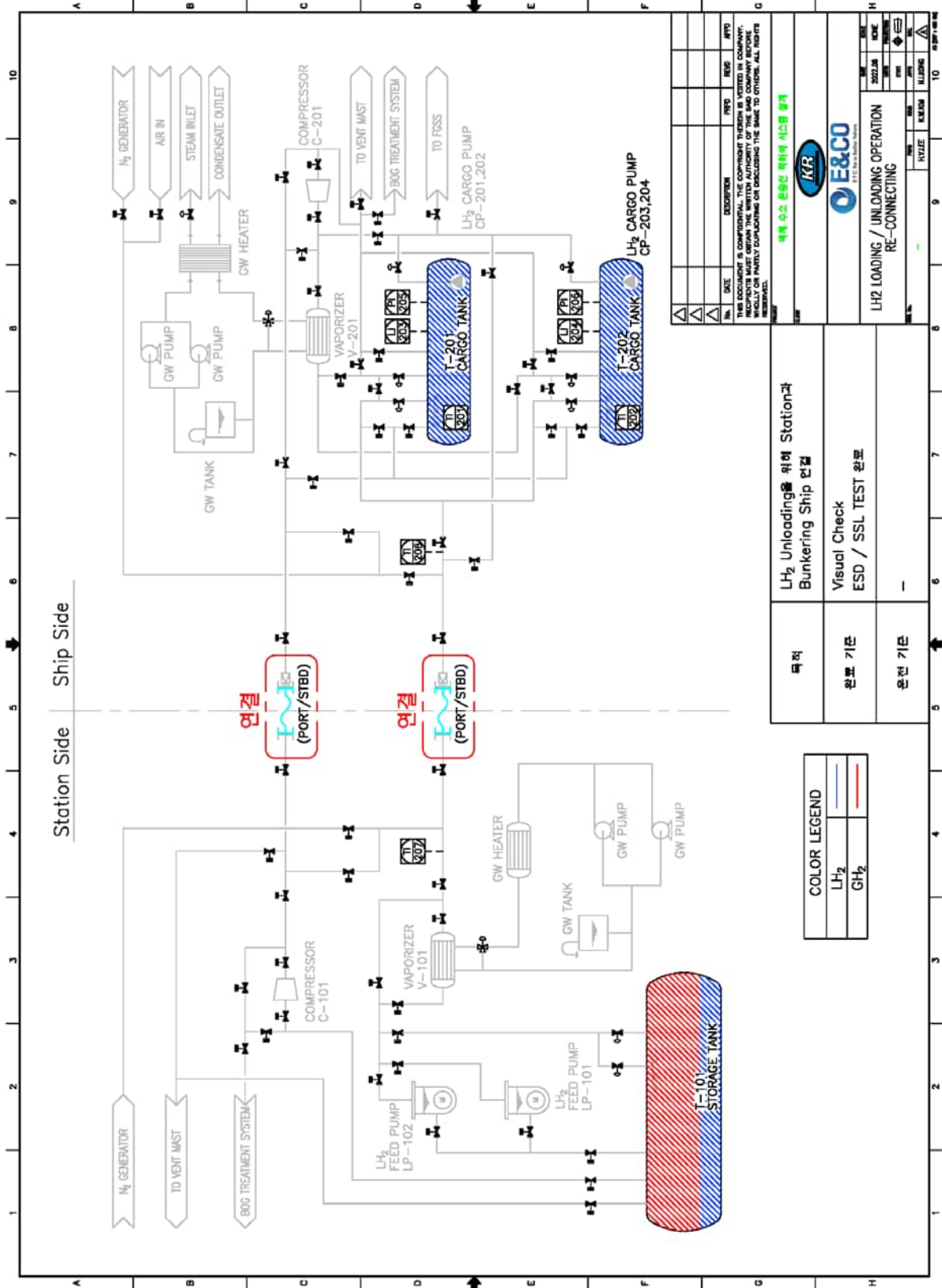




 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	78
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.7.1 Re-Connecting

- 1) Cargo Tank(T-201, T-202)와 Storage Tank(T-101)를 연결하기 위한 작업을 시작한다.
- 2) 모든 이송을 위한 밸브는 닫힌 상태이며, Station 에 있는 Loading Arm 을 이용하여 운송선의 Liquid Line 과 Gas Line 을 연결 시킨다. 이는 각 Manifold 에 연결되며 Manifold 를 통하여 Storage Tank(T-101)로 LH₂ Hydrogen 을 전달하게 된다.
- 3) 연결 후, ESD / SSL TEST 를 하여 이상이 없어야 한다.

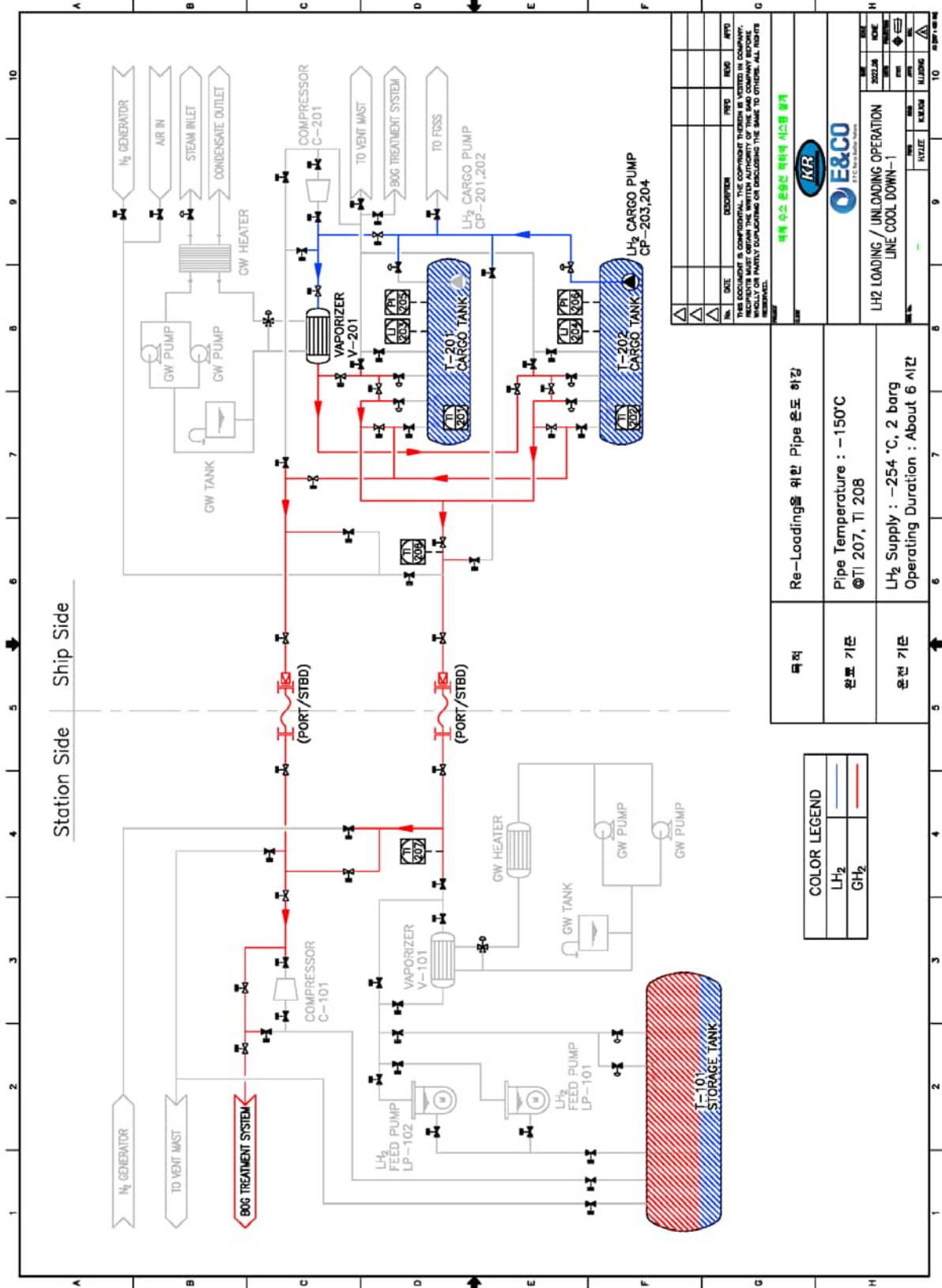


 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	80
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.7.2 Line Cool Down-1

극저온의 Liquid Hydrogen 이 배관과 Loading Arm 를 통해 흐르기 때문에 사전에 Cooling 을 하지 않으면 배관과 Loading Arm 및 장비 손상을 야기 할 수 있으므로 사전 Cooling 을 필요로 한다.

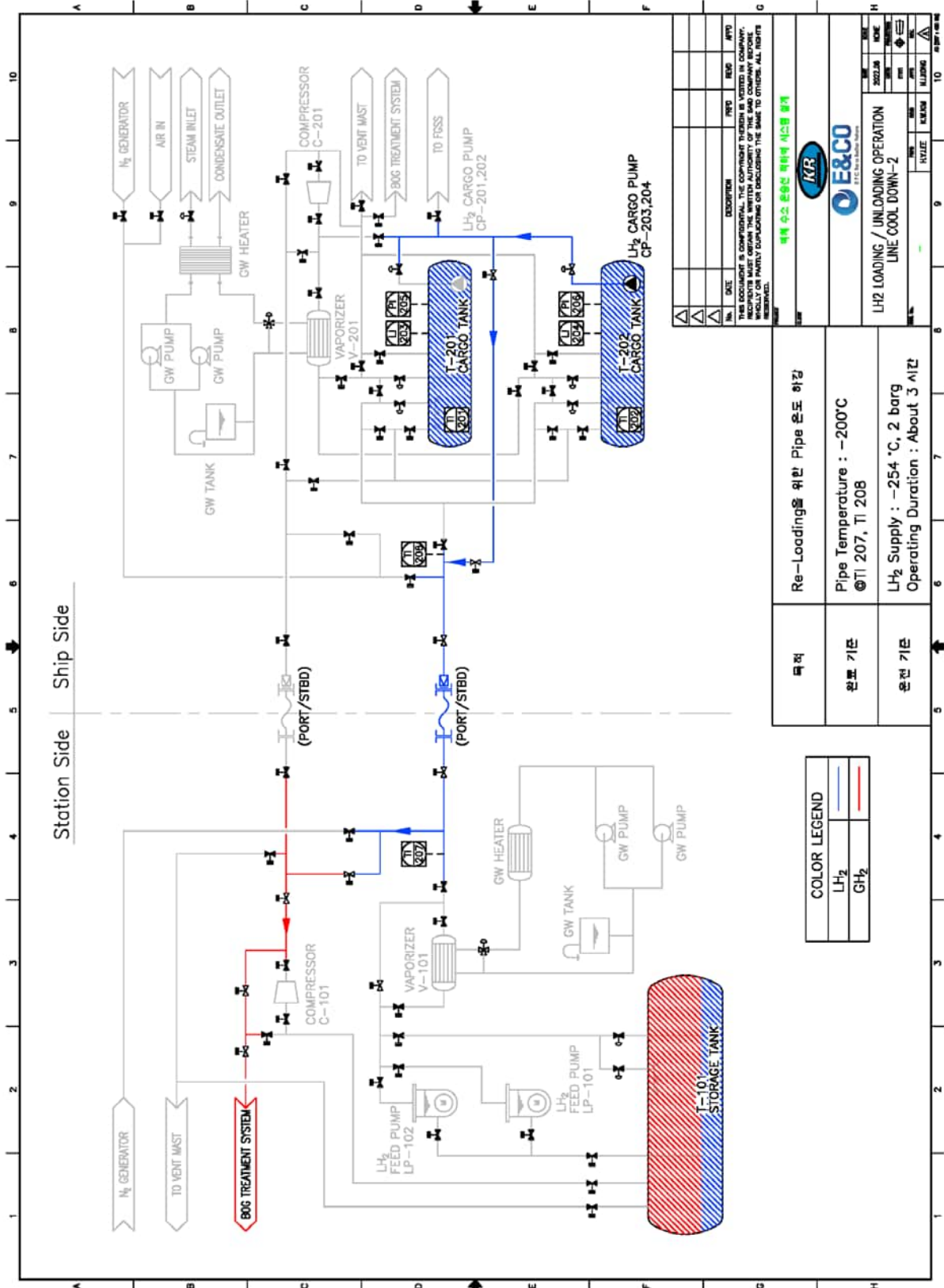
- 1) 배관 내 Liquid Hydrogen 을 흘려 Vaporizer(V-201)를 통해 기화한 Gas 로 서서히 온도를 낮춘다.
- 2) Cargo Tank(T-201, T-202)는 Liquid Hydrogen 이 저장되어 있었으므로, Cool Down 에서 제외 한다.
- 3) 배관 내 온도가 -150°C 을 완료기준으로 하며, TI207, TI208 를 통해 온도 확인이 가능하다.



 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	82
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.7.3 Line Cool Down-2

- 1) Vaporizer(V-201)를 통해 -150°C 까지 Cool Down 을 한 후, Liquid Hydrogen Line 을 한번 더 Cooldown 한다.
- 2) Cargo Tank(T-201,202)에서 Liquid Hydrogen 을 소량 흘려 Liquid Hydrogen 배관의 온도를 서서히 낮춘다.
- 3) 배관 내 온도가 -200°C 을 완료기준으로 하며, TI207, TI208를 통해 온도 확인이 가능하다.



수소 운송선 적하역 시스템 설계

E&CO

L.P.C. for a better future.

LH2 LOADING / UNLOADING OPERATION
LINE COOL DOWN-2

Re-Loading을 위한 Pipe 온도 하강

원료 기준

운전 기준

LH2 Supply : -254 °C, 2 barg
Operating Duration : About 3 시간

Re-Loading을 위한 Pipe 온도 하강

원료 기준

운전 기준

LH2 Supply : -254 °C, 2 barg
Operating Duration : About 3 시간

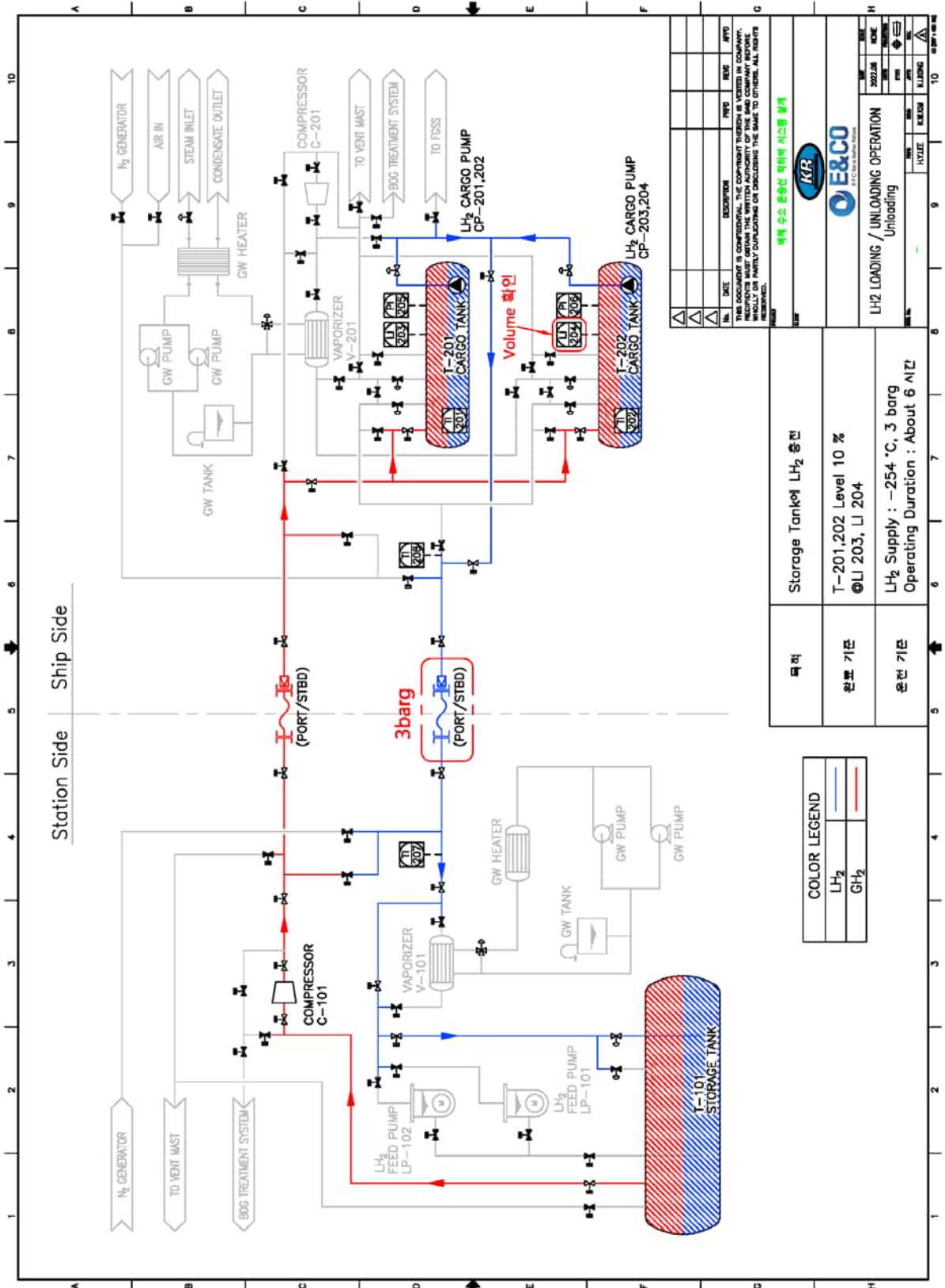
 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	84
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.7.4 Unloading

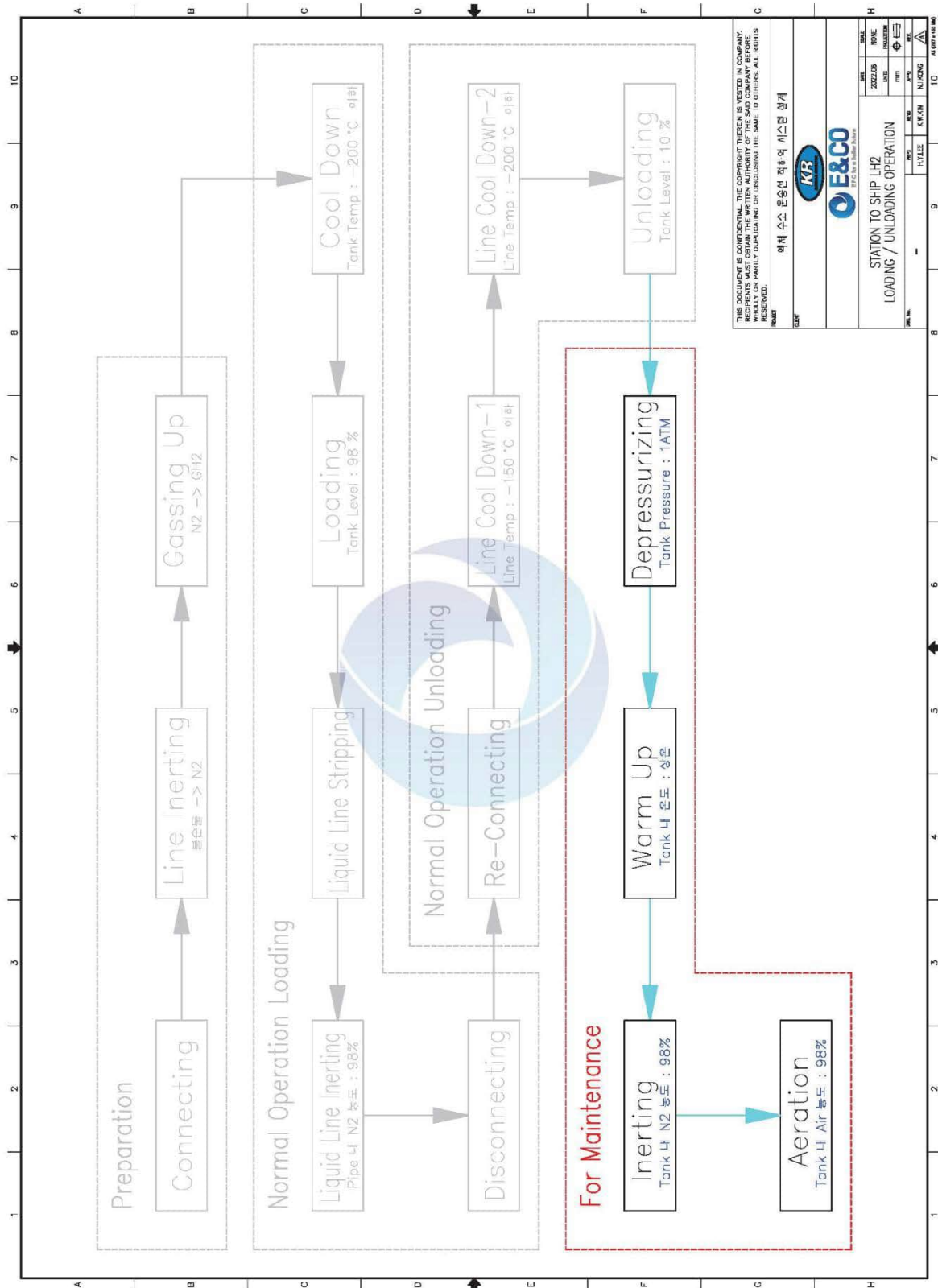
- 1) Cargo Tank(T-201, T-202)에 저장되어 있는 LH₂ 를 Cargo Pump 를 통해 3bar 로 Station 의 Storage Tank(T-101)에 공급된다.
- 2) LH₂ Pump 는 설계 조건을 만족하는 LH₂ Pump 사양 확인이 필요하며, 배관 및 로딩암의 압력강하를 고려한 Pump 압력 선정이 필요하다. *B7-1)
- 3) Storage Tank(T-101) 내부에 있던 수소 가스는 Compressor(C-101)를 거쳐 Cargo Tank(T-201, T-202)로 주입된다.
- 4) 충전 시간은 12 시간이며, 완료 기준은 Cargo Tank(T-201, T-202) 내부 Volume 의 10% *B7-2)이다. 이때, Cargo Tank(T-201, T-202)의 Volume 은 LI203, LI204 로 확인 가능하다.

*B7-1) HAZOP Worksheet 1-1

*B7-2) Ballast Voyage 조건 시, Heel Volume은 운송선의 FGSS 필요량 + Cool Down 필요량에 따라 달라짐.



2.8 For Maintenance

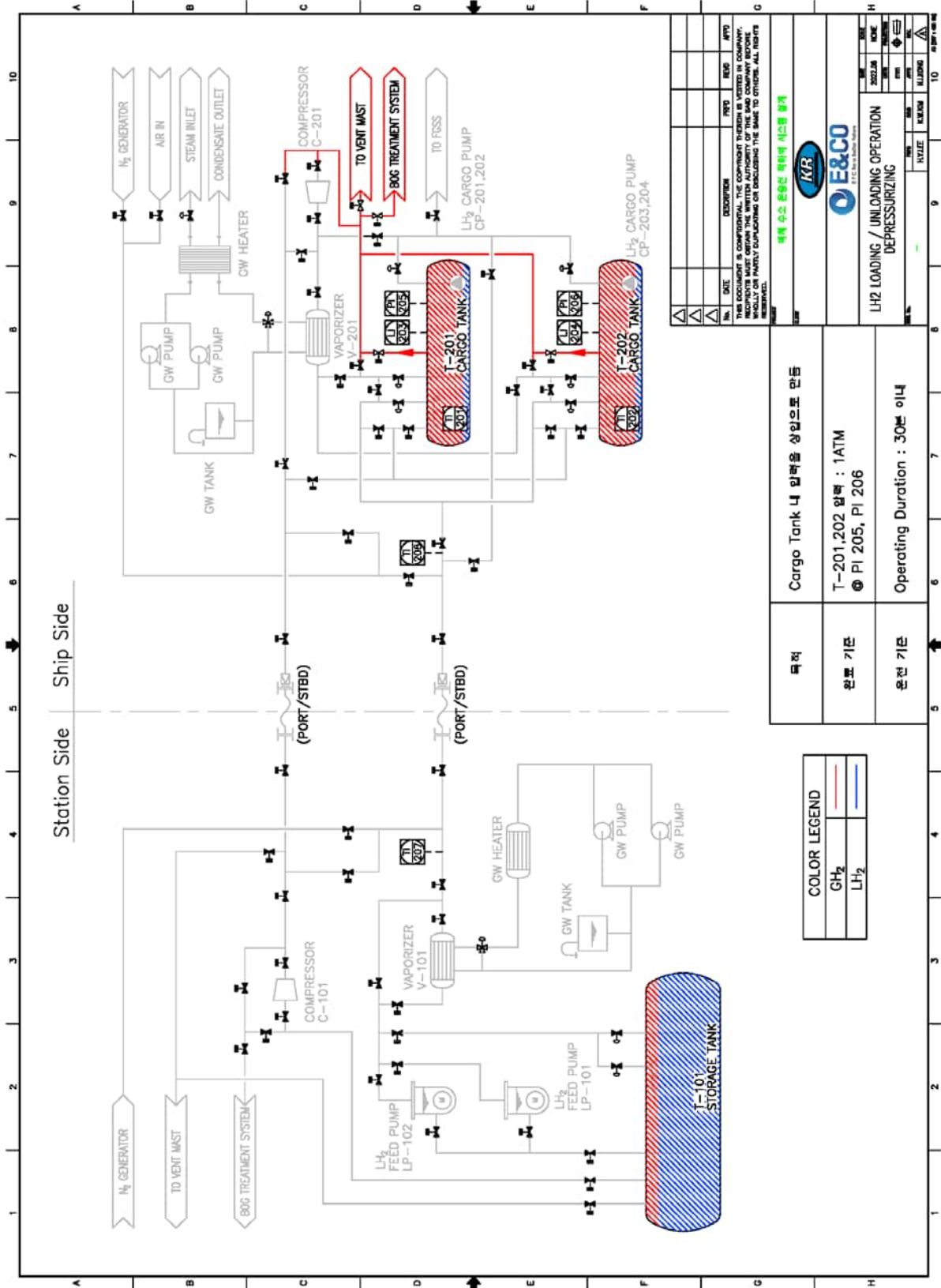


 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	87
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.8.1 Depressurizing

Maintenance 를 목적으로, Cargo Tank(T-201, T-202)를 최종 Air 로 치환하는 것을 목표로 둔다.

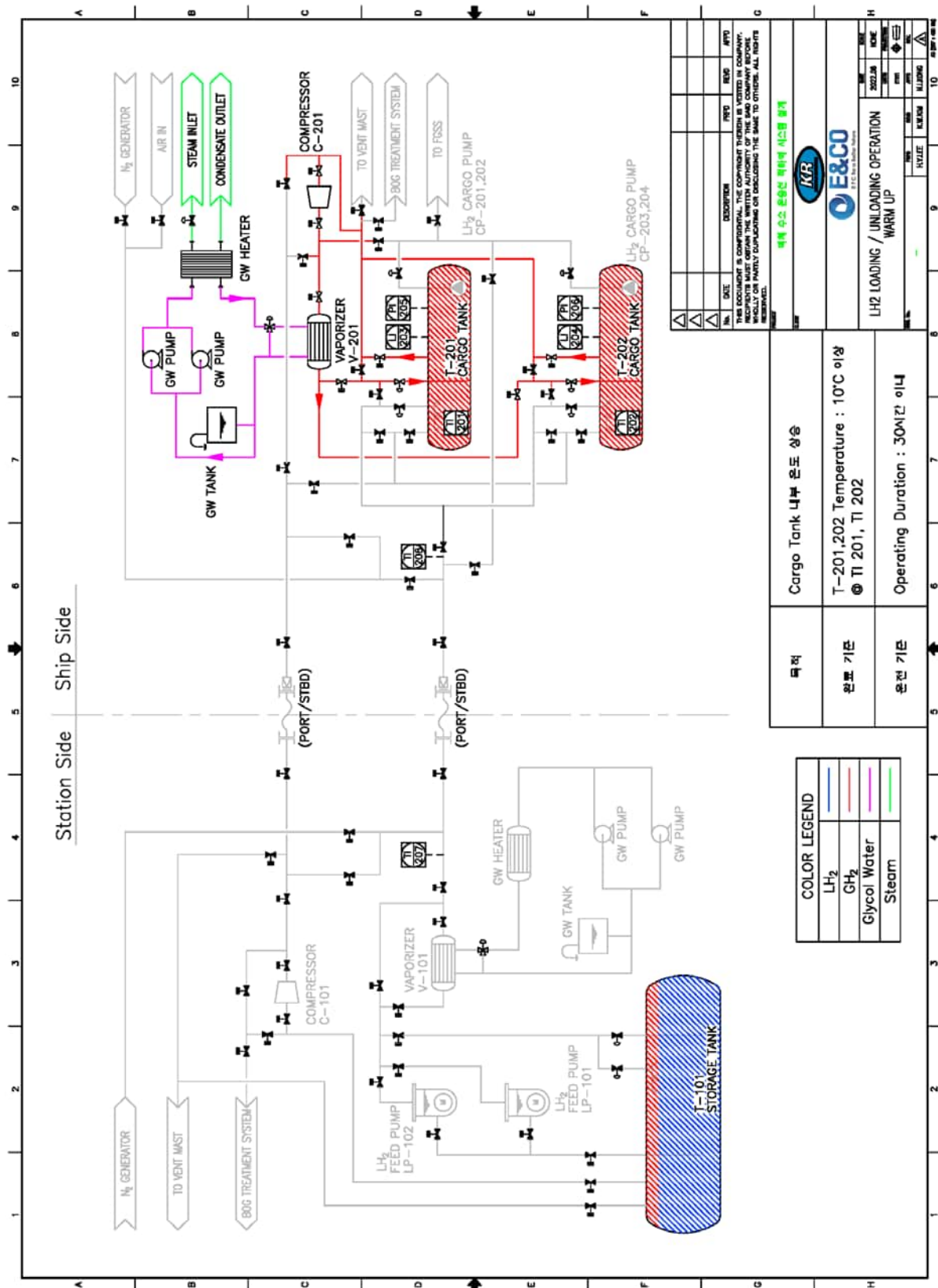
- 1) Cargo Tank(T-201, T-202) 내 수소 가스를 Vent mast / BOG Treatment System 으로 방출하여 Cargo Tank(T-201, T-202) 내 압력을 상압으로 만든다.
- 2) Vent mast 는 정전기로 인해 스스로 점화되는 경우를 방지하기 위해 Vent mast 의 끝단에 정전기 방지링을 설치한다. (KOSHA GUIDE D-42-2012 참고)
- 3) Cargo Tank(T-201, T-202) 내 압력이 1.1 bar 이하를 완료 기준으로 한다. Cargo Tank(T-201, T-202)의 압력은 PI 205, PI 206으로 확인이 가능하다.



 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	89
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.8.2 Warm Up

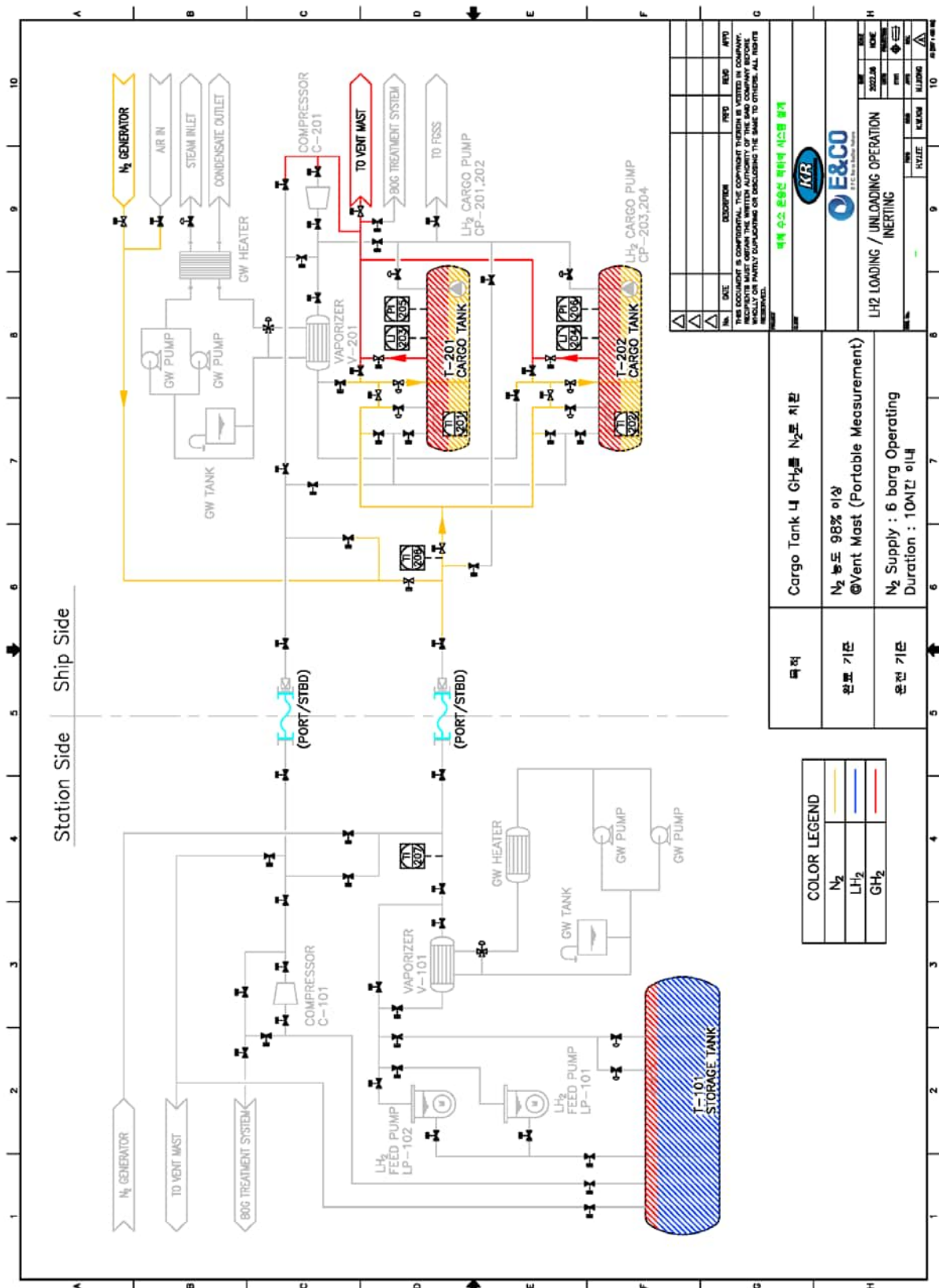
- 1) 질소 가스로 치환하기 전에, Cargo Tank(T-201, T-202) 내부 온도를 먼저 상승시킨다.
- 2) 운송선에 있는 Vaporizer(V-201)를 통해 Cargo Tank(T-201, T-202) 내에 있는 수소 가스의 온도를 상승시켜(80°C 미만으로 제어), 다시 Cargo Tank(T-201, T-202)로 반복 주입한다.
- 3) Cargo Tank(T-201, T-202)내부 온도가 10°C 이상이면 작업을 종료한다. Cargo Tank(T-201, T-202)의 온도는 TI 201, TI 202으로 확인이 가능하다.



 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	91
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.8.3 Inerting

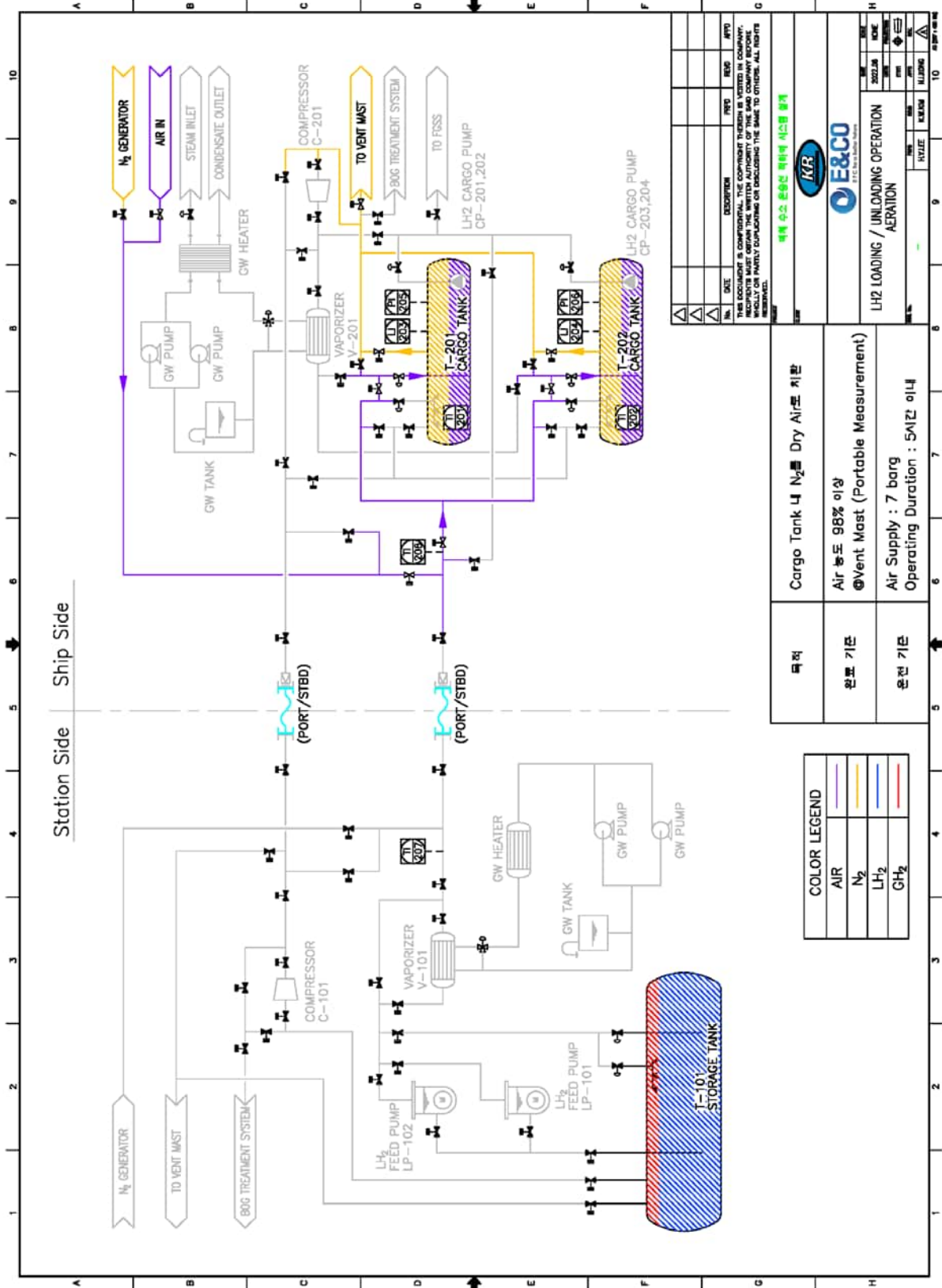
- 1) Cargo Tank(T-201, T-202) 내에 수소 가스를 질소 가스로 치환한다.
- 2) 운송선에 있는 Generator 를 통해 질소를 공급하여 수소가스를 Vent mast 로 밀어낸다.
- 3) 질소 가스는 수소 가스에 비해 비중이 크므로, Cargo Tank(T-201, T-202) 내부에 질소 가스가 Tank 바닥부터 채워 질 것이며, 수소 가스는 Tank 상부 배관을 통해 Vent mast 로 방출된다.
- 4) 질소 가스 농도가 98% 이상이 되면 작업을 종료 한다.



 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	93
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2.8.4 Aeration

- 1) Cargo Tank(T-201, T-202) 내에 질소 가스를 Air 로 치환하는 작업이며 운송선에서 Cargo Tank(T-201, T-202)로 Air 를 공급해 준다. Air 는 질소 가스에 비해 비중이 크므로, Cargo Tank(T-201, T-202) 내부에 Air 가 바닥부터 채워 질 것이며, 질소 가스는 Tank 상부 배관을 통해 Vent mast 로 방출된다.
- 2) 산소 농도가 21% 이상이 되면 작업을 종료 한다.



 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	95
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

[부록 1] LOHC(액상유기수소운반체) 및 LH₂(액체수소) 사고사례

LOHC 운송선 및 LH₂ 운송선과 관련된 사고 사례에 대한 철저한 조사를 시행했음에도 불구하고, 구체적인 사례는 발견할 수가 없었다.

이는 LOHC / LH₂ 분야에서의 사고 발생률이 매우 낮거나, 사고 정보가 충분히 공개되지 않았음을 알 수 있다.

따라서, LOHC 운송선 및 LH₂ 운송선과 관련된 구체적인 사고사례를 찾지 못했기 때문에, 조사 범위를 확대하여 국내/외를 망라한 수소 산업 전반에 걸친 사고 사례에 대한 광범위한 조사를 실시하였다.

이를 통해, 수소 산업의 안전관리 실태를 파악하고 사고 예방 전략을 착수하는데 큰 기여를 할 수 있도록 하였다.

1 수소사고사례 (국내)

1.1 정유공장 중질유 분해공정 운전 중 배관에서 화재·폭발 (1999.05)

1) 사고개요

- 1999 년 5 월 13 일 석유제품 제조공장의 Recycle oil 배관에서 고온, 고압의 오일이 분출되면서 배관이 파괴되어 화재, 폭발로 설비 파손 및 인명피해가 발생함.

2) 사고 발생 원인

- (수소 부식) 고온의 수소 환경에 노출되어 고온 수소침식.
(HTHA: High Temperature Hydrogen Attack, 탈탄현상) 발생.
- (재질선정 부적절) 고온 수소침식에 취약한 탄소강 배관으로 설치.

3) 사고 재발방지 대책

- 탄소강에서 고온 수소침식에 대한 내부식성이 강한 *스테인레스 강으로 재질 변경.
* STS304, 316 등 일반적으로 사용하는 스테인레스 강을 모두 포함.
- 지속적인 부식 및 방식관리 실시.

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	96
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 1> 폭발사고 현장



<그림 2> 폭발 파편

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	97
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

1.2 수소취급 배관 구성장치(밸브) 해체작업 중 화재·폭발 (2001.10)

1) 사고개요

- 2001 년 10 월 15 일 BTX 공정의 수소라인에서 협력업체 소속 근로자 2 명이 3 인치 게이트밸브 패킹부위 보수를 위하여 밸브덮개(Bonnet)부위 너트를 풀 어내던 중 내부에 충전 되어 있던 수소가스가 급격히 누출되면서 정전기에 의한 발화로 폭발이 발생하여 인명피해가 발생.

2) 사고 발생 원인

- **(작업 전 안전조치 미흡)** 전 배관 내부에 고압 수소가스가 충전 되어 있는 상 태로 밸브 수리 작업 지시.
- **(작업방법 부적절)** 해체작업 대상은 패킹 누름판(Grand) 체결부 너트였으나, 밸브덮개(Bonnet) 부위 너트를 해체하여 잘못된 작업 수행.

3) 사고 재발방지 대책

- 고압 수소가스 등을 취급하는 배관을 포함한 화학설비 수리 시에는 사전에 내부 물질을 완전히 제거하도록 조치한 후 작업 실시.
- 작업자에게 당해 작업방법 및 순서를 정확하게 전달할 수 있도록 작업요령서 작성 후 작업 전 교육 실시.

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	98
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 3> 폭발사고 현장



<그림 4> 파손된 밸브

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	99
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

1.3 수소압축기 가동작업 중 조작 판넬 폭발 (2004.09)

1) 사고개요

- 2004 년 09 월 20 일 합성수지공장 내 수소압축기용 압력방폭구조의 판넬에서 압축기 가동을 위한 작업 수행 중 압축기 인입측에 설치된 질소 퍼지 라인을 통해 수소가 전기판넬로 유입되었고, 판넬 내의 전기 스파크로 인해 폭발이 발생하여 인명피해 발생.

2) 사고 발생 원인

- 압축기 인입측에 연결된 퍼지 배관에 설치된 체크밸브 등에서의 누설로 판넬과 연결된 질소 배관으로 수소가 역류되었고, 판넬 내부에 폭발 분위기가 형성된 상태에서 전기스위치 등을 조작하여 폭발이 발생.

3) 사고 재발방지 대책

- **(설비 유지관리 및 작업 전 점검 강화)** 설비 수리 보수 후 가동 전에 압축기 및 각종 밸브 개방 또는 잠긴 상태, 각종 계기 관련 부속설비에 대한 이상유무 및 주기적인 누설여부 등에 대한 점검 강화.
- **(변경요소관리 절차 준수)** 화재, 폭발사고 예방을 위한 시스템적 안전조치 이행.

※ 위험성평가, 안전운전절차서 작성, 변경요소 관리, 근로자 교육, 가동 전 점검

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	100
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 5> 폭발사고 현장



<그림 6> 파손된 전기판넬

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	101
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

1.4 발전기 시운전 중 수소 누출로 인한 폭발 (2006.09)

1) 사고개요

- 2006 년 09 월 30 일 발전소 내에서 현장 운전원이 발전기 시운전 준비 중 공기누설시험 후에 이산화탄소 가스로 치환하고 수소가스를 투입하는 중에 발전기 하단의 오일 누설부위를 확인하기 위해 발전기 여자기실 출입문을 열고 전기스위치를 켜는 순간 수소가스가 폭발하여 인명피해가 발생.

2) 사고 발생 원인

- 발전기 회전 밀봉부위(Seal ring 과 Rotor shaft) 간극을 통한 수소가스가 누출, 체류 되어 폭발 분위기가 형성된 상태에서, 운전원이 비방폭 전등의 스위치를 가동할 때 스위치 접점 등이 발화원으로 작용하여 폭발.

3) 사고 재발방지 대책

- 벤트배관을 통해 밀폐공간 외부의 안전한 곳으로 수소를 배출하도록 배관 확장, 수소가스 누출 감지기와 강제 배기시설 연동 조치.
- 폭발위험장소 내 방폭 전기기계, 기구 설치.
- 발전기 정비보수 내 누설시험 실시로 수소누출 여부.

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	102
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 7> 폭발사고 현장



<그림 8> 시운전 도중 폭발된 발전기

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	103
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

1.5 수소 트레일러 시료채취 중 폭발 (2010.03)

1) 사고개요

- 2010 년 3 월 26 일 수소 트레일러 충전 및 공급공정에서 트레일러 내 압축된 수소 농도 측정을 위한 시료 채취 작업 중 공구를 이용하여 트레일러와 수소 공급라인의 배관 연결부분을 분리하다가 수소 튜브트레일러가 폭발하여 관련 설비 파손 및 인명피해 발생.

2) 사고 발생 원인

- 수소실린더에 산소가 유입되어 가연성 혼합기를 생성한 상태에서 시료채취를 위해 연결부위를 해체하던 중 정전기 등의 발화원에 의한 폭발.

3) 사고 재발방지 대책

- 수소가스 분위기로 산소 및 염소가스 유입 유무를 파악하기 위한 농도 분석.
- 압축기 전단에 산소농도 측정 계장 설비를 설치하여 공급되는 가스 중의 산소농도가 일정 범위 이상이면 압축기가 자동으로 정지하도록 연동시스템을 구축.

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	104
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 9> 폭발사고 현장



<그림 10> 시료채취 도중 폭발된 튜브트레일러

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	105
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

1.6 공정 가동 준비 중 배관 내 Off-gas 누출 화재, 폭발 (2010.12)

1) 사고개요

- 2010 년 12 월 20 일 석유제품 제조공장 수소정제 설비에서 정비작업을 마치고 가동 준비 중 배관에서 Off-gas(수소 약 86.5%)가 누출되면서 화재폭발사고가 발생하여 관련 설비 파손 및 인명피해가 발생.

2) 사고 발생 원인

- **(부적절한 맹판 사용 및 체결 미흡)** 비규격품 맹판 사용, 배관 끝단부와 맹판에 볼트 체결상태 불량.
- **(작업허가절차 운영 미흡)** 규격품의 맹판이 배관 끝단부에 적절하게 설치되어 있는지 확인하지 않은 상태로 허가증을 발급.

3) 사고 재발방지 대책

- 맹판 체결 시 배관의 규격에 맞는 제원을 선택하여 사용하고, 맹판 체결용 볼트는 해당 맹판 제원에 맞는 개수 및 규격을 사용.
- 작업허가증을 발급할 경우에는 현장의 각종 안전조치 사항을 직접 확인하고, 관련 안전조치 사항을 모두 준수하였을 경우에만 작업허가증을 발급하는 등 안전작업허가제도를 철저히 준수.

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	106
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 11> 폭발사고 현장



<그림 12> 파손된 맹판

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	107
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

1.7 용접용 수소 분배기 철거작업 중 폭발 (2017.05)

1) 사고개요

- 2017 년 5 월 8 일 스테인레스 강관 용접 공정에서 기존의 용접용 수소 분배기를 신규 분배기로 교체하기 위해 철거 작업을 하던 중 원인 미상의 폭발이 발생.

2) 사고 발생 원인

- **(정비 등의 작업 시 안전조치 미실시)** 내부에 압축된 기체가 방출되어 근로자가 위험해 질 우려가 있는 경우에는 압축된 기체를 미리 방출시키고 완전히 제거하는 등 위험방지를 위해 필요한 사전조치 미실시.
- **(화재, 폭발 예방조치 미실시)** 화재, 폭발재해 예방을 위한 작업책임자 지정, 위험물 등 누출 방지, 작업장 및 그 주변의 인화성 가스 농도 수시 측정 미실시.

3) 사고 재발방지 대책

- 정비 등의 작업 시 유해, 위험요인 파악 및 사전조치 철저.
- 화재, 폭발 위험작업 시 작업책임자 조치 등 예방조치 철저.

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	108
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 13> 폭발사고 현장(I)



<그림 14> 폭발사고 현장(II)

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	109
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

1.8 R&D 실증시험 중 수소탱크 폭발 (2019.05)

1) 사고개요

- 2019 년 5 월 23 일 국책 연구과제 실증시험 중 수소탱크 4 기의 폭발로 인해 건축물, 연구설비 전파 및 다수의 인명피해가 발생.

2) 사고 탱크 제원

- 탱크용기: 8bar (고압가스 안전관리법 대상인 10bar 에 미달)
- 설계압력: 12bar
- 용량: 40,000L

3) 사고 발생 원인

- 수소 내 산소의 혼입으로 인해 폭발위험성 상승.
- 자동경보장치 미설치로 위험상황 사전 인지 제한.

4) 사고 재발방지 대책

- 자동경보장치 설치 및 관리 (산소감지 및 자동경보장치 설치)
- 제조업 등 유해·위험방지계획서 심사·확인을 통한 근원적 안전성 확보.

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page Project	110 수소선박 안전기준 개발사업
--	------------------------	-----------------	-----------------------



<그림 15> 폭발사고 현장



<그림 16> 파괴된 수소탱크

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	111
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

1.9 수소제조공장 재가동 중 수소 누출로 화재, 폭발 (2019.09)

1) 사고개요

- 2019 년 9 월 23 일 수소제조 공정 재가동 중 ***Quick Swing Spectacle Blind** 로 배관을 폐쇄하다가 수소가 다량 함유된 공정가스가 누출되어 폭발, 화재 발생.

***Quick Swing Spectacle Blind:** 핸들 조작으로 블라인드 플레이트를 돌려서 열림, 닫힘 위치를 바꾸며 30 초~3 분 안에 배관을 밀거나 당기지 않고 배관을 차단할 수 있는 설비

2) 사고 발생 원인

- (작업절차 미준수) 시운전 시 설비 격리작업 중 밸브 조작 미흡.
 ※ 공정설비 격리 작업 전 배관내부 유체 제거여부 및 내부압력 확인을 실시하지 않은 상태에서 Quick Swing Spectacle Blind 1,2 차측 밸브를 모두 닫아야 하나, 2 차측 밸브만 닫아서 수소가 누출되어 폭발사고가 발생
- (작업 전 안전조치 확인 미흡) 회사 자체 안전 규정인 작업허가절차에 따라 안전작업허가서를 발행하여 사전 안전조치 확인 후 작업을 착수해야 하나, 이를 지키지 않은 상태에서 작업을 실시하다가 사고가 발생.

3) 사고 재발방지 대책

- 시운전 등 공정 운영단계별 작업절차 준수.
- 안전작업허가서 발급으로 작업 전 안전조치 여부 확인.

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	112
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 17> 폭발된 수소제조공장(I)



<그림 18> 폭발된 수소제조공장(II)

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	113
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

1.10 구미 유리제조공정 설비 정전테스트 중 폭발 (2021.01)

1) 사고개요

- 2021 년 1 월 29 일 유리제조공정 설비의 정전테스트 과정에서 설비 내부에 체류된 수소에 전기 불꽃(Spark)으로 추정되는 발화원에 의한 폭발이 발생하여 근로자가 부상하고 생산설비와 공장 구조물이 일부 파손.

2) 사고 발생 원인

- 설비 오조작 또는 결함으로 수소가 사고 설비 내부에 유입되었고, 정전테스트를 진행하는 도중 설비 일부에 전력이 잘못 공급되어 히터표면이 가열되었으며, 이후 임시 조명용 전등에 상용전력을 공급하던 중 전기 스파크 등에 의해 착화되어 폭발이 발생.

3) 사고 재발방지 대책

- 설비의 정비, 점검, 시험 및 가동 전에는 불활성가스 투입, 위험 분위기의 제거를 위한 환기 실시.
- 발화원의 제거 및 인화성 가스 농도 측정 등.

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	114
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 19> 폭발된 유리제조공정 설비(I)



<그림 20> 폭발된 유리제조공정 설비(II)

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	115
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2 수소사고사례 (국외)

1.1 일본 연료전지실증용 충전소 폭발 (2005.12)

1) 사고개요

- 2005 년 12 월 7 일 수소충전소 실증시험설비의 고압수소를 발생시키는 고압축 수소에너지발생장치(HHEG) 내부가 고온, 고압 상태가 되면서 안전밸브가 작동해 수소가스, 산소 가스가 분출됐으며 이후 산소분리탱크 출구 측 배관이 연소되어 불산 등을 포함한 물과 가스가 분출되었다.

2) 제원

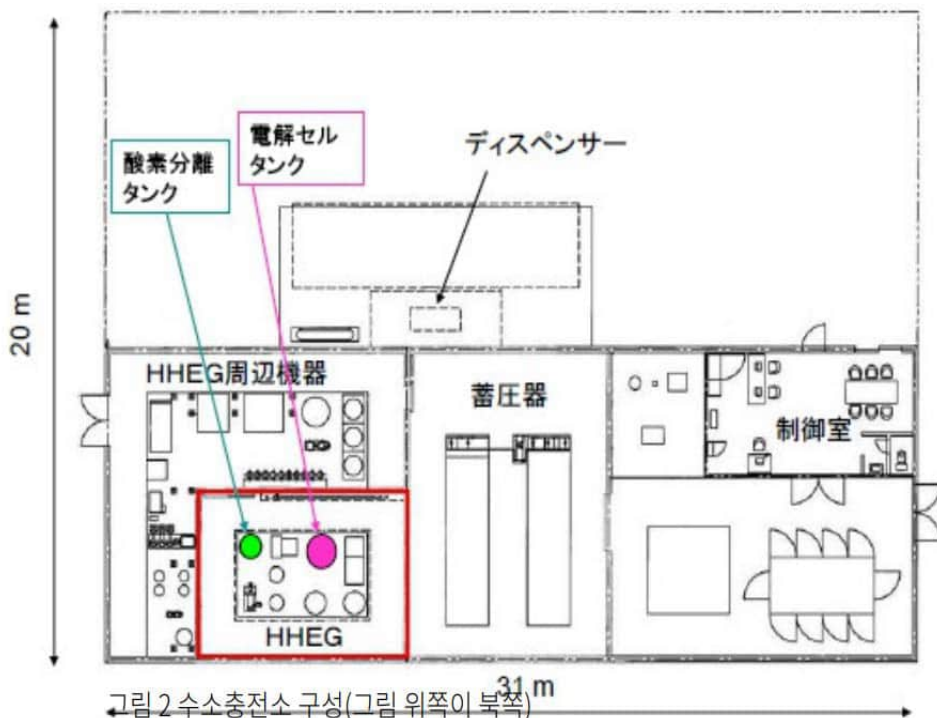
- 처리량: 1,080m³/day(표준 상태)
- 상용 압력: 40MPa (폭발 당시 120Mpa 추정)
- 사용 온도: 35°C (폭발 당시 400°C 추정)

3) 사고 발생 원인

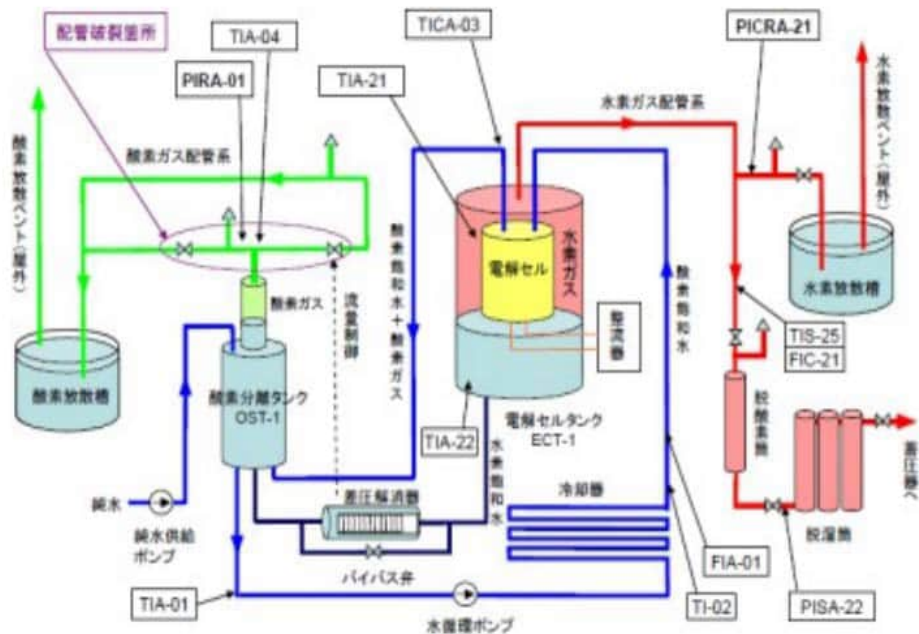
- 전해전지 탱크 내부에 이상반응 발생.
- 40MPa 의 고압 하에서 티타늄 전극의 일부가 반응 또는 전해전지 내 산소와 수소 혼합기가 반응하여 부분적인 발열 발생때문으로 추정.

4) 사고 재발방지 대책

- 작동 압력 하에서 전지를 구성하는 자재(티타늄, MEA(Membrane Electrode Assembly), 씰 등)의 내구성 확보
- 전지를 구성하는 자재의 이상 반응 감지.
- 물, 수소, 산소 등의 기초 물성 파악.
- 사고 재발을 막기 위한 시스템 제어 기술 확립 및 위험성 평가 실시.



<그림 21> 수소충전소 구성



<그림 22> HHEG 흐름 개요

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	117
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 23> 파손된 배관(C1116, 20A)



<그림 24> 파손된 전해질 셀 스택

1.2 일본 후쿠시마 제 1 원전 발전소 3 기(1 호기~3 호기) 수소폭발 (2011.03)

1) 사고개요

- 2011 년 03 월 11 일 발생한 동일본 대지진으로 인한 쓰나미로 후쿠시마에 있는 핵발전소가 폭발했다. 직접 원인은 정전으로 비상발전기가 작동하지 않았기 때문으로, 원자로 6 기 중 1~3 호기에서는 노심용융이 발생했고, 1,3,4 호기에서는 수소폭발이 발생했다.

2) 제원

구분		1호기	2호기	3호기
설비용량 (MW)		4,696	4,400	4,400
정격출력 (MWe)		460	784	784
열출력 (MWt)		1,380	2,381	2,381
원자로형		BWR-3	BWR-4	BWR-4
상업운전개시		'71.03	'74.07	'76.03
격납용기 형태		Mark-I		
원자로 용기 (RPV)	내경(m)	4.8 (abt.)	5.6 (abt.)	5.6 (abt.)
	높이(m)	20 (abt.)	22 (abt.)	22 (abt.)
	무게(톤)	440	500	500
격납 용기 (PCV)	높이(m)	32 (abt.)	33 (abt.)	33 (abt.)
	원통부 직경(m)	10 (abt.)	11 (abt.)	11 (abt.)
	원통부 직경(m)	18 (abt.)	20 (abt.)	20 (abt.)
	수조 냉각수량(톤)	1,750	2,980	2,980

<표 1> 후쿠시마 제 1 원전 발전소 (1 호기~3 호기) 제원

3) 사고 발생 원인

- 쓰나미에 따른 배전반 침수로 인해 발전소로의 전원공급 불가.
- 발전소의 전원상실에 따라 냉각수 주입이 불가능하여 다량의 증기 및 수소 발생.
- 격납용기의 내부 압력이 증가하여 1 호기부터 증기방출 실시했으나 증기에 수소가 섞여 있었고 수소체적이 15%를 넘어 폭발.

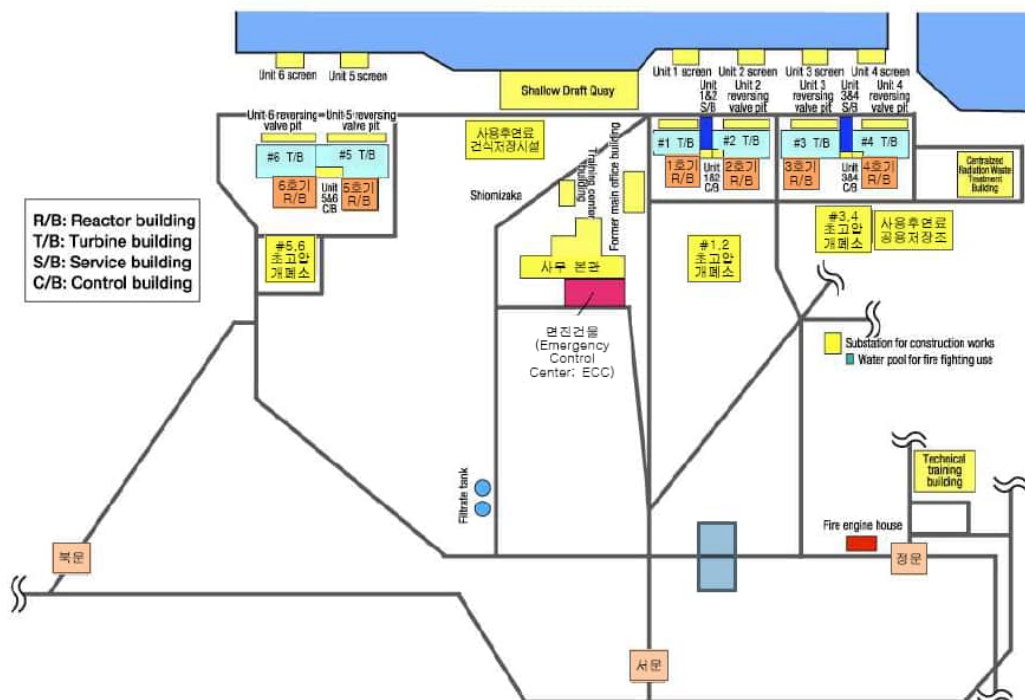
 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	119
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

4) 사고 재발방지 대책

- 자연재해 발생에 대비한 원자력 발전소 설계기준 강화.
- 운전원에 대한 교육 진행 및 사고대응절차서의 작성.



<그림 25> 동일본대지진 前 후쿠시마 제 1 원전 전경



<그림 26> 후쿠시마 제 1 원전 주요 시설 배치도

KOMAC E&CO EPC for a better future	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	121
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 27> 발전소 폭발 당시 사진(I)



<그림 28> 발전소 폭발 당시 사진(II)

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	122
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

1.3 일본 아이치현 충전소 내 디스펜서의 미세균열에 의한 수소 누출 (2018.08)

1) 사고개요

- 2018 년 08 월 10 일, 일본 아이치현의 한 수소충전소에서 충전호스의 파열로 인한 수소가스 누출 발생.

2) 제원

- 내경 (6.3mm), 외경 (14.8mm), 길이 (800mm)
- 고압가스 생산 능력: 22,874m³/day
- 상용압력: 82Mpa
- 상용온도: -40~10℃

3) 사고 발생 원인

- 정기 자율점검에 따른 질소 분사 과정에서 질소 용기 內 금속편 등의 이물질이 혼입되어 디스펜서 내측 미세균열 발생 확인.
- 균열로 인해 누출된 수소가 표피(외층)아래로 흘러 들어감.
- 충전호스에는 수소가스를 외층 밖으로 방출하는 미세구멍이 있으나 내층의 미세균열로 인해 누출된 수소 가스량이 평소 투과 가스량을 훨씬 뛰어넘었기 때문에 체류한 압력상승에 의해 외층 파열.

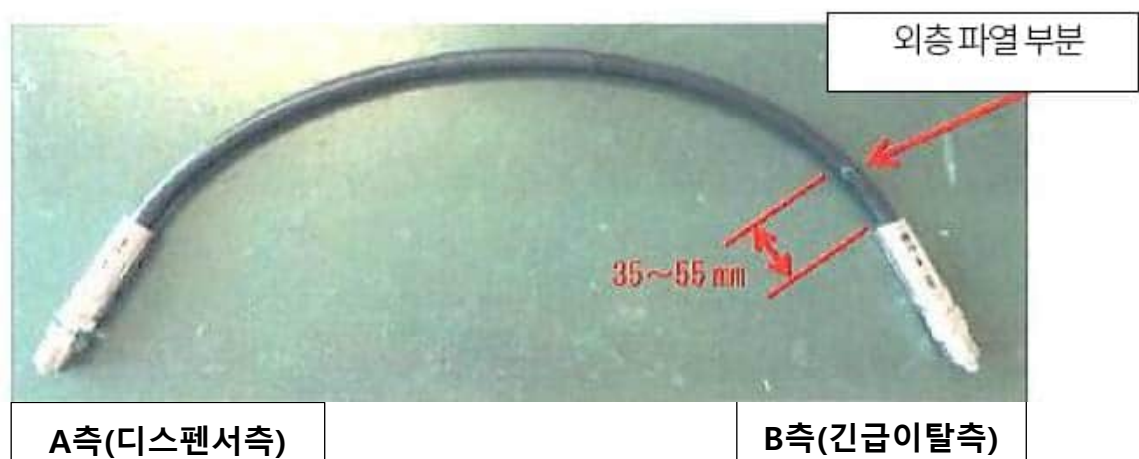
4) 사고 재발방지 대책

- 질소 용기 內 이물질이 들어가지 않도록 필터 사용.
- 투과된 수소 가스량을 확인할 수 있는 수소가스 감지기 사용.

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	123
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

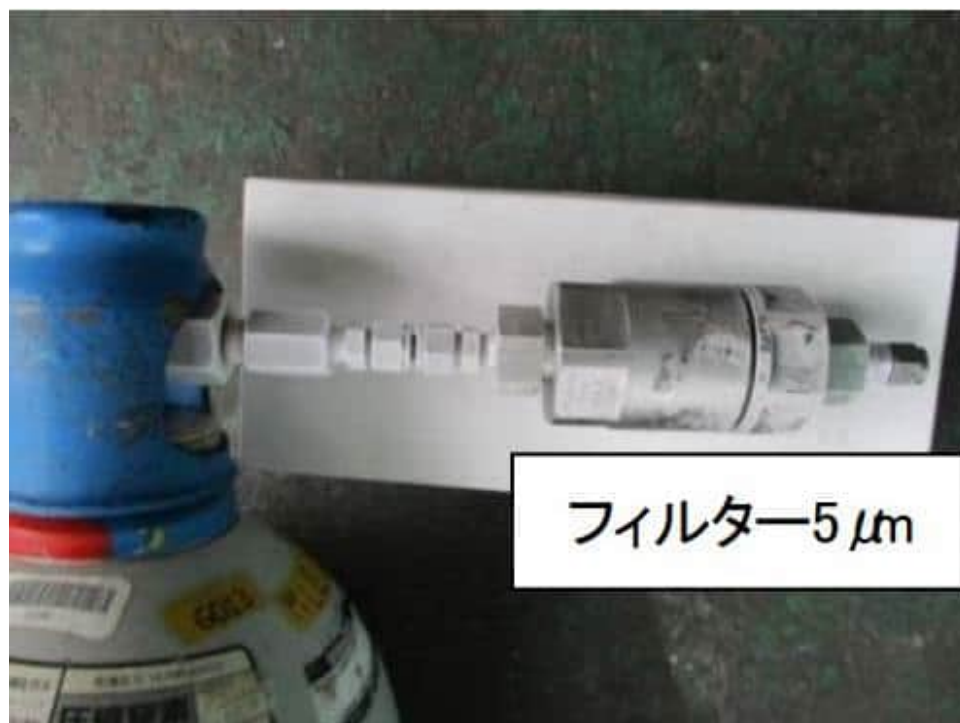


<그림 29> 충전호스 파열부위(외층) (I)

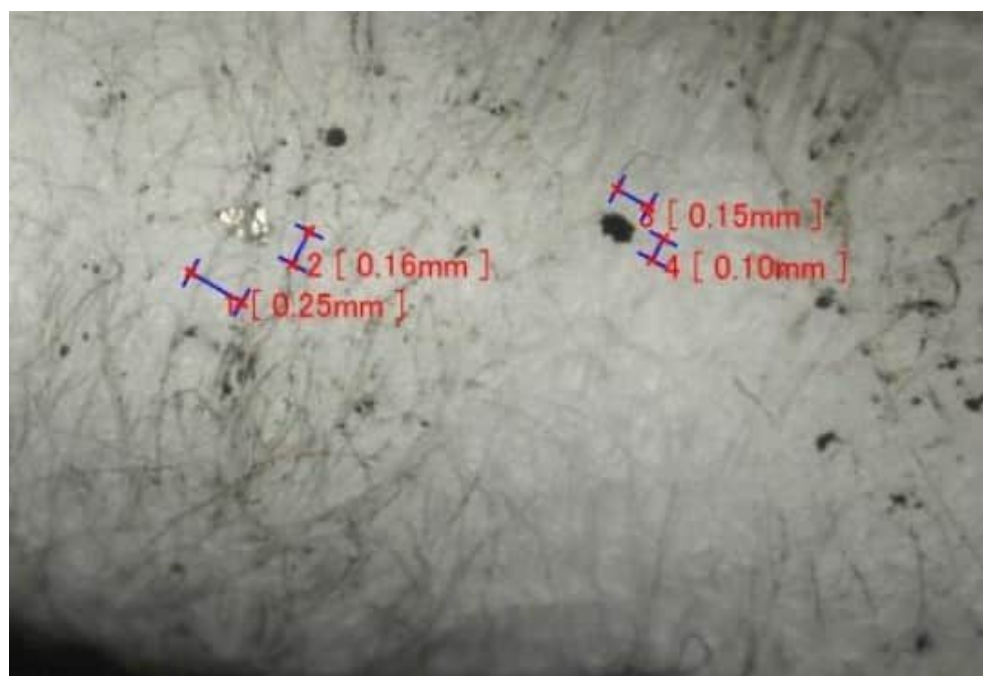


<그림 30> 충전호스 파열부위(외층) (II)

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	124
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 31> 질소 용기에 연결된 필터



<그림 32> 필터 입구에 존재하는 이물질

1.4 일본 나고야 수소충전소 압축기 실린더 헤드 內 수소 누출 2 건 (2018.10)

1) 사고개요

- 2018 년 10 월 24 일, 31 일 일본 나고야 시의 압축수소 충전소에서 연료전지자동차(FCV)에 수소를 충전한 후, 압축기 압력이 낮아져 압축기가 자동 운전을 시작하자 압축기의 5 단 실린더 헤드(10/24) 및 3 단 실린더 헤드(10/31)에서 수소 누출 발생.

2) 제원

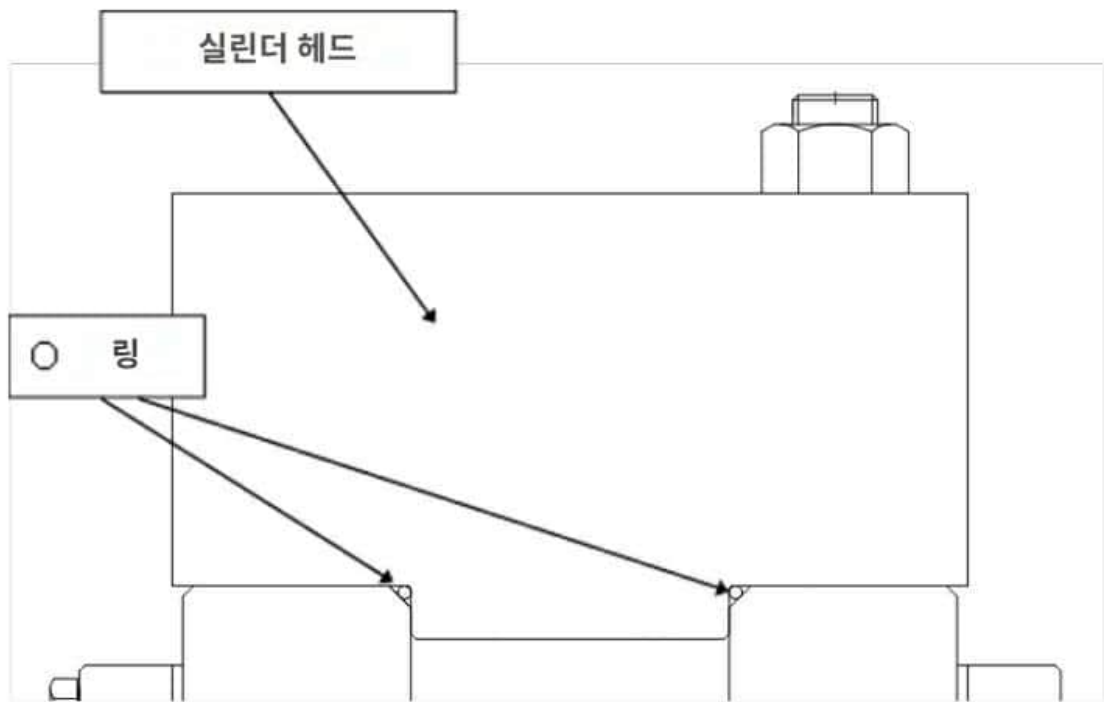
품목	재질	고압가스 생산능력	흡입압력 (MPa)	상용압력 (MPa)	상용온도 (°C)
3단 실린더 헤드 (G60)	불소 고무계	7,986m ³ /day	8.83	24.1	180
5단 실린더 헤드 (P36)			45	82	160

3) 사고 발생 원인

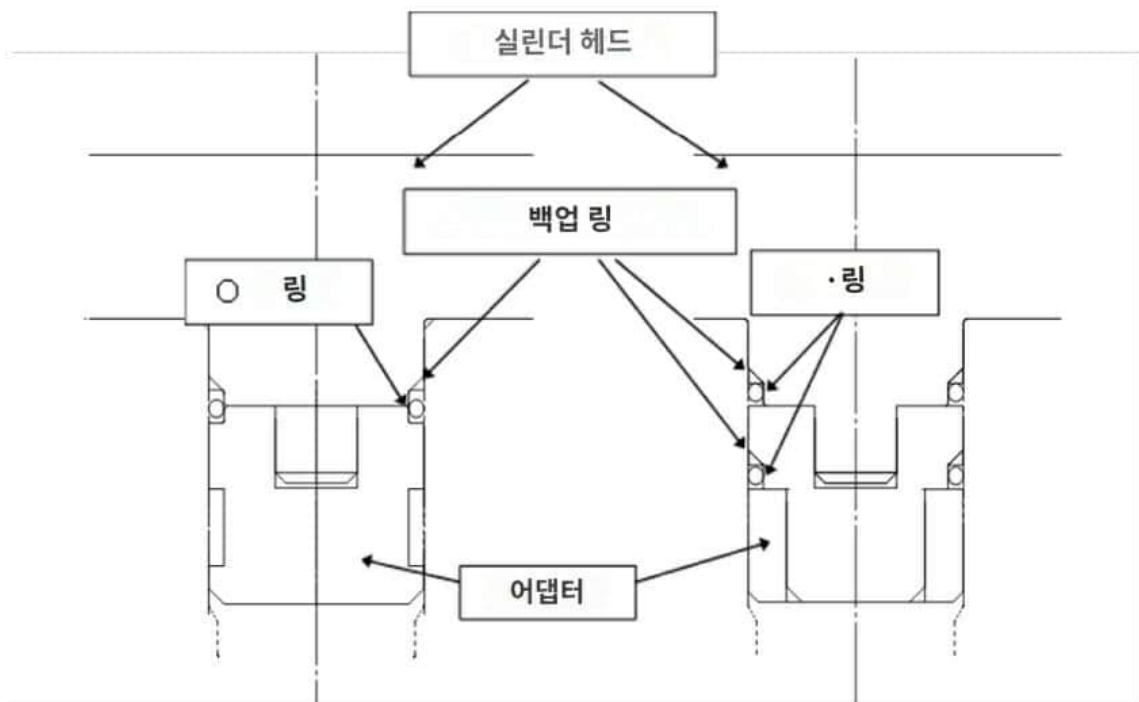
- 압력 맥동으로 인한 O-Ring 의 비틀림 (10/24)
- 수명 초과로 인한 O-Ring 의 손상 및 굽힘 (10/31)

4) 사고 재발방지 대책

- O-Ring 의 압착률을 높이기 위한 연구개발 필요.
- O-Ring 의 지속적인 점검 및 노후된 O-Ring 의 교체 주기 검토.



<그림 33> 3 단 실린더 헤드의 구조



<그림 34> 5 단 실린더 헤드의 구조

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	127
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

5단 실린더 헤드 누출(10월24일)



5단 실린더 헤드의 O링 상태

<그림 35> 5 단 실린더 헤드 누출

3단 실린더 헤드 누출(10월31일)



3단 실린더 헤드의 O링 상태

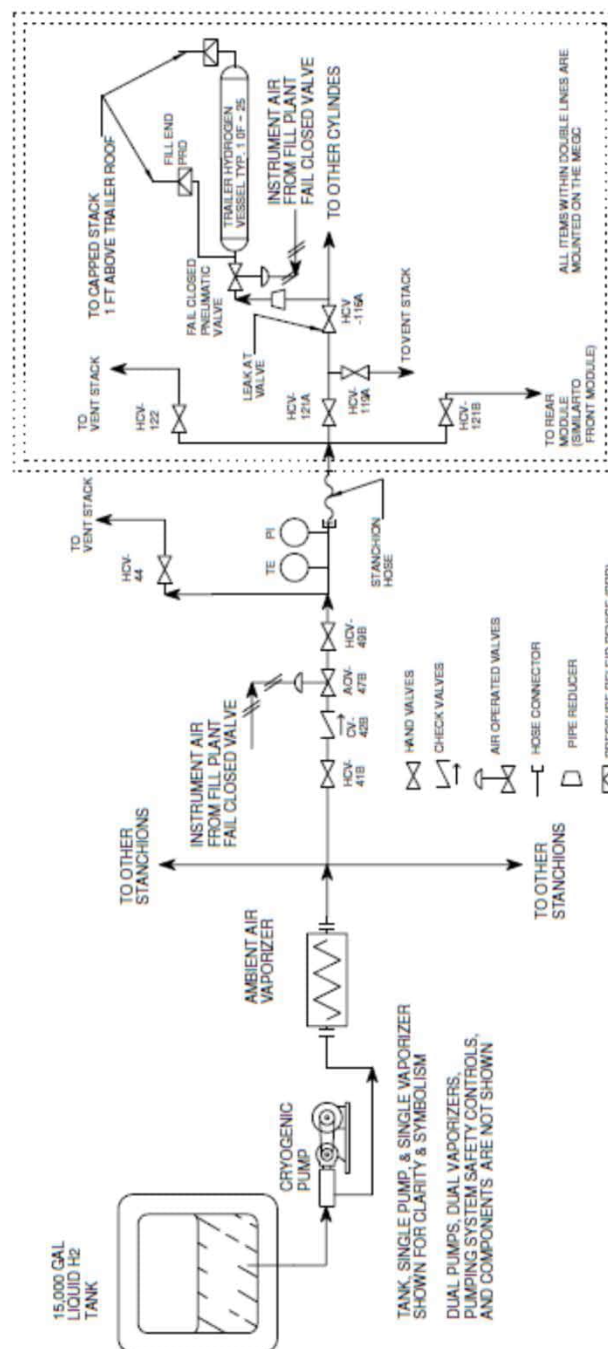
<그림 36> 3 단 실린더 헤드 누출

1.5 미국 캘리포니아 수소 트레일러 충전 도중 폭발 (2019.06)

1) 사고개요

- 2019 년 06 월 01 일, 미국 캘리포니아 산타클라라에 위치한 한 수소 트레일러 충전 시설에서 모듈식 멀티 실린더 트레일러의 기체 수소 충전 도중 고압 수소가 대량 방출되는 사고 발생.

2) 제원



<그림 37> 수소충전소 시스템 PFD

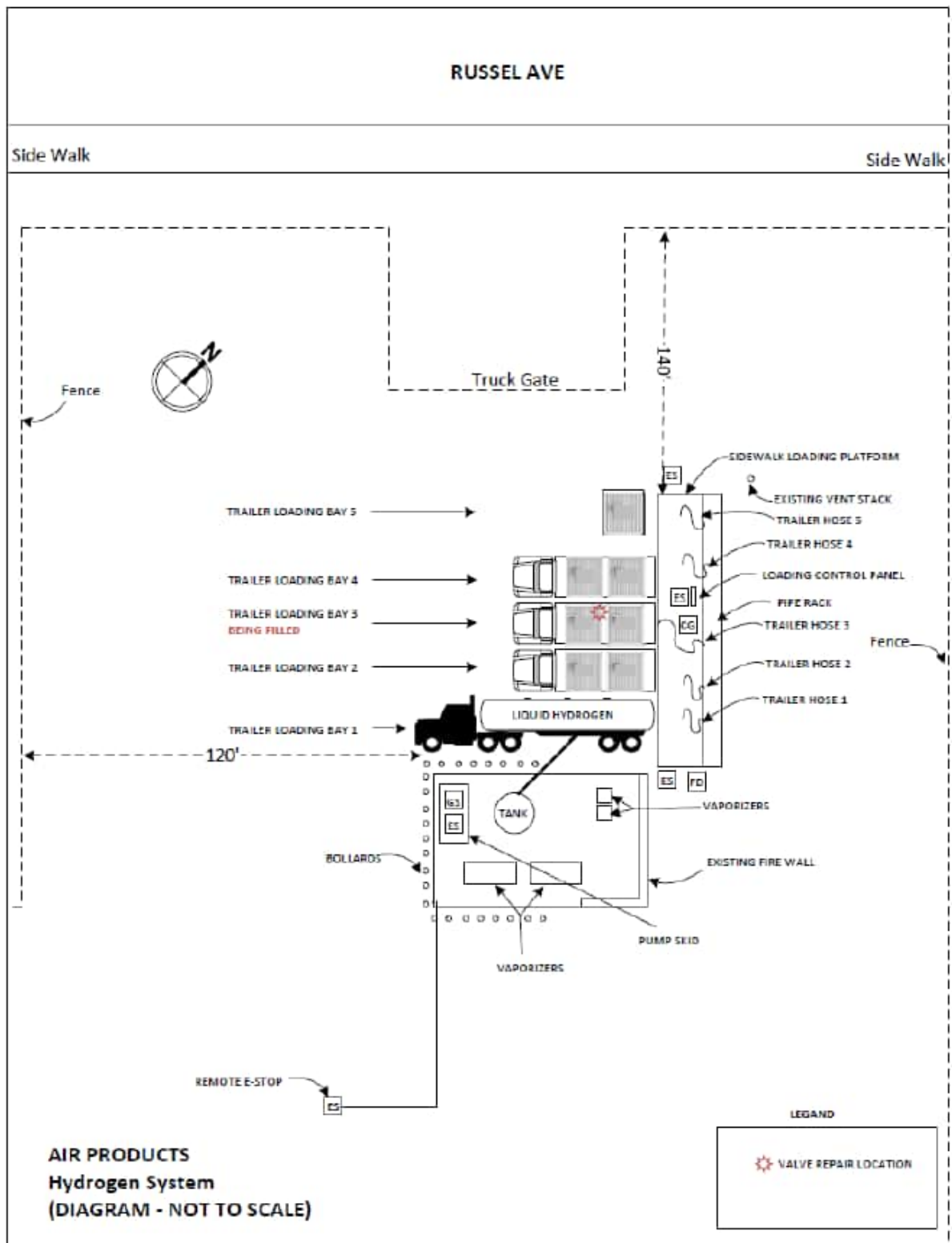
 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	129
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

3) 사고 발생 원인

- **(초기 누출)** 전면 모듈 수소 차단 밸브의 O-ring 균열 또는 콘 및 나사산 피팅 누출.
- **(무단 정비)** 트레일러 운전자가 표준 잠금/태그아웃 절차를 사용하여 수소 공급 배관을 적절히 분리하지 않고 무단 수리 실시.
- **(의사소통 오류)** 선임 기사가 연수생에게 “트레일러 충전 중단”을 지시했으나, 이를 잘못 이해하여 “퍼지/트레일러 활성화” 제어 버튼을 작동시켜 공압 밸브가 열리고 분리된 매니폴드 파이프로 수소 이동.

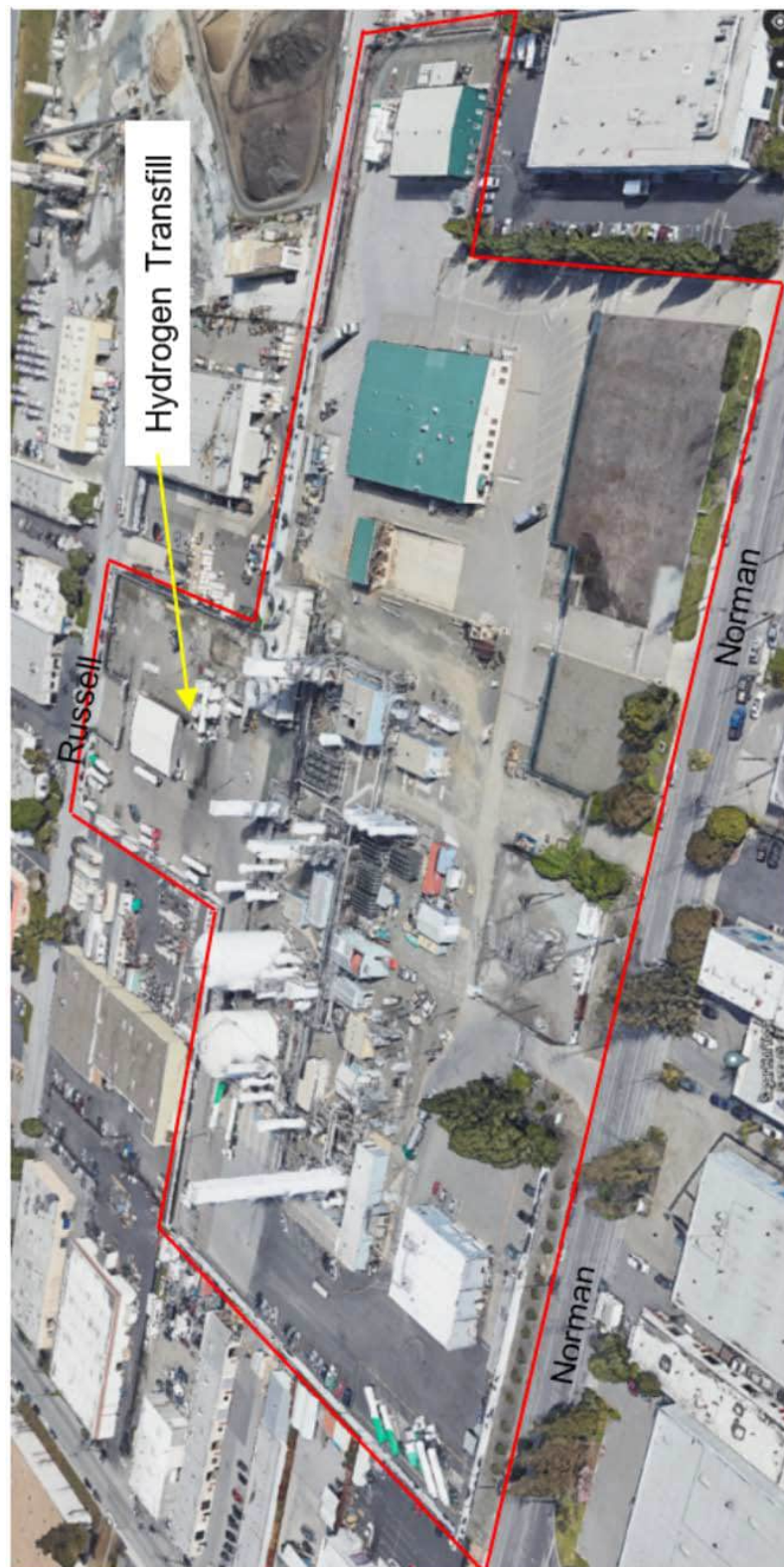
4) 사고 재발방지 대책

- 트레일러 충전 절차 개선
- 운전자 교육 강화
- 제어 기능 라벨링 개선



<그림 38> 사고 발생 지점 도식

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	131
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 39> 사고 발생 지점 위성 사진

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	132
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 40> 손상된 트랙터, 트레일러



<그림 41> 사고 트레일러 운전실 및 전면 모듈

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	133
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

1.6 노르웨이 오슬로 수소충전소 폭발 (2019.06)

1) 사고개요

- 2019 년 06 월 10 일, 노르웨이 오슬로에 위치한 한 수소충전소에서 화재 발생.

2) 사고 발생 원인

- 고압저장장치 內 수소탱크 플러그의 잘못된 조립.
- 플러그 틈새로 누출된 수소가 산소와 혼합하여 화재 발생.

3) 사고 재발방지 대책

- 현장 관리자의 정기적인 설비 점검.
- 수소 누출여부를 바로 확인할 수 있는 수소 감지기 설치.

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	134
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 42> 손상된 수소저장 실린더



<그림 43> 폭발사고 현장

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	135
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

1.7 미국 캘리포니아 연료전지 버스 內 화재 발생 (2023.07)

1) 사고개요

- 2023년 7월 18일 미국 캘리포니아에 위치한 한 수소충전소에서 충전 중이던 수소버스에서 화재 발생.

2) 사고 발생 원인

- **(장비 결함)** 수소공급 배관 및 밸브의 결함에 의한 수소연료탱크 폭발.
- **(주변 여건)** 터널 內 누출된 수소의 확산 및 주변 바람에 의해 폭발 야기.

3) 사고 재발방지 대책

- 현장관리자의 지속적인 설비 유지관리.
- 사고방지를 위한 위험성평가 실시.

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	136
		Project	수소선박 안전기준 개발사업



<그림 44> 연료전지 버스 화재발생 현장(I)



<그림 45> 연료전지 버스 화재발생 현장(II)

	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	137
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

[부록 2] 위험성 연료 안전관리를 위한 규정/국제기준/가이드라인 분석

IMO 규격의 IGF Code 와 IGC Code 상에 있는 수소 가스의 추진선과 운송선에 해당하는 Code 를 살펴보았으나 수소와 관련된 내용은 찾아볼 수 없었다.

대신, IGF Code 및 IGC Code 의 공통점과 IGC Code 의 특징을 서술하고, 이를 통해 향후 IGC Code 에 추가되면 좋을 내용에 대해 서술하였다.

한편, 2023 년 9 월 20~29 일에 열린 IMO 화물 및 컨테이너 운송 분과위원회 9 차 회의 (CCC9)를 통해 액화수소 대량운반 임시권고안에 대한 개정이 실시되었다.

개정안은 3 개의 Part 로 나뉘어지며, 그 내용은 아래와 같이 서술하였다.

- Part A: 일반 요구 사항 포함 및 모든 유형의 화물 저장 시스템을 가진 선박에 적용
- Part B, Part C: 특정 화물 저장 시스템 유형에 대한 특별 요구 사항 규정
- Part C: 내부 단열 공간에 단열재 및 수소 가스를 사용하는 독립 화물 탱크의 화물 저장 시스템 허용

개정 권고안은 2024 년 MSC108 의 승인을 위해 추가 검토 예정이다.

Revision of the "Interim recommendations for carriage of liquefied hydrogen in bulk"

CCC 9 reviewed the updated proposal for the "Interim recommendations for carriage of liquefied hydrogen in bulk". It is divided into three parts: Part A includes the general requirements and is applicable to ships with any type of cargo containment system, while Parts B and C prescribe additional special requirements for specific cargo containment system types. The major new issue, covered in Part C, allows for cargo containment systems of independent cargo tanks using insulation materials and hydrogen gas in the inner insulation spaces.

The revised recommendations will be further considered for approval by MSC 108 in 2024.

<그림 1> 액체수소 대량운반 임시권고안 개정 내용

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	138
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

1 공통점

※ IGF Code 의 자료는 2015 년 6 월 11 일에 채택된 MSC.391(95) 결의안을 참고로 함.

※ IGC Code 의 자료는 2014 년 5 월 22 일에 채택된 MSC.370(93) 결의안을 참고로 함.

1.1 선박설계 및 배치

상기 챕터는 선박의 안전과 화물의 적절한 배치를 통해 안전성 검증에 중점을 두고 있다.

선박 內 각 필요구역에 대한 규정과 화물 방출의 영향을 최소화할 수 있도록 준수해야 할 부분을 설명하고 있으며, 기계류 공간에서 가스 누출 및 폭발 위험을 최소화하고, 선박 및 화물이 기계적 손상으로부터 보호받도록 보장하는데 중점을 두고 있다.

5	SHIP DESIGN AND ARRANGEMENT	14
5.1	Goal	14
5.2	Functional requirements	14
5.3	Regulations – General	14
5.4	Machinery space concepts	18
5.5	Regulations for gas safe machinery space	18
5.6	Regulations for ESD-protected machinery spaces	18
5.7	Regulations for location and protection of fuel piping	19
5.8	Regulations for fuel preparation room design	19
5.9	Regulations for bilge systems	19
5.10	Regulations for drip trays	20
5.11	Regulations for arrangement of entrances and other openings in enclosed spaces	20
5.12	Regulations for airlocks	20

CHAPTER 3
SHIP ARRANGEMENTS
Goal
To ensure that the cargo containment and handling system are located such that the consequences of any release of cargo will be minimized, and to provide safe access for operation and inspection.
3.1 Segregation of the cargo area
3.1.1 Hold spaces shall be segregated from machinery and boiler spaces, accommodation spaces, service spaces, control stations, chain lockers, domestic water tanks and from stores. Hold spaces shall be located forward of machinery spaces of category A. Alternative arrangements, including locating machinery spaces of category A forward, may be accepted, based on SOLAS regulation II-2/17, after further consideration of involved risks, including that of cargo release and the means of mitigation.
3.1.2 Where cargo is carried in a cargo containment system not requiring a complete or partial secondary barrier, segregation of hold spaces from spaces referred to in 3.1.1, or spaces either below or outboard of the hold spaces may be effected by cofferdams, oil fuel tanks or a single gastight bulkhead of all-welded construction forming an "A-60" class division. A gastight "A-0" class division is acceptable if there is no source of ignition or fire hazard in the adjoining spaces.
3.1.3 Where cargo is carried in a cargo containment system requiring a complete or partial secondary barrier, segregation of hold spaces from spaces referred to in 3.1.1, or spaces either below or outboard of the hold spaces that contain a source of ignition or fire hazard, shall be effected by cofferdams or oil fuel tanks. A gastight "A-0" class division is acceptable if there is no source of ignition or fire hazard in the adjoining spaces.
3.1.4 Turret compartments segregation from spaces referred to in 3.1.1, or spaces either below or outboard of the turret compartment that contain a source of ignition or fire hazard, shall be effected by cofferdams or an A-60 class division. A gastight "A-0" class division is acceptable if there is no source of ignition or fire hazard in the adjoining spaces.
3.1.5 In addition, the risk of fire propagation from turret compartments to adjacent spaces shall be evaluated by a risk analysis (see 1.1.11) and further preventive measures, such as the arrangement of a cofferdam around the turret compartment, shall be provided if needed.
3.1.6 When cargo is carried in a cargo containment system requiring a complete or partial secondary barrier:
.1 at temperatures below -10°C, hold spaces shall be segregated from the sea by a double bottom; and
.2 at temperatures below -55°C, the ship shall also have a longitudinal bulkhead forming side tanks.
3.1.7 Arrangements shall be made for sealing the weather decks in way of openings for cargo containment systems.

<그림 2> IGF Code(2015) – 5. Ship Design and Arrangement(좌)
/ IGC Code(2014) - 3. Ship Arrangements(우)

1.2 선박 건조 및 화물 저장 시스템 자재 품질

상기 챕터는 선박 건조 및 화물 저장 및 배관 시스템 제작에 사용되는 금속 및 비금속 재료와 제조 공정의 필수 특성, 테스트 표준 및 안전성을 파악하여 해당 재료가 기능을 수행하도록 하는데 중점을 두고 있다.

선박 건조에 사용되는 모든 재료는 화물의 특성, 작동 환경, 기계적 성질 및 내구성을 고려하여 선택해야 하며, 재료의 구매, 가공, 조립 과정에서 일관된 품질 관리 및 검사 절차를 시행하여 선박의 안전성과 신뢰성을 보장해야 한다.

7	MATERIAL AND GENERAL PIPE DESIGN.....	65
7.1	Goal	65
7.2	Functional requirements	65
7.3	Regulations for general pipe design	66
7.4	Regulations for materials	70

<그림 3> IGF Code(2015) – 7. Material and General Pipe Design

CHAPTER 6 MATERIALS OF CONSTRUCTION AND QUALITY CONTROL Goal To identify the required properties, testing standards and stability of metallic and non-metallic materials and fabrication processes used in the construction of cargo containment and piping systems to ensure they serve the functions for which they have been selected, as required in chapters 4 and 5. 6.1 Definitions 6.1.1 Where reference is made in this chapter to A, B, D, E, AH, DH, EH and FH hull structural steels, these steel grades are hull structural steels according to recognized standards. 6.1.2 A piece is the rolled product from a single slab or billet or from a single ingot, if this is rolled directly into plates, strips, sections or bars. 6.1.3 A batch is the number of items or pieces to be accepted or rejected together, on the basis of the tests to be carried out on a sampling basis. The size of a batch is given in the recognized standards.	
	6.1.4 Controlled rolling (CR) is a rolling procedure in which the final deformation is carried out in the normalizing temperature range, resulting in a material condition generally equivalent to that obtained by normalizing. 6.1.5 Thermo-mechanical controlled processing (TMCP) is a procedure that involves strict control of both the steel temperature and the rolling reduction. Unlike CR, the properties conferred by TMCP cannot be reproduced by subsequent normalizing or other heat treatment. The use of accelerated cooling on completion of TMCP may also be accepted, subject to approval by the Administration. The same applies for the use of tempering after completion of TMCP. 6.1.6 Accelerated cooling (AcC) is a process that aims to improve mechanical properties by controlled cooling with rates higher than air cooling, immediately after the final TMCP operation. Direct quenching is excluded from accelerated cooling. The material properties conferred by TMCP and AcC cannot be reproduced by subsequent normalizing or other heat treatment. 6.2 Scope and general requirements 6.2.1 This chapter gives the requirements for metallic and non-metallic materials used in the construction of the cargo system. This includes requirements for joining processes, production process, personnel qualification, NDT and inspection and testing including production testing. The requirements for rolled materials, forgings and castings are given in 6.4 and tables 6.1, to 6.5. The requirements for weldments are given in 6.5, and the guidance for non-metallic materials is given in appendix 4. A quality assurance/quality control programme shall be implemented to ensure that the requirements of 6.2 are complied with.

<그림 4> IGC Code(2014) – 6. Materials of Construction and Quality Control

1.3 화재 및 폭발 예방

상기 챕터는 화재를 예방하고 화재 발생 시 선박 및 선박탑승인원들을 보호하기 위한 안전에 대한 중요한 지침과 요구사항에 중점을 두고 있다.

화재 및 폭발 방지, 감지, 대응 및 진압 시스템의 설계, 구축 및 유지 관리에 대한 포괄적인 규정을 다루고 있으며, 고정식 가스 감지 시스템, 화재 진압 시스템(예: 물 분무 시스템, 건식 화학 분말 소화 시스템), 화재 감지 및 경보 시스템의 설치가 요구되어지고 있다.

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	140
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

11	FIRE SAFETY	83
11.1	Goal	83
11.2	Functional requirements	83
11.3	Regulations for fire protection	83
11.4	Regulations for fire main	84
11.5	Regulations for water spray system	84
11.6	Regulations for dry chemical powder fire-extinguishing system	85
11.7	Regulations for fire detection and alarm system	85
12	EXPLOSION PREVENTION	85
12.1	Goal	85
12.2	Functional requirements	85
12.3	Regulations – General	85
12.4	Regulations on area classification	86
12.5	Hazardous area zones	86

<그림 5> IGF Code(2015) – 11. Fire Safety, 12. Explosion Prevention

CHAPTER 11	
FIRE PROTECTION AND EXTINCTION	
<i>Goal</i>	
<i>To ensure that suitable systems are provided to protect the ship and crew from fire in the cargo area.</i>	
11.1 Fire safety requirements	
11.1.1 The requirements for tankers in SOLAS chapter II-2 shall apply to ships covered by the Code, irrespective of tonnage including ships of less than 500 gross tonnage, except that:	
.1	regulations 4.5.1.6 and 4.5.10 do not apply;
.2	regulations 10.4 and 10.5 shall apply as they would apply to tankers of 2,000 gross tonnage and over;
.3	regulation 10.5.6 shall apply to ships of 2,000 gross tonnage and over;
.4	the following regulations of SOLAS chapter II-2 related to tankers do not apply and are replaced by chapters and sections of the Code as detailed below:
	Regulation: Replaced by:
	10.10 11.6
	4.5.1.1 and 4.5.1.2 Chapter 3
	4.5.5 Relevant sections in the Code
	10.8 11.3 and 11.4
	10.9 11.5
	10.2 11.2.1 to 11.2.4;
.5	regulations 13.3.4 and 13.4.3 shall apply to ships of 500 gross tonnage and over.

<그림 6> IGC Code(2014) – 11. Fire Protection and Extinction

1.4 환기

상기 챕터는 선박에서 환기 시스템의 중요성을 강조하며, 연료 시스템과 연관된 공간의 안전한 환기를 위한 구체적인 규정과 지침을 제공하는데 중점을 두고 있다.

비상 상황 시 가스의 과도한 축적을 방지하기 위해 자동 또는 수동으로 작동할 수 있는 안전 밸브 및 장치가 포함되어야 하며, 배기 시스템은 정기적인 검사 및 유지보수를 받아야 한다. 시스템의 효율성과 안전성을 지속적으로 유지하기 위한 조치가 이루어져야 된다.

13	VENTILATION	87
13.1	Goal	87
13.2	Functional requirements	87
13.3	Regulations – General	87
13.4	Regulations for tank connection space	89
13.5	Regulations for machinery spaces	89
13.6	Regulations for fuel preparation room	90
13.7	Regulations for bunkering station	90
13.8	Regulations for ducts and double pipes	90

<그림 7> IGF Code(2015) – 13. Ventilation

CHAPTER 8	
VENT SYSTEMS FOR CARGO CONTAINMENT	
Goal	
To protect cargo containment systems from harmful overpressure or underpressure at all times.	
8.1 General	
All cargo tanks shall be provided with a pressure relief system appropriate to the design of the cargo containment system and the cargo being carried. Hold spaces and interbarrier spaces, which may be subject to pressures beyond their design capabilities, shall also be provided with a suitable pressure relief system. Pressure control systems specified in chapter 7 shall be independent of the pressure relief systems.	
8.2 Pressure relief systems	
8.2.1 Cargo tanks, including deck tanks, shall be fitted with a minimum of two pressure relief valves (PRVs), each being of equal size within manufacturer's tolerances and suitably designed and constructed for the prescribed service.	
8.2.2 Interbarrier spaces shall be provided with pressure relief devices. For membrane systems, the designer shall demonstrate adequate sizing of interbarrier space PRVs.	
8.2.3 The setting of the PRVs shall not be higher than the vapour pressure that has been used in the design of the tank. Where two or more PRVs are fitted, valves comprising not more than 50% of the total relieving capacity may be set at a pressure up to 5% above MARVS to allow sequential lifting, minimizing unnecessary release of vapour.	
8.2.4 The following temperature requirements apply to PRVs fitted to pressure relief systems:	
1	PRVs on cargo tanks with a design temperature below 0°C shall be designed and arranged to prevent their becoming inoperative due to ice formation;
2	the effects of ice formation due to ambient temperatures shall be considered in the construction and arrangement of PRVs;
3	PRVs shall be constructed of materials with a melting point above 925°C. Lower melting point materials for internal parts and seals may be accepted, provided that fail-safe operation of the PRV is not compromised; and
4	sensing and exhaust lines on pilot operated relief valves shall be of suitably robust construction to prevent damage.
8.2.5 Valve testing	
8.2.5.1 PRVs shall be type-tested. Type tests shall include:	
1	verification of relieving capacity;
2	cryogenic testing when operating at design temperatures colder than -55°C;

<그림 8> IGC Code(2014) – 8. Vent Systems for Cargo Containment

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page Project	142 수소선박 안전기준 개발사업
--	-------------------------------	-----------------------------------	----------------------------------

1.5 전계장 설치

상기 챕터는 인화성 제품으로 인한 화재 및 폭발 위험을 최소화하도록 전기 설비를 설계하고, 액체 및 증기 화물의 안전한 운송, 취급 및 조절과 관련된 발전 및 배전 시스템을 사용할 수 있는지 확인하는데 중점을 두고 있다.

전기 설비는 화재, 폭발 및 전기적 위험을 최소화하기 위해 안전하게 설계해야 하며, 특히 폭발 위험이 있는 지역에서 사용할 장비는 해당 위험을 고려하여 선택해야 한다. 그리고 전기 설비는 정기적인 검사와 유지보수를 받아야 하며, 모든 설비의 안전하고 효율적인 운영이 보장되어야 한다.

14 ELECTRICAL INSTALLATIONS	91
14.1 Goal	91
14.2 Functional requirements	91
14.3 Regulations – General	91

<그림 9> IGF Code(2015) – 14. Electrical Installations

CHAPTER 10 ELECTRICAL INSTALLATIONS			
Goal			
<i>To ensure that electrical installations are designed such as to minimize the risk of fire and explosion from flammable products, and that electrical generation and distribution systems relating to the safe carriage, handling and conditioning of cargo liquid and vapour are available.</i>			
10.1 Definitions			
For the purpose of this chapter, unless expressly provided otherwise, the definitions below shall apply.			
10.1.1 <i>Hazardous area</i> is an area in which an explosive gas atmosphere is or may be expected to be present, in quantities such as to require special precautions for the construction, installation and use of electrical apparatus.			
10.1.1.1 <i>Zone 0 hazardous area</i> is an area in which an explosive gas atmosphere is present continuously or is present for long periods.			
10.1.1.2 <i>Zone 1 hazardous area</i> is an area in which an explosive gas atmosphere is likely to occur in normal operation.			
10.1.1.3 <i>Zone 2 hazardous area</i> is an area in which an explosive gas atmosphere is not likely to occur in normal operation and, if it does occur, is likely to do so infrequently and for a short period only.			
10.1.2 <i>Non-hazardous area</i> is an area in which an explosive gas atmosphere is not expected to be present in quantities such as to require special precautions for the construction, installation and use of electrical apparatus.			
10.2 General requirements			
10.2.1 Electrical installations shall be such as to minimize the risk of fire and explosion from flammable products.			
10.2.2 Electrical installations shall be in accordance with recognized standards.			
10.2.3 Electrical equipment or wiring shall not be installed in hazardous areas, unless essential for operational purposes or safety enhancement.			
10.2.4 Where electrical equipment is installed in hazardous areas as provided in 10.2.3, it shall be selected, installed and maintained in accordance with standards not inferior to those acceptable to the Organization. Equipment for hazardous areas shall be evaluated and certified or listed by an accredited testing authority or notified body recognized by the Administration. Automatic isolation of non-certified equipment on detection of a flammable gas shall not be accepted as an alternative to the use of certified equipment.			
10.2.5 To facilitate the selection of appropriate electrical apparatus and the design of suitable electrical installations, hazardous areas are divided into zones in accordance with recognized standards.			

<그림 10> IGC Code(2014) – 10. Electrical installations

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	143
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

1.6 제어, 모니터링 및 안전 시스템

상기 챕터는 선박 및 화물 운송에 필요한 중요한 시스템의 설계 및 운영에 대한 지침을 제공하는데 중점을 두고 있다.

연료 시스템의 효과적인 제어와 안전한 운송을 위해 필요한 모니터링 등 다양한 안전 기능과 장비를 규정하고, 연료 공급, 급유, 가스 압축기 모니터링, 가스 엔진 모니터링, 가스 감지, 화재 감지 및 환기 시스템을 포함한 안전 기능의 운영을 보장하며, 계측 및 자동화 시스템은 정기적인 검사 및 유지보수를 통해 최적의 작동 상태를 유지해야 하며, 장애가 발생할 경우 신속히 대응할 수 있는 체계를 갖춰야 한다.

15	CONTROL, MONITORING AND SAFETY SYSTEMS	92
15.1	Goal	92
15.2	Functional requirements	92
15.3	Regulations – General	92
15.4	Regulations for bunkering and liquefied gas fuel tank monitoring	93
15.5	Regulations for bunkering control	94
15.6	Regulations for gas compressor monitoring	94
15.7	Regulations for gas engine monitoring	95
15.8	Regulations for gas detection	95
15.9	Regulations for fire detection	96
15.10	Regulations for ventilation	96
15.11	Regulations on safety functions of fuel supply systems	96
ANNEX	Standard for the use of limit state methodologies in the design of fuel containment systems of novel configuration	100

<그림 11> IGF Code(2015) – 15. Control, Monitoring and Safety Systems

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page Project	144 수소선박 안전기준 개발사업
--	------------------------	-----------------	-----------------------

CHAPTER 13
INSTRUMENTATION AND AUTOMATION SYSTEMS

Goal

To ensure that the instrumentation and automation systems provides for the safe carriage, handling and conditioning of cargo liquid and vapour.

13.1 General

13.1.1 Each cargo tank shall be provided with a means for indicating level, pressure and temperature of the cargo. Pressure gauges and temperature indicating devices shall be installed in the liquid and vapour piping systems, in cargo refrigeration installations.

13.1.2 If loading and unloading of the ship is performed by means of remotely controlled valves and pumps, all controls and indicators associated with a given cargo tank shall be concentrated in one control position.

13.1.3 Instruments shall be tested to ensure reliability under the working conditions, and recalibrated at regular intervals. Test procedures for instruments and the intervals between recalibration shall be in accordance with manufacturer's recommendations.

13.2 Level indicators for cargo tanks

13.2.1 Each cargo tank shall be fitted with liquid level gauging device(s), arranged to ensure that a level reading is always obtainable whenever the cargo tank is operational. The device(s) shall be designed to operate throughout the design pressure range of the cargo tank and at temperatures within the cargo operating temperature range.

13.2.2 Where only one liquid level gauge is fitted, it shall be arranged so that it can be maintained in an operational condition without the need to empty or gas-free the tank.

13.2.3 Cargo tank liquid level gauges may be of the following types, subject to special requirements for particular cargoes shown in column "g" in the table of chapter 19:

- .1 indirect devices, which determine the amount of cargo by means such as weighing or in-line flow metering;
- .2 closed devices which do not penetrate the cargo tank, such as devices using radio-isotopes or ultrasonic devices;
- .3 closed devices which penetrate the cargo tank, but which form part of a closed system and keep the cargo from being released, such as float type systems, electronic probes, magnetic probes and bubble tube indicators. If closed gauging device is not mounted directly onto the tank, it shall be provided with a shutoff valve located as close as possible to the tank; and
- .4 restricted devices which penetrate the tank and, when in use, permit a small quantity of cargo vapour or liquid to escape to the atmosphere, such as fixed tube and slip tube gauges. When not in use, the devices shall be kept completely closed. The design and installation shall ensure that no dangerous escape of cargo can take place when opening the device. Such gauging devices shall be so designed that the maximum opening does not exceed 1.5 mm diameter or equivalent area, unless the device is provided with an excess flow valve.

<그림 12> IGC Code(2014) – 13. Instrumentation and Automation Systems

1.7 운영

상기 챕터는 화물 운영에 관여하는 모든 선박 직원이 화물 특성 및 화물 시스템 운영에 대한 충분한 정보를 확보하여 안전하게 화물 운영을 할 수 있도록 하는데 중점을 두고 있다.

선박 운영에 필수적인 안전 절차와 비상 대응 능력을 유지하기 위해, 승선원은 정기적인 훈련을 받아야 하며, 모든 선박은 화재, 유출, 인명 구조 등 다양한 비상 상황에 대응하기 위한 구체적이고 실현 가능한 비상 대비 계획을 갖추고 있어야 한다.

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	145
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

18	OPERATION	119
18.1	Goal	119
18.2	Functional requirements	119
18.3	Regulations for maintenance	120
18.4	Regulations for bunkering operations	120
18.5	Regulations for enclosed space entry	122
18.6	Regulations for inerting and purging of fuel systems	122
18.7	Regulations for hot work on or near fuel systems	122

<그림 13> IGF Code(2015) – 18. Operation

CHAPTER 18 OPERATING REQUIREMENTS

Goal

To ensure that all ship staff involved in cargo operations have sufficient information about cargo properties and operating the cargo system so they can conduct cargo operations safely.

18.1 General

18.1.1 Those involved in liquefied gas carrier operations shall be made aware of the special requirements associated with, and precautions necessary for, their safe operation.

18.1.2 A copy of the Code, or national regulations incorporating the provisions of the Code, shall be on board every ship covered by the Code.

18.2 Cargo operations manuals

18.2.1 The ship shall be provided with copies of suitably detailed cargo system operation manuals approved by the Administration such that trained personnel can safely operate the ship with due regard to the hazards and properties of the cargoes that are permitted to be carried.

18.2.2 The content of the manuals shall include, but not be limited to:

- .1 overall operation of the ship from dry-dock to dry-dock, including procedures for cargo tank cooldown and warm-up, transfer (including ship-to-ship transfer), cargo sampling, gas-freeing, ballasting, tank cleaning and changing cargoes;
- .2 cargo temperature and pressure control systems;
- .3 cargo system limitations, including minimum temperatures (cargo system and inner hull), maximum pressures, transfer rates, filling limits and sloshing limitations;
- .4 nitrogen and inert gas systems;
- .5 firefighting procedures: operation and maintenance of firefighting systems and use of extinguishing agents;
- .6 special equipment needed for the safe handling of the particular cargo;

<그림 14> IGC Code(2014) – 18. Operating Requirements

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	146
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

2 IGC Code 특징

3.1 주요개정사항 (2014)

IGC Code 의 특징에 대해 살펴보기 전에, IGC Code 의 2024 년 주요 개정사항은 아래와 같다.

- 모든 침수단계에서 점진적 침수 또는 하방 침수가 발생하지 않는 수밀 개구부로서 여닫이 수밀문을 명시적으로 포함하며, Resolution MSC.491(104), MSC.526(106) 및 MEPC.343(78)를 통해 각각 채택된 바 있는 ICLL 1988 의정서, IBC Code 및 MARPOL 협약의 유사한 개정들에 상응하여 SOLAS 의 수밀문 개념을 IGC Code 에 반영함. **(2 장 2.7.1.1 항)**
- 화물격납장치의 용접에 대한 인장시험에 있어 언더 매치 용접이 불가피한 알루미늄 합금 외 다른 재료를 다룰 수 있도록 표현을 일반화함. **(6 장 6.5.3.5.1 항)**

3.2 선박 생존 능력 및 화물 탱크 위치

상기 챕터는 화물 탱크가 소규모 선체 손상 시 보호받을 수 있도록 위치시키고, 선박이 가정된 침수 조건에 생존할 수 있도록 하는 내용에 중점을 두고 있다.

선박은 외부로부터의 손상 가정 하에 수력학적 침수 효과를 견딜 수 있어야 하며, 화물 탱크는 충돌 및 접안 사고 등으로부터 일정 거리 이상 선체로부터 안쪽에 위치해야 한다.

그리고 선박은 가정된 손상 이후에도 안정적인 평형 상태를 유지할 수 있어야 하며, 침수 후 최종 평형 상태에서도 일정한 복원력을 갖고 있어야 한다.

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page Project	147 수소선박 안전기준 개발사업
--	------------------------	-----------------	-----------------------

CHAPTER 2

SHIP SURVIVAL CAPABILITY AND LOCATION OF CARGO TANKS

Goal

To ensure that the cargo tanks are in a protective location in the event of minor hull damage, and that the ship can survive the assumed flooding conditions.

2.1 General

2.1.1 Ships subject to the Code shall survive the hydrostatic effects of flooding following assumed hull damage caused by some external force. In addition, to safeguard the ship and the environment, the cargo tanks shall be protected from penetration in the case of minor damage to the ship resulting, for example, from contact with a jetty or tug, and also given a measure of protection from damage in the case of collision or grounding, by locating them at specified minimum distances inboard from the ship's shell plating. Both the damage to be assumed and the proximity of the tanks to the ship's shell shall be dependent upon the degree of hazard presented by the product to be carried. In addition, the proximity of the cargo tanks to the ship's shell shall be dependent upon the volume of the cargo tank.

2.1.2 Ships subject to the Code shall be designed to one of the following standards:

- .1 A type 1G ship is a gas carrier intended to transport the products indicated in chapter 19 that require maximum preventive measures to preclude their escape.
- .2 A type 2G ship is a gas carrier intended to transport the products indicated in chapter 19, that require significant preventive measures to preclude their escape.
- .3 A type 2PG ship is a gas carrier of 150 m in length or less intended to transport the products indicated in chapter 19 that require significant preventive measures to preclude their escape, and where the products are carried in type C independent tanks designed (see 4.23) for a MARVS of at least 0.7 MPa gauge and a cargo containment system design temperature of -55°C or above. A ship of this description that is over 150 m in length is to be considered a type 2G ship.
- .4 A type 3G ship is a gas carrier intended to carry the products indicated in chapter 19 that require moderate preventive measures to preclude their escape.

<그림 15> IGC Code(2014) – 2. Ship Survival Capability and Location of Cargo Tanks

3.3 화물 저장

상기 챕터는 화물이 안전하게 운송될 수 있도록 화물 저장 시스템의 설계와 구축에 대한 국제 표준을 제공하는데 중점을 두고 있다.

특정 유형의 화물 탱크는 화물 누출로부터 선박과 환경을 추가로 보호하기 위해 이차 방벽을 포함해야 한다.

그리고 화물 탱크는 충돌 및 좌초로부터 보호받을 수 있는 위치에 설치해야 하며, 선체와 화물 시스템의 구조적 무결성이 보장되어야 한다.

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page	148
		Project	수소선박 안전기준 개발사업

CHAPTER 4

CARGO CONTAINMENT

Goal

To ensure the safe containment of cargo under all design and operating conditions having regard to the nature of the cargo carried. This will include measures to:

- .1 provide strength to withstand defined loads;
- .2 maintain the cargo in a liquid state;
- .3 design for or protect the hull structure from low temperature exposure; and
- .4 prevent the ingress of water or air into the cargo containment system.

4.1 Definitions

4.1.1 A *cold spot* is a part of the hull or thermal insulation surface where a localized temperature decrease occurs with respect to the allowable minimum temperature of the hull or of its adjacent hull structure, or to design capabilities of cargo pressure/temperature control systems required in chapter 7.

4.1.2 *Design vapour pressure "P₀"* is the maximum gauge pressure, at the top of the tank, to be used in the design of the tank.

4.1.3 *Design temperature* for selection of materials is the minimum temperature at which cargo may be loaded or transported in the cargo tanks.

4.1.4 *Independent tanks* are self-supporting tanks. They do not form part of the ship's hull and are not essential to the hull strength. There are three categories of independent tank, which are referred to in 4.21, 4.22 and 4.23.

4.1.5 *Membrane tanks* are non-self-supporting tanks that consist of a thin liquid and gastight layer (membrane) supported through insulation by the adjacent hull structure. Membrane tanks are covered in 4.24.

4.1.6 *Integral tanks* are tanks that form a structural part of the hull and are influenced in the same manner by the loads that stress the adjacent hull structure. Integral tanks are covered in 4.25.

4.1.7 *Semi-membrane tanks* are non-self-supporting tanks in the loaded condition and consist of a layer, parts of which are supported through insulation by the adjacent hull structure. Semi-membrane tanks are covered in 4.26.

4.1.8 In addition to the definitions in 1.2, the definitions given in this chapter shall apply throughout the Code.

4.2 Application

Unless otherwise specified in part E, the requirements of parts A to D shall apply to all types of tanks, including those covered in part F.

<그림 16> IGC Code(2014) – 4. Cargo Containment

3.4 압력 용기 및 액체, 증기 그리고 압력 파이핑 시스템 처리

상기 챕터는 모든 화물과 액체 및 증기의 안전한 취급을 보장하고, 승선원 및 환경에 대한 위험을 최소화하도록 하는데 중점을 두고 있다.

압력 용기와 파이핑 시스템은 화물을 안전하게 운송하기 위해 적절한 압력 및 온도 조건에서 작동할 수 있도록 설계되어야 하며, 압력 용기 및 파이핑 시스템은 정기적인 검사와 유지보수를 통해 그 상태를 지속적으로 평가하고 유지해야 한다.

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page Project	149 수소선박 안전기준 개발사업
--	-------------------------------	-----------------------------------	----------------------------------

CHAPTER 5

PROCESS PRESSURE VESSELS AND LIQUIDS, VAPOUR AND PRESSURE PIPING SYSTEMS

Goal

To ensure the safe handling of all cargo and process liquid and vapour, under all operating conditions, to minimize the risk to the ship, crew and to the environment, having regard to the nature of the products involved. This will:

- .1 ensure the integrity of process pressure vessels, piping systems and cargo hoses;
- .2 prevent the uncontrolled transfer of cargo;
- .3 ensure reliable means to fill and empty the containment systems; and
- .4 prevent pressure or vacuum excursions of cargo containment systems, beyond design parameters, during cargo transfer operations.

5.1 General

5.1.1 The requirements of this chapter shall apply to products and process piping, including vapour piping, gas fuel piping and vent lines of safety valves or similar piping. Auxiliary piping systems not containing cargo are exempt from the general requirements of this chapter.

5.1.2 The requirements for type C independent tanks provided in chapter 4 may also apply to process pressure vessels. If so required, the term "pressure vessels" as used in chapter 4, covers both type C independent tanks and process pressure vessels.

5.1.3 Process pressure vessels include surge tanks, heat exchangers and accumulators that store or treat liquid or vapour cargo.

5.2 System requirements

5.2.1 The cargo handling and cargo control systems shall be designed taking into account the following:

- .1 prevention of an abnormal condition escalating to a release of liquid or vapour cargo;
- .2 the safe collection and disposal of cargo fluids released;
- .3 prevention of the formation of flammable mixtures;
- .4 prevention of ignition of flammable liquids or gases and vapours released; and
- .5 limiting the exposure of personnel to fire and other hazards.

<그림 17> IGC Code(2014) – 5. Process Pressure Vessels and Liquids, Vapour and Pressure Piping Systems

3.5 화물 압력/온도 제어

상기 챕터는 화물의 안전한 운송을 보장하기 위해 화물의 압력과 온도를 적절한 수준으로 유지하는 시스템을 설계 및 운영하는데 중점을 두고 있다.

화물 탱크 내의 압력은 설계 압력을 초과하지 않도록 조절해야 하며, 이를 위해 압력 조절 밸브, 안전 밸브 등이 필요하다.

압력이나 온도가 비정상적으로 변할 경우를 대비해 비상 조치 계획을 마련하고, 관련 장비와 시스템은 정기적인 점검 및 유지보수를 받아야 한다.

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page Project	150 수소선박 안전기준 개발사업
--	------------------------	-----------------	-----------------------

CHAPTER 7
CARGO PRESSURE/TEMPERATURE CONTROL

Goal

To maintain the cargo tank pressure and temperature within design limits of the containment system and/or carriage requirements of the cargo.

7.1 Methods of control

7.1.1 With the exception of tanks designed to withstand full gauge vapour pressure of the cargo under conditions of the upper ambient design temperatures, cargo tanks' pressure and temperature shall be maintained at all times within their design range by either one, or a combination of, the following methods:

- .1 reliquefaction of cargo vapours;
- .2 thermal oxidation of vapours;
- .3 pressure accumulation; and
- .4 liquid cargo cooling.

7.1.2 For certain cargoes, where required by chapter 17, the cargo containment system shall be capable of withstanding the full vapour pressure of the cargo under conditions of the upper ambient design temperatures, irrespective of any system provided for dealing with boil-off gas.

7.1.3 Venting of the cargo to maintain cargo tank pressure and temperature shall not be acceptable except in emergency situations. The Administration may permit certain cargoes to be controlled by venting cargo vapours to the atmosphere at sea. This may also be permitted in port with the authorization of the port Administration.

7.2 Design of systems

For normal service, the upper ambient design temperature shall be:

- sea: 32°C
- air: 45°C

For service in particularly hot or cold zones, these design temperatures shall be increased or decreased, to the satisfaction of the Administration. The overall capacity of the system shall be such that it can control the pressure within the design conditions without venting to atmosphere.

7.3 Reliquefaction of cargo vapours

7.3.1 General

The reliquefaction system may be arranged in one of the following ways:

- .1 a direct system, where evaporated cargo is compressed, condensed and returned to the cargo tanks;
- .2 an indirect system, where cargo or evaporated cargo is cooled or condensed by refrigerant without being compressed;
- .3 a combined system, where evaporated cargo is compressed and condensed in a cargo/refrigerant heat exchanger and returned to the cargo tanks; and

<그림 18> IGC Code(2014) – 7. Cargo pressure/Temperature control

3.6 화물 저장 시스템의 대기 조절

상기 챕터는 화물 저장 시스템 내의 대기를 제어하여 화물의 안전한 보관과 운송을 보장하고, 화재 및 폭발 위험을 최소화하는데 중점을 두고 있다.

화물 탱크 내 가스의 구성을 적절히 제어하여 산소 농도를 낮추고, 가연성 또는 유독 가스의 축적을 방지해야 한다.

대기 제어 시스템은 정기적인 검사 및 유지보수를 받아야 하며, 모든 장비의 기능이 적절하게 유지되도록 하여야 한다.

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page Project	151 수소선박 안전기준 개발사업
--	-------------------------------	-----------------------------------	----------------------------------

CHAPTER 9

CARGO CONTAINMENT SYSTEM ATMOSPHERE CONTROL

Goal

To enable monitoring of the integrity of the containment system and to ensure that the atmosphere within the system and hold spaces is maintained in a safe condition at all times that the ship is in service.

9.1 Atmosphere control within the cargo containment system

9.1.1 A piping system shall be arranged to enable each cargo tank to be safely gas-freed, and to be safely filled with cargo vapour from a gas-free condition. The system shall be arranged to minimize the possibility of pockets of gas or air remaining after changing the atmosphere.

9.1.2 For flammable cargoes, the system shall be designed to eliminate the possibility of a flammable mixture existing in the cargo tank during any part of the atmosphere change operation by utilizing an inerting medium as an intermediate step.

9.1.3 Piping systems that may contain flammable cargoes shall comply with 9.1.1 and 9.1.2.

9.1.4 A sufficient number of gas sampling points shall be provided for each cargo tank and cargo piping system to adequately monitor the progress of atmosphere change. Gas sampling connections shall be fitted with a single valve above the main deck, sealed with a suitable cap or blank (see 5.6.5.5).

9.1.5 Inert gas utilized in these procedures may be provided from the shore or from the ship.

9.2 Atmosphere control within the hold spaces (cargo containment systems other than type C independent tanks)

9.2.1 Interbarrier and hold spaces associated with cargo containment systems for flammable gases requiring full or partial secondary barriers shall be inerted with a suitable dry inert gas and kept inerted with make-up gas provided by a shipboard inert gas generation system, or by shipboard storage, which shall be sufficient for normal consumption for at least 30 days.

9.2.2 Alternatively, subject to the restrictions specified in chapter 17, the spaces referred to in 9.2.1 requiring only a partial secondary barrier may be filled with dry air provided that the ship maintains a stored charge of inert gas or is fitted with an inert gas generation system sufficient to inert the largest of these spaces, and provided that the configuration of the spaces and the relevant vapour detection systems, together with the capability of the inerting arrangements, ensures that any leakage from the cargo tanks will be rapidly detected and inerting effected before a dangerous condition can develop. Equipment for the provision of sufficient dry air of suitable quality to satisfy the expected demand shall be provided.

9.2.3 For non-flammable gases, the spaces referred to in 9.2.1 and 9.2.2 may be maintained with a suitable dry air or inert atmosphere.

9.3 Environmental control of spaces surrounding type C independent tanks

Spaces surrounding cargo tanks that do not have secondary barriers shall be filled with suitable dry inert gas or dry air and be maintained in this condition with make-up inert gas provided by a shipboard inert gas generation system, shipboard storage of inert gas, or with

<그림 19> IGC Code(2014) – 9. Cargo Containment System Atmosphere Control

3.7 화물 탱크의 충전 한도

상기 챕터는 적재할 수 있는 화물의 최대 수량을 결정하는데 중점을 두고 있다.

화물 탱크는 설계된 안전 마진을 유지하며, 과도한 압력이나 온도 변화로 인한 위험을 방지하기 위해 특정 충전 한도 내에서 운영되어야 한다.

또한 비상 상황에서 탱크 내 압력이 안전한 수준을 유지할 수 있도록 적절한 여유 공간을 두어야 하며, 화물 탱크의 충전 한도는 정기적으로 검사하고 모니터링 하여야 한다.

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page Project	152 수소선박 안전기준 개발사업
--	------------------------	-----------------	-----------------------

CHAPTER 15
FILLING LIMITS FOR CARGO TANKS

Goal

To determine the maximum quantity of cargo that can be loaded.

15.1 Definitions

15.1.1 *Filling limit (FL)* means the maximum liquid volume in a cargo tank relative to the total tank volume when the liquid cargo has reached the reference temperature.

15.1.2 *Loading limit (LL)* means the maximum allowable liquid volume relative to the tank volume to which the tank may be loaded.

15.1.3 *Reference temperature* means (for the purposes of this chapter only):

- .1 when no cargo vapour pressure/temperature control, as referred to in chapter 7, is provided, the temperature corresponding to the vapour pressure of the cargo at the set pressure of the PRVs; and
- .2 when a cargo vapour pressure/temperature control, as referred to in chapter 7, is provided, the temperature of the cargo upon termination of loading, during transport or at unloading, whichever is the greatest.

15.1.4 *Ambient design temperature for unrestricted service* means sea temperature of 32°C and air temperature of 45°C. However, lesser values of these temperatures may be accepted by the Administration for ships operating in restricted areas or on voyages of restricted duration, and account may be taken in such cases of any insulation of the tanks. Conversely, higher values of these temperatures may be required for ships permanently operating in areas of high-ambient temperature.

15.2 General requirements

The maximum filling limit of cargo tanks shall be so determined that the vapour space has a minimum volume at reference temperature allowing for:

- .1 tolerance of instrumentation such as level and temperature gauges;
- .2 volumetric expansion of the cargo between the PRV set pressure and the maximum allowable rise stated in 8.4; and
- .3 an operational margin to account for liquid drained back to cargo tanks after completion of loading, operator reaction time and closing time of valves, see 5.5 and 18.10.2.1.4.

<그림 20> IGC Code(2014) – 15. Filing Limits for Cargo Tanks

3.8 화물을 연료로 사용

상기 챕터는 화물을 연료로 안전하게 사용할 수 있도록 하는데 중점을 두고 있다.

선박에서 화물을 연료로 사용하기 전에 해당 화물의 사용이 승인된 절차에 따라 이루어져야 하며, 관련 안전 기준을 준수하여야 한다.

화물을 연료로 사용할 때는 지속적으로 모니터링 해야 하며, 비정상적인 조건이 감지될 경우 즉시 조치를 취할 수 있는 제어 시스템이 필요하다.

 	수소운송선 적하역 시스템 안전운용 절차서	Page Project	153 수소선박 안전기준 개발사업
--	-------------------------------	-----------------------------------	----------------------------------

CHAPTER 16
USE OF CARGO AS FUEL

Goal

To ensure the safe use of cargo as fuel.

16.1 General

Except as provided for in 16.9, methane (LNG) is the only cargo whose vapour or boil-off gas may be utilized in machinery spaces of category A, and, in these spaces, it may be utilized only in systems such as boilers, inert gas generators, internal combustion engines, gas combustion unit and gas turbines.

16.2 Use of cargo vapour as fuel

This section addresses the use of cargo vapour as fuel in systems such as boilers, inert gas generators, internal combustion engines, gas combustion units and gas turbines.

16.2.1 For vaporized LNG, the fuel supply system shall comply with the requirements of 16.4.1, 16.4.2 and 16.4.3.

16.2.2 For vaporized LNG, gas consumers shall exhibit no visible flame and shall maintain the uptake exhaust temperature below 535°C.

16.3 Arrangement of spaces containing gas consumers

16.3.1 Spaces in which gas consumers are located shall be fitted with a mechanical ventilation system that is arranged to avoid areas where gas may accumulate, taking into account the density of the vapour and potential ignition sources. The ventilation system shall be separated from those serving other spaces.

16.3.2 Gas detectors shall be fitted in these spaces, particularly where air circulation is reduced. The gas detection system shall comply with the requirements of chapter 13.

16.3.3 Electrical equipment located in the double wall pipe or duct specified in 16.4.3 shall comply with the requirements of chapter 10.

16.3.4 All vents and bleed lines that may contain or be contaminated by gas fuel shall be routed to a safe location external to the machinery space and be fitted with a flame screen.

<그림 21> IGC Code(2014) – 16. Use of Cargo as Fuel

3 향후 IGC Code 에 추가되면 좋을 내용

3.1 사이버 보안 강화

상기 챕터는 기술의 디지털화가 증가함에 따라 선박 관련 전자화된 문서를 안전하게 관리 가능한 사이버 보안 대책 마련에 대한 필요성을 역설하는 데에 중점을 두고 있다.

예를 들어, 선박과 해운 회사의 정기적인 보안 위험 평가를 실시 후 잠재적 요소를 식별하거나 사이버 공격이 발생했을 때 신속하게 대응할 수 있는 비상 대응 계획 마련 등이 필수적이다.

또한, 방화벽이나 바이러스 백신, 침입 탐지 시스템과 같은 기술적 조치를 사용하여 선박의 네트워크와 시스템을 보호할 수 있는 대책 마련이 시급하다.