เอกสารแนบ 30
การตรวจสอบระบบป้องกันเพลิงไหม้

แบบฟอร์มการตรวจและทดสอบอุปกรณ์ดับเพลิง Wheel Dry Chemical and Wheel Harotron

พื้นที่ตรวจสอบ Location/Area: LMPT 2 | ชนิดถัง: DRY CHEMICAL STORAGE PRESSURE | เวลาที่เข้าตรวจสอบ Time: 09.00-17.00

No.	รหัสอุปกรณ์ (Code)	บริเวณติดตั้ง (Location)	ชนิดถัง	ผลการตรวจสภาพ (Results of inspection) พร้อมใช้ (Satifactory)	ผลการตรวจสภาพ (Results of inspection) ไม่พร้อมใช้ (Unsatifactory)	หมายเหตุ (Note)
1	1000-WD-001	ใต้ Rack กลาง MTL	C	/		
2	1000-WD-002	HP Pump ทิศตะวันตก	C	/		
3	1000-WD-003	RECON ชั้นล่าง ทิศตะวันตก	C	/		
4	1000-WD-004	BOG ชั้นล่างทิศใต้	C	/		
5	1000-WD-005	SOG ชั้นล่างทิศใต้	C	/		
6	1000-WD-006	TANK 1 ข้างบนฝั่งทิศตะวันตก	C	/		
7	1000-WD-007	TANK 2 ข้างบนฝั่งทิศใต้	C	/		
8	1000-WD-008	JCR ชั้น 1 ห้อง Tranformer	D	/		
9	1000-WD-009	หน้า ทางเข้า Berh# 1ขวามือ	C	/		
10	1000-WD-010	หน้า Berh# 1 ชั้น 1 ใต้บันไดทางขึ้นชั้น 2 ฝั่งซ้าย	C	/		
11	1000-WD-011	หน้า Berh# 1 ชั้น 2 ฝั่งขวา	C	/		
12	1000-WD-012	หน้า Berh# 1 ชั้น 2 ฝั่งซ้าย	C	/		
13	1000-WD-013	หน้า Berh# 1 ชั้น 3 ติดบันไดทางทิศเหนือ	C	/		
14	1000-WD-014	หน้า Berh# 1 ชั้น 3 ติดบันไดทางทิศตะวันตก	C	/		
15	1000-WD-015	หน้า Berh# 1 ชั้นลอย	C	/		

ตัวย่อชนิดถัง A:Wheel Dry Chemical 150 kg. B:Wheel Harotron C:Wheel Dry Chemical 68 kg. D: NAF-P-III

มาตรฐานตรวจสอบ Inspection

1 ฝาครอบ - จะต้องไม่มีฉีกขาด
2 เกจวัดแรงดัน (Pressure Gauge) - เข็มวัดแรงดันจะต้องชี้ในแถบสีเขียว
3 สายฉีด (Hose) - จะต้องไม่แตกลายงา หรือทางเสื่อมสภาพ
4 หัวฉีด (Nozzle) - จะต้องไม่มีสิ่งอุดตัน Valve สามารถเปิด-ปิดได้
5 สลัก และสายพลาสติกยึดสลัก (PIN LOCK & SEAL) - จะต้องมี สลัก และสายพลาสติกยึดสลักต้องไม่ขาด
6 ล้อ (Wheel) - จะต้องหมุนได้
7 การเข้าใช้งาน (Accessible) - ไม่มีสิ่งกีดขวาง ติดตั้งอยู่ในตำแหน่งที่กำหนด
8 สภาพทั่วไป (Physical Damage) - ถังไม่เป็นสนิม, สีไม่ซีด
9 ตัวแสดงสถานการณ์ทำงาน (Indicator) - จะต้องไม่โผล่ขึ้นมา
10 แรงดันภายในถัง (Nitrogen pressure) - จะต้องอยู่ระหว่าง 1,500-3,000 PSIG

บันทึกอื่น ๆ / การแก้ไข (Note/Comment) _____

[redacted]

แบบฟอร์มการตรวจและทดสอบอุปกรณ์ดับเพลิง Fire Water Monitor & High Level Monitor

พื้นที่ตรวจสอบ Location/Area: LMPT 2 | วันที่ตรวจสอบ Date: 17/8/2564 | เวลาที่เข้าตรวจสอบ Time: 09.00-17.00

No.	รหัสอุปกรณ์ (Code)	บริเวณติดตั้ง (Location)	ผลการตรวจสภาพ (Results of inspection) พร้อมใช้ (Satifactory)	ผลการตรวจสภาพ (Results of inspection) ไม่พร้อมใช้ (Unsatifactory)	หมายเหตุ (Note)
1	1000-MO-001	แนวถนน Metering AREA (CWG)	/		
2	1000-MO-002	Process Area PHASE 2 (GTG)	/		
3	1000-MO-003	Process Area (HP Pump)	/		
4	1000-MO-004	Process Area (BOG Comp)	/		
5	1000-MO-005	LNG Storage Tank 2 (ORV)	/		
6	1000-MO-006	Process Substation (ISB)	/		
7	1000-HMO-101	LNG Storage Tank 2	/		
8	1000-HMO-102	LNG Storage Tank 2	/		
9	1000-HMO-103	LNG Storage Tank 2	/		
10	1000-HMO-104	LNG Storage Tank 2	/		
11	1000-HMO-105	LNG Storage Tank 2	/		
12	1000-HMO-106	LNG Storage Tank 1	/		
13	1000-HMO-107	LNG Storage Tank 1	/		
14	1000-HMO-108	LNG Storage Tank 1	/		
15	1000-HMO-109	LNG Storage Tank 1	/		
16	1000-HMO-110	LNG Storage Tank 1	/		
17	1000-MO-201	Jetty Berth#1 ด้านหน้า ซ้าย	/		
18	1000-MO-202	Jetty Berth#1 ด้านหน้า ซ้าย	/		
19	1000-MO-203	Jetty Berth#1 ด้านหน้า ขวา	/		
20	1000-MO-204	Jetty Berth#1 ด้านหน้า ขวา	/		

มาตรฐานการตรวจสอบ Inspection

1 ที่อัดจระบีไม่ชำรุด
2 วาล์วเปิด - ปิดน้ำ ใช้งานได้
3 จุดหมุน Monitor สามารถ Lock ได้
4 ก้านปรับระดับ Monitor ขึ้น-ลง Lock ไ
5 หัวฉีด WATER MONITOR ปรับฝอย / ลำได้
6 ไม่มีสิ่งกีดขวาง สะดวกต่อการใช้งาน
7 ไม่มีน้ำรั่ว
8 เสา Guard ป้องกัน ไม่ชำรุดหรือหักงอ
9 ไม่มีสนิมผุกร่อน / สีจืด
10 จุดหมุน WATER MONITOR หมุนได้ปกติ
11 มีหมายเลขประจำอุปกรณ์

บันทึกอื่น ๆ / การแก้ไข (Note/Comment) _____

[redacted]

แบบฟอร์มการตรวจและทดสอบอุปกรณ์ดับเพลิง Fixed Dry Chemical

พื้นที่ตรวจสอบ Location/Area: LMPT 2 | วันที่ตรวจสอบ Date: 3/9/18 | เวลาที่เข้าตรวจสอบ Time: 09.00-17.00

No.	รหัสอุปกรณ์ (Code)	บริเวณติดตั้ง (Location)	ฉีดน้ำในพื้นที่ (Water spray in the area)	ผลการตรวจสภาพ (Results of inspection) พร้อมใช้ (Satisfactory)	ผลการตรวจสภาพ (Results of inspection) ไม่พร้อมใช้ (Unsatisfactory)	หมายเหตุ (Note)
1	1000-U-001	TANK-1 (TOP TANK) ทิศเหนือ	TANK-1 (TOP TANK)	✓		
2	1000-U-002	TANK-2 (TOP TANK) ทิศเหนือ	TANK-2 (TOP TANK)	✓		
3	1000-U-003	TANK1 ทิศใต้	บ่อพิษ-TANK1	✓		
4	1000-U-004	TANK2 ทิศใต้	บ่อพิษ-TANK2	✓		
5	1000-U-005	IFV	RECONDENSER	✓		
6	1000-U-006	JETTY BERTH #1	บ่อพิษ-BERTH #1	✓		
7	1000-U-007	ORV	HP PUMP -ขวา	✓		
8	1000-U-008	ORV	HP PUMP -ซ้าย	✓		
9	1000-U-009	TANK-1 (TOP TANK) ทิศเหนือ	TANK-1 (TOP TANK)	✓		
10	1000-U-010	TANK-2 (TOP TANK) ทิศเหนือ	TANK-2 (TOP TANK)	✓		
11	1000-U-011	ORV	HP PUMP -ตรงกลาง	✓		
12	1000-U-013	TANK-1 (TOP TANK) ทิศเหนือ	TANK-1 (TOP TANK)	✓		
13	1000-U-014	TANK-2 (TOP TANK) ทิศเหนือ	TANK-2 (TOP TANK)	✓		

มาตรฐานการตรวจสอบ Inspection

1 Dry Chemical Cylinder สภาพภายนอกปกติ
2 N2 Cylinder สภาพภายนอกปกติ
3 แรงดันใน N2 Cylinder อยู่ในเกณฑ์ปกติ
4 Display ของ Local Dry chemical Control Panel โชว์สภาวะปกติ
5 ไม่มี Foam Concentrate ไหลออกมาจาก Drain Water valve ของ Bladder Tank
6 High Expansion Foam Generator อยู่ในสภาพปกติ

บันทึกอื่น ๆ / การแก้ไข (Note/Comment)

[redacted]

แบบฟอร์มการตรวจและทดสอบอุปกรณ์ดับเพลิง Portable Fire Extinguisher

พื้นที่ตรวจสอบ Location/Area: LMPT 2 | ชนิดถัง: DRY CHEMICAL STORAGE PRESSURE | เวลาที่เข้าตรวจสอบ Time: 09.00-17.00

No.	รหัสอุปกรณ์ (Code)	บริเวณติดตั้ง (Location)	ชนิดถัง	ผลการตรวจสภาพ (Results of inspection) พร้อมใช้ (Satisfactory)	ผลการตรวจสภาพ (Results of inspection) ไม่พร้อมใช้ (Unsatisfactory)	หมายเหตุ (Note)
51	AM-LAB-001	Support C หน้าห้องวางบิล Hose Reel	A	✓		
52	AM-LAB-002	Support C ชั้น 1 ประตูทางเข้าตึก LAB	A	✓		
53	AM-LAB-003	Support C ชั้น 2 บันได Hose Reel	A	✓		
54	AM-LAB-004	Support C ชั้น 2 ติดผนังหน้าบันได	A	✓		
55	AM-LAB-005	Support C ชั้น 2 ทางเดินกลาง	A	✓		
56	AM-LAB-006	Support C ชั้น 2 ตู้ดทางเดินกลาง	A	✓		
57	AM-LAB-007	Support C ชั้น 1 ติดผนังหน้าห้อง Electricity Room	A	✓		
58	AM-LAB-008	Support C ชั้น 2 นอกตึก Condenser Air บันได	A	✓		
59	AM-LAB-009	Support C ชั้น 2 นอกตึก Condenser Air บันได	A	✓		
60	AM-LAB-010	Support C ชั้น 2 นอกตึก MAN DISTRIBUTION	A	✓		
61	AM-LAB-011	Support C ชั้น 2 นอกตึก Condenser Air ทิศตะวันตก	A	✓		
62	AM-EH-001	Exhibition Hall Hose Reel	A	✓		
63	AM-EH-002	Exhibition Hall ทิศตะวันออก	A	✓		
64	AM-EH-003	Exhibition Hall ทางเดินเข้าห้องโถงหลังคา	A	✓		
65	AM-EH-004	Exhibition Hall ห้องโถงหลังคา	A	✓		
66	AM-EH-005	Exhibition Hall ติดผนังด้านนอก	A	✓		
67	AM-AD-001	Auditorium Hose Reel	A	✓		
68	AM-FS-001	FIRE STATION ประตูทางเข้าตึก	A	✓		
69	AM-FS-002	FIRE STATION หน้าห้องครัว	A	✓		
70	AM-HB-001	ตึกพยาบาลประตูทางเข้าตึก	A	✓		
71	AM-GH1-001	ประตูทางเข้า	A	✓		
72	AM-GH2-001	ประตูทางเข้า	A	✓		
73	AM-GH3-001	ประตูทางเข้า	A	✓		
74	UT-WH-001	New Warehouse	D	✓		
75	UT-WH-002	New Warehouse	D	✓		

ตัวย่อชนิดถัง A : Dry chemical 10 LBS | B : Halotron 11 LBS | C : Clean Agent 13.25 LBS | D : Drychemical 20 LBS | E : NAF-P-III | F : CO2 | G : Dry cartridge operatb | H : Halotron 10 LBS

มาตรฐานตรวจสอบ Inspectio

1 เกจย์วัดแรงดัน (Pressure Gauge) - เข็มวัดแรงดันอยู่ในแถบสีเขียว
2 สายฉีด (Hose) - ไม่แตกลายงา หรือเสื่อมสภาพ สายยึดกับถังมั่นคง
3 หัวฉีด (Nozzle) - Nozzle ไม่มีสิ่งอุดตัน
4 สลัก และสายพลาสติกยึดสลัก (PIN LOCK & SEAL) - จะต้องมี สลัก และสายพลาสติกยึดสลักต้องไม่ขาด
5 สภาพทั่วไป (Physical Damage) - ถังไม่เป็นสนิม, ลีไม่ชำรุด ป้ายสัญลักษณ์เห็นชัดเจน
6 ผงเคมีแห้ง (Dry Chemical) - ผงเคมีแห้งไม่จับตัวเป็นก้อน (ควำถังเพื่อให้ผงเคมีแห้งเคลื่อนตัว)
7 การเข้าใช้งาน (Accessible) - ไม่มีสิ่งกีดขวาง ติดตั้งอยู่ในตำแหน่งที่กำหนด

บันทึกอื่น ๆ / การแก้ไข (Note/Comment)

[redacted]

แบบฟอร์มการตรวจและทดสอบอุปกรณ์ดับเพลิง Water Spray System

พื้นที่ตรวจสอบ Location/Area: LMPT 2 วันที่ตรวจสอบ Date: เวลาที่เข้าตรวจสอบ Time: 09.00-17.00

No.	รหัสอุปกรณ์ (Code)	บริเวณติดตั้ง (Location)	ฉีดน้ำในพื้นที่ (Water spray in the area)	ผลการตรวจสภาพ (Results of inspection) พร้อมใช้ (Satifactory)	ผลการตรวจสภาพ (Results of inspection) ไม่พร้อมใช้ (Unsatifactory)	หมายเหตุ (Note)
1	1000-DV-201	TANK1	บนTANK1	/		
2	1000-DV-202	TANK2	บนTANK2	/		
3	1000-DV-203	ข้างTANK1	BOG COMPRESSOR	/		
4	1000-DV-204	ข้างTANK1	SOG COMPRESSOR	/		
5	1000-DV-205	Recondenser	Recondenser	/		
6	1000-DV-206	Recondenser	HP PUMP	/		
7	1000-DV-207	IFV	IFV A/B	/		
8	1000-DV-210	Berth # 1	ม่านน้ำ	/		
9	1000-DV-212	Berth # 1	Berth#1 ด้านหน้าซ้าย	/		
10	1000-DV-213	Berth # 1	Berth#1 ด้านหลังซ้าย	/		
11	1000-DV-214	Berth # 1	Berth#1 ด้านหน้าขวา	/		
12	1000-DV-215	Berth # 1	Berth#1 ด้านหลังขวา	/		
13	1000-DV-001	อาคาร ISB ทิศเหนือ	Transformers 1	/		
14	1000-DV-002	อาคาร ISB ทิศเหนือ	Transformers 2	/		
15	1000-DV-003	อาคาร ISB ทิศใต้	Transformers 3	/		
16	1000-DV-004	อาคาร ISB ทิศใต้	Transformers 4	/		
17	1000-DV-005	อาคาร GIS ทิศใต้	Transformers 1	/		
18	1000-DV-006	อาคาร GIS ทิศใต้	Transformers 2	/		

มาตฐานการตรวจสอบ Inspection

1 Main valve อยู่ในตำแหน่งเปิด
2 Supply valve อยู่ในตำแหน่งเปิด
3 By pass valve อยู่ในตำแหน่งปิด
4 Pressure guage อยู่ในสภาพพร้อมใช้งาน
5 Alarm valve อยู่ในตำแหน่งเปิด
6 Alarm test valve อยู่ในตำแหน่งปิด
7 Alarm motor gong สามารถใช้งานได้ปกติ
8 Pressure switch สามารถใช้งานได้
9 Manual release valve อยู่ในตำแหน่งปิด
10 Fire department connection ข้อต่อหมุนฟรี และมีซีลยาง
11 Water spray nozzle ไม่มีสิ่งอุดตัน
12 Solenoid valve สามารถใช้งานได้

บันทึกอื่น ๆ / การแก้ไข (Note/Comment) _____

[redacted]

แบบฟอร์มการตรวจและทดสอบอุปกรณ์ดับเพลิง Portable Fire Extinguisher

พื้นที่ตรวจสอบ Location/Area: LMPT 2 ชนิดถัง: DRY CHEMICAL STORAGE PRESSURE เวลาที่เข้าตรวจสอบ Time: 09.00-17.00

No.	รหัสอุปกรณ์ (Code)	บริเวณติดตั้ง (Location)	ชนิดถัง	ผลการตรวจสภาพ (Results of inspection) พร้อมใช้ (Satifactory)	ผลการตรวจสภาพ (Results of inspection) ไม่พร้อมใช้ (Unsatifactory)	หมายเหตุ (Note)
26	AM-AM-026	Admin 2 nd Floor Office A แนวทางเดิน	A	/		
27	AM-AM-027	Admin 2 nd Floor Office A กลางห้อง	A	/		
28	AM-AM-028	Admin 2 nd Floor Office A กลางห้อง	A	/		
29	AM-AM-029	Admin 2 nd Floor Office A ทิศใต้	A	/		
30	AM-AM-030	Admin 2 nd Floor Office A ทิศเหนือ Hose Reel	A	/		
31	AM-AM-031	Admin 3 nd Floor Office A ทิศเหนือ Hose Reel	A	/		
32	AM-AM-032	Admin 3 nd Floor Office A กลางห้อง	A	/		
33	AM-AM-033	Admin 3 nd Floor Office A กลางห้อง	A	/		
34	AM-AM-034	Admin 3 nd Floor Office A ทิศใต้	A	/		
35	AM-AM-035	Admin 3 nd Floor Office A แนวทางเดิน	A	/		
36	AM-AM-036	Admin 3 nd Floor Office B แนวทางเดิน Hose Reel	A	/		
37	AM-AM-037	Admin 3 nd Floor Office B แนวทางเดิน	A	/		
38	AM-AM-038	Admin 3 nd Floor Office B หน้าห้อง Training	A	/		
39	AM-AM-039	Admin 3 nd Floor Office B	A	/		
40	AM-AM-040	Admin 3 nd Floor Office B ห้องผู้บริหาร	A	/		
41	AM-AM-041	Admin 3 nd Floor Office B ห้อง MD	A	/		
42	AM-AM-042	Admin 3 nd Floor Office B หน้าลิฟ Hose Reel	A	/		
43	AM-AM-043	Admin 3 nd Floor Office B แนวทางเดิน	A	/		
44	AM-AM-044	Admin 3 nd Floor Office B แนวทางเดิน	A	/		
45	AM-AM-045	Admin Rooftop Hose Reel	A	/		
46	AM-AM-046	Admin Rooftop Hose Reel	A	/		
47	AM-AM-047	Admin Rooftop Hose Reel	A	/		
48	AM-AM-048	Admin Rooftop Hose Reel	A	/		
49	AM-G-001	Admin หน้าห้องขยะ	A	/		
50	AM-WS-001	Support C ติดผนังแนวทางเดิน	A	/		

ตัวย่อชนิดถัง A : Dry chemical 10 LBS B : Halotron 11 LBS C : Clean Agent 13.25 LBS D : Drychemical 20 LBS E : NAF-P-III F : CO2 G : Dry cartridge operatb H : Halotron 10 LBS

มาตฐานตรวจสอบ Inspectio

1 เกจย์วัดแรงดัน (Pressure Gauge) - เข็มวัดแรงดันอยู่ในแถบสีเขียว
2 สายฉีด (Hose) - ไม่แตกลายงา หรือเสื่อมสภาพ สายยึดกับถังมั่นคง
3 หัวฉีด (Nozzle) - Nozzle ไม่มีสิ่งอุดตัน
4 สลัก และสายพลาสติกยึดสลัก (PIN LOCK & SEAL) - จะต้องมี สลัก และสายพลาสติกยึดสลักต้องไม่ขาด
5 สภาพทั่วไป (Physical Damage) - ถังไม่เป็นสนิม, สีไม่ซีด ป้ายสัญลักษณ์เห็นชัดเจน
6 ผงเคมีแห้ง (Dry Chemical) - ผงเคมีแห้งไม่จับตัวเป็นก้อน (ควั่วถังเพื่อให้ผงเคมีแห้งเคลื่อนตัว)
7 การเข้าใช้งาน (Accessible) - ไม่มีสิ่งกีดขวาง ติดตั้งอยู่ในตำแหน่งที่กำหนด

บันทึกอื่น ๆ / การแก้ไข (Note/Comment) _____

[redacted]

เอกสารแนบ 31
แผนผังจุดติดตั้งระบบดับเพลิงของโครงการ

PTTLNG Nong Fab LNG Receiving Terminal Project

SAIPEM SPCC Joint Venture

Fire Protection Conceptual Layout Drawing

Doc. Class Z3

REV.	STATUS	DATE	REVISION DESCRIPTION	BY	CHK.	APPR.
Z1	IFB	17/11/2022	Issued For As Built	C.S.L	LIN NICK	Y.J.W C.K.H
S2	IFC	23/09/2020	Issued For Construction	C.S.L	LIN C.K.H	Y.J.W C.C.L
S1	IFC	20/01/2020	Issued For Construction	C.S.L	LIN C.K.H	Y.J.W C.C.L
A1	IFD	28/11/2019	Issued For Design	C.S.L	LIN C.K.H	Y.J.W C.C.L
R3	IFR	12/09/2019	Issued For Review	C.S.L	LIN C.K.H	Y.J.W C.F.H
R2	IFR	24/05/2019	Issued For Review	C.S.L	LIN C.K.H	Y.J.W C.F.H
R1	IFR	15/02/2019	Issued For Review	C.S.L	LIN C.K.H	Y.J.W C.F.H

This document is the property of SPCC who will safeguard its rights according to the civil and penal provisions of the Law.

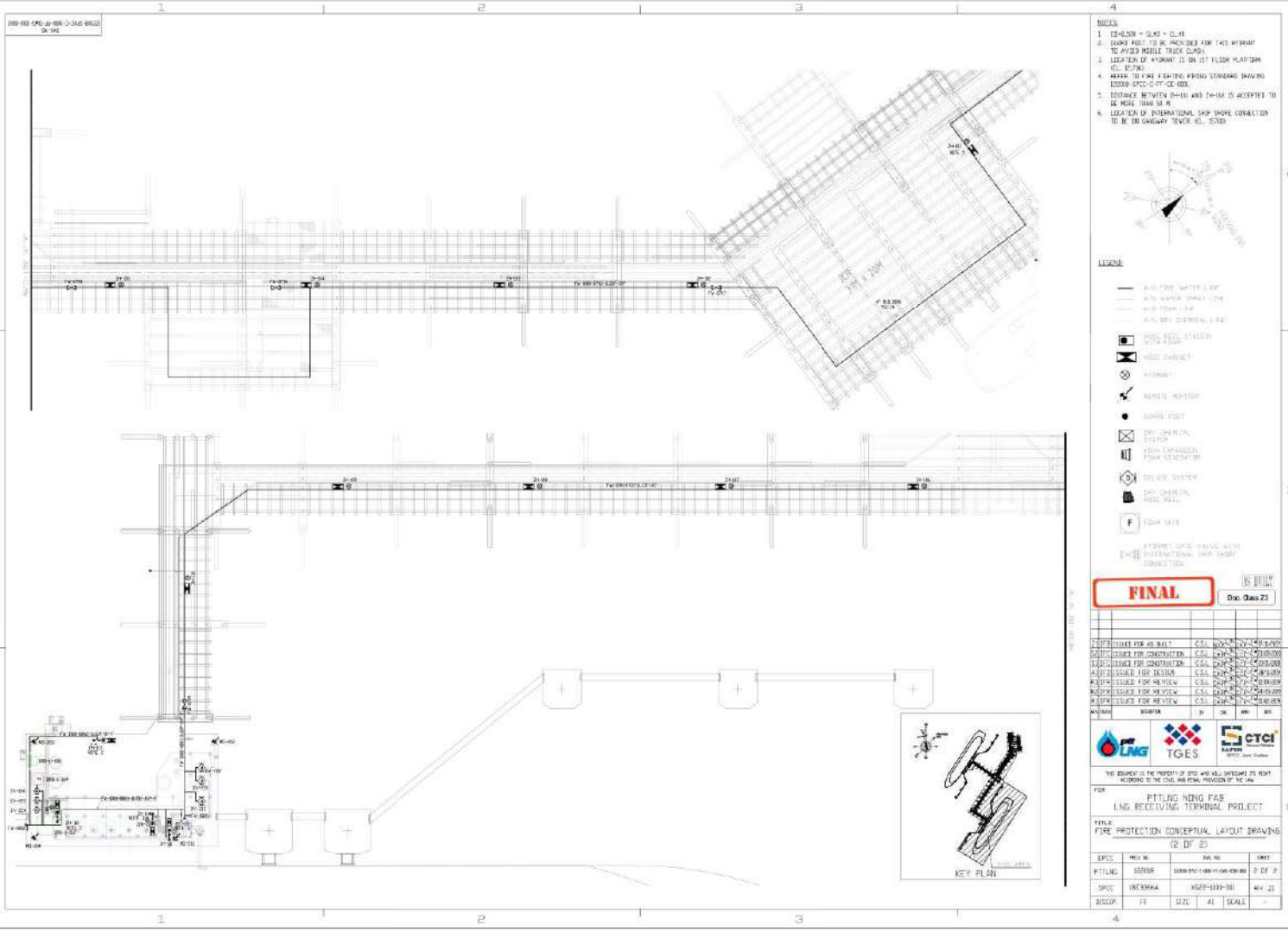
Fire Protection Conceptual Layout Drawing	PTTLNG Doc. No.: 122018-SPCC-C-0000-FF-DWG-1000-0002	
	SPCC Doc. No.: XG22-1000-001	
	Revision : Z1	Status : IFB
Contractor Project : PTTLNG Nong Fab LNG Receiving Terminal Project	Rev. Date : 17/11/2022	
Contractor Discipline : FF / Contractor Phase : EPCC Phase	Page 2 of 2	

Revision list:

Rev. Nr	Modifications:
R1	First Issue
R2	Revised as per comments of 122018-SPCC-PTT-T-02680
R3	Revised as per comments of 122018-SPCC-PTT-T-04635
A1	Revised as per comments of 122018-SPCC-PTT-T-07663
S1	Revised as per comments of 122018-SPCC-PTT-T-09989
S2	Revised as per comments of 122018-SPCC-PTT-T-11687
Z1	Issued for As Built

Hold list:

This document is the property of SPCC who will safeguard its rights according to the civil and penal provisions of the Law.



NOTES:
1. EL=6.50 = GL+0.5 = EL+1.0
2. GUARD POST TO BE PROVIDED FOR THIS HYDRANT TO AVOID MOBILE TRUCK CLASH.
3. LOCATION OF HYDRANT IS ON 1ST FLOOR PLATFORM EL. 10.750
4. REFER TO FIRE FIGHTING PIPING STANDARD DRAWING 32209-SPCC-C-FT-CE-0001.
5. DISTANCE BETWEEN ZH-101 AND ZH-102 IS ACCEPTED TO BE MORE THAN 30 M.
6. LOCATION OF INTERNATIONAL SHIP SHORE CONNECTION TO BE ON GANGWAY TOWER @EL. 37.925

LEGEND:

- AVG FIRE WATER LINE
- AVG WATER SPRAY LINE
- AVG FOAM LINE
- AVG DRY CHEMICAL LINE
- HOSE REEL STATION WITH FOAM
- HOSE CABINET
- HYDRANT
- REMOTE MONITOR
- GUARD POST
- DRY CHEMICAL SYSTEM
- FOAM EXPANSION FOAM GENERATOR
- DELUGE SYSTEM
- DRY CHEMICAL HOSE REEL
- F FOAM TATE
- HYDRANT GATE VALVE WITH INTERNATIONAL SHIP SHORE CONNECTION

AS BUILT
FINAL
Doc. Class 23

REV	STS	DESCRIPTION	DR	CK	APP	DATE
2	IFR	ISSUED FOR AS BUILT	CSL	CKH	[illegible]	10.6.2021
0	IFC	ISSUED FOR CONSTRUCTION	CSL	CKH	[illegible]	23.05.2020
1	IFC	ISSUED FOR CONSTRUCTION	CSL	CKH	[illegible]	20.5.2020
A	IFD	ISSUED FOR DESIGN	CSL	CKH	[illegible]	28.5.2019
B	IFR	ISSUED FOR REVIEW	CSL	CKH	[illegible]	10.04.2019
B	IFR	ISSUED FOR REVIEW	CSL	CKH	[illegible]	04.03.2019
0	IFR	ISSUED FOR REVIEW	CSL	CKH	[illegible]	15.02.2019

pttLNG TGES CTCI SAIPEM

THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF SPCC AND WILL SAFEGUARD ITS RIGHT ACCORDING TO THE CIVIL AND PENAL PROVISION OF THE LAW

FOR
PTTLNG NONG FAB
LNG RECEIVING TERMINAL PROJECT

TITLE
FIRE PROTECTION CONCEPTUAL LAYOUT DRAWING
(2 OF 2)

EPCC	PROJ. NO.	DWG NO.	SHEET
PTTLNG	32209B	32209-SPCC-C-000-FT-CVL-CDD-0002	2 OF 2
SPCC	IRC3366A	XGZP-1111-701	REV. 2.1
DISCIP.	FP	SIZE A1	SCALE -



NOTES:
1. EL=6.50 = EL+0.50 = EL+1.0
2. SECTION BLOCK VALVE SHALL BE PROVIDED SUCH THAT NO MORE THAN 200 M OR SIX (6) FIRE WATER USERS CAN BE ISOLATED BETWEEN BLOCK VALVES.
3. HYDRANT GUARD POST SHOULD BE CONSIDERED IN AREAS WHERE HEAVY TRAFFIC MAY OCCUR.
4. DELETE.
5. REFER TO FIRE FIGHTING PIPING STANDARD DRAWING 32209-SPCC-C-FT-CE-0001
6. LOCATION OF ZH-026 IS ACCEPTED TO CLOSE TO ROAD SHOULDER.

LEGENDS

- AVG FIRE WATER LINE
- AVG DOWNSTREAM OF DELUGE VALVE LINE
- AVG FOAM LINE
- AVG DRY CHEMICAL LINE
- HOSE REEL STATION
- HOSE REEL STATION WITH FOAM
- HOSE CABINET
- HYDRANT
- MONITOR
- HIGH LEVEL MONITOR
- FOAM WITH VALVE PIT
- GUARD POST
- FUTURE CONNECTION WITH PIT
- FOAM GENERATOR
- DRY CHEMICAL SYSTEM
- FOAM TATE
- DELUGE VALVE
- PROTECTED AREA BY WATER SPRAY
- CONCRETE SLAB FOR CROSSING ROAD
- DRY CHEMICAL SYSTEM WITH HOSE REEL

AS BUILT
FINAL
Doc. Class 23

REV	STS	DESCRIPTION	DR	CK	APP	DATE
2	IFR	ISSUED FOR AS BUILT	CSL	CKH	[illegible]	10.6.2021
0	IFC	ISSUED FOR CONSTRUCTION	CSL	CKH	[illegible]	23.05.2020
1	IFC	ISSUED FOR CONSTRUCTION	CSL	CKH	[illegible]	20.5.2020
A	IFD	ISSUED FOR DESIGN	CSL	CKH	[illegible]	28.5.2019
B	IFR	ISSUED FOR REVIEW	CSL	CKH	[illegible]	10.04.2019
B	IFR	ISSUED FOR REVIEW	CSL	CKH	[illegible]	04.03.2019
0	IFR	ISSUED FOR REVIEW	CSL	CKH	[illegible]	15.02.2019

pttLNG TGES CTCI SAIPEM

THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF SPCC AND WILL SAFEGUARD ITS RIGHT ACCORDING TO THE CIVIL AND PENAL PROVISION OF THE LAW

FOR
PTTLNG NONG FAB
LNG RECEIVING TERMINAL PROJECT

TITLE
FIRE PROTECTION CONCEPTUAL LAYOUT DRAWING
(1 OF 2)

EPCC	PROJ. NO.	DWG NO.	SHEET
PTTLNG	32209B	32209-SPCC-C-000-FT-CVL-CDD-0001	1 OF 2
SPCC	IRC3366A	XGZP-1111-701	REV. 2.1
DISCIP.	FP	SIZE A1	SCALE -

เอกสารแนบ 32

เอกสารตรวจสอบสภาพความพร้อมอุปกรณ์กักเก็บคราบน้ำมัน

(Oil Boom)

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE LNG COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

PRE ARRIVAL CHECKLIST FOR MARINE AND UNLOADING OPERATIONS

Ship's Name : *WOODSIDE CHARLES ALLEN* **Number of the Ship :** *EGT028-T2-41/ 2025*
Cargo No. : LNGWBA2025.04-031 ☑ Berth No.1 ☐ Berth No.2 **Berth / Alongside :** *Berth No.1 / STBD A/S*
Arrival Date : *01 July 2025 / 06:00 LT* **Departure Date :** *02 July 2025 / 12:00 LT*

Pre Arrival Check for Marine and Unloading Operations shall be carried out prior to the LNG Vessel arrival pilot boarding area.

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked By	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
1	Detail of the LNG Vessel	B	Upload the name of the ship / ship dimension / number of cargo tank into the CIOMS system.	✓			Marine	
2	Mooring Pattern	B	Upload the Mooring Pattern into the CIOMS system.	✓			Marine	
3	Quick Release Hook (QRH)	A	Visual check - The QRH have no significant damage.	✓			Marine	
		A	Functional test - The QRH are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The capstans are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The emergency switch buttons are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The remote release QRH from CCR (At least once a year - tentatively in June)	✓			Marine	
4	Docking Aids System (DAS)	C	Visual check - The cover glass of the laser sensors are clear & not dirty.	✓			Marine	
		B	Functional test - The DAS is working properly.	✓			Marine	
		C	Functional test - The Large Display Board has been adjusted to the appropriate position.	✓			Marine	
5	Environment Monitoring System (EMS)	C	Visual check - The Wave & Tide Sensor has no significant damage.	✓			Marine	
		B	Visual check - The Anemometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Current Sensor is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Wave & Tide Sensor is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Thermometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Hygrometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Barometer is working properly.	✓			Marine	
6	Carry on Board computer (Labtop)	B	Visual check - The Carry on Board computer has no significant damage.	✓			Marine	
		B	Functional test - The Carry on Board computer has receiving a signal continuously.	✓			Marine	
7	Fender	B	Visual check - No significant damage & all chains connected to the appropriate position.	✓			Marine	
8	Navigation Lights	B	Visual check - The lanterns are flashing properly.	✓			Marine	
9	Navigation Buoys	B	Visual check - The Buoys are locating at the appropriate positions.	✓			Marine	
		B	Visual check - A lighting of the Buoys are flashing properly.	✓			Marine	

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked By	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
10	Life Saving Equipment	B	Visual check - All lifebuoys are in good conditions and ready for use.	✓			Marine	
11	First Aid kit	C	Visual check - The First Aid are in good conditions and ready for use.	✓			Marine	
12	Safety System. (Jetty Area)	B	Visual check - The Windsock are in good conditions.	✓			Marine	
		C	Functional test - The Emergency Eye Wash & Emergency Shower are working properly.	✓			Marine	
13	VHF Marine Radio Equipment	A	Functional test - TX/RX tested.	✓			Marine	
14	UHF Plant Radio System	A	Functional test - TX/RX tested. (from the Jetty to CCR)	✓			Marine	
15	PABX	C	Functional test - TX/RX tested. (from the Jetty to CCR)	✓			Marine	
16	Unloading Arms	B	Visual check - The Unloading Arms's Position Monitoring System is working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Remote Controls are working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Local Control Panel is working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Unloading Arms are moving properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The QCDC (ERC are working properly.)	✓			MT & Marine	
		A	QCDC Seal Dimension measurement inspection & record — A: NEW B: NEW E: NEW C: 1 D: 1	✓			MT & Marine	
		B	Spare QCDC Seal was stored at JCR . — Number of spare QCDC seals : 11	✓			MT & Marine	
17	Gangway Tower	B	Visual check - The Gangway Tower has no significant damage.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Gangway is moving properly.	✓			MT & Marine	
18	Ship Shore Link System	A	Functional test - The Fiber Optic System loop-back testing satisfactory.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Electric System loop-back testing satisfactory.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Pneumatic System loop-back testing satisfactory. (In case of required via LNG Carrier)	✓			MT & Marine	
19	Oil Boom	B	Visual check - No damage on boom, counter weight and quick connector	✓			Marine	
20	Oil Separation Pit	A	Visual check - No oil film in oil separation pit	✓			Marine	
21	Golf Cart	C	Visual check - Golf cart tires are in good condition.	✓			Marine	
		C	Visual check - Sensor camera lense are clear & not dirty.	✓			Marine	
		C	Functional test - Battery level are full capacity	✓			Marine	
		C	Functional test - Steering wheel and break system are in good condition.	✓			Marine	
22	Fire Fighting System (Jetty Area)	B	Visual check - The International Ship Shore Connections are in good condition and ready to use	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Functional test - The Fire Monitors are moving properly. (remote control & local control panel)	✓			MT & Sh./Sup.	
		A	Functional test - The Fire Network (including Electric Fire Pump and Disel Fire Pump) is working properly	✓			MT & Sh./Sup.	
23	Fire and Gas Detactor. (Jetty Area)	A	Visual check - The Fire & Gas Detectors of Unloading Arm & JCR are working properly (2 Fail of 3)	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Visual check - The Fire & Gas Detectors of Unloading Arm & JCR are working properly (1Fail of 3)	✓			MT & Sh./Sup.	
24	CCTV	B	Visual check - CCTV are working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
		C	Visual check - CCTV are working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
25	Shut Down Valve (SDV)	A	Working properly test - SDV.	✓			MT & Sh./Sup.	

PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE LNG COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked by	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
26	Shore's Tank Readiness	A	Working properly test - Shore's Tank Level .	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Working properly test - Shore's Tank Pressure.	✓			MT & Sh./Sup.	
27	Jetty Control Room	B	Visual check - Pressurized System is working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Visual check - Air Condition System is working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
28	Jetty Utilization	A	Working properly test - Jetty Nitrogen's Pressure.	✓			MT & Sh./Sup.	
		A	Working properly test - Jetty Instrument Air	✓			MT & Sh./Sup.	
		A	Working properly test - Jetty Knock Out Drum and vapour return system.	✓			MT & Sh./Sup.	
29	Sampling System	B	Visual check - Vapourizer unit A ,confirm by operable related transmitters.	✓			Labratory	
		B	Visual check - Vapourizer unit B ,confirm by operable related transmitters.	✓			Labratory	
		B	Visual check - Level Transmitter of Gas holder	✓			Labratory	
		B	Functional test - Online GC is working properly.	✓			Labratory	

Level A: Rectify/Correct before ship arrival **Level B:** Completed before next ship arrival **Level C:** Completed as soon as possible

Conclusion and remark (if any)

- **BD4 shall be used only hook A and B due to hook "C" load cell error (to be rectify by instrument team)**

[redacted]

PRE ARRIVAL CHECK
SAMPLING SYSTEM & LAB ANALYZER

Date : 16-Jun-2025 Time : 1:00 PM Operation Name : ELANGKANG 1

No.	Details	Status		Remark
		Normal	Abnormal	
Line Sampling System :				
1	Confirm sampling system ready for coming unloading operation. (10 bars)	✓		
1.1	If communication is done via standby HLC, check the HLC in the location panel.	✓		
	Check system status (Communication, HLC status, etc.) comm.is master HLC, comm.is standby HLC.	✓		
	* each master and standby HLC (comm) are LLK Vaisei HLC (comm)is tested.	✓		
1.2	Heater Computer Lab Jetty Bus.	✓		
1.3	Heater switch on (at the front door of panel).	✓		
1.4	Check back pressure regulator for Helium & ISHF reg 10KG.	✓		
1.5	Install sample Cylinder and Open Valve at sampling system and set sample Cylinder in the program.	✓		
1.6	Check vacuum generate using vacuum ejector around 100 m bar / -0.9 barG.	✓		
1.7	check vaporizer A/B can be used.	✓		
2	Latest unloading operation, sampling system perform in normal condition.	✓		
3	Sampling system function test as schedule.	✓		
4	No issue about sampling system, if there any issue, confirm status.	✓		
Lab Analyzer Part				
1	Confirm Agilent Gas chromatograph (GC) ready for coming unloading operation.	✓		
2	Latest unloading operation, Gas chromatograph (GC) perform in normal condition.	✓		
3	Confirm Gas chromatograph (GC) that reserve for analysis minimum 15	✓		GC1 / GC2
4	No issue about Agilent Gas chromatograph (GC) if have any issue, confirm status.	✓		
5	Check pressure inside cylinder of certain gas.	✓		
	5.1 Helium 120 bar	✓		
	5.2 Air Zero 150 Bar	✓		
	min pressure :	✓		
	* If certain gas pressure lower than 20 bar (250 Psi) new cylinder have to be prepared.	✓		

[redacted]

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE LNG COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

PRE ARRIVAL CHECKLIST FOR MARINE AND UNLOADING OPERATIONS

Ship's Name : *ENERGY INTELLIGENCE* **Number of the Ship :** *HKH019-T2-46/2025*
Cargo No. : *269/LNG-21/2025, 270/LNG-22/2025* ☑ Berth No.1 ☐ Berth No.2 **Berth / Alongside :** *Berth No.1 / STBD A/S*
Arrival Date : *01-August-2025 / 06:00* **Departure Date :** *02-August-2025 / 14:00*

Pre Arrival Check for Marine and Unloading Operations shall be carried out prior to the LNG Vessel arrival pilot boarding area.

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked By	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
1	Detail of the LNG Vessel	B	Upload the name of the ship / ship dimension / number of cargo tank into the CIOMS system.	✓			Marine	
2	Mooring Pattern	B	Upload the Mooring Pattern into the CIOMS system.	✓			Marine	
3	Quick Release Hook (QRH)	A	Visual check - The QRH have no significant damage.	✓			Marine	
		A	Functional test - The QRH are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The capstans are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The emergency switch buttons are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The remote release QRH from CCR (At least once a year - tentatively in June)	✓			Marine	
4	Docking Aids System (DAS)	C	Visual check - The cover glass of the laser sensors are clear & not dirty.	✓			Marine	
		B	Functional test - The DAS is working properly.	✓			Marine	
		C	Functional test - The Large Display Board has been adjusted to the appropriate position.	✓			Marine	
5	Environment Monitoring System (EMS)	C	Visual check - The Wave & Tide Sensor has no significant damage.	✓			Marine	
		B	Visual check - The Anemometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Current Sensor is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Wave & Tide Sensor is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Thermometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Hygrometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Barometer is working properly.	✓			Marine	
6	Carry on Board computer (Labtop)	B	Visual check - The Carry on Board computer has no significant damage.	✓			Marine	
		B	Functional test - The Carry on Board computer has receiving a signal continuously.	✓			Marine	
7	Fender	B	Visual check - No significant damage & all chains connected to the appropriate position.	✓			Marine	
8	Navigation Lights	B	Visual check - The lanterns are flashing properly.	✓			Marine	
9	Navigation Buoys	B	Visual check - The Buoys are locating at the appropriate positions.	✓			Marine	
		B	Visual check - A lighting of the Buoys are flashing properly.	✓			Marine	

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked By	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
10	Life Saving Equipment	B	Visual check - All lifebuoys are in good conditions and ready for use.	✓			Marine	
11	First Aid kit	C	Visual check - The First Aid are in good conditions and ready for use.	✓			Marine	
12	Safety System. (Jetty Area)	B	Visual check - The Windsock are in good conditions.	✓			Marine	
		C	Functional test - The Emergency Eye Wash & Emergency Shower are working properly.	✓			Marine	
13	VHF Marine Radio Equipment	A	Functional test - TX/RX tested.	✓			Marine	
14	UHF Plant Radio System	A	Functional test - TX/RX tested. (from the Jetty to CCR)	✓			Marine	
15	PABX	C	Functional test - TX/RX tested. (from the Jetty to CCR)	✓			Marine	
16	Unloading Arms	B	Visual check - The Unloading Arms's Position Monitoring System is working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Remote Controls are working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Local Control Panel is working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Unloading Arms are moving properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The QCDC (ERC are working properly.)	✓			MT & Marine	
		A	QCDC Seal Dimension measurement inspection & record — A: 1 B: 1 E: 1 C: NEW D: NEW	✓			MT & Marine	
		B	Spare QCDC Seal was stored at JCR . — Number of spare QCDC seals : 18	✓			MT & Marine	
17	Gangway Tower	B	Visual check - The Gangway Tower has no significant damage.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Gangway is moving properly.	✓			MT & Marine	
18	Ship Shore Link System	A	Functional test - The Fiber Optic System loop-back testing satisfactory.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Electric System loop-back testing satisfactory.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Pneumatic System loop-back testing satisfactory. (In case of required via LNG Carrier)	✓			MT & Marine	
19	Oil Boom	B	Visual check - No damage on boom, counter weight and quick connector	✓			Marine	
20	Oil Separation Pit	A	Visual check - No oil film in oil separation pit	✓			Marine	
21	Golf Cart	C	Visual check - Golf cart tires are in good condition.	✓			Marine	
		C	Visual check - Sensor camera lense are clear & not dirty.	✓			Marine	
		C	Functional test - Battery level are full capacity	✓			Marine	
		C	Functional test - Steering wheel and break system are in good condition.	✓			Marine	
22	Fire Fighting System (Jetty Area)	B	Visual check - The International Ship Shore Connections are in good condition and ready to use	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Functional test - The Fire Monitors are moving properly. (remote control & local control panel)	✓			MT & Sh./Sup.	
		A	Functional test - The Fire Network (including Electric Fire Pump and Disel Fire Pump) is working properly	✓			MT & Sh./Sup.	
23	Fire and Gas Detactor. (Jetty Area)	A	Visual check - The Fire & Gas Detectors of Unloading Arm & JCR are working properly (2 Fail of 3)	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Visual check - The Fire & Gas Detectors of Unloading Arm & JCR are working properly (1Fail of 3)	✓			MT & Sh./Sup.	
24	CCTV	B	Visual check - CCTV are working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
		C	Visual check - CCTV are working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
25	Shut Down Valve (SDV)	A	Working properly test - SDV.	✓			MT & Sh./Sup.	

PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE LNG COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked by	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
26	Shore's Tank Readiness	A	Working properly test - Shore's Tank Level .	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Working properly test - Shore's Tank Pressure.	✓			MT & Sh./Sup.	
27	Jetty Control Room	B	Visual check - Pressurized System is working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Visual check - Air Condition System is working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
28	Jetty Utilization	A	Working properly test - Jetty Nitrogen's Pressure.	✓			MT & Sh./Sup.	
		A	Working properly test - Jetty Instrument Air	✓			MT & Sh./Sup.	
		A	Working properly test - Jetty Knock Out Drum and vapour return system.	✓			MT & Sh./Sup.	
29	Sampling System	B	Visual check - Vapourizer unit A ,confirm by operable related transmitters.	✓			Labratory	
		B	Visual check - Vapourizer unit B ,confirm by operable related transmitters.	✓			Labratory	
		B	Visual check - Level Transmitter of Gas holder	✓			Labratory	
		B	Functional test - Online GC is working properly.	✓			Labratory	

Level A: Rectify/Correct before ship arrival **Level B:** Completed before next ship arrival **Level C:** Completed as soon as possible

Conclusion and remark (if any)

- BD4 shall be used only hook A and B due to hook "C" load cell error (to be rectify by instrument team)

PRE ARRIVAL CHECK
SAMPLING SYSTEM & LAB ANALYZER

Date : 16-Jul-2025 Time : 1:00 PM Operation Name : ELANGKANG 1

No.	Details	Status		Remark
		Normal	Ab normal	
Line Sampling System :				
1	Confirm sampling system ready for coming unloading operation. (10 bars)	✓		
1.1	If communication is done via standby HLC, check the HLC in the location panel.	✓		
	Check system status (Communication, HLC status, etc.) comm.is master HLC, comm.is standby HLC.	✓		
	* each master and standby HLC (comm) are LLK Vision HLC (comm)is tested.	✓		
1.2	Heater Computer rack check out.	✓		
1.3	Heater switch on (at the front door of panel).	✓		
1.4	Check back pressure regulator for Helium & GHG* may 10KGD.	✓		
1.5	Install sample Cylinder and Open Valve at sampling system and set sample Cylinde in the program.	✓		
1.6	Check vacuum generate using vacuum ejector around 100 m bar / -0.9 barG.	✓		
1.7	check vaporizer A/B can be used.	✓		
2	Latest unloading operation, sampling system perform in normal condition.	✓		
3	Sampling system function test as schedule.	✓		
4	No issue about sampling system, if there any issue, confirm status.	✓		
LNG Analyzer Rack				
1	Confirm Bench Gas chromatograph (GC) ready for coming unloading operation.	✓		
2	Latest unloading operation, Gas chromatograph (GC) perform in normal condition.	✓		
3	Confirm Gas chromatograph (GC) that reserve for analysis minimum 15	✓		GC1 / GC2
4	No issue about Bench Gas chromatograph (GC) if have any issue, confirm status.	✓		
5	Check pressure inside cylinder of certain gas.	✓		
	5.1 Helium 120 bar	✓		
	5.2 Air Zero 150 Bar	✓		
	min pressure :	✓		
	* If certain gas pressure lower than 20 bar (250 Psi) new cylinder have to be prepared.	✓		

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE LNG COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

PRE ARRIVAL CHECKLIST FOR MARINE AND UNLOADING OPERATIONS

Ship's Name : *FLEX RAINBOW* **Number of the Ship :** *HKH021-T2-53/2025*
Cargo No. : 273/LNG-25/2025 & 274/LNG-26/2025 ☑ Berth No.1 ☐ Berth No.2 **Berth / Alongside :** *Berth No.1 / STBD A/S*
Arrival Date : *5-Sep-25 06:00 LT* **Departure Date :** *6-Sep-25 14:00 LT*

Pre Arrival Check for Marine and Unloading Operations shall be carried out prior to the LNG Vessel arrival pilot boarding area.

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked By	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
1	Detail of the LNG Vessel	B	Upload the name of the ship / ship dimension / number of cargo tank into the CIOMS system.	✓			Marine	
2	Mooring Pattern	B	Upload the Mooring Pattern into the CIOMS system.	✓			Marine	
3	Quick Release Hook (QRH)	A	Visual check - The QRH have no significant damage.	✓			Marine	
		A	Functional test - The QRH are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The capstans are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The emergency switch buttons are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The remote release QRH from CCR (At least once a year - tentatively in June)	✓			Marine	
4	Docking Aids System (DAS)	C	Visual check - The cover glass of the laser sensors are clear & not dirty.	✓			Marine	
		B	Functional test - The DAS is working properly.	✓			Marine	
		C	Functional test - The Large Display Board has been adjusted to the appropriate position.	✓			Marine	
5	Environment Monitoring System (EMS)	C	Visual check - The Wave & Tide Sensor has no significant damage.	✓			Marine	
		B	Visual check - The Anemometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Current Sensor is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Wave & Tide Sensor is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Thermometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Hygrometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Barometer is working properly.	✓			Marine	
6	Carry on Board computer (Labtop)	B	Visual check - The Carry on Board computer has no significant damage.	✓			Marine	
		B	Functional test - The Carry on Board computer has receiving a signal continuously.	✓			Marine	
7	Fender	B	Visual check - No significant damage & all chains connected to the appropriate position.	✓			Marine	
8	Navigation Lights	B	Visual check - The lanterns are flashing properly.	✓			Marine	
9	Navigation Buoys	B	Visual check - The Buoys are locating at the appropriate positions.	✓			Marine	
		B	Visual check - A lighting of the Buoys are flashing properly.	✓			Marine	

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked By	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
10	Life Saving Equipment	B	Visual check - All lifebuoys are in good conditions and ready for use.	✓			Marine	
11	First Aid kit	C	Visual check - The First Aid are in good conditions and ready for use.	✓			Marine	
12	Safety System. (Jetty Area)	B	Visual check - The Windsock are in good conditions.	✓			Marine	
		C	Functional test - The Emergency Eye Wash & Emergency Shower are working properly.	✓			Marine	
13	VHF Marine Radio Equipment	A	Functional test - TX/RX tested.	✓			Marine	
14	UHF Plant Radio System	A	Functional test - TX/RX tested. (from the Jetty to CCR)	✓			Marine	
15	PABX	C	Functional test - TX/RX tested. (from the Jetty to CCR)	✓			Marine	
16	Unloading Arms	B	Visual check - The Unloading Arms's Position Monitoring System is working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Remote Controls are working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Local Control Panel is working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Unloading Arms are moving properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The QCDC (ERC are working properly.)	✓			MT & Marine	
		A	QCDC Seal Dimension measurement inspection & record **A: NEW B: NEW E: NEW C: NEW D: NEW**	✓			MT & Marine	
		B	Spare QCDC Seal was stored at JCR . **Number of spare QCDC seals :** 13	✓			MT & Marine	
17	Gangway Tower	B	Visual check - The Gangway Tower has no significant damage.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Gangway is moving properly.	✓			MT & Marine	
18	Ship Shore Link System	A	Functional test - The Fiber Optic System loop-back testing satisfactory.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Electric System loop-back testing satisfactory.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Pneumatic System loop-back testing satisfactory. (In case of required via LNG Carrier)	✓			MT & Marine	
19	Oil Boom	B	Visual check - No damage on boom, counter weight and quick connector	✓			Marine	
20	Oil Separation Pit	A	Visual check - No oil film in oil separation pit	✓			Marine	
21	Golf Cart	C	Visual check - Golf cart tires are in good condition.	✓			Marine	
		C	Visual check - Sensor camera lense are clear & not dirty.	✓			Marine	
		C	Functional test - Battery level are full capacity	✓			Marine	
		C	Functional test - Steering wheel and break system are in good condition.	✓			Marine	
22	Fire Fighting System (Jetty Area)	B	Visual check - The International Ship Shore Connections are in good condition and ready to use	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Functional test - The Fire Monitors are moving properly. (remote control & local control panel)	✓			MT & Sh./Sup.	
		A	Functional test - The Fire Network (including Electric Fire Pump and Disel Fire Pump) is working properly	✓			MT & Sh./Sup.	
23	Fire and Gas Detactor. (Jetty Area)	A	Visual check - The Fire & Gas Detectors of Unloading Arm & JCR are working properly (2 Fail of 3)	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Visual check - The Fire & Gas Detectors of Unloading Arm & JCR are working properly (1Fail of 3)	✓			MT & Sh./Sup.	
24	CCTV	B	Visual check - CCTV are working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
		C	Visual check - CCTV are working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
25	Shut Down Valve (SDV)	A	Working properly test - SDV.	✓			MT & Sh./Sup.	

PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE LNG COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked by	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
26	Shore's Tank Readiness	A	Working properly test - Shore's Tank Level .	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Working properly test - Shore's Tank Pressure.	✓			MT & Sh./Sup.	
27	Jetty Control Room	B	Visual check - Pressurized System is working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Visual check - Air Condition System is working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
28	Jetty Utilization	A	Working properly test - Jetty Nitrogen's Pressure.	✓			MT & Sh./Sup.	
		A	Working properly test - Jetty Instrument Air	✓			MT & Sh./Sup.	
		A	Working properly test - Jetty Knock Out Drum and vapour return system.	✓			MT & Sh./Sup.	
29	Sampling System	B	Visual check - Vapourizer unit A ,confirm by operable related transmitters.	✓			Labratory	
		B	Visual check - Vapourizer unit B ,confirm by operable related transmitters.	✓			Labratory	
		B	Visual check - Level Transmitter of Gas holder	✓			Labratory	
		B	Functional test - Online GC is working properly.	✓			Labratory	

Level A: Rectify/Correct before ship arrival **Level B:** Completed before next ship arrival **Level C:** Completed as soon as possible

Conclusion and remark (if any)

- BD4 shall be used only hook A and B due to hook "C" load cell error (to be rectify by instrument team)

[redacted]

PRE ARRIVAL CHECK
SAMPLING SYSTEM & LAB ANALYZER

Date : 2-Sep-2025 Time : 300 PM Operation Name : KLANGDONG 1

No.	Details	Status		Remark
		Normal	Abnormal	
Line Sampling System :				
1	Confirm sampling system ready for coming unloading operation. (10 bars)	✓		
1.1	If communication is done via standby HLC, check the HLC in the location panel.	✓		
	Check system status (Communication, HLC status, etc.) comm.is master HLC, comm.is standby HLC.	✓		
	* each master and standby HLC (comm) as c.k. Vapor HLC (comm) is heater.	✓		
1.2	Heater Computer rack check out.	✓		
1.3	Heater switch on (at the front door of panel).	✓		
1.4	Check back pressure regulator for Helium & ISHF reg 10KG.	✓		
1.5	Install sample Cylinder and Open Valve at sampling system and set sample Cylinder in the program.	✓		
1.6	Check vacuum generate using vacuum ejector around 100 m bar / -0.9 barG.	✓		
1.7	check vaporizer A/B can be used.	✓		
2	Latest unloading operation, sampling system perform in normal condition.	✓		
3	Sampling system function test as schedule.	✓		
4	No issue about sampling system, if there any issue, confirm status.	✓		
LNG Analyzer Part				
1	Confirm Agilent Gas chromatograph (GC) ready for coming unloading operation.	✓		
2	Latest unloading operation, Gas chromatograph (GC) perform in normal condition.	✓		
3	Confirm Gas chromatograph (GC) that reserve for analysis minimum 15	✓		GC1 / GC2
4	No issue about Agilent Gas chromatograph (GC) if have any issue, confirm status.	✓		
5	Check pressure inside cylinder of carrier gas.	✓		
	5.1 Helium 120 bar	✓		
	5.2 Air Zero 150 bar	✓		
	min pressure :	✓		
	* If carrier gas pressure lower than 20 bar (250 Psi), new cylinder have to be prepared.	✓		

[redacted]

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE LNG COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

PRE ARRIVAL CHECKLIST FOR MARINE AND UNLOADING OPERATIONS

Ship's Name : *BW HELIOS* **Number of the Ship :** *PTT091-T2-57/2025*
Cargo No. : CRLS_BP_LNG_2025_122 ☑ Berth No.1 ☐ Berth No.2 **Berth / Alongside :** *Berth 1 STBD A/S*
Arrival Date : *03 October 2025 06.00 LT* **Departure Date :** *04 October 2025 14.00 LT*

Pre Arrival Check for Marine and Unloading Operations shall be carried out prior to the LNG Vessel arrival pilot boarding area.

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked By	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
1	Detail of the LNG Vessel	B	Upload the name of the ship / ship dimension / number of cargo tank into the CIOMS system.	✓			Marine	
2	Mooring Pattern	B	Upload the Mooring Pattern into the CIOMS system.	✓			Marine	
3	Quick Release Hook (QRH)	A	Visual check - The QRH have no significant damage.	✓			Marine	
		A	Functional test - The QRH are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The capstans are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The emergency switch buttons are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The remote release QRH from CCR (At least once a year - tentatively in June)	✓			Marine	
4	Docking Aids System (DAS)	C	Visual check - The cover glass of the laser sensors are clear & not dirty.	✓			Marine	
		B	Functional test - The DAS is working properly.	✓			Marine	
		C	Functional test - The Large Display Board has been adjusted to the appropriate position.	✓			Marine	
5	Environment Monitoring System (EMS)	C	Visual check - The Wave & Tide Sensor has no significant damage.	✓			Marine	
		B	Visual check - The Anemometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Current Sensor is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Wave & Tide Sensor is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Thermometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Hygrometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Barometer is working properly.	✓			Marine	
6	Carry on Board computer (Labtop)	B	Visual check - The Carry on Board computer has no significant damage.	✓			Marine	
		B	Functional test - The Carry on Board computer has receiving a signal continuously.	✓			Marine	
7	Fender	B	Visual check - No significant damage & all chains connected to the appropriate position.	✓			Marine	
8	Navigation Lights	B	Visual check - The lanterns are flashing properly.	✓			Marine	
9	Navigation Buoys	B	Visual check - The Buoys are locating at the appropriate positions.	✓			Marine	
		B	Visual check - A lighting of the Buoys are flashing properly.	✓			Marine	

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked By	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
10	Life Saving Equipment	B	Visual check - All lifebuoys are in good conditions and ready for use.	✓			Marine	
11	First Aid kit	C	Visual check - The First Aid are in good conditions and ready for use.	✓			Marine	
12	Safety System. (Jetty Area)	B	Visual check - The Windsock are in good conditions.	✓			Marine	
		C	Functional test - The Emergency Eye Wash & Emergency Shower are working properly.	✓			Marine	
13	VHF Marine Radio Equipment	A	Functional test - TX/RX tested.	✓			Marine	
14	UHF Plant Radio System	A	Functional test - TX/RX tested. (from the Jetty to CCR)	✓			Marine	
15	PABX	C	Functional test - TX/RX tested. (from the Jetty to CCR)	✓			Marine	
16	Unloading Arms	B	Visual check - The Unloading Arms's Position Monitoring System is working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Remote Controls are working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Local Control Panel is working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Unloading Arms are moving properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The QCDC (ERC are working properly.)	✓			MT & Marine	
		A	QCDC Seal Dimension measurement inspection & record **A: NEW B: NEW E: NEW C: NEW D: NEW**	✓			MT & Marine	
		B	Spare QCDC Seal was stored at JCR . **Number of spare QCDC seals :** 12 **PC**	✓			MT & Marine	
17	Gangway Tower	B	Visual check - The Gangway Tower has no significant damage.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Gangway is moving properly.	✓			MT & Marine	
18	Ship Shore Link System	A	Functional test - The Fiber Optic System loop-back testing satisfactory.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Electric System loop-back testing satisfactory.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Pneumatic System loop-back testing satisfactory. (In case of required via LNG Carrier)	✓			MT & Marine	
19	Oil Boom	B	Visual check - No damage on boom, counter weight and quick connector	✓			Marine	
20	Oil Separation Pit	A	Visual check - No oil film in oil separation pit	✓			Marine	
21	Golf Cart	C	Visual check - Golf cart tires are in good condition.	✓			Marine	
		C	Visual check - Sensor camera lense are clear & not dirty.	✓			Marine	
		C	Functional test - Battery level are full capacity	✓			Marine	
		C	Functional test - Steering wheel and break system are in good condition.	✓			Marine	
22	Fire Fighting System (Jetty Area)	B	Visual check - The International Ship Shore Connections are in good condition and ready to use	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Functional test - The Fire Monitors are moving properly. (remote control & local control panel)	✓			MT & Sh./Sup.	
		A	Functional test - The Fire Network (including Electric Fire Pump and Disel Fire Pump) is working properly	✓			MT & Sh./Sup.	
23	Fire and Gas Detactor. (Jetty Area)	A	Visual check - The Fire & Gas Detectors of Unloading Arm & JCR are working properly (2 Fail of 3)	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Visual check - The Fire & Gas Detectors of Unloading Arm & JCR are working properly (1Fail of 3)	✓			MT & Sh./Sup.	
24	CCTV	B	Visual check - CCTV are working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
		C	Visual check - CCTV are working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
25	Shut Down Valve (SDV)	A	Working properly test - SDV.	✓			MT & Sh./Sup.	

PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE LNG COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked by	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
26	Shore's Tank Readiness	A	Working properly test - Shore's Tank Level .				MT & Sh./Sup.	
		B	Working properly test - Shore's Tank Pressure.				MT & Sh./Sup.	
27	Jetty Control Room	B	Visual check - Pressurized System is working properly.				MT & Sh./Sup.	
		B	Visual check - Air Condition System is working properly.				MT & Sh./Sup.	
28	Jetty Utilization	A	Working properly test - Jetty Nitrogen's Pressure.				MT & Sh./Sup.	
		A	Working properly test - Jetty Instrument Air				MT & Sh./Sup.	
		A	Working properly test - Jetty Knock Out Drum and vapour return system.				MT & Sh./Sup.	
29	Sampling System	B	Visual check - Vapourizer unit A ,confirm by operable related transmitters.				Labratory	
		B	Visual check - Vapourizer unit B ,confirm by operable related transmitters.				Labratory	
		B	Visual check - Level Transmitter of Gas holder				Labratory	
		B	Functional test - Online GC is working properly.				Labratory	

Level A: Rectify/Correct before ship arrival **Level B:** Completed before next ship arrival **Level C:** Completed as soon as possible

Conclusion and remark (if any)

- Nil

[redacted]

PRE ARRIVAL CHECK

SAMPLING SYSTEM & LAB ANALYZER

Date : 1-Oct-2025 Time : 300 PM Operation Name : ELANGKANG 1

No.	Details	Status		Remark
		Normal	Ab normal	
Line Sampling System :				
1	Confirm sampling system ready for coming unloading operation. (10 bars)	✓		
1.1	If communication is done via standby HLC, check the HLC in the location panel.	✓		
	Check system status (Communication, HLC status, etc.) comm.is master HLC, comm.is standby HLC.	✓		
	* each master and standby HLC (comm) as c.k. Master HLC (comm) is Green.	✓		
1.2	Master Computer Lab /Shed Unit.	✓		
1.3	Heater switch on (at the front door of panel).	✓		
1.4	Check back pressure regulator for Helium & GHG* reg. (USED).	✓		
1.5	Install sample Cylinder and Open Valve at sampling system and set sample. Cylinde in the program.	✓		
1.6	Check vacuum generate using vacuum ejector around 100 m bar/ -0.9 barG.	✓		
1.7	check vaporizer A/B can be used.	✓		
2	Latest unloading operation, sampling system perform in normal condition.	✓		
3	Sampling system function test as schedule.	✓		
4	No issue about sampling system, if there any issue, confirm status.	✓		
Lab Analyzer Part				
1	Confirm Agilent Gas chromatograph (GC) ready for coming unloading operation.	✓		
2	Latest unloading operation, Gas chromatograph (GC) perform in normal condition.	✓		
3	Confirm Gas chromatograph (GC) that reserve for analysis minimum 15	✓		GC1 / GC2
4	No issue about Agilent Gas chromatograph (GC) if have any issue, confirm status.	✓		
5	Check pressure inside cylinder of certain gas.	✓		
	5.1 Helium 120 bar	✓		
	5.2 Air Zero 150 Bar	✓		
	min pressure :			
	* If certain gas pressure lower than 20 bar (250 Psi), new cylinder have to be prepared.	✓		

[redacted]

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE LNG COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

PRE ARRIVAL CHECKLIST FOR MARINE AND UNLOADING OPERATIONS

Ship's Name : SERI CEMPAKA
Number of the Ship : GUF032&PTT092-T2-64/2025
Cargo No. : SPLLEX17/25/MTP01-SCP078-42(A),(B) ☑ Berth No.1 ☐ Berth No.2
Berth / Alongside : Berth 1 STBD A/S
Arrival Date : 3-Nov-25
Departure Date : 4-Nov-25

Pre Arrival Check for Marine and Unloading Operations shall be carried out prior to the LNG Vessel arrival pilot boarding area.

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked By	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
1	Detail of the LNG Vessel	B	Upload the name of the ship / ship dimension / number of cargo tank into the CIOMS system.	✓			Marine	
2	Mooring Pattern	B	Upload the Mooring Pattern into the CIOMS system.	✓			Marine	
3	Quick Release Hook (QRH)	A	Visual check - The QRH have no significant damage.	✓			Marine	
		A	Functional test - The QRH are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The capstans are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The emergency switch buttons are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The remote release QRH from CCR (At least once a year - tentatively in June)	✓			Marine	
4	Docking Aids System (DAS)	C	Visual check - The cover glass of the laser sensors are clear & not dirty.	✓			Marine	
		B	Functional test - The DAS is working properly.	✓			Marine	
		C	Functional test - The Large Display Board has been adjusted to the appropriate position.	✓			Marine	
5	Environment Monitoring System (EMS)	C	Visual check - The Wave & Tide Sensor has no significant damage.	✓			Marine	
		B	Visual check - The Anemometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Current Sensor is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Wave & Tide Sensor is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Thermometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Hygrometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Barometer is working properly.	✓			Marine	
6	Carry on Board computer (Labtop)	B	Visual check - The Carry on Board computer has no significant damage.	✓			Marine	
		B	Functional test - The Carry on Board computer has receiving a signal continuously.	✓			Marine	
7	Fender	B	Visual check - No significant damage & all chains connected to the appropriate position.	✓			Marine	
8	Navigation Lights	B	Visual check - The lanterns are flashing properly.	✓			Marine	
9	Navigation Buoys	B	Visual check - The Buoys are locating at the appropriate positions.	✓			Marine	
		B	Visual check - A lighting of the Buoys are flashing properly.	✓			Marine	

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

F-MO.T2-0007 Rev. 06 Effective Date: 27/01/2025

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked By	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
10	Life Saving Equipment	B	Visual check - All lifebuoys are in good conditions and ready for use.	✓			Marine	
11	First Aid kit	C	Visual check - The First Aid are in good conditions and ready for use.	✓			Marine	
12	Safety System. (Jetty Area)	B	Visual check - The Windsock are in good conditions.	✓			Marine	
		C	Functional test - The Emergency Eye Wash & Emergency Shower are working properly.	✓			Marine	
13	VHF Marine Radio Equipment	A	Functional test - TX/RX tested.	✓			Marine	
14	UHF Plant Radio System	A	Functional test - TX/RX tested. (from the Jetty to CCR)	✓			Marine	
15	PABX	C	Functional test - TX/RX tested. (from the Jetty to CCR)	✓			Marine	
16	Unloading Arms	B	Visual check - The Unloading Arms's Position Monitoring System is working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Remote Controls are working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Local Control Panel is working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Unloading Arms are moving properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The QCDC (ERC are working properly.)	✓			MT & Marine	
		A	QCDC Seal Dimension measurement inspection & record — A: NEW B: NEW E: NEW C: NEW D: NEW	✓			MT & Marine	
		B	Spare QCDC Seal was stored at JCR . — Number of spare QCDC seals : 11 PC	✓			MT & Marine	
17	Gangway Tower	B	Visual check - The Gangway Tower has no significant damage.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Gangway is moving properly.	✓			MT & Marine	
18	Ship Shore Link System	A	Functional test - The Fiber Optic System loop-back testing satisfactory.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Electric System loop-back testing satisfactory.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Pneumatic System loop-back testing satisfactory. (In case of required via LNG Carrier)	✓			MT & Marine	
19	Oil Boom	B	Visual check - No damage on boom, counter weight and quick connector.	✓			Marine	
20	Oil Separation Pit	A	Visual check - No oil film in oil separation pit	✓			Marine	
21	Golf Cart	C	Visual check - Golf cart tires are in good condition.	✓			Marine	
		C	Visual check - Sensor camera lense are clear & not dirty.	✓			Marine	
		C	Functional test - Battery level are full capacity	✓			Marine	
		C	Functional test - Steering wheel and break system are in good condition.	✓			Marine	
22	Fire Fighting System (Jetty Area)	B	Visual check - The International Ship Shore Connections are in good condition and ready to use.	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Functional test - The Fire Monitors are moving properly. (remote control & local control panel)	✓			MT & Sh./Sup.	
		A	Functional test - The Fire Network (including Electric Fire Pump and Disel Fire Pump) is working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
23	Fire and Gas Detactor. (Jetty Area)	A	Visual check - The Fire & Gas Detectors of Unloading Arm & JCR are working properly (2 Fail of 3)	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Visual check - The Fire & Gas Detectors of Unloading Arm & JCR are working properly (1Fail of 3)	✓			MT & Sh./Sup.	
24	CCTV	B	Visual check - CCTV are working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
		C	Visual check - CCTV are working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
25	Shut Down Valve (SDV)	A	Working properly test - SDV.	✓			MT & Sh./Sup.	

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE LNG COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked by	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
26	Shore's Tank Readiness	A	Working properly test - Shore's Tank Level .				MT & Sh./Sup.	
		B	Working properly test - Shore's Tank Pressure.				MT & Sh./Sup.	[redacted]
27	Jetty Control Room	B	Visual check - Pressurized System is working properly.				MT & Sh./Sup.	
		B	Visual check - Air Condition System is working properly.				MT & Sh./Sup.	
28	Jetty Utilization	A	Working properly test - Jetty Nitrogen's Pressure.				MT & Sh./Sup.	
		A	Working properly test - Jetty Instrument Air				MT & Sh./Sup.	
		A	Working properly test - Jetty Knock Out Drum and vapour return system.				MT & Sh./Sup.	
29	Sampling System	B	Visual check - Vapourizer unit A ,confirm by operable related transmitters.				Labratory	
		B	Visual check - Vapourizer unit B ,confirm by operable related transmitters.				Labratory	[redacted]
		B	Visual check - Level Transmitter of Gas holder				Labratory	
		B	Functional test - Online GC is working properly.				Labratory	

Level A: Rectify/Correct before ship arrival **Level B:** Completed before next ship arrival **Level C:** Completed as soon as possible

Conclusion and remark (if any)

- BD4 shall be used only hook A and B due to hook "C" load cell error (to be rectify by instrument team)

[redacted]

PRE ARRIVAL CHECK

SAMPLING SYSTEM & LAB ANALYZER

Date : 31-Oct-2025 Time : 900 PM Operation Name : ELANGKANG 1

No.	Details	Status		Remark
		Normal	Abnormal	
Unit Sampling System :				
1	Confirm sampling system ready for coming unloading operation. (10 bars)	✓		
1.1	If communication is done via standby HLC, check the HLC in the location panel.	✓		
	Check system status (Communication, HLC status, etc.) comm.is master HLC, comm.is standby HLC.	✓		
	* each master and standby HLC (comm) as c.k. Master HLC (comm)is Green.	✓		
1.2	Master Computer Hmi Check Hmi.	✓		
1.3	Heater switch on (at the front door of panel).	✓		
1.4	Check back pressure regulator for Helium & GHG* may LOCO.	✓		
1.5	Install sample Cylinder and Open Valve in sampling system and set sample Cylinder in the program.	✓		
1.6	Check vacuum generate using vacuum ejector around 100 m bar / -0.9 barG.	✓		
1.7	check vaporizer A/B can be used.	✓		
2	Latest unloading operation, sampling system perform in normal condition.	✓		
3	Sampling system function test as schedule.	✓		
4	No issue about sampling system, if there any issue, confirm status.	✓		
Lab. Analytic Part				
1	Confirm Agilent Gas chromatograph (GC) ready for coming unloading operation.	✓		
2	Latest unloading operation, Gas chromatograph (GC) perform in normal condition.	✓		
3	Confirm Gas chromatograph (GC) that reserve for analysis minimum 15	✓		GC1 / GC2
4	No issue about Agilent Gas chromatograph (GC) if have any issue, confirm status.	✓		
5	Check pressure inside cylinder of certain gas.	✓		
	5.1 Helium 120 bar	✓		
	5.2 Air Zero 150 Bar	✓		
	min pressure :	✓		
	* If center gas pressure lower than 20 bar (290 Psi), new cylinder have to be prepared.	✓		

[redacted]

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE LNG COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

PRE ARRIVAL CHECKLIST FOR MARINE AND UNLOADING OPERATIONS

Ship's Name : *FLEX AMBER* **Number of the Ship :** *HKH025-T2-69/2025*
Cargo No. : NBLGVR-048-A/NBLGVR-048-B ☑ Berth No.1 ☐ Berth No.2 **Berth / Alongside :** *Berth 1 STBD A/S*
Arrival Date : *5-Dec-25* **Departure Date :** *6-Dec-25*

Pre Arrival Check for Marine and Unloading Operations shall be carried out prior to the LNG Vessel arrival pilot boarding area.

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked By	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
1	Detail of the LNG Vessel	B	Upload the name of the ship / ship dimension / number of cargo tank into the CIOMS system.	✓			Marine	
2	Mooring Pattern	B	Upload the Mooring Pattern into the CIOMS system.	✓			Marine	
3	Quick Release Hook (QRH)	A	Visual check - The QRH have no significant damage.	✓			Marine	
		A	Functional test - The QRH are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The capstans are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The emergency switch buttons are working properly.	✓			Marine	
		A	Functional test - The remote release QRH from CCR (At least once a year - tentatively in June)	✓			Marine	
4	Docking Aids System (DAS)	C	Visual check - The cover glass of the laser sensors are clear & not dirty.	✓			Marine	
		B	Functional test - The DAS is working properly.	✓			Marine	
		C	Functional test - The Large Display Board has been adjusted to the appropriate position.	✓			Marine	
5	Environment Monitoring System (EMS)	C	Visual check - The Wave & Tide Sensor has no significant damage.	✓			Marine	[redacted]
		B	Visual check - The Anemometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Current Sensor is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Wave & Tide Sensor is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Thermometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Hygrometer is working properly.	✓			Marine	
		C	Visual check - The Barometer is working properly.	✓			Marine	
6	Carry on Board computer (Labtop)	B	Visual check - The Carry on Board computer has no significant damage.	✓			Marine	
		B	Functional test - The Carry on Board computer has receiving a signal continuously.	✓			Marine	
7	Fender	B	Visual check - No significant damage & all chains connected to the appropriate position.	✓			Marine	
8	Navigation Lights	B	Visual check - The lanterns are flashing properly.	✓			Marine	
9	Navigation Buoys	B	Visual check - The Buoys are locating at the appropriate positions.	✓			Marine	
		B	Visual check - A lighting of the Buoys are flashing properly.	✓			Marine	

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked By	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
10	Life Saving Equipment	B	Visual check - All lifebuoys are in good conditions and ready for use.	✓			Marine	
11	First Aid kit	C	Visual check - The First Aid are in good conditions and ready for use.	✓			Marine	
12	Safety System. (Jetty Area)	B	Visual check - The Windsock are in good conditions.	✓			Marine	
		C	Functional test - The Emergency Eye Wash & Emergency Shower are working properly.	✓			Marine	
13	VHF Marine Radio Equipment	A	Functional test - TX/RX tested.	✓			Marine	
14	UHF Plant Radio System	A	Functional test - TX/RX tested. (from the Jetty to CCR)	✓			Marine	
15	PABX	C	Functional test - TX/RX tested. (from the Jetty to CCR)	✓			Marine	
16	Unloading Arms	B	Visual check - The Unloading Arms's Position Monitoring System is working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Remote Controls are working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Local Control Panel is working properly.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Unloading Arms are moving properly.	✓			MT & Marine	[redacted]
		A	Functional test - The QCDC (ERC are working properly.)	✓			MT & Marine	
		A	QCDC Seal Dimension measurement inspection & record — A: NEW B: NEW E: NEW C: NEW D: NEW	✓			MT & Marine	
		B	Spare QCDC Seal was stored at JCR . — Number of spare QCDC seals : 15 PC	✓			MT & Marine	
17	Gangway Tower	B	Visual check - The Gangway Tower has no significant damage.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Gangway is moving properly.	✓			MT & Marine	
18	Ship Shore Link System	A	Functional test - The Fiber Optic System loop-back testing satisfactory.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Electric System loop-back testing satisfactory.	✓			MT & Marine	
		A	Functional test - The Pneumatic System loop-back testing satisfactory. (In case of required via LNG Carrier)	✓			MT & Marine	
19	Oil Boom	B	Visual check - No damage on boom, counter weight and quick connector.	✓			Marine	
20	Oil Separation Pit	A	Visual check - No oil film in oil separation pit	✓			Marine	
21	Golf Cart	C	Visual check - Golf cart tires are in good condition.	✓			Marine	
		C	Visual check - Sensor camera lense are clear & not dirty.	✓			Marine	
		C	Functional test - Battery level are full capacity	✓			Marine	
		C	Functional test - Steering wheel and break system are in good condition.	✓			Marine	
22	Fire Fighting System (Jetty Area)	B	Visual check - The International Ship Shore Connections are in good condition and ready to use.	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Functional test - The Fire Monitors are moving properly. (remote control & local control panel)	✓			MT & Sh./Sup.	
		A	Functional test - The Fire Network (including Electric Fire Pump and Disel Fire Pump) is working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	[redacted]
23	Fire and Gas Detactor. (Jetty Area)	A	Visual check - The Fire & Gas Detectors of Unloading Arm & JCR are working properly (2 Fail of 3)	✓			MT & Sh./Sup.	
		B	Visual check - The Fire & Gas Detectors of Unloading Arm & JCR are working properly (1Fail of 3)	✓			MT & Sh./Sup.	
24	CCTV	B	Visual check - CCTV are working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
		C	Visual check - CCTV are working properly.	✓			MT & Sh./Sup.	
25	Shut Down Valve (SDV)	A	Working properly test - SDV.	✓			MT & Sh./Sup.	

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

PE LNG COMPANY LIMITED
3rd Floor, Energy Complex Building A 555/1
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak,
Bangkok 10900 Thailand

No.	Equipment / System	Level	Criteria / Conditions	Status			Checked by	
				Yes	No	N/A	Title	Signatures
26	Shore's Tank Readiness	A	Working properly test - Shore's Tank Level .				MT & Sh./Sup.	
		B	Working properly test - Shore's Tank Pressure.				MT & Sh./Sup.	
27	Jetty Control Room	B	Visual check - Pressurized System is working properly.				MT & Sh./Sup.	
		B	Visual check - Air Condition System is working properly.				MT & Sh./Sup.	
28	Jetty Utilization	A	Working properly test - Jetty Nitrogen's Pressure.				MT & Sh./Sup.	
		A	Working properly test - Jetty Instrument Air				MT & Sh./Sup.	
		A	Working properly test - Jetty Knock Out Drum and vapour return system.				MT & Sh./Sup.	
29	Sampling System	B	Visual check - Vapourizer unit A ,confirm by operable related transmitters.				Labratory	
		B	Visual check - Vapourizer unit B ,confirm by operable related transmitters.				Labratory	
		B	Visual check - Level Transmitter of Gas holder				Labratory	
		B	Functional test - Online GC is working properly.				Labratory	

Level A: Rectify/Correct before ship arrival **Level B:** Completed before next ship arrival **Level C:** Completed as soon as possible

Conclusion and remark (if any)

[redacted]

PRE ARRIVAL CHECK

SAMPLING SYSTEM & LAB ANALYZER

Date : 1-Dec-2025	Time : 900 PM	Operation Name : [redacted]

No.	Details	Status		Remark
		Normal	Abnormal	
Unit Sampling System :				
1	Confirm sampling system ready for coming unloading operation. (10 bar)	✓		
1.1	If communication is done via standby HLC, check the HLC in the location panel.	✓		
	Check system status (Communication, HLC status, etc.) comm.is master HLC, comm.is standby HLC.	✓		
	* each master and standby HLC (comm) on U.K. Water HLC (comm)is Yellow.	✓		
1.2	Master Computer rack Alive sus.	✓		
1.3	Heater switch on (at the front door of panel).	✓		
1.4	Check back pressure regulator for Helium & ISHF ray 10KG.	✓		
1.5	Install sample Cylinder and Open Valve at sampling system and set sample Cylinder in the program.	✓		
1.6	Check vacuum generate using vacuum ejector around 100 m bar / -0.9 barG.	✓		
1.7	check vaporizer A,B can be used.	✓		
2	Latest unloading operation, sampling system perform in normal condition.	✓		
3	Sampling system function test as schedule.	✓		
4	No issue about sampling system, if there any issue, confirm status.	✓		
Unit Analyzer Hall				
1	Confirm Agilent Gas chromatograph (GC) ready for coming unloading operation.	✓		
2	Latest unloading operation, Gas chromatograph (GC) perform in normal condition.	✓		
3	Confirm Gas chromatograph (GC) that reserve for analysis minimum 15	✓		GC1 / GC2
4	No issue about Agilent Gas chromatograph (GC) if have any issue, confirm status.	✓		
5	Check pressure inside cylinder of certain gas.	✓		
	5.1 Helium 120 bar	✓		
	5.2 Air Zero 150 Bar	✓		
	min pressure :	✓		
	* If certain gas pressure lower than 20 bar (250 Psi), new cylinder have to be prepared.	✓		

[redacted]

เอกสารแนบ 33

แผนการตรวจสอบและบำรุงรักษาอุปกรณ์บริเวณท่าเทียบเรือ

[redacted]

[redacted]

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure) (Doc. Title)	รหัสเอกสาร: P-MT-0001 (Doc. Code)

[redacted]

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure) (Doc. Title)	รหัสเอกสาร: P-MT-0001 (Doc. Code)

[redacted]

[redacted]

ptt LNG	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) P-MT-0001

[redacted]

ptt LNG	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) P-MT-0001

[redacted]

ptt LNG	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) P-MT-0001

[redacted]

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) P-MT-0001

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) P-MT-0001

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) P-MT-0001

[redacted]

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) P-MT-0001

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) P-MT-0001

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) P-MT-0001

[redacted]

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) P-MT-0001

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) P-MT-0001

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) P-MT-0001

[redacted]

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) P-MT-0001

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2)	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	การซ่อมและบำรุงรักษา (Maintenance Work Procedure)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) P-MT-0001

[redacted]

เอกสารแนบ 34

สำเนาบันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุ

หรือรายงานการสอบสวนอุบัติเหตุ

สถิติความปลอดภัย

บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด






PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ประจำเดือนธันวาคม 2568

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

LMPT2

สถิติความปลอดภัยในการทำงาน LMPT2

จำนวนชั่วโมงที่ไม่เกิดอุบัติเหตุถึงขั้นหยุดงาน
Man-hours Without Lost Time Injury(LTI)

892,229 (ชั่วโมง)



จำนวนวันที่ไม่เกิดอุบัติเหตุถึงขั้นหยุดงาน
Days Without Lost Time Injury(LTI)

1023 Days

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568

สถิติความปลอดภัยในการทำงาน LMPT2

สถิติความปลอดภัย	ผู้รับเหมา	พนักงาน PTTLNG	จำนวนรวม
จำนวนชั่วโมงการทำงานที่ปลอดภัย ที่เคยบันทึกได้ (ชั่วโมง)**	47,116	60,386	107,502
จำนวนชั่วโมงการทำงานที่ปลอดภัย เดือนล่าสุด(ชั่วโมง)***	35,233	8,095	43,328
จำนวนชั่วโมงการทำงานที่ปลอดภัยสะสม (ชั่วโมง)****	624,776	267,453	892,229
จำนวนอุบัติเหตุถึงขั้นหยุดงาน (Case)*****	0	0	0

หมายเหตุ

** จำนวนชั่วโมงการทำงานที่ปลอดภัยที่เคยบันทึกได้ ตั้งแต่วันที่ 21 กรกฎาคม 2565 -14 มีนาคม 2566

*** จำนวนชั่วโมงการทำงานที่ปลอดภัยเดือนล่าสุด ตั้งแต่ 1- 31 ธันวาคม 2568

**** จำนวนชั่วโมงการทำงานที่ปลอดภัยสะสมปัจจุบันตั้งแต่ 15 มีนาคม 2566 – 31 ธันวาคม 2568

***** จำนวนอุบัติเหตุถึงขั้นหยุดงาน ตั้งแต่วันที่ 15 มีนาคม 2566 – 31 ธันวาคม 2568

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568

สถิติอุบัติการณ์ที่เกี่ยวเนื่องกับผู้ปฏิบัติงาน LMPT2

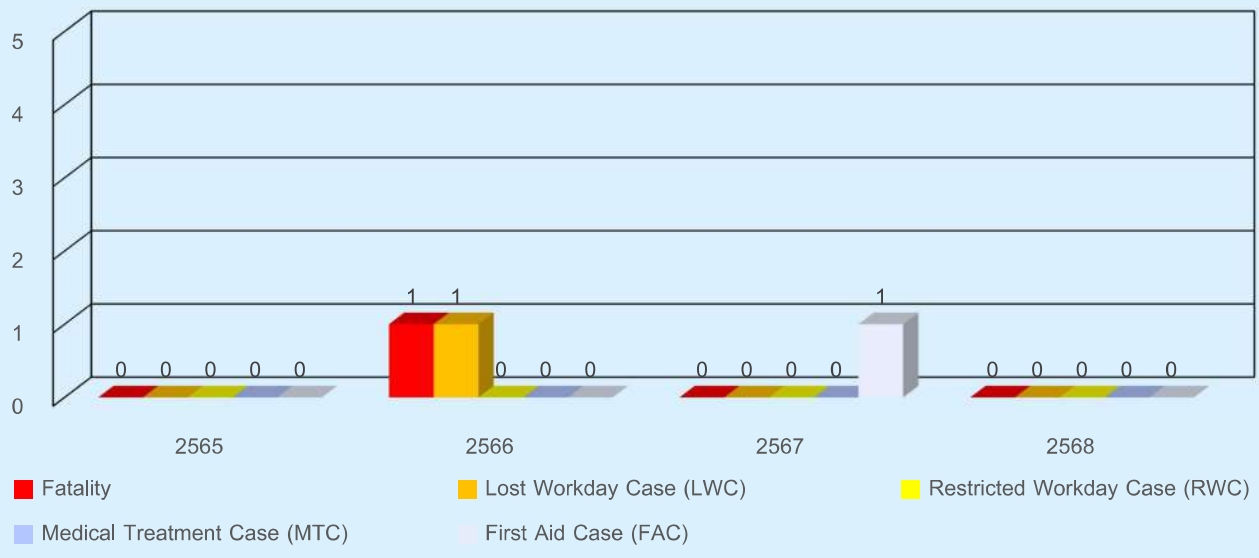
สถิติความปลอดภัย (เริ่ม 21 กรกฎาคม 2565)	ผู้รับเหมา				PE LNG & O&M			
	2565	2566	2567	2568	2565	2566	2567	2568
1. Total Recordable Case (TRC) (รวม)	0	0	0	0	0	2	0	0
1.1 Lost Workday Case (LWC)	0	0	0	0	0	2	0	0
1.2 Restricted Workday Case (RWC)	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3 Medical Treatment Case (MTC)	0	0	0	0	0	0	0	0
2.First Aid Case (FAC)	0	0	1	0	0	0	0	0

หมายเหตุ Definition จาก PTT Group Safety Indicator Guidelines

- **Total Recordable Case (TRC)** คือ ผลรวมของอุบัติเหตุที่มีการเสียชีวิต (Fatalities) ทุพพลภาพถาวร (Permanent Total Disabilities) อุบัติเหตุถึงขั้นหยุดงาน (Lost Workday Case) การถูกจำกัดลักษณะการทำงาน (Restricted Workday Case) และการรับการรักษาทางการแพทย์ (Medical Treatment Case)
- **Lost Workday Case (LWC)** คือ จำนวนคนที่เกิดอุบัติเหตุถึงขั้นหยุดงาน
- **Restricted Workday Case (RWC)** คือ จำนวนคนที่เกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นแล้วไม่สามารถกลับมาทำงานประจำที่รับผิดชอบได้ โดยถูกจำกัดลักษณะงานหรือโอนย้ายไปทำงานในหน้าที่อื่น
- **Medical Treatment Case (MTC)** คือ จำนวนคนที่ได้รับบาดเจ็บขั้นรักษาทางการแพทย์
- **First Aid Case (FAC)** คือ จำนวนคนที่ได้รับบาดเจ็บเล็กน้อย ขั้นปฐมพยาบาล

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568

สถิติอุบัติการณ์ที่เกี่ยวเนื่องกับผู้ปฏิบัติงาน LMPT2



ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568

เอกสารแนบ 35

หนังสือประสานงานกับหน่วยงานท้องถิ่นกรณีขอความช่วยเหลือ เมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
ชั้น 3 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ
555/1 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร
เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์ +66 (0) 2140-1555
โทรสาร +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG Company Limited
3rd Floor Energy Complex Building A
555/1Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak
Bangkok 10900, THAILAND
Telephone +66 (0) 2140-1555
Fax +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG(R)049/ 66

25 มกราคม พ.ศ. 2566

เรื่อง ขอความอนุเคราะห์สนับสนุนทางการแพทย์กรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

เรียน ผู้อำนวยการโรงพยาบาลเฉลิมพระเกียรติสมเด็จพระเทพรัตนราชสุดาฯ สยามบรมราชกุมารี ระยอง

สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. แผนที่ตั้งสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
2. เอกสารข้อมูลความปลอดภัยสารเคมี Safety Data Sheet (SDS)

ด้วยสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (บริษัทฯ) ตั้งอยู่ที่ 8/2 ถนนโรงปุ๋ย ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง ดำเนินกิจการรับ จัดเก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นก๊าซธรรมชาติ เพื่อจัดส่งเข้าสู่โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้เพื่อเตรียมความพร้อมในการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินให้มีประสิทธิภาพในด้านการช่วยเหลือผู้บาดเจ็บ บริษัทฯ อาจมีความจำเป็นต้องขอรับการสนับสนุนทางการแพทย์จากโรงพยาบาลเฉลิมพระเกียรติสมเด็จพระเทพรัตนราชสุดาฯ สยามบรมราชกุมารี ระยอง (โรงพยาบาลฯ)

ดังนั้น บริษัทฯ จึงใคร่ขอความอนุเคราะห์จากโรงพยาบาลฯ ในการสนับสนุนทางการแพทย์กรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน พร้อมทั้งได้จัดส่งข้อมูลแผนที่ตั้งของบริษัทฯ และเอกสารข้อมูลความปลอดภัยสารเคมี Safety Data Sheet (SDS) เพื่อเป็นข้อมูลในการเตรียมความพร้อมการเข้าถึงพื้นที่และการช่วยเหลือผู้บาดเจ็บตามที่กล่าวมาข้างต้น โดยบริษัทฯ จะติดต่อไปที่หมายเลข 1669 เพื่อแจ้งรายละเอียดและขอสนับสนุนทางด้านการแพทย์ในการช่วยเหลือผู้บาดเจ็บ

จึงเรียนมาเพื่อทราบและขอความอนุเคราะห์

[redacted]

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
ชั้น 3 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ
555/1 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร
เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์ +66 (0) 2140-1555
โทรสาร +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG Company Limited
3rd Floor Energy Complex Building A
555/1Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak
Bangkok 10900, THAILAND
Telephone +66 (0) 2140-1555
Fax +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG(R)048/ 66

25 มกราคม พ.ศ. 2566

เรื่อง ขอความอนุเคราะห์สนับสนุนทางการแพทย์กรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

เรียน ผู้อำนวยการโรงพยาบาลบ้านฉาง

สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. แผนที่ตั้งสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
2. เอกสารข้อมูลความปลอดภัยสารเคมี Safety Data Sheet (SDS)

ด้วยสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (บริษัทฯ) ตั้งอยู่ที่ 8/2 ถนนโรงปุ๋ย ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง ดำเนินกิจการรับ จัดเก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นก๊าซธรรมชาติ เพื่อจัดส่งเข้าสู่โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้เพื่อเตรียมความพร้อมในการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินให้มีประสิทธิภาพในด้านการช่วยเหลือผู้บาดเจ็บ บริษัทฯ อาจมีความจำเป็นต้องขอรับการสนับสนุนทางการแพทย์จากโรงพยาบาลบ้านฉาง (โรงพยาบาลฯ) ในกรณีดังกล่าว

ดังนั้น บริษัทฯ จึงใคร่ขอความอนุเคราะห์จากโรงพยาบาลฯ ในการสนับสนุนทางการแพทย์กรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน พร้อมทั้งได้จัดส่งข้อมูลแผนที่ตั้งของบริษัทฯ และเอกสารข้อมูลความปลอดภัยสารเคมี Safety Data Sheet (SDS) เพื่อเป็นข้อมูลในการเตรียมความพร้อมการเข้าถึงพื้นที่และการช่วยเหลือผู้บาดเจ็บตามที่กล่าวมาข้างต้น โดยบริษัทฯ จะติดต่อไปที่หมายเลข 1669 เพื่อแจ้งรายละเอียดและขอสนับสนุนทางด้านการแพทย์ในการช่วยเหลือผู้บาดเจ็บ

จึงเรียนมาเพื่อทราบและขอความอนุเคราะห์

[redacted]

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
ชั้น 3 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ
555/1 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร
เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์ +66 (0) 2140-1555
โทรสาร +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG Company Limited
3rd Floor Energy Complex Building A
555/1Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak
Bangkok 10900, THAILAND
Telephone +66 (0) 2140-1555
Fax +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG(R)049/ 66

25 มกราคม พ.ศ. 2566

เรื่อง ขอความอนุเคราะห์สนับสนุนทางการแพทย์กรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

เรียน ผู้อำนวยการโรงพยาบาลระยอง

สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. แผนที่ตั้งสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
2. เอกสารข้อมูลความปลอดภัยสารเคมี Safety Data Sheet (SDS)

ด้วยสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (บริษัทฯ) ตั้งอยู่ที่ 8/2 ถนนโรงปุ๋ย ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง ดำเนินกิจการรับ จัดเก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นก๊าซธรรมชาติ เพื่อจัดส่งเข้าสู่โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้เพื่อเตรียมความพร้อมในการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินให้มีประสิทธิภาพในด้านการช่วยเหลือผู้บาดเจ็บ บริษัทฯ อาจมีความจำเป็นต้องขอรับการสนับสนุนทางการแพทย์จากโรงพยาบาลระยอง (โรงพยาบาลฯ) ในกรณีดังกล่าว

ดังนั้น บริษัทฯ จึงใคร่ขอความอนุเคราะห์จากโรงพยาบาลฯ ในการสนับสนุนทางการแพทย์กรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน พร้อมทั้งได้จัดส่งข้อมูลแผนที่ตั้งของบริษัทฯ และเอกสารข้อมูลความปลอดภัยสารเคมี Safety Data Sheet (SDS) เพื่อเป็นข้อมูลในการเตรียมความพร้อมการเข้าถึงพื้นที่และการช่วยเหลือผู้บาดเจ็บตามที่กล่าวมาข้างต้น โดยบริษัทฯ จะติดต่อไปที่หมายเลข 1669 เพื่อแจ้งรายละเอียดและขอสนับสนุนทางด้านการแพทย์ในการช่วยเหลือผู้บาดเจ็บ

จึงเรียนมาเพื่อทราบและขอความอนุเคราะห์

[redacted]

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
ชั้น 3 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ
555/1 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร
เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์ +66 (0) 2140-1555
โทรสาร +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG Company Limited
3rd Floor Energy Complex Building A
555/1Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak
Bangkok 10900, THAILAND
Telephone +66 (0) 2140-1555
Fax +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG(R)050/ 66

25 มกราคม พ.ศ. 2566

เรื่อง ขอความอนุเคราะห์สนับสนุนกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

เรียน หัวหน้างานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยเทศบาลเมืองมาบตาพุด

สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. แผนที่ตั้งสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
2. เอกสารข้อมูลความปลอดภัยสารเคมี Safety Data Sheet (SDS)

ด้วยสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (บริษัทฯ) ตั้งอยู่ที่ 8/2 ถนนโรงปุ๋ย ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง ดำเนินกิจการรับ จัดเก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นก๊าซธรรมชาติ เพื่อจัดส่งเข้าสู่โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินที่เกินขีดความสามารถของบริษัทฯ นั้น บริษัทฯ อาจมีความจำเป็นต้องขอรับการสนับสนุนจากเทศบาลเมืองมาบตาพุด

ดังนั้น บริษัทฯ จึงใคร่ขอความอนุเคราะห์จากเทศบาลเมืองมาบตาพุดในการให้การสนับสนุนกรณีดังกล่าว พร้อมทั้งได้จัดส่งข้อมูลแผนที่ตั้งของบริษัทฯ และเอกสารข้อมูลความปลอดภัยสารเคมี Safety Data Sheet (SDS) ดังสิ่งที่ส่งมาด้วย 1 และ 2 เพื่อเป็นข้อมูลในการเตรียมความพร้อมการเข้าถึงพื้นที่และตอบโต้เหตุฉุกเฉินต่อไป

จึงเรียนมาเพื่อทราบและขอความอนุเคราะห์

[redacted]

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
ชั้น 3 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ
555/1 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร
เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์ +66 (0) 2140-1555
โทรสาร +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG Company Limited
3rd Floor Energy Complex Building A
555/1 Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak
Bangkok 10900, THAILAND
Telephone +66 (0) 2140-1555
Fax +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG(R)051/ 66

15 มกราคม พ.ศ. 2566

เรื่อง ขอความอนุเคราะห์สนับสนุนกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

เรียน หัวหน้าสำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดระยอง

สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. แผนที่ตั้งสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
2. เอกสารข้อมูลความปลอดภัยสารเคมี Safety Data Sheet (SDS)

ด้วยสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (บริษัทฯ) ตั้งอยู่ที่ 8/2 ถนนโรงปุ๋ย ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง ดำเนินกิจการรับ จัดเก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นก๊าซธรรมชาติ เพื่อจัดส่งเข้าสู่โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้กรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉินที่เกินขีดความสามารถของบริษัทฯ นั้น บริษัทฯ อาจมีความจำเป็นต้องขอรับการสนับสนุนจากสำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดระยอง

ดังนั้น บริษัทฯ จึงใคร่ขอความอนุเคราะห์จากสำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดระยองในการให้การสนับสนุนกรณีดังกล่าว พร้อมทั้งได้จัดส่งข้อมูลแผนที่ตั้งของบริษัทฯ และเอกสารข้อมูลความปลอดภัยสารเคมี Safety Data Sheet (SDS) ดังสิ่งที่ส่งมาด้วย 1 และ 2 เพื่อเป็นข้อมูลในการเตรียมความพร้อมการเข้าถึงพื้นที่และตอบโต้เหตุฉุกเฉินต่อไป

[redacted]

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
ชั้น 3 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ
555/1 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร
เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์ +66 (0) 2140-1555
โทรสาร +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG Company Limited
3rd Floor Energy Complex Building A
555/1 Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak
Bangkok 10900, THAILAND
Telephone +66 (0) 2140-1555
Fax +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG(R)052 / 66

15 มกราคม พ.ศ. 2566

เรื่อง ขอความอนุเคราะห์สนับสนุนกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

เรียน ผู้กำกับการสถานีตำรวจภูธรมาบตาพุด

สิ่งที่ส่งมาด้วย ข้อมูลติดต่อและแผนที่ตั้งสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด

ด้วยสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (บริษัทฯ) ตั้งอยู่ที่ 8/2 ถนนโรงปุ๋ย ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง ดำเนินกิจการรับ จัดเก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นก๊าซธรรมชาติ เพื่อจัดส่งเข้าสู่โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้กรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉิน บริษัทฯ อาจมีความจำเป็นต้องขอรับการสนับสนุนจากสถานีตำรวจภูธรมาบตาพุด

ดังนั้น บริษัทฯ จึงใคร่ขอความอนุเคราะห์จากสถานีตำรวจภูธรมาบตาพุด ในการให้การสนับสนุนกรณีดังกล่าว พร้อมทั้งได้จัดส่งข้อมูลติดต่อและแผนที่ตั้งของบริษัทฯ มาดังสิ่งที่ส่งมาด้วย

จึงเรียนมาเพื่อทราบและขอความอนุเคราะห์

[redacted]

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
ชั้น 3 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ
555/1 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร
เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์ +66 (0) 2140-1555
โทรสาร +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG Company Limited
3rd Floor Energy Complex Building A
555/1 Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak
Bangkok 10900, THAILAND
Telephone +66 (0) 2140-1555
Fax +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG(R)053 / 66

15 มกราคม พ.ศ. 2566

เรื่อง ขอความอนุเคราะห์สนับสนุนกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

เรียน ผู้กำกับการสถานีตำรวจภูธรห้วยโป่ง

สิ่งที่ส่งมาด้วย ข้อมูลติดต่อและแผนที่ตั้งสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด

ด้วยสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (บริษัทฯ) ตั้งอยู่ที่ 8/2 ถนนโรงปุ๋ย ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง ดำเนินกิจการรับ จัดเก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นก๊าซธรรมชาติ เพื่อจัดส่งเข้าสู่โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้กรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉิน บริษัทฯ อาจมีความจำเป็นต้องขอรับการสนับสนุนจากสถานีตำรวจภูธรห้วยโป่ง

ดังนั้น บริษัทฯ จึงใคร่ขอความอนุเคราะห์จากสถานีตำรวจภูธรห้วยโป่ง ในการให้การสนับสนุนกรณีดังกล่าว พร้อมทั้งได้จัดส่งข้อมูลติดต่อและแผนที่ตั้งของบริษัทฯ มาดังสิ่งที่ส่งมาด้วย

จึงเรียนมาเพื่อทราบและขอความอนุเคราะห์

[redacted]

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
ชั้น 3 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ
555/1 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร
เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์ +66 (0) 2140-1555
โทรสาร +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG Company Limited
3rd Floor Energy Complex Building A
555/1 Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak
Bangkok 10900, THAILAND
Telephone +66 (0) 2140-1555
Fax +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG(R)054 / 66

15 มกราคม พ.ศ. 2566

เรื่อง ขอความอนุเคราะห์สนับสนุนกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

เรียน ผู้กำกับการสถานีตำรวจภูธรเมืองระยอง

สิ่งที่ส่งมาด้วย ข้อมูลติดต่อและแผนที่ตั้งสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด

ด้วยสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (บริษัทฯ) ตั้งอยู่ที่ 8/2 ถนนโรงปุ๋ย ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง ดำเนินกิจการรับ จัดเก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นก๊าซธรรมชาติ เพื่อจัดส่งเข้าสู่โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้กรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉิน บริษัทฯ อาจมีความจำเป็นต้องขอรับการสนับสนุนจากสถานีตำรวจภูธรเมืองระยอง

ดังนั้น บริษัทฯ จึงใคร่ขอความอนุเคราะห์จากสถานีตำรวจภูธรเมืองระยอง ในการให้การสนับสนุนกรณีดังกล่าว พร้อมทั้งได้จัดส่งข้อมูลติดต่อและแผนที่ตั้งของบริษัทฯ มาดังสิ่งที่ส่งมาด้วย

จึงเรียนมาเพื่อทราบและขอความอนุเคราะห์

[redacted]

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
ชั้น 3 ศูนย์ควบคุมระบบอิเล็กซ์ อาคารเอ
555/1 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร
เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์ +66 (0) 2140-1555
โทรสาร +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG Company Limited
3rd Floor Energy Complex Building A
555/1Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak
Bangkok 10900, THAILAND
Telephone +66 (0) 2140-1555
Fax +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTTLNG(R)055 / 66

25 มกราคม พ.ศ. 2566

เรื่อง ขอความอนุเคราะห์สนับสนุนกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน

เรียน ผู้กำกับการหน่วยบริการประชาชนตำรวจน้ำระยอง

สิ่งที่ส่งมาด้วย ข้อมูลติดต่อและแผนที่ตั้งสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด

ด้วยสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (บริษัทฯ) ตั้งอยู่ที่ 8/2 ถนนโรงปุ๋ย ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง ดำเนินกิจการรับ จัดเก็บ และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นก๊าซธรรมชาติ เพื่อจัดส่งเข้าสู่โครงข่ายระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้กรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉิน บริษัทฯ อาจมีความจำเป็นต้องขอรับการสนับสนุนจากหน่วยบริการประชาชนตำรวจน้ำระยอง

ดังนั้น บริษัทฯ จึงใคร่ขอความอนุเคราะห์จากหน่วยบริการประชาชนตำรวจน้ำระยอง ในการให้การสนับสนุนกรณีดังกล่าว พร้อมทั้งได้จัดส่งข้อมูลติดต่อและแผนที่ตั้งของบริษัทฯ มาดังสิ่งที่ส่งมาด้วย

จึงเรียนมาเพื่อทราบและขอความอนุเคราะห์

[redacted]

[redacted]

	แบบฟอร์มข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet: SDS)	F-QS-0109 Rev.00	
	ชื่อสารเคมี : Liquified Natural Gas (LNG)	SDS No.:	021

[redacted]

	แบบฟอร์มข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet: SDS)	F-QS-0109 Rev.00	
	ชื่อสารเคมี : Liquified Natural Gas (LNG)	SDS No.:	021

[redacted]

[redacted]

	แบบฟอร์มข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet: SDS)	F-QS-0109 Rev.00	
ptt LNG	ชื่อสารเคมี : Liquified Natural Gas (LNG)	SDS No.:	021

[redacted]

	แบบฟอร์มข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet: SDS)	F-QS-0109 Rev.00	
ptt LNG	ชื่อสารเคมี : Liquified Natural Gas (LNG)	SDS No.:	021

[redacted]

	แบบฟอร์มข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet: SDS)	F-QS-0109 Rev.00	
ptt LNG	ชื่อสารเคมี : Liquified Natural Gas (LNG)	SDS No.:	021

[redacted]

ที่ตั้งและช่องทางติดต่อ

สถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด

เลขที่ 8/2 ถนนโรงปูน ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง 21150

Tel. +66(0) 3897 8400 / ฉุกเฉิน emergency call +66(0) 3897 8466

LOCATION



เอกสารแนบ 36

ตัวอย่าง Work Permit การทำงานในพื้นที่เสี่ยงอันตราย

เล่มที่ _____

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ใบอนุญาตทำงานร้อน (HOT WORK PERMIT)

เลขที่ _____

JOB NO. PE-25-1931

[redacted]

เล่มที่ _____

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ใบอนุญาตทำงานธรรมดา (COLD WORK PERMIT)

เลขที่ LMPT-I-25-7

JOB NO. _____

[redacted]

เล่มที่ _____

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ใบอนุญาตทำงานร้อน (HOT WORK PERMIT)

เลขที่ AD 318/2025

JOB NO._____

[redacted]

เล่มที่ _____

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ใบอนุญาตทำงานร้อน (HOT WORK PERMIT)

เลขที่ _____

CAZ-2025-11-0326

JOB NO._____

[redacted]

เล่มที่ _____

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ใบอนุญาตทำงานร้อน (HOT WORK PERMIT)

เลขที่ MT-G-25-1954

JOB NO. _____

[redacted]

เล่มที่ _____

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

Terminal Reliability Work Permit

เลขที่ _____

JOB NO. EPTR. 121/25

[redacted]

เอกสารแนบ 37

รายงานการประเมินความเสี่ยงเชิงปริมาณ (QRA)

www.irescglobal.com

iresc

Nong Fab LNG Receiving Terminal Project (EPC)

Quantitative Risk Assessment (QRA) Report

SAIPEM S.A. - CTCI CORPORATION JOINT VENTURE (SPCC)

PTT LNG COMPANY LIMITED (PTTLNG)

iresc

Nong Fab LNG Receiving Terminal Project (EPC)

Quantitative Risk Assessment (QRA) Report

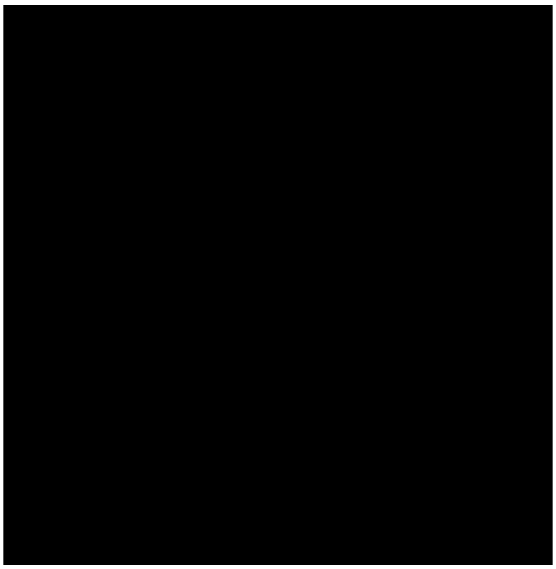


TABLE OF CONTENTS

1 INTRODUCTION 1

1.1 Study Background 1
1.2 Objectives 1

2 NONG FAB LNG RECEIVING TERMINAL FACILITIES 2

2.1 LNG Import/ Export Facilities 5
2.2 LNG Storage 5
2.3 Boil-off Gas (BOG) Treatment System 6
2.4 LNG Transfer and Send-Out System 6
2.5 Terminal Operations and Assumptions 9

3 PROJECT SITE DESCRIPTION 11

3.1 Population 13
3.2 Meteorological Data 15

4 QRA METHODOLOGY OVERVIEW 16

5 HAZARD IDENTIFICATION 17

5.1 Hazardous Properties of LNG 18
5.2 Review of LNG Past Incidents 19
5.3 Hazardous Scenarios Identification 21

6 CONSEQUENCE ANALYSIS 25

6.1 Leak Sizes 25
6.2 Source Term Modelling 26
6.3 Dispersion Modelling 32
6.4 Fire and Explosion Modelling 33
6.5 End Point Criteria 37
6.6 Consequence Results and Analysis 38
6.7 Flammable Gas Dispersion and Thermal Radiation Analysis 39
6.8 Consequecnce Mitigation 46

7 FREQUENCY ANALYSIS 47

7.1 Initiating Event Frequency 47
7.2 Event Tree Analysis 55

8 RISK SUMMATION AND EVALUATION 64

8.1 Risk Criteria 64
8.2 Individual Risk Results – Phase I + II 68
8.3 Societal Risk Results – Phase I + II 71
8.4 Individual Risk Results – Phase I 74
8.5 Societal Risk Results – Phase I 77

9 BUILDING BLAST DESIGN ACCIDENT LOAD 80

10 CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS 85

11 REFERENCES 88

ANNEXURE A - IMPOUNDMENT PIT SCENARIOS

ANNEXURE B - CONSEQUENCE RESULTS

ANNEXURE C - SIDE VIEWS OF IMPOUNDMENT PIT DISPERSION SCENARIOS

ANNEXURE D - EVENT FREQUENCIES

1 INTRODUCTION

PTT LNG Company Limited (PTTLNG) is planning to develop a second Liquefied Natural Gas (LNG) receiving, storage, regasification and export terminal. The LNG terminal is proposed to be located in Baan Nong Fab, Muang District, Rayong Province of Thailand. Saipem S.A. - CTCI Corporation Joint Venture (SPCC) is the EPC Contractor for this Nong Fab LNG Receiving Terminal Project.

IRESC, an independent consultant, was engaged by SPCC to carry out a Quantitative Risk Assessment (QRA) for the EPC stage of the Project. The final QRA report was issued on 14 June 2021 to take into account modifications encompassing relocation of equipment in Gas Turbine Generator (GTG) and metering area [3]. Following this work, the latest revisions to NFPA 59A has led to an initiative of carrying out update to the QRA study which is documented in Annexure E in this report.

1.1 STUDY BACKGROUND

The Nong Fab LNG Receiving Terminal is being proposed to manage the rapid increase in gas demand in Thailand and absorb the LNG imports that exceed the capacity of the existing Map Ta Phut LNG Receiving Terminal.

The LNG terminal will be developed in two phases. The LNG terminal will have a design capacity of 7.5 MMTPA with +20% swing for gas send-out capacity in Phase I. An additional 7.5 MMTPA will be developed for Phase II in future.

The proposed LNG terminal will include the following mainly facilities:

- Two Unloading Berths (one for Phase I and additional one for Phase II);
- Four 250,000 m^3 LNG Storage Tanks (two tanks for Phase I and additional two tanks for Phase II);
- BOG Compressors;
- HP Pumps;
- Recondensers;
- Open Rack Vaporisers (ORVs) / Intermediate Fluid Vaporisers (IFVs);
- Metering Station; and
- NG send-out System

1.2 OBJECTIVES

The main objective of this QRA study is to quantify the risk arising from the Nong Fab LNG Terminal operations after the completion of Phase II development. The estimated risks are

presented in the form of individual risk contours (or iso-risk contours) and societal risk presented as F-N curves. These are compared with international criteria to judge the acceptability of the risks. Recommendations are provided as appropriate in light of the QRA findings, with the aim to reduce the risk to As Low As Reasonably Practicable (ALARP).

This QRA study has covered all facilities of the terminal after Phase II expansion, which will have a nominal LNG unloading rate of 15 MMTPA with a gas throughput of 18 MMTPA, but excludes the following:

- Risks associated with the LNG carrier operations, manoeuvring, collision or grounding;
- Construction phase risks during Phase II expansion; and
- Analysis of impact of hazards arising from adjoining facilities.

2 NONG FAB LNG RECEIVING TERMINAL FACILITIES

The new LNG Terminal will be designed to handle a maximum LNG throughput of 15 MMTPA (nominal flow rate) with a peak capacity of 18 MMTPA. The overall plot plan of the LNG terminal is illustrated in Figure 2.1, while the detailed layouts for the process area and berth areas are presented in Figure 2.2 to Figure 2.3.

Figure 2.1 Plot Plan for Nong Fab LNG Terminal (Overall) [1]

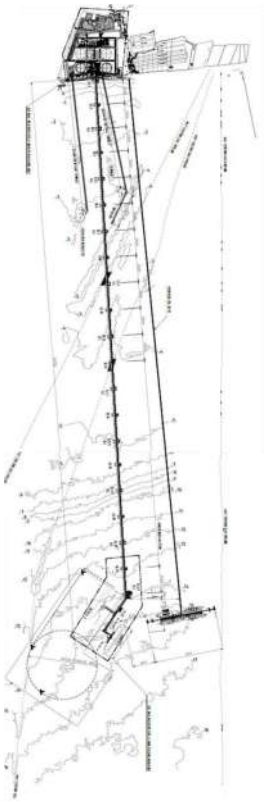


Figure 2.2 Plot Plan for Nong Fab LNG Terminal (Process Area) [2]

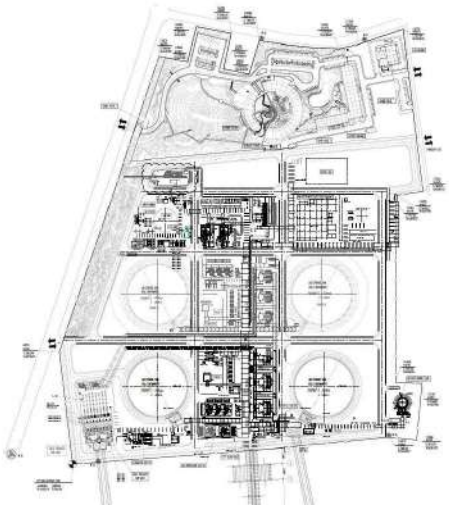
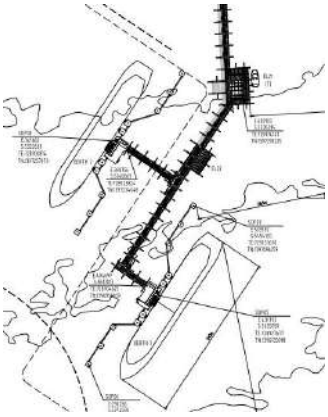


Figure 2.3 Plot Plan for Nong Fab LNG Terminal (Berth Area) [4]



2.1 LNG IMPORT/ EXPORT FACILITIES

A total of two berths will be constructed and the jetty will be about 5.5 km from the shore. The two berths are designed for unloading from LNG carriers with nominal capacities ranging from 125,000 m^3 to 266,000 m^3. Each of the two berths will have four 20" LNG unloading arms, designed to accommodate a total unloading rate of 14,000 m^3/hr and one 20" vapour return arm designed for the same capacity. The LNG cargo will be pumped by the ship's cargo pumps and delivered to the LNG storage tanks on the terminal side. The terminal adopts a dual unloading header design for transferring LNG between the terminal and the jetty. The LNG storage tanks will be of full containment type with a capacity of 250,000 m^3 each. Terminal-side BOG compressors will be used for vapour return during unloading.

2.2 LNG STORAGE

Two 250,000 m^3 full containment LNG storage tanks will be installed in Phase I with future provision for two additional tanks in Phase II of the same size. All LNG tanks will have the same design with an inner shell of 9% Ni steel and a full concrete outer shell (including roof). The LNG storage tanks will be kept at near ambient pressure and cryogenic conditions (about

-160 °C). In case of any LNG leakage from the primary tank, the outer tank will contain the LNG and the excess vapour generated is vented from the outer tank in a controlled manner. Three LP in-tank centrifugal submerged pumps are provided for each tank and are capable of supplying LNG for send-out at approximately 9 barg. Each LP pump has a design capacity of 525 m^3/h for LNG delivery.

2.3 BOIL-OFF GAS (BOG) TREATMENT SYSTEM

The boil-off gas (BOG) generated in the LNG storage tanks will be collected in a BOG header. The BOG will be sent to the BOG compressors through BOG Suction Drums. Three BOG compressors will be provided in Phase I with a common suction drum. An additional train with three BOG compressors and a BOG Suction Drum is planned for Phase II. One BOG compressor is always running in normal operation, while two are required during unloading operations to handle the higher BOG generation rate as well as return some of the BOG to the LNG carrier. A desuperheater is also provided at the jetty head for each of the headers to cool down the return gas before returning to the ship cargo tank. Each of the compressors (with capacity control by steps at an increment of 25%) can deliver BOG at 8.5 barg with a capacity of 16.2 t/hr.

During unloading operations, part of the compressor discharge is routed back to the ship via the vapour return line. When unloading operations are not in service, the entire BOG stream is compressed and recovered in the BOG Recondenser. The BOG Recondenser consists of a packed bed with stainless steel pall rings where BOG is brought into contact with LNG for recondensation. The condensed BOG/ LNG from the BOG Recondenser bottoms is routed to the HP Pump suction. Each compressor train will be provided with its own BOG Recondenser.

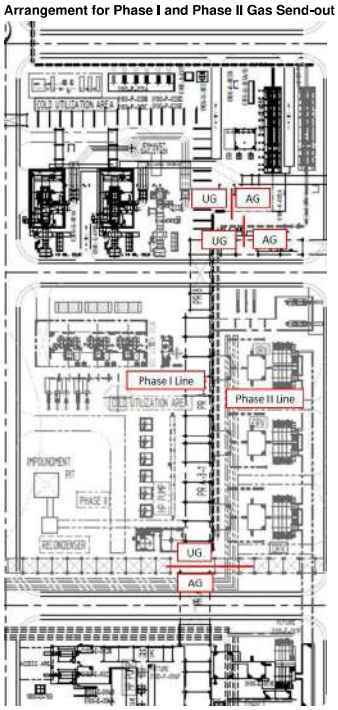
2.4 LNG TRANSFER AND SEND-OUT SYSTEM

Send-out from the LP pumps is sent to the suction of HP LNG Pumps, with a small amount injected to the Recondenser for BOG recondensation. When carrier unloading is not in operation, the entire LNG flow from the LP pumps will be routed to the unloading header to maintain the line under cryogenic conditions before entering the LP header, while the LP LNG is sent directly to the LP header during LNG ship unloading.

The required pressure of the send-out gas at the terminal battery limit is 86.2 barg. To achieve this send-out pressure, a total of six HP LNG Pumps will be installed for Phase I (including one as spare) and an additional six will be installed for Phase II in order to meet the LNG normal send-out rate of 856 t/hr (maximum send-out rate is 1028 t/hr) for each phase. Correspondingly, five open-rack seawater vaporisers (plus one as spare) for Phase I and five (plus one as spare) for Phase II, with the same capacity as the HP pumps, will be installed to vaporize the pressurized LNG to natural gas. The send-out gas (natural gas) is then routed to the gas metering station before entering the 34" send-out gas header/ pipeline. Part of the

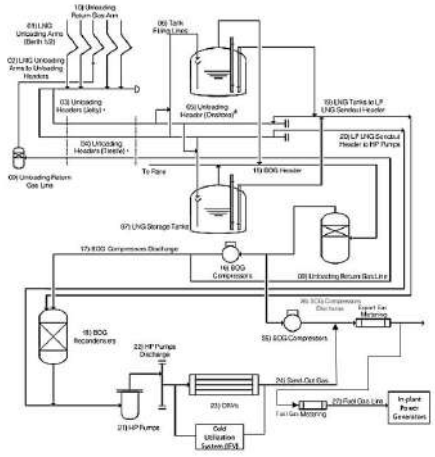
Phase I Gas Send-out Header and majority of the Phase II Gas Send-out Header are installed belowground as shown in Figure 2.4.

Figure 2.4 Piping Arrangement for Phase I and Phase II Gas Send-out Header



A schematic of the Nong Fab LNG Receiving Terminal facilities is presented in Figure 2.5. The equipment considered in this QRA study is summarized in Table 2.1.

Figure 2.5 Schematic for PTT Nong Fab LNG Terminal Facilities*^



Note:
Dual unloading headers are provided for each phase. In other words, a total of four unloading headers will be available in jetty, trestle and onshore sections in Phase II;
* Exact same scheme will be installed in Phase II to provide a completely separated configuration; and
^ Simultaneous operation of unloading system has been considered.

Table 2.1 Main Process Facilities for the Nong Fab LNG Terminal

Process Facility	No. of Equipment	
	Phase I	Phase II
Berth	1 (Berth 1)	2 (Berth 2)
Liquid Unloading Arm	4 (Unloading)	4 (Unloading)
Vapour Return Arm	1 (Unloading)	1 (Unloading)
Return Gas KOD	1	1
De-superheater	1	1
LNG Storage Tanks	2	2
LP LNG Pumps	3 in each storage tank	3 in each storage tank
BOG Compressors	3	3
BOG Suction Drum	1	1
BOG Recondenser	1	1
HP LNG Pumps	5 (+1)*	5 (+1)*
Open Rack Vaporisers (ORV)	5 (+1)*	5 (+1)*
Intermediate Fluid Vaporisers (IFV)	2	2
Send-out Gas Compressors	2	-

* Number in bracket indicates spare equipment.

2.5 TERMINAL OPERATIONS AND ASSUMPTIONS

2.5.1 Modes of Operation

The following operation modes are envisaged for the Nong Fab Receiving Terminal:

Holding Mode (Normal Operation Mode)
Gas send-out operation is performed without LNG unloading. LNG is continuously pumped out from the LNG storage tanks and vaporised by the ORVs for gas send-out. During this operation mode, all LP LNG is sent to LP header through the unloading header to maintain the unloading headers under cryogenic conditions. This is the most prevalent mode of operation.

Ship Unloading Mode
LNG unloading from a carrier is performed in parallel to gas send-out operations. The terminal is designed to unload LNG from one carrier at Berth 1 and another at Berth 2 simultaneously.

Zero Send-out Mode
Gas send-out is suspended for any reason or planned shutdown. The Recondensers cannot condense any BOG as there is no LNG flow in this mode. Thus, BOG is diverted to the Send-out Gas Compressors and exported directly to gas send-out pipelines.

2.5.2 Material composition

The LNG and BOG compositions may vary depending on the sources of LNG. The compositions for LNG and BOG used in this study were taken from the Project Process and Plant Basis of Design [5] as summarised in Table 2.2 and Table 2.3. Rich LNG and rich BOG were considered as the basis for this QRA study.

Table 2.2 LNG Compositions (by mol%)

Component	Lean LNG	Rich LNG	High N_2 LNG
N_2	0.15	0.00	1.00
Methane	99.84	87.24	93.40
Ethane	0.01	8.45	3.90
Propane	0.00	3.15	1.12
Iso-butane	0.00	1.11	0.58
Iso-pentane	0.00	0.05	0.00

Table 2.3 BOG Compositions (by mol%)

Component	Lean BOG	Rich BOG	High N_2 BOG
N_2	3.35	0.00	22.56
Methane	96.65	99.98	77.43
Ethane	0.00	0.02	0.00

2.5.3 Assumptions for Terminal Operations

The Nong Fab LNG Terminal is designed to receive and send-out LNG of 15 MMTPA with a peak capacity of 18 MMTPA upon completion of the Phase II development. The number of carrier unloading operations required per year has been estimated to vary from 136 (assuming all large carriers of 266,000 m^3 nominal capacity) to 289 (assuming all small carriers of 125,000 m^3 nominal capacity) times per year. It will take approximately 20 hours and 13 hours to unload from large and small carriers, respectively, which correspond to the maximum unloading rate of 14,000 m^3/hr and 11,000 m^3/hr.

A summary of the unloading operations considered in this QRA is presented in Table 2.4 . The total unloading time per year was estimated based on the time required for large carrier unloading, i.e. 136 operations / year x 20 hours/ operation = 2720 hours/ year. The utilisation rate for unloading operations was assumed to be distributed equally between Berths 1 and 2. It is noted that simultaneous unloading operation was considered in the modelling.

Table 2.4 Summary of Unloading Operations Considered in the QRA

Parameters	Unloading Operation
Terminal Unloading/ Reloading Capacity (MMTPA)	15
Nominal Carrier Capacity (m^3)	266,000
Unloading/ Reloading Rate (m^3/hr)	14,000
No. of Operations (operations/ year)	136
Unloading/ Re-loading Time per Operation (hr)	20
Total Unloading/ Reloading Time (hr/ year)	2,720

3 PROJECT SITE DESCRIPTION

The proposed site for the Nong Fab LNG terminal is in Baan Nong Fab, Muang District in Rayong Province, approximately 200 km away from Bangkok in Thailand. Figure 3.1 depicts the LNG Terminal site location as part of the Map Ta Phut Industrial Estates along with the other developed industrial sites in the vicinity.

The LNG terminal comprises of two main areas, i.e. process and jetty area. The terminal site is approximately 34 hectares, with 520 m of ocean frontage. Towards the land side, there is a residential area situated merely across the road to the northwest from the terminal site. Apart from this residential community, the terminal site is surrounded by predominantly industrial facilities, including the adjacent LDPE plant and polymer logistics facilities. Also in the vicinity are two currently vacant plots of land, one is owned by Padang Industrial to the north of the terminal and one is owned by Italian Thai Co., Ltd to the east by the sea. Industrial facilities are thus expected to be developed in these vacant areas in future.

The jetty of the LNG terminal is located about 1.5 km to the west of Map Ta Phut Industrial Estate Port. It extended southwards by approximately 5.5 km from the shore into the sea. There are two other similar jetty/ berth facilities in the neighbourhood, including an existing chemicals berth owned by PTT Global Chemical Public Company Limited and a currently developing berth owned by Italian Thai Development Co., Ltd.

Details of the population considered in the QRA are described in Section 3.1.

Figure 3.1 Nong Fab LNG Terminal Site & Surrounding Industrial Facilities



1. PTT Phenol Co., Ltd (PTTPhenol)
2. Bangkok Industrial Gas Co., Ltd. (BIG) Nongfab H2 Plant
3. HMC Polymers Co., Ltd PDH Plant
4. Thai Oleochemicals Company Limited
5. NPC Safety and Environmental Service Co.,Ltd.
6. PTT Maintenance and Engineering Company Limited (PTTME)
7. Residential Community
8. Undeveloped plot of land owned by Padang Industrial
9. PTT Global Chemical Public Company Limited (PTTGC) LDPE Plant
10. Thai Polyacetal Co., Ltd.
11. PTT Polymer Logistics
12. TTCL Public Company Limited - D184 Site Project
13. Undeveloped site owned by Italian Thai Co., Ltd
14. PTT Global Chemical Public Company Limited (PTTGC) Terminal
15. Proposed ITD (Italian Thai Development Co., Ltd.) berth
16. NS BlueScope (Thailand) Limited

3.1 POPULATION

As noted in the previous subsection, to the north-west of the LNG Terminal is a residential area where significant population may be expected. Within this area, Nong Fab School and Nong Fab Takkinaram Temple have been identified as the main sensitive establishments of concern, to which a greater degree of scrutiny of the risk level is warranted as per NFPA 59A [6]. Also subject to the risk assessment is the industrial population in the vicinity. However, while detailed population information for these industrial areas is not available, the general population data available for the districts covering the project site have been used to estimate the population in these areas. The near field (within 1 km radius) off-site population of concern are illustrated in Figure 3.2.

Figure 3.2 Sensitive Establishments Identified in the Vicinity of Nong Fab LNG Terminal



For far-field, the population within 12 km radius from the LNG terminal has been considered, as indicated in Figure 3.3. The population data considered in the QRA is presented in Table 3.1, which is taken from National Statistic Office of Rayong. In this QRA, it is assumed that the population density is the same for the entire district/ sub-district. It is further assumed that the population distribution between indoor and outdoor location is respectively 50% and 50% during day time, and 80% and 20%, during night time.

Figure 3.3 Area within 12 km radius from Nong Fab LNG Terminal



Table 3.1 Population Information

Population Centre/ District	Population
Population Centres	
Nong Fab Takkinaram Temple [7]	30
Nong Fab School [7]	182
Nong Fab Community [8]	1,281
District/ Sub-district, including industrial sites [6] [9]*	
Noen Phra	39,968
Map Ta Phut	66,478
Ban Chang	73,022
Huai Pong	20,513
Thap Ma	28,307
Nikhom Phatthana	17,877

* Population cited refers to total population for the entire district/ sub-district

3.2 METEOROLOGICAL DATA

The climate data collected from the Rayong Station [10] and data from the basis of design [11] are used as the basis for this QRA study as presented in Table 3.2.

Table 3.2 Climate Data

Design Parameter	Rayong Station
Average Ambient temperature	28 °C
Average Barometric pressure	1,009 mbar
Average relative humidity	89 %
Daily Maximum rainfall	140 mm

An analysis of the wind data collected from the weather stations was conducted and presented in Table 3.3. For consistency, the two representative wind conditions considered for this QRA are taken from the FEED QRA Report [12], 5/D, i.e. stability class D (Neutral) and strong wind conditions of 5 m/s, and 2/F, i.e. stability class F (Stable) with a wind speed of 2 m/s. It is further assumed that these two wind conditions are equally likely, i.e. each with 50% probability, to represent the day time and calm night-time conditions, respectively.

Table 3.3 Wind Data – Rayong Station

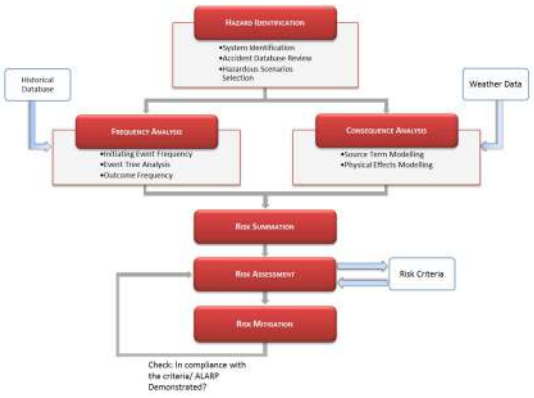
Wind Speed (m/s)	2	5
Atmospheric Stability	F	D
Wind Direction	Percentage of Occurrence	
0	10%	10%
45	0%	0%
90	0%	0%
135	4%	4%
180	13%	13%
225	23%	23%
270	0%	0%
315	0%	0%

4 QRA METHODOLOGY OVERVIEW

A brief overview of the QRA methodology is presented in this section. Further details are provided in the following sections of this report.

A detailed study approach as given by the American Institute of Chemical Engineers Center for Chemical Process Safety (CCPS CPQRA) [13] has been adopted to conduct the QRA. The key elements of this procedure are outlined in Figure 4.1.

Figure 4.1 QRA Methodology



The QRA begins with hazard identification which involves a review of the hazardous properties of the materials processed and stored at the plant and review of worldwide incidents at similar facilities, whereby all relevant hazards are identified and the ways in which those hazards are realised. Specifically, this QRA adopted a 'top down' or 'methodical rupture' approach [14], involving consideration of potential leaks and major releases from fracture of all process pipes, equipment and vessels. As a result, a comprehensive list of potential loss of containment sources is generated as a basis for the subsequent consequence and frequency analysis.

Consequence analysis aims to obtain an estimate of the impact on people of loss of containment events of flammable or toxic substances. This includes the following primary components which are performed with consequence modelling software:

- Source term/ discharge modelling
- Dispersion modelling
- Fire and explosion modelling
- Effects modelling

The likelihood of each loss of containment event identified is estimated in the frequency analysis. By the use of generic failure frequency data, the initiating frequency of the loss of containment event can be estimated. The undesired outcome event (e.g. fire, explosion or toxic gas dispersion) frequencies can be then derived using Event Tree Analysis (ETA). ETA allows the identification and quantification of possible event outcomes in a systematic, logical way following the initiating event. An 'event tree' is developed that graphically illustrates all possible outcomes following realisation of the initiating event; it depicts the chronological sequence of events that could occur following the initiating event, including escalation and mitigation.

Risk estimation combines the estimates of likelihood and consequence for the identified hazardous events to produce a measure of the level of risk, presented as individual risk contours for example.

As part of this QRA, a frequency-based blast assessment for occupied buildings & LNG storage tanks was also carried out to assess the impact on plant buildings and to provide input to the plant building design. This assessment quantifies the impairment likelihood of the concerned buildings, taking into account all identified explosion scenarios and unignited release scenarios. Study results will be presented in the form of Overpressure Exceedance curves (for explosion scenarios). Based on the results of the Blast Study, the Design Accidental Load (DAL) for each building of concern was recommended. For LNG storage tank concrete walls, the DAL for LNG storage tanks will be evaluated based on the maximum overpressure experienced by the LNG storage tank concrete walls.

The QRA was conducted using DNV PHAST 6.7 and IRESC's in-house risk integration tool was used for performing risk summation.

5 HAZARD IDENTIFICATION

Hazard identification involves a review of the hazardous properties of the materials processed and stored at the plant, a review of worldwide incidents at similar facilities and inputs from other studies such as HAZOP/ HAZID etc., whereby all relevant hazards will be identified and

the ways in which those hazards are realised. As a result, a comprehensive list of potential loss of containment sources is generated as a basis for the subsequent consequence and frequency analysis.

5.1 HAZARDOUS PROPERTIES OF LNG

LNG is non-toxic and non-corrosive. Its hazards arise from its cryogenic temperatures and flammable properties. If released to the atmosphere, LNG vaporises to form a vapour cloud. Due to the low temperatures, this vapour cloud is heavier than air and tends to slump as it disperses in the atmosphere. Methane is flammable between 5%vol (LFL) to 15%vol (UFL).

If an LNG spill is ignited, one of several hazardous outcomes may occur, depending on release conditions and time of ignition:

Pool Fire
Spillage of a flammable liquid such as LNG tends to form a spreading pool on the ground. Ignition of this this pool produces a pool fire.

Jet Fire
Jet fires result from ignition of a pressurised release of flammable gas or liquid. The pressure behind the release produces a high velocity jet of gas and/or liquid which entrains air to form a flammable mixture. Ignition of this mixture produces a jet fire. It follows that jet fires may only occur where LNG or NG is being handled under pressure.

Flash Fire
Following an LNG or NG release, if there is no immediate ignition, the vapour will disperse in the atmosphere and gradually be diluted. Some portion of this vapour cloud will have a concentration between the upper flammability limit (about 15%vol) and lower flammability limit (about 5%vol). If this flammable portion of the cloud subsequently comes in contact with an ignition source, the vapour cloud may ignite and burn rapidly with a sudden flash. This is termed a flash fire and is distinct from a vapour cloud explosion in that flame speeds are lower and no significant overpressure is generated. However, direct contact with the burning vapours by persons within the flash fire envelope may cause fatalities. Thermal radiation effects from flash fires are however not significant due to the short duration of the flash fire.

Vapour Cloud Explosion
Since the reactivity of methane is low, a flash fire is the most likely outcome from a delayed ignition of an LNG release. Flame speeds are generally too low to generate damaging overpressures if the vapour cloud is ignited in an unconfined, uncongested area. However, if a vapour cloud is allowed to accumulate in a confined and/ or congested area such as congested process areas, and is then ignited, a vapour cloud explosion (VCE) may result.

Fireball
A fireball would result from immediate ignition of a large release such as from cold catastrophic rupture of a pressurised vessel. Ignition of the rapidly released materials will form a ball of flame rising rapidly into the air and burning out in a short time. This scenario was considered for catastrophic failure of the Recondenser.

BLEVE
A boiling liquid expanding vapour explosion (BLEVE) is an explosion caused by the rupture of a vessel containing a pressurised liquid above its boiling point. A BLEVE involves a rapid phase transition in which a liquid contained above its atmospheric boiling point being rapidly depressurised, causing a nearly instantaneous transition from liquid to vapour with a corresponding energy release. A BLEVE is often accompanied by a large fireball if a flammable liquid is involved, since an external fire impinging on the vapour space of a pressure vessel is a common BLEVE scenario. BLEVE was considered for the Recondenser.

Rapid Phase Transition (RPT)
When LNG comes in contact with water in the event of loss of containment, the cryogenic LNG is rapidly driven to its superheat limit, resulting in spontaneous and explosive boiling of LNG. This is termed Rapid Phase Transition. Though the vapour is generated very rapidly, the impact is localized, causing only marginal overpressures. This may be sufficient to break nearby windows but damage to equipment is not expected. RPT is not expected to present a significant hazard to the occupied buildings onsite or offsite population, and hence is not considered further in this analysis.

5.2 REVIEW OF LNG PAST INCIDENTS

A review of industry incidents related to LNG Terminals was undertaken using well established International accident databases such as Major Accidents Reporting System (eMARS) maintained by the Major Accidents Hazards Bureau (MAHB), Emergency Response Notification System (ERNS) maintained by Right To Know Network (RTK), etc. Some of the major LNG related incidents are briefly described in the following paragraphs.

LNG Tank Failure - Cleveland, Ohio, USA, 1944 [15]
This incident occurred in 1944 at a peak shaving facility in Ohio. An LNG Tank built with a steel alloy comprising of low nickel content failed due to brittle failure of the alloy upon exposure to LNG. The LNG spill resulted in a vapour cloud which filled the streets and sewer system which subsequently ignited leading to 128 fatalities. This incident lead to the inclusion of the use of 9% nickel for LNG Tank construction within the relevant design codes.

LNG spill post unloading – Methane Princess, 1965 [16]
The LNG Unloading Arms were prematurely disconnected before the lines were completely drained. This led to LNG liquid passing through the partially opened valve and spilling on the

drip pan placed underneath the arms. Although seawater was applied as a preventive measure, a star shaped fracture occurred on the deck plating.

Tank Rollover – La Spezia, Italy, 1971 [16]
During unloading operations, the LNG Storage Tank developed a sudden pressure rise resulting in discharge of LNG vapours from the tank safety valves and vents. This resulted in slight damage to the tank roof. However, no ignition occurred. The main reason for this incident was attributed to rollover (two layers if LNG of different densities within the tank).

LNG Tank Fire during construction – Staten Island, USA, 1973 [17]
During the construction of an LNG Storage Tank, a fire occurred in the tank interiors leading to a sudden pressure build up in the tank. This led to lifting/ dislodging of the roof and an internal collapse of the roof on to the workers inside the tank. The incident resulted in a total of 37 fatalities which were attributed to a construction-based incident, rather than process related.

LNG Tank bottom pipe failure – Das Island, UAE, 1978 [16]
The bottom pipe connection of a double walled tank (with 9% nickel steel inner wall and carbon steel outer wall) failed. A large vapour cloud was formed as a result of the failure. However, there was no ignition of this cloud and as a result no damage or injuries occurred.

LNG Storage Tank PSV Release – 1993 [18]
LNG Storage tank PSVs lifted during static mode i.e. when the tank was not being filled. The relief valves opened and closed a few times before the pressure eventually steadied. Icing was found to occur on pallet valves along with a small crack in the outer skin due to valve hammer. No injury or damage was reported. However, in the event of an immediate ignition of the release, there could have been potential damage to the tank roof upon been subjected to high levels of radiation.

Explosion – Skikda, Algeria, 2004 [19]
The explosion of a steam drum was caused by additional vapour drawn into the steam boiler from a leak in the refrigerant system. The steam drum was located in close proximity to the primary leak which resulted in an ignition of the vapour cloud producing an explosion and fireball. The fire and explosion resulted in 27 fatalities and 72 injuries and took about 8 hours to extinguish.

LNG Unloading Arm Leak - SABINE PASS LNG, Cameron, LA, 2012 [20]
LNG was discharged from an unloading arm at the seal during the transfer operation. The overall quantity of LNG discharged was less than one gallon. The LNG vaporised without causing damage to other surfaces in the vicinity. The transfer operation was stopped and maintenance was undertaken for making repair. No fire, damage or injury was reported.

Lightning Strike - Arizona, USA, 2012 [20]
A lightning strike occurred to the LNG Storage Tank vent which resulted in a fire. The fire was however, put out in about 30 seconds upon activation of ESD system by fire detection system. No injury or damage was reported.

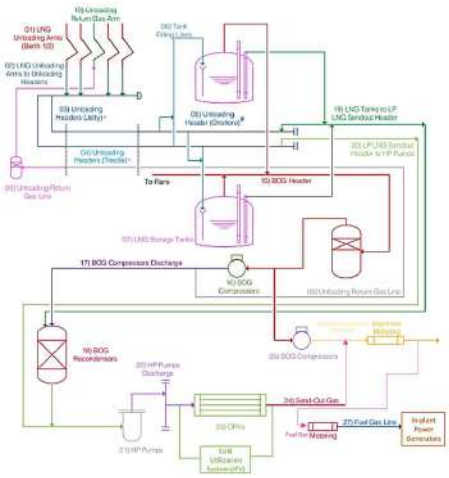
Based on the review, it is concluded that overall LNG facilities have demonstrated a high safety record. No members of the public have been impacted by LNG related incidents since 1944. Additionally, there is an improved understanding regarding handling of cryogenic materials as well as the adoption of high nickel steels for LNG tank construction. Although there have been minor fires and small releases in existing LNG facilities, the hazard was promptly handled by the plant personnel and impact was limited to the plant site. From the above incidents, it may also be concluded that the main hazards arise from the flammable properties of LNG and the risk of fires and explosions.

5.3 HAZARDOUS SCENARIOS IDENTIFICATION

The LNG terminal was divided into 27 sections for analysis, based on process conditions (with reference to the Project Process and Plant Basis of Design [5]) and the provision of emergency shutdown valves for isolation. The hazard sections and the process data considered in the QRA are listed in Table 5.1 and a schematic of the hazardous sections is presented in Figure 5.1.

The storage tanks for the Nong Fab LNG Terminal will be of full containment type with very low failure frequency and details are discussed in Section 7.1.2. Nevertheless, LNG tank failure scenarios have been considered in this QRA.

Figure 5.1 Schematic of the Hazardous Sections*^



Note:
Dual unloading headers are provided for each phase. In other words, a total of four unloading headers will be available in jetty, trestle and onshore sections in Phase II;
* Exact same scheme will be installed in Phase II to provide a completely separated configuration; and
^ Simultaneous operation of unloading system has been considered.

Table 5.1 Hazardous Sections for QRA study

Section Tag	Section Description	Phase (L/G)	Pressure (barg)	Temperature (degC)	Density (kg/m3)*	Mass Flow Rate (kg/s)	HMB Stream
01U	LNG Unloading Arms - Unloading Mode	L	4.4	-158	467	1,816	Case 1-3/ L-1A
02U	LNG Unloading Arms to Unloading Header - Unloading Mode	L	3.2	-157.7	466.4	1,814	Case 1-3/ L-2A/B
03U	Unloading Header (Jetty) - Unloading Mode	L	3.2	-157.7	466.4	1,814	Case 1-3/ L-2A/B
03H	Unloading Header (Jetty) - Holding Mode	L	12.1	-157.1	466.3	54	Case 1-26/ L-2A
04U	Unloading Header (Trestle) - Unloading Mode	L	3.2	-157.7	466.4	1,814	Case 1-3/ L-2A/B
04H	Unloading Header (Trestle) - Holding Mode	L	12.1	-157.1	466.3	54	Case 1-26/ L-2A
05U	Unloading Header (Onshore) - Unloading Mode	L	3.2	-157.7	466.4	1,814	Case 1-3/ L-2A/B
05H	Unloading Header (Onshore) - Holding Mode	L	12.1	-157.1	466.3	54	Case 1-26/ L-2A
06U	Tank Filling Line to Tank - Unloading Mode	L	0.25	-157.7	466.3	1,814	Case 1-3/ L-2A/B
06H	Tank Filling Line to Tank - Holding Mode	L	12.1	-157.1	466.3	109	Case 1-26/ L-2A
070	LNG Storage Tank	L	0.19	-155	454.9	-	-
08U	Return Gas Line (Onshore and Trestle) - Unloading Mode	G	8.5	-13.9	7.3	10	Case 1-3/ B-13
09U	Return Gas Line (Jetty Boundary to Desuperheater) - Unloading Mode	G	8.5	-13.9	7.3	10	Case 1-3/ B-15
10U	Return Gas Arm - Unloading Mode	G	0.15	-140	1.7	5	Case 1-3/ B-15
150	BOG Header (LNG Tanks to BOG Compressors)	G	0.18	-149.1	1.9	10	Case 1-3/ B-11
160	BOG Compressors	G	0.08	-148.9	1.7	10	Case 1-3/ B-12
170	BOG Compressors Discharge	G	8.5	-13.9	7.3	10	Case 1-3/ B-13
180	BOG Recondenser	L	11.9	-157.2	466.5	43	Case 1-3/ L-22

Section Tag	Section Description	Phase (L/G)	Pressure (barg)	Temperature (degC)	Density (kg/m3)*	Mass Flow Rate (kg/s)	HMB Stream
190	LNG Tanks to LP LNG Send-out Header (including LP LNG from tank to LP LNG Send-out Header, LP LNG Send-out Header and Recondenser Mixing Line)	L	11.3	-155.3	463.7	284	Case 1-9/ L-23
200	HP Pump suction LNG lines	L	8.1	-151.3	456.5	287	Case 1-3/L-25
210	HP Pumps	L	8.1	-151.3	456.5	287	Case 1-3/L-25
220	HP Pumps Discharge	L	104.2	-146.4	458.2	287	Case 1-3/L-26
230	ORV/ IFV	L	104.2	-146.4	458.2	287	Case 1-3/L-26
240	Send-out Gas from ORV/ IFV	G	86.2	15.7	89.7	286	Case 1-3/G-1
250	SOG Compressors	G	86.2	48	60.6	4	Case 1-26/B-14
260	SOG Compressors Discharge	G	88	48	60.6	4	Case 1-26/B-14
270	Fuel Gas Line	G	35	-13.4	37	1	Case 1-3/G-3

Note:
* Density is calculated using PHAST based on the process condition.

6 CONSEQUENCE ANALYSIS

Consequence modelling is used to predict the size, shape, and orientation of hazard zones resulting from releases of hazardous material. It generally comprises the following elements:

- Source term/ discharge modelling: This involves estimation of discharge rate, release duration and other physical properties of the released material, such as temperature and pressure. These estimated parameters are then set as the initial conditions for the subsequent dispersion or fire effects modelling.
- Dispersion modelling: This involves mathematical simulation of how the released materials disperse in the ambient atmosphere. Downwind and crosswind concentrations are determined to find the gas cloud hazard footprint.
- Fire and explosion modelling: If the released material comes into contact with an ignition source, it can result in a range of possible fire outcomes such as jet fire, pool fire, flash fire, fireball or explosion, depending on the source term conditions, time of ignition, the strength of ignition source, etc. It is possible to predict the fire behaviour with numerical or empirical models, whereby the size of the flame and the heat radiation zone can be estimated. Similarly, blast overpressure resulting from a gas explosion can also be predicted with mathematic models.
- Effects modelling: This involves determination of the magnitude of damage caused by exposure to fire, heat radiation, overpressure or toxin. With the help of probit functions, the probability of fatality or injury can be related to thermal radiation levels and exposure duration. Similarly, the harm probability can be determined for different explosion overpressure levels.
- Mitigation: By altering the source term of the models, it is possible to quantify the reduction of hazardous zone from a release due to the effects of mitigation measures such as impoundment basins.

For this QRA, DNV PHAST V6.7 was used to model all consequences.

6.1 LEAK SIZES

Four hole sizes were considered in this study, which are the same as FEED QRA [12], including:

- Full bore rupture of piping or catastrophic vessel failure;
- 100 mm release, representing a large leak;

- 50 mm release, representing a significant leak from equipment such as a flange or instrument tapping failure; and
- 12.5 mm release, representing pin-hole leakage.

6.2 SOURCE TERM MODELLING

6.2.1 Release Rate Calculation

In the event of a catastrophic rupture of a vessel, the Instantaneous Model in PHAST was used to model the rapid release of the entire inventory, where the material in the vessel is expanded from initial conditions to atmospheric pressure. For releases from holes in pipes/ vessels, release rate was calculated using standard orifice type calculations based on process conditions and leak size.

For gas releases, the pressure in the system, and hence the release rate, will slowly decrease following isolation, resulting in a time dependent release. As a conservative approach, the calculated initial release rate was assumed constant over the release duration for such scenarios.

For large leaks from liquid streams (e.g. guillotine failure of pipes, 100 mm leaks etc.), the release rate calculated from orifice type calculations is compared with the pumping rate. If the calculated release rate exceeds the normal pumping rate, the discharge rate was capped at 1.3 times the pumping rate to reflect pump curve characteristics. This was applied to all leak locations downstream of a pump.

A summary of the discharge rate modelling results is shown in Table 6.1.

Table 6.1 Discharge Rate Summary

Section No.	Section Description	Hole Size (mm)	Release Rate (kg/s)
01U	LNG Unloading Arms - Unloading Mode	012	1.4
		050	23.7
		100	94.8
		RUP	2,350
02U	LNG Unloading Arms to Unloading Header - Unloading Mode	012	1.2
		050	20.2
		100	80.8
		RUP	2,350
03U	Unloading Header (Jetty) - Unloading Mode	012	1.2
		050	20.2
		100	80.8
		RUP	2,350

Section No.	Section Description	Hole Size (mm)	Release Rate (kg/s)
03H	Unloading Header (Jetty) - Holding Mode	012	2.3
		050	39.2
		100	69.9
		RUP	69.9
04U	Unloading Header (Trestle) - Unloading Mode	012	1.2
		050	20.2
		100	80.8
		RUP	2,350
04H	Unloading Header (Trestle) - Holding Mode	012	2.3
		050	39.2
		100	69.9
		RUP	69.9
05U	Unloading Header (Onshore) - Unloading Mode	012	1.2
		050	20.2
		100	80.8
		RUP	2,350
05H	Unloading Header (Onshore) - Holding Mode	012	2.3
		050	39.2
		100	69.9
		RUP	69.9
06U	Tank Filling Line to Tank - Unloading Mode	012	0.3
		050	5.6
		100	22.6
		RUP	2,350
06H	Tank Filling Line to Tank - Holding Mode	012	2.3
		050	39.2
		100	141.2
		RUP	141.2
070	LNG Storage Tank	CAT	-
08U	Return Gas Line (Onshore and Trestle) - Unloading Mode	012	0.2
		050	3.0
		100	11.9
		RUP	110.8
09U	Return Gas Line (Jetty Boundary to Desuperheater) - Unloading Mode	012	0.2
		050	3.0
		100	11.9
		RUP	110.8
		CAT	-
10U	Return Gas Arm - Unloading Mode	012	0.014
		050	0.3
		100	1.0

Section No.	Section Description	Hole Size (mm)	Release Rate (kg/s)
		RUP	26.7
150	BOG Header (LNG Tanks to BOG Compressors)	012	0.017
		050	0.3
		100	1.2
		RUP	99.1
		CAT	-
160	BOG Compressors	012	0.011
		050	0.2
		100	0.38
		RUP	64.5
170	BOG Compressors Discharge	012	0.2
		050	3.0
		100	11.9
		RUP	197
180	BOG Recondenser	012	2.2
		050	38.9
		100	155.6
		CAT	-
190	LNG Tanks to LP LNG Send-out Header (including LP LNG from tank to LP LNG Send-out Header, LP LNG Send-out Header and Recondenser Mixing Line)	012	2.2
		050	37.8
		100	151.2
		RUP	371.4
200	HP Pump suction LNG lines	012	1.8
		050	31.8
		100	127.1
		RUP	371.6
210	HP Pumps	012	1.8
		050	31.8
		100	127.1
		RUP	371.6
220	HP Pumps Discharge	012	6.5
		050	113.1
		100	372.4
		RUP	372.4
230	ORV/ IFV	012	6.85
		050	113.1
		100	372.4
		RUP	372.4
240	Send-out Gas from ORV/ IFV	012	1.7
		050	28.7
		100	114.6

Section No.	Section Description	Hole Size (mm)	Release Rate (kg/s)
		RUP	2,100
250	SOG Compressors	012	1.5
		050	26.7
		100	106.8
		RUP	110
260	SOG Compressors Discharge	012	1.5
		050	26.7
		100	106.8
		RUP	248.2
270	Fuel Gas Line	012	0.7
		050	11.9
		100	47.8
		RUP	49.3

6.2.2 Release Duration & Inventory

Release duration is another important output from the discharge modelling which is determined by the upstream inventory and means of leak detection and isolation. The total release inventory was calculated as the sum of the piping/ equipment inventory within the isolatable section and the inflow inventory until isolation is achieved. The total release inventory was calculated for each of the identified hazardous sections.

Typically, the time required for isolation will vary between normal process area and jetty area due to differences in operation, and safety measures in place. With the provision of low temperature, gas and fire detectors and emergency shutdown system, it was assumed that isolation can be achieved within 2 minutes under normal conditions. However, it is possible for the isolation system to fail, in which case it is assumed that manual intervention can achieve isolation within 10 minutes. In the event of unloading arm failure, a shorter isolation time of 30 seconds (for isolation success case) and 2 minutes (for isolation failure case) was assumed, taking into consideration the additional safety measures such as excessive movement detection and isolation in the unloading arm, and the presence of operators in the vicinity to activate emergency shutdown manually during unloading operations.

6.2.3 LNG/ NG Source Terms

The loss of containment of LNG can result in a wide range of behaviour, including liquid jets, two phase jets, evaporating pools, etc., depending on factors such as the storage conditions. The LNG source terms relevant to the study can be broadly categorised as jet releases and pool spread and vaporisation.

Jet Release (liquid and two-phase)

For the case of an unobstructed jet, a large fraction of the LNG may vaporise in the air before the liquid rains out and forms a pool. The amount of vaporisation from the jet will depend on the ambient temperature, the pressure and temperature of the LNG, the initial velocity of the liquid, the orifice size, the fluid trajectory, atomisation of the liquid spray and the entrainment rate of fresh air. Jet releases were modelled as unobstructed horizontal releases as this tends to give the most vaporisation and largest consequence distances and is hence conservative.

Pool Spread and Vaporisation

Formation of a liquid pool allows the LNG to spread from the release point, absorb heat from the ground and create an extended area source of gas. Lower pressure releases of LNG with a larger liquid fraction are expected to produce liquid pools. Vessels will be unable to maintain pressure in the event of catastrophic failures or large leaks from liquid piping systems (where discharge rate is limited to pump volumetric flow rate). With these lower pressure releases, release momentum is lower and hence air entrainment and aerosol formation is less. This implies less heat transfer with the air and more liquid rainout to the ground to form a pool.

Impoundment basins are provided to contain LNG leaks up to a certain volume, beyond which the pool is likely to spread beyond the impoundment pit. The impoundment pits provided at various locations of the plant are presented in Figure 6.1, with their respective volume and surface areas shown in Table 6.2. In order to reflect this in the modelling, the total release inventory was compared against the impoundment pit volume. If the release inventory is larger than the impoundment pit volume, overfilling of the pit is expected and these scenarios were modelled as unconfined pools with no credit from impoundment pit. The scenarios considered as confined pool are presented in Annexure A.

Figure 6.1 Impoundment Pit Locations – Process Area

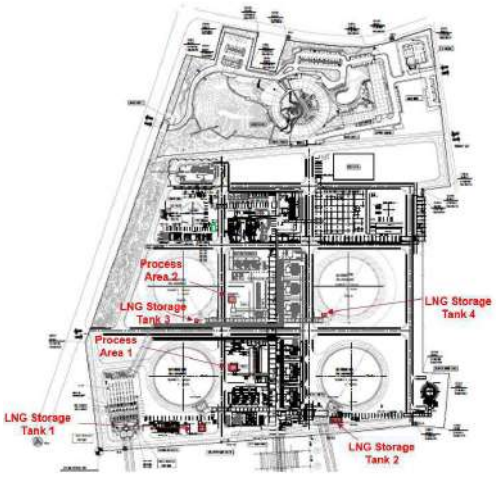


Figure 6.2 Impoundment Pit Locations – Jetty Area

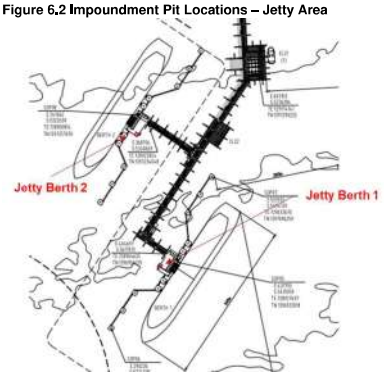


Table 6.2 Impoundment Pit Dimensions [21]

Impoundment Pit	Length (m)	Width (m)	Area (m^2)	Depth (m)	Net Vol. (m^3)
Jetty Berth 1	2	2	4	3	12
Jetty Berth 2	2	2	4	3	12
Process Area 1	10	10	100	8	800
Process Area 2	10	10	100	8	800
LNG Storage Tank 1	10	10	100	8	800
LNG Storage Tank 2	15.6	6.4	100	8	800
LNG Storage Tank 3	10	10	100	8	800
LNG Storage Tank 4	10	10	100	8	800

Gas Release

All gas phase releases are assumed to be under pressure and form a high momentum jet. This jet entrains air to form a flammable gas cloud. Since momentum jet releases are modelled as steady-state releases at the initial discharge rate, and there will be sufficient inventory to maintain a release for some time, particularly for the smaller leak sizes, there is no difference between 2 minutes and 10 minutes gas releases in the consequence modelling.

6.3 DISPERSION MODELLING

Dispersion modelling involves mathematical simulations of how the released materials disperse in the ambient atmosphere. Downwind and crosswind concentrations were determined to find the gas cloud hazard footprint. Vapour dispersion modelling for NG/ LNG

releases was conducted using the PHAST's Unified Dispersion Model (UDM). The model considers the following aspects of vapour cloud behaviour in dispersion modelling:

- Continuous, instantaneous or time-varying releases
- Jet, heavy-gas and passive dispersion
- Elevated, touchdown and ground level dispersion
- Droplet dispersion, rainout and droplet vaporisation
- Dispersion over land or water surfaces

The UDM vapour dispersion model was validated and approved by the U.S. government in 2011[1] for modelling of LNG dispersion.

The LNG Terminal is approximately 8 m above sea level. The concrete sea wall at the terminal sea shore boundary and the slumping nature of cold LNG vapour are assumed to reduce the dispersion distance of flammable gas cloud generated by an LNG pool formed on sea surface following any loss of containment scenarios from the headers on trestle. The effect of such elevation difference was taken into consideration in reducing the dispersion consequence distance associated with headers on the trestle.

[1] The scenarios approved are dispersion from circular shaped LNG pools, dispersion from LNG pools in impoundments with low aspect ratios, dispersion from releases in any direction, including releases from flashing, venting, and pressure relief.

6.4 FIRE AND EXPLOSION MODELLING

6.4.1 Flash Fire

A flash fire results from delayed ignition of a flammable vapour cloud, generated either through vaporisation directly from the release, or from vaporising pools. The main hazards of a flash fire being direct flame contact.

The area of possible direct flame contact effects is determined as the distance to the lower flammability limit (LFL) of the vapour cloud. Due to the extreme short duration of a flash fire, radiation effects are negligible.

6.4.2 Jet Fire

A jet fire results from immediate ignition of the flammable gas or liquid from a pressurised release. The main hazards from a jet fire are direct flame contact and radiation, both of which are modelled using default parameters in PHAST, with release orientation set at horizontal non-impinging.

6.4.3 Pool Fire

A pool fire results from upon ignition of a liquid LNG pool due to failure of process vessel/ piping. Both confined and unconfined pool fires were modelled in this study.

Bund/ confined pool fires were modelled for scenarios where impoundment pit is assumed to be effective, i.e. where released LNG does not exceed impoundment pit volume. The surface area of the impoundment pit was modelled as the equivalent area of the pool fire. For scenarios where unconfined pool fire is to be modelled, the pool fire was modelled as early pool fire which takes into account the release rates, rainout, pool spreading and vaporisation rates.

6.4.4 Vapour Cloud Explosion (VCE)

When a flammable vapour cloud forms, disperses and accumulates in areas with high congestion or confinement, and is then ignited, a Vapour Cloud Explosion (VCE) may result.

The Baker-Strehlow Tang (BST) model was used in modelling the overpressure generated from a VCE. The overall process performed for VCE modelling is as follows (CCPS):

- Predict the energy of the explosion. In this step, the mass of fuel involved in the explosion is predicted based on dispersion modelling and the intersection of the predicted cloud with the congested/confined volume estimated. A ground reflection factor may be used, where appropriate to account for explosions occurring close to ground level.
- Predict the severity of the explosion. For BST model, the flame speed was calculated based on the congestion and confinement level of the Potential Explosion Site (PES) and fuel reactivity.
- Determine blast parameters in the dimensionless curves. The blast curves use severity/ flame speed and energy, and stand-off distance (distance from blast source to receptor) to determine scaled overpressure, impulse/ duration, and other parameters.
- Un-scale the blast parameters. The blast parameters are then converted from dimensionless to dimensional parameters using atmospheric pressure, explosion energy, and speed of sound.
- Apply reflection factors and other corrections. Reflection factors and other factors to account for real-world geometry effects can be applied to the blast prediction

A total of seven (7) representative Potential Explosion Sites (PES) in the process area and two (2) in the jetty area were identified based on the plot plan. These PESs are shown in Figure 6.3 and Figure 6.4.

The BST methodology requires selection of the maximum flame speed based on three main parameters: fuel reactivity, confinement, and congestion. The fuel reactivity of natural gas is

considered to be low. The volume, levels of confinement and congestion considered for each PES are summarised in Table 6.3.

As a simplified approach, it is assumed that all PES in process areas will be saturated with flammable gas for all leak scenarios in the process area. The same assumptions were also applied for PES in the jetty area. Although there is some degree of conservatism in this approach; it is considered to be a reasonable assumption since the VCE effects are not a significant contributor to the overall risks, as will be seen in the later risk analyses.

A Building Risk Analysis is performed in Section 9 to study the potential explosion impact to the LNG Storage tanks and onsite buildings.

Figure 6.3 Potential Explosion Sites (PES) – Process Area

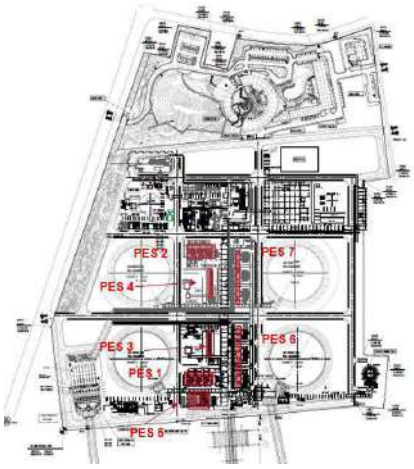


Figure 6.4 Potential Explosion Sites (PES) – Jetty Area

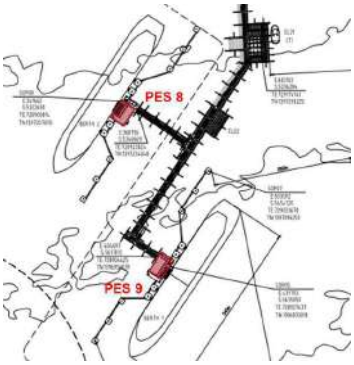


Table 6.3 Details of PES

PES	Description	Volume (m^3)	Level of Congestion	Level of Confinement
1	BOG Compressors – Phase I	8,100	M	2.5
2	BOG Compressors – Phase II	5,200	M	2.5
3	HP Pumps – Phase I	3,500	M	2.5
4	HP Pumps – Phase II	2,300	M	2.5
5	Send-out Gas Compressors	5,200	M	2.5
6	Open Rack Vaporizers – Phase I	9,300	M	3
7	Open Rack Vaporizers – Phase II	6,300	M	3
8	Berth 1 – Phase I	5,800	M	2.5
9	Berth 2 – Phase II	5,800	M	2.5

6.4.5 Fireball

A fireball would result from immediate ignition of a release resulting from cold catastrophic rupture of a pressurised vessel. Ignition of the rapidly released materials will form a ball of flame rising rapidly into the air and burning out in a short time. Fireballs were considered for instantaneous failure of process vessels such as BOG Recondenser.

6.5 END POINT CRITERIA

Probit functions are used to estimate the probability of fatality due to a physical effect, e.g. thermal radiation, overpressure etc.

6.5.1 Flash Fires

All persons outdoor within the flash fire envelope (LFL contour) are assumed to be fatally injured i.e. fatality rate of 100%. Persons outside the LFL contour are assumed to be unaffected by the incident. A factor of 0.1 was considered for persons inside building to allow for the shielding protection offered by the building.

6.5.2 Thermal Radiation

As discussed in the previous section, the main hazard for jet fire, pool fire and fireball is personnel being exposed to the thermal radiation. The probability of fatality due to the exposure to thermal radiation can be calculated with the probit equation [22] in the following form:

$$\mathrm{Pr} = -36.38 + 2.56 \times \ln\left(Q^{4/3} \times t\right)$$

Where,

Pr is the probit;

Q is the heat radiation (Wm^{-2}); and

t is the exposure time (s).

While both pool fire and jet fire scenarios in this study are expected to last for some duration, the exposure time, t, is limited to a maximum of 30s. This is considered a reasonable time for an able person to seek shelter from the fire. Since fireball scenarios are usually of short duration (less than 30 seconds), the probit was calculated using the actual fireball duration as the exposure time.

For risk calculation purposes, three levels of thermal radiation were used, as summarised in Table 6.4. These correspond to a probability of fatality of 1%, 50% and 99.9%.

Table 6.4 End Points for Consequence Modelling

Thermal Radiation (kW/m^2)	Probability of Fatality	Geometric Mean
7.3	1%	7%
14.1	50%	
35.5	99.9%	70.7%

The fatality calculation uses the geometric mean for estimating the probability of fatality for areas between two radiation levels. For example, those persons exposed to radiation levels between the 7.3 and 14.1 kW/m^2 contours will have a probability of fatality between 1% and 50%. Taking the geometric mean of these values (7%) is a reasonably accurate area-weighted average fatality rate over this area. In addition to thermal radiation effects, 100% fatality is also assumed for any person outdoors who is within the flame zone of a pool fire, jet fire or fireball.

Similar to flash fire scenarios, a factor of 0.1 was applied on probability of fatality for persons indoor.

6.5.3 Overpressure Effects

The following probit equation [22] for lung damage was used to obtain the overpressure end points for personnel outdoors:

$$\mathrm{Pr} = -77.1 + 6.91 \times \ln\left(p^0\right)$$

Where,
Pr is the Probit; and
p^0 is the peak overpressure (Pa).

In contrast, persons indoor have a higher harm probability due to building collapse and flying debris such as breaking windows. For consistency, the fatality probabilities used in this study were taken from FEED QRA Report [12]. The end points for overpressure modelling are listed in Table 6.5.

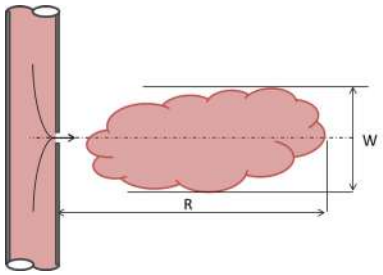
Table 6.5 End Points for Overpressure Effect Modelling

Probability of Fatality	Overpressure (bar)	
	Indoor	Outdoor
1%	0.1	1
50%	0.28	1.45
99%	1	2

6.6 CONSEQUENCE RESULTS AND ANALYSIS

The effects zone for each hazardous outcome is presented in terms of the maximum downwind extent and hazard width as shown in Figure 6.5. A full set of the consequence modelling results are presented in Annexure B.

Figure 6.5 Presentation of Consequence Results



Where
R: maximum downwind range of consequence
W: maximum width of consequence

6.7 FLAMMABLE GAS DISPERSION AND THERMAL RADIATION ANALYSIS

6.7.1 Impoundment Pits

The NFPA 59A [6] requires that the thermal radiation flux from a fire in an impounding area shall not exceed 5 kW/m^2 at the property line and the vapour dispersion distance to ½ LFL does not extend beyond the property limit.

As part of this LNG Terminal, impoundment pits will be provided at the jetty, near LNG storage tanks and process area to collect any LNG spillage from the nearby piping and equipment. A dispersion and radiation analysis was carried out for the impoundment pits using PHAST V6.7. The modelling parameters are summarised below:

- Rich LNG composition considered in the modelling (refer to Table 2.2);
- Weather condition of 2F considered for flammable gas dispersion analysis and 10C for thermal radiation analysis, representing the worst case whether conditions for the site;
- Solar radiation of 1 kW/m^2;
- Average ambient temperature of 28 °C and relative humidity of 89%;
- Surface roughness of 100 mm; and
- High expansion foam provided for the Process Area and LNG Storage Tank impoundment pits as mitigation measure, which reduces the LNG pool evaporation rate

to 40% of the unmitigated case and thereby reduces the flammable dispersion distances. In addition, based on high expansion foam vendor feedback [23], high expansion foam can reduce thermal radiation by 90%.

The consequence distances for thermal radiation and flammable gas dispersion from the impoundment pits are summarised in Table 6.6 and the side view of the dispersion contours are presented in Annexure C.

Table 6.6 Impoundment Pit Thermal Radiation and Flammable Gas Dispersion Distances

Description	Pit Area (m^2)	Distance to LFL (m)	Distance to Thermal Radiation (m)		
		½ LFL	30 kW/m^2	15 kW/m^2	5 kW/m^2
Jetty Berth	4	76	3	5	7
Process Area	100	140	Not Reach	6	23
LNG Storage Tank	100	140	Not Reach	6	23

The radiation and dispersion contours for the Jetty Berth impoundment pit are shown in Figure 6.6 and Figure 6.7, respectively. As shown, the ½ LFL and 5 kW/m^2 contours are confined within the Jetty area.

Figure 6.6 Thermal Radiation Contour for Jetty Berth 1 Impoundment Pit

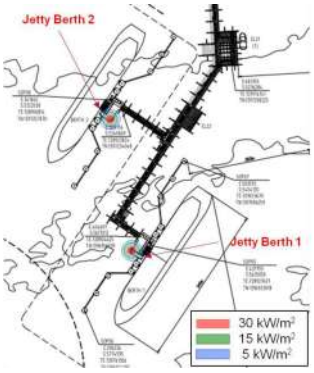
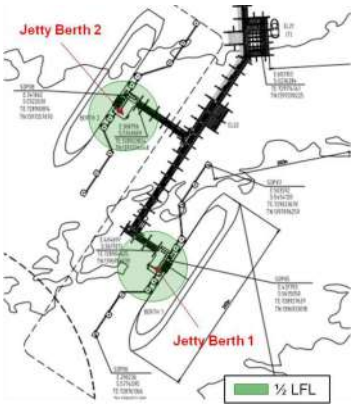


Figure 6.7 ½ LFL Contour for Jetty Berth 1 Impoundment Pit



The radiation and dispersion contours for the terminal-side impoundment pits are shown in Figure 6.8 to Figure 6.11. With the mitigation effect of the high expansion foam, both the 5 kW/m^2 and the ½ LFL contour are confined within the site boundary, also the 15 kW/m^2 contours are confined around the impoundment pits only without impacting any other equipment / storage tank; therefore, no further mitigation is required in this regard.

Figure 6.8 Thermal Radiation Contour for Process Area Impoundment Pits

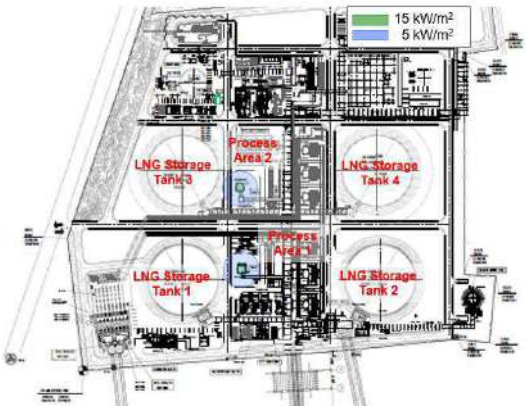


Figure 6.9 Thermal Radiation Contour with for LNG Storage Tank Impoundment Pits

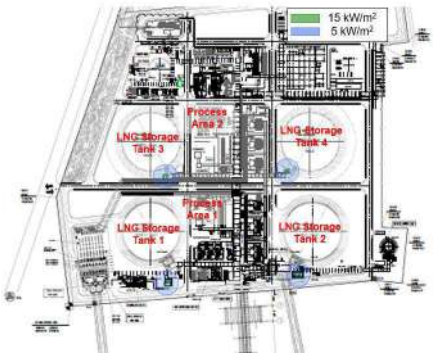


Figure 6.10 ½ LFL Contour with for Process Area Impoundment Pits

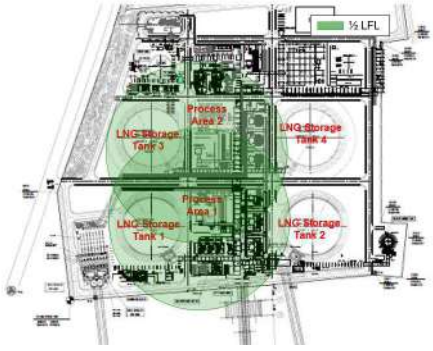
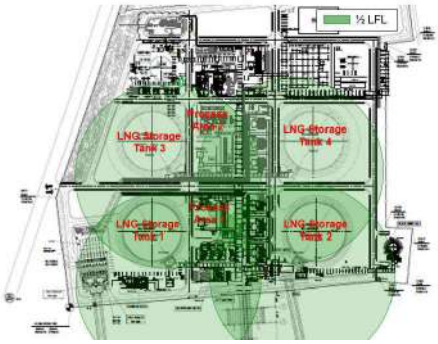


Figure 6.11 ½ LFL Contour for LNG Storage Tank Impoundment Pits



6.7.2 LNG Tank PSVs

A LNG Tanks – Atmospheric PSVs' Dispersion and Radiation Calculation was performed by SPCC [24] for PSV relief cases on the LNG storage tanks to demonstrate conformity to the following requirements from NFPA 59 A [6] and BS EN 1473 [25]:

- The average concentration of LNG vapours at the property line do not exceed ½ LFL for a design leak;
- For fire cases, the thermal radiation levels at the property line do not exceed 5 kW/m^2; and,
- Radiation levels on the concrete walls and roof of the full containment storage tanks do not exceed 32 kW/m^2.

Both ignited and unignited PSV release cases were investigated in the report. The result for ignited PSV release scenario showed that with a PSV tail pipe length of 23 m, the radiation level at the concrete dome top is within the acceptable limit of 32 kW/m^2. The thermal radiation levels at the main operating platform and the PSV platform do not exceed the acceptable limit of 15 kW/m^2. The radiation level at grade and on external wall of the adjacent LNG tank are less than 5 kW/m^2. The result for unignited PSV release scenario showed that under 2 m/s wind speed, personnel on tank top during PSV lifting will not be directly exposed

to flammable gas clouds. The ½ LFL contour of the LNG cloud also does not exceed beyond the property line.

The followings are recommended in the SPCC study [24]:

- The length of PSVs tail pipe outlet shall be at 23 m from the tank dome centre.
- Operating procedure shall be followed for personnel working at tank platform in case of accidental ignition of PSV release to prevent the personnel exposure to thermal radiation/ flammable gas cloud.

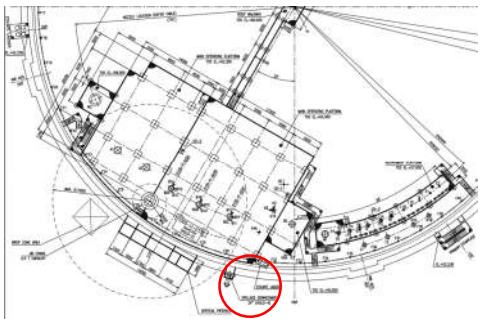
6.7.3 LNG Storage Tank Roof Fires

Tank roof failure and subsequent fire for a full containment tank is normally not considered in the design or in the risk assessment. This also in line with BS EN 1473 [25] which states that tank failure scenarios (including tank roof or tank body release) are not required to be considered in risk assessment if full containment tanks of pre-stressed concrete are used.

In the 2013 edition of NFPA 59A (2013, Section 5.3.4.2) states that full containment LNG containers shall be spaced considering "A fire over the whole surface of the liquid contained in the tank, assuming the roof is completely lost". Such requirement was removed in the 2016 edition of NFPA 59A [6].

With regard to LNG piping failure at the LNG tank roof, the flooring of the operating / PSV platform is provided with collection pan to collect the spillage and prevent accumulation of LNG spill on the platform. The LNG released are expected to be directed to the grade and subsequently collected in the impoundment pit from the side of LNG Storage Tank and spillage downcomer. In light of these, the scenario of tank roof fire due to LP LNG pump spillage is not considered in the QRA study. The schematic of the main operating platform and PSV/ VSV platform on the LNG Storage Tank is presented in Figure 6.12.

Figure 6.12 LNG Tank Layout [26]

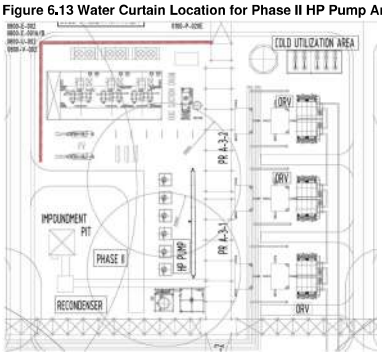


6.8 CONSEQUECNCE MITIGATION

6.8.1 Water Curtain near Phase II HP Pumps

Water curtain is installed near the Phase II HP pump area, as presented in Figure 6.13. With this installation, the flammable gas concentration after passing through the water curtain is reduced due to air entrainment and dilution effect of the water curtain. A reduction factor of 50% is used in the assessment, the same as the reduction factor implemented in the FEED QRA study for gas dispersion through water curtain [32]. This reduction is applied for flash fire consequences of HP Pump suction lines section with wind blowing from the HP Pump area towards the water curtain (i.e. wind blowing from Plant North and Plant North-West). It is worth to note that the intention for installing water curtain near the Phase II HP Pumps area is to mitigate the flash fire consequence due to leakage at HP Pump suction, and flash fire with subsequent jet fire / pool fire is not considered as simultaneous events in the QRA study.

Figure 6.13 Water Curtain Location for Phase II HP Pump Area



7 FREQUENCY ANALYSIS

7.1 INITIATING EVENT FREQUENCY

7.1.1 Base Frequencies

The initiating leak event frequencies for the new LNG Receiving Terminal were derived from historical data of similar facilities. The generic frequencies dataset selected for this QRA are presented in Table 7.1. The selected frequencies are the same as the frequencies used in FEED QRA study [12].

Table 7.1 Base Leak Frequencies

Equipment	Release Scenario	Frequency	Unit	Reference
Unloading Arm	i) Leak	3.00E-06	per operating hour	COVO Study [27]
	ii) Full bore rupture	3.00E-08	per operating hour	COVO Study
Pipe Size 600mm to 900mm	i) 12.5 & 50 mm hole	1.00E-07	per metre per year	Hawksley [28]
	ii) 100 mm hole	7.00E-08	per metre per year	Hawksley
	iii) Full bore rupture	3.00E-08	per metre per year	Hawksley
Pipe Size 400mm to 500mm	i) 12.5 & 50 mm hole	3.00E-07	per metre per year	Hawksley
	ii) 100 mm hole	1.10E-07	per metre per year	Hawksley
	iii) Full bore rupture	5.00E-08	per metre per year	Hawksley

Equipment	Release Scenario	Frequency	Unit	Reference
Pipe Size 200mm to 250mm	i) 12.5 & 50 mm hole	7.00E-07	per metre per year	Hawksley
	ii) 100 mm hole	3.00E-07	per metre per year	Hawksley
	iii) Full bore rupture	1.20E-07	per metre per year	Hawksley
Pipe Size 150mm to 175mm	i) 12.5 & 50 mm hole	9.00E-07	per metre per year	Hawksley
	ii) 100 mm hole	4.00E-07	per metre per year	Hawksley
	iii) Full bore rupture	1.50E-07	per metre per year	Hawksley
Pumps	i) Leak	5.00E-05	per year	"Purple Book" [29]
	ii) Catastrophic rupture	1.00E-05	per year	"Purple Book"
Process vessel	i) 12. 5 mm hole	1.00E-05	per year	Crossthwaite [30]
	ii) 50 & 100 mm hole	5.00E-06	per year	Crossthwaite
	iii) Rupture	2.00E-06	per year	Crossthwaite
ORV	I) Leak	1.00E-03	per year	"Purple Book"
	II) Rupture	1.00E-05	per year	"Purple Book"
Compressor	i) Leak	4.40E-03	per year	RIVM [31]
	ii) Rupture	1.00E-04	per year	RIVM
LNG Tank	i) Rupture	1.00E-08	per year	RIVM

7.1.2 Review of Base Frequency Data

A number of sources are referenced for the base frequency data listed in Table 7.1, including a few older sources such as COVO (1982) [27], Hawksley (1984) [28] and Crossthwaite (1988) [30], to be consistent with the previous QRA studies for PTT LNG [12] [34]. Despite this, a comparison of the QRA failures data was performed against the recent, recognised failure data sources, including UK HSE Land Use Planning (LUP) [35], Dutch Reference Manual Bevi Risk Assessment (RIVM) [31] and NFPA 59A (2016) [6], as summarised in Table 7.2. In general, the base failure frequencies adopted in this QRA for piping, vessels and canned pumps are in good agreement with the UK HSE LUP, and NFPA, and considered comparable with the RIVM.

Table 7.2 Comparison of Leak Frequencies

Source	Hole sizes*	Pipework				Canned Pump	Compressor	Vessel	Heat Exchanger (ORV/ IFV)	Unloading Arm
		Pipe size 600-900 mm (/m-year)	Pipe size 400-500 mm (/m-year)	Pipe size 200-250mm (/m-year)	Pipe size 150-175 mm (/m-year)	(/year)	(/year)	(/year)	(/year)	(/hour)
UK HSE	Small	1.1E-06	1.3E-06	1.7E-06	1.7E-06	-	-	5.5E-05	-	-
	Medium	1.0E-07	2.0E-07	4.0E-07	4.0E-07	-	2.7E-04	5.0E-06	-	1.2E-06
	Large	4.0E-08	7.0E-08	2.0E-07	2.0E-07	-	2.9E-06	6.0E-06	-	9.5E-07
RIVM	Small	-			-	-	-	1.0E-04	1.0E-03	
	Medium	5.0E-07			2.0E-06	5.0E-05	4.4E-03	5.0E-06	1.0E-05	3.0E-07
	Large	1.0E-07			3.0E-07	1.0E-05	1.0E-04	5.0E-06	-	3.0E-08
NFPA	Rupture	1.0E-07				-	1.0E-04	5.0E-07	5.0E-05	3.0E-08
Base Frequency	Small	1.0E-07	3.0E-07	7.0E-07	9.0E-07	-	-	1.0E-05	1.0E-03	-
	Medium	7.0E-08	1.1E-07	3.0E-07	4.0E-07	5.0E-05	4.4E-03	5.0E-06	1.0E-05	3.0E-06
	Large	3.0E-08	5.0E-08	1.2E-07	1.5E-07	1.0E-05	1.0E-04	2.0E-06	-	3.0E-08

Note:
* Small – 12.5 mm leak; Medium – 50 mm leak; and Large – 100 mm leak

Full Containment Tanks

A full containment tank consists of a primary container for the liquid and a secondary container. The latter is designed to collect both the liquid and the vapour in the event of a failure of the primary container and can withstand all possible stresses, such as explosions (static compression stress of 0.3 bar for 300 ms), fragments and cold thermal stress. The outer roof is supported by the second containment housing and is able to withstand stresses, such as explosions.

Both RIVM and NFPA 59A (2016 version) [6] suggests a frequency of 1 x 10^{-8} per year to be considered for instantaneous failure of both primary and secondary containments of the tank leading to release of the entire contents for full containment tanks. It is also stated in BS EN 1473 (2016) [25] that tank failure scenarios (including tank roof or tank body release) are not required to be considered in risk assessment if full containment tanks of pre-stressed concrete are used. Despite the very low frequency associated with full containment type LNG Storage tank, tank failure scenario has been considered in this QRA.

7.1.3 Leak Frequency Reduction with Flange Guard Installation on LP LNG Header

For the LP LNG Header, flange guards are installed for the containment of leaks and spray-outs from flange connections, which serves as a barrier minimizing the jet effects of high pressure LNG release. As such, LNG releases at flanges was assumed to result in pool fire and flash fire.

A detailed parts count of different components (i.e. valves, flanges, instrument, piping, etc.) using P&IDs [37] was performed for LP LNG Header sections. The parts count estimated was combined with the generic leak frequency data [33], and a reduction factor for each hole size were applied based on the estimated flange release frequency contribution.

7.1.4 Leak Frequency Estimates

Since all LNG piping are welded with flanges present only at equipment connections, piping failure frequencies are estimated simply as a function of pipe length rather than through a detailed parts count of flanges and valves.

Notably, there has been no major LNG loss of containment accident in the history of modern LNG facilities. As the generic failure data was derived based on various oil and gas and other process facilities, it is considered conservative to apply such data for LNG facilities, due to:

- LNG facilities are clean and corrosion free service, unlike other manufacturing facilities which involves handling of fluids containing H_2S, CO_2, etc.
- LNG pipes will have minimum number of flanges and joints and use welded connections to the extent possible.

- DNV have compared failure rate data for LNG facilities with general failure data and found that LNG failure frequencies may be significantly lower, around 40% to 65% of the general failure data. [32]

Considering the above, a modifying factor of 0.5 was taken for pipeworks in LNG service.

A count of equipment numbers in each of the process sections was made from a review of the Process Flow Diagram (PFD) [38] and pipework lengths were estimated from the terminal plot plans. These were combined with the generic failure frequency as given in Table 7.1 to determine the release frequency for each section. For systems which operate only intermittently (e.g. loading arms, unloading header, etc.), operating factors were considered in the frequency analysis based on the anticipated time in operation over the year.

The calculated leak frequency results are summarised in Table 7.3.

Table 7.3 Leak Frequencies of Plant Sections

Section No.	Description	Equipment Type	No. of Equipment	Operating Factor^	Total Piping Length (m)	Diameter (inches)	Leak Frequency				
							12mm	50mm	100mm	RUP	CAT
01U	LNG Unloading Arms - Unloading Mode	Loading Arm	8	1.36‡‡	-	28	1.09E-02	1.09E-02	1.09E-02	3.26E-04	0.00E+00
02U*	LNG Unloading Arms to Unloading Header - Unloading Mode	Piping	-	0.16	510	42	3.95E-06	3.95E-06	2.77E-06	1.19E-06	0.00E+00
03U*	Unloading Header (Jetty) - Unloading Mode	Piping	-	0.16	530	42	4.10E-06	4.10E-06	2.87E-06	1.23E-06	0.00E+00
03H*	Unloading Header (Jetty) - Holding Mode	Piping	-	0.84	530	42	2.23E-05	2.23E-05	1.56E-05	6.68E-06	0.00E+00
04U*	Unloading Header (Trestle) - Unloading Mode	Piping	-	0.16	25,450	42	1.97E-04	1.97E-04	1.38E-04	5.92E-05	0.00E+00
04H*	Unloading Header (Trestle) - Holding Mode	Piping	-	0.84	25,450	42	1.07E-03	1.07E-03	7.52E-04	3.22E-04	0.00E+00
05U*	Unloading Header (Onshore) - Unloading Mode	Piping	-	0.16	530	42	4.09E-06	4.09E-06	2.86E-06	1.23E-06	0.00E+00
05H*	Unloading Header (Onshore) - Holding Mode	Piping	-	0.84	530	42	2.22E-05	2.22E-05	1.56E-05	6.67E-06	0.00E+00
06U*	Tank Filling Lines - Unloading Mode	Piping	-	0.16	650	42	4.12E-06	4.12E-06	2.88E-06	1.23E-06	0.00E+00
06H*	Tank Filling Lines - Holding Mode	Piping	-	0.84	650	42	2.24E-05	2.24E-05	1.57E-05	6.72E-06	0.00E+00
070	LNG Storage Tanks	Tank	4	1.00	-	42	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	4.00E-08
08U	Return Gas Line (Onshore and Trestle) - Unloading Mode	Piping	-	0.16	13,1120	12	1.43E-03	6.11E-04	6.11E-04	2.44E-04	0.00E+00
09U	Return Gas Line (Jetty Boundary to Desuperheater) - Unloading Mode	Process Vessel	2	0.16	690	12	7.39E-05	3.20E-05	3.19E-05	1.21E-05	6.21E-07
10U	Return Gas Arm - Unloading Mode	Loading Arm	2	1.36‡‡	-	28	2.72E-03	2.72E-03	2.72E-03	8.16E-05	0.00E+00
150	BOG Header (LNG Tanks to BOG Compressors)	Process Vessel	2	1.00	780	36	9.76E-05	8.76E-05	6.43E-05	2.33E-05	4.00E-06
160	BOG Compressors	Compressor	6	1.00	-	36	0.00E+00	2.64E-02	0.00E+00	6.00E-04	0.00E+00
170	BOG Compressors Discharge	Piping	-	1.00	300	16	8.91E-05	3.27E-05	3.27E-05	1.49E-05	0.00E+00
180	BOG Recondenser	Process Vessel	2	1.00	-	10	2.00E-05	1.00E-05	1.00E-05	0.00E+00	4.00E-06
190*	LNG Tanks to LP LNG Send-out Header (including LP LNG from tank to LP LNG Send-out Header, LP LNG Send-out Header and Recondenser Mixing Line)	Piping	-	1.00	670	20	9.43E-05	3.54E-05	3.14E-05	1.57E-05	0.00E+00
200*	HP Pump suction LNG lines	Piping	-	1.00	250	10	7.83E-05	3.50E-05	3.28E-05	9.23E-06	0.00E+00
210	HP Pumps	Pump	10	1.00	-	24	0.00E+00	5.00E-04	0.00E+00	1.00E-04	0.00E+00
220*	HP Pumps Discharge	Piping	-	1.00	960	16	1.44E-04	5.29E-05	5.29E-05	2.40E-05	0.00E+00
230	ORV/ IFV	Heat Exchanger	14	0.71	-	16	1.00E-02	1.00E-04	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
240	Send-out Gas from ORV/ IFV	Piping	-	1.00	1,160	24	1.16E-04	1.16E-04	8.13E-05	3.48E-05	0.00E+00
250	SOG Compressors	Compressor	2	0.02*	-	4	0.00E+00	1.68E-04	0.00E+00	3.86E-06	0.00E+00
260	SOG Compressors Discharge	Piping	-	0.02*	390	4	6.69E-06	2.97E-06	2.97E-06	1.12E-06	0.00E+00
270	Fuel Gas Line	Piping	-	1.00	290	3	2.60E-04	1.16E-04	1.16E-04	4.34E-05	0.00E+00

Note:
* Modifying factor of 0.5 is applied for all pipework in LNG services
^ Operating factors are calculated based on fraction of time in operation
‡ Operating factor of 0.84 for Compressor is calculated based on an assumption that the LNG terminal will operate with zero send-out mode for one week per year
‡‡ Operating hour of each unloading operation is 8 hrs

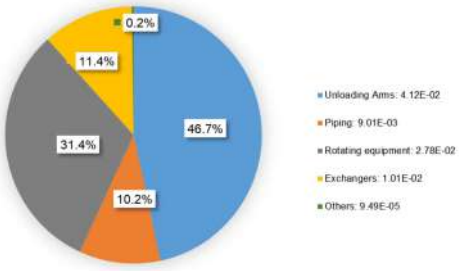
7.1.5 Leak Frequency Analysis

The total leak frequency of the terminal was estimated as 0.088 per year. An analysis of the main contributors to the overall leak frequency was performed based on component, leak size and location, as presented in Figure 7.1, Figure 7.2 and Figure 7.3, respectively.

Leak Frequency (by component)

As presented in the figure below, the LNG unloading arms were identified as the major leak source at the terminal, accounting for about 46.7% of all leaks. The rotating equipment (i.e. pumps and compressors) and ORVs are the next highest contributors to overall leak frequency, contributing to about 31.4% and 11.4% of all leaks respectively. The piping system accounted for another 10.2% and the balance total leak frequency was estimated to be about 9.49E-05 per year.

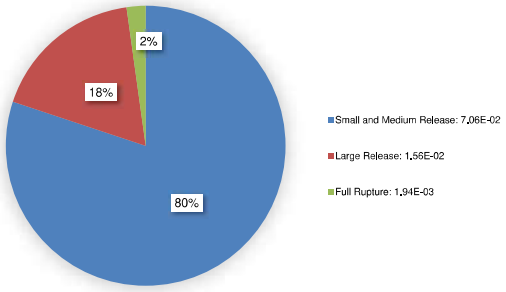
Figure 7.1 Leak Frequency Distribution by Component



Leak Frequency (by leak size)

About 80% of all leaks were observed due to small (12.5 mm) and medium (50 mm) leaks. Large leaks (100 mm) contribute to a further 18%, while catastrophic failures or full bore ruptures contribute only to about 2% of the total leak frequency.

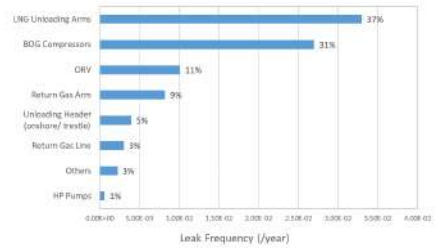
Figure 7.2 Leak Frequency Distribution by Leak



Leak Frequency (by section)

Unloading arms at Berth 1 and Berth 2 contribute to the highest percentage of the total leak frequency, accounting for 37%. The next major contributor is the BOG compressor trains, comprising 31%, followed by ORVs (11%) and return gas arms (9%). All remaining sections combine for around 12% of the total leak frequency.

Figure 7.3 Leak Frequency Distribution by Section



7.2 EVENT TREE ANALYSIS

7.2.1 Event Tree

Various hazardous events may arise depending on the release conditions (e.g. instantaneous or continuous release, rainout and vaporisation of the released material) as well as the type of ignition (e.g. immediate or delayed ignition).The frequencies of these undesired outcome events such as flash fire, pool fire, jet fire, explosion, etc. were derived using Event Tree Analysis (ETA).

ETA is an analysis technique which identifies different possible outcomes following an initiating event and estimates the probabilities for each of these outcomes. An Event Tree (ET) starts with an initiating event and proceeds by examining each contributing factor in chronological order to identify all possible outcomes. The frequency of event outcome is estimated by multiplying the initiating event frequency and probabilities of all contributing factors leading to the specific hazardous event.

Generic Event Tree for LNG Releases

The generic event tree used for modelling LNG releases from process sections and pipework is presented in Figure 7.4. For release scenarios involving LNG, various fire events can occur upon ignition. For a pressurised release scenario, in case the release is immediately ignited, a jet fire/ pool fire will result based on the leak size and stream conditions. Based on discharge modelling, a high pressure release from a leak is assumed to result in an ignitable jet, otherwise, a pool is formed. In case of delayed ignition, either vapour cloud explosion or flash

fire can result, where the corresponding event outcome frequency depends upon the explosion probability.

Generic Event Tree for Flammable Gas Releases

The generic event tree used for modelling flammable gas releases from process sections and pipework is presented in Figure 7.5. For release scenarios involving flammable gas, various fire events can occur upon ignition. For a pressurised release scenario, in case the release is immediately ignited, a jet fire/ fireball will result based on the leak size and stream conditions. In case of delayed ignition, either vapour cloud explosion or flash fire can result, where the corresponding event outcome frequency depends upon the explosion probability.

Generic Event Tree for Instantaneous Releases

The generic event tree used for modelling instantaneous releases for example due to catastrophic rupture of pressurised vessels is presented in Figure 7.6. For instantaneous releases such as the catastrophic rupture of the Recondenser, a fireball will result. In case of delayed ignition, either vapour cloud explosion or flash fire can result, where the corresponding event outcome frequency depends upon the explosion probability.

Figure 7.4 Generic Event Tree for LNG Releases

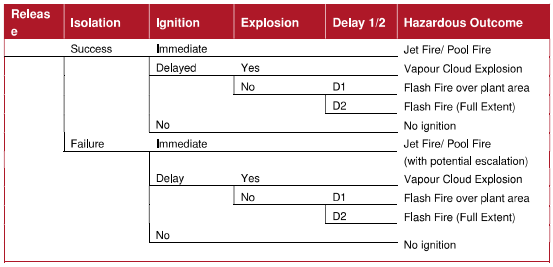


Figure 7.5 Generic Event Tree for Flammable Gas Releases

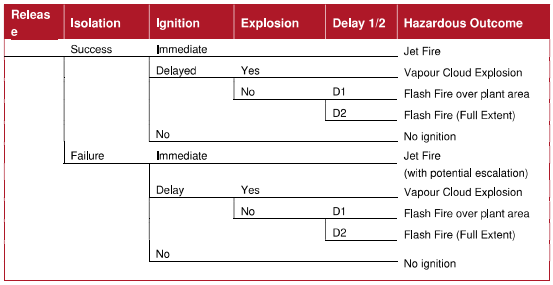
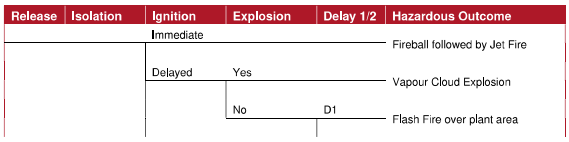


Figure 7.6 Generic Event Tree for Instantaneous Releases





7.2.2 Isolation

With the provision of leak detection systems (e.g. flammable gas/ fire detectors and low temperature detectors) in the plant together with logic to initiate emergency shutdown using isolation valves, the inventory of a release can be limited; hence mitigating the consequence.

However, the isolation system may fail due to various factors such as failure of leak detection due to degradation of detectors between tests, gas not reaching detectors, flames not visible from detectors or isolation valves failing to close on demand (e.g. failure of actuators or solenoids). A general probability of failure on demand of 0.1 was assumed accounting for detection or isolation failure and a probability of 0.9 for isolation success.

As discussed earlier in Section 6.2.2, if automatic isolation is successful, isolation is assumed to be achieved within 2 minutes (30 seconds for jetty unloading/ reloading). If, however, automatic isolation fails, the release could last for longer durations. Nevertheless, manual isolation can still be undertaken in such a case, for which the duration of release was assumed to be 10 minutes (2 minutes for jetty unloading/ reloading).

7.2.3 Ignition and Explosion Probability

As shown in the ETA models, the probability of various fire events including explosion depends on the ignition probability and probability of explosion given ignition, both of which were taken from the Cox, Lees and Ang model [39] as presented in Table 7.4.

Table 7.4 Overall Ignition Probability and Explosion Probability

Leak Size	Total Ignition Probability		Explosion Probability (Given Ignition)
	Gas	Liquid	
Minor (1 kg/s)	0.01	0.01	0.04
Major (1-50 kg/s)	0.07	0.03	0.12
Massive (>50 kg/s)	0.3	0.08	0.3

While the overall ignition probability was determined using the Cox, Lees and Ang [39], the possibility of immediate and delayed ignition was also considered. Immediate ignition, also

referred to as 'direct ignition', describes ignition near to the time and point of the release itself. Such an immediate ignition may result through auto-ignition, electrostatic discharges or due to presence of ignition sources in the immediate vicinity, e.g. a damaged electric cable. Non-immediate ignition or delayed ignition is also considered in this study to describe the potential for ignition of the flammable cloud as it disperses from the point of release.

It is likely that the flammable gas cloud is ignited within the terminal area due to the potential ignition sources such as flare and rotating equipment. This will result in a flash fire over the LNG terminal area. However, if ignition does not occur within the terminal, then the flammable gas cloud can further disperse and expand until it reaches an ignition source offsite. The maximum size of such an offsite flash fire would be limited to its maximum dispersion extent at steady state (i.e. fully developed gas cloud). In order to capture the said effects on the flash fire due to on-site and off-site ignition, the following two delayed ignition scenarios were considered in the QRA:

- Dispersion of gas and subsequent ignition prior to reaching the site boundary (ignition time referred to as Delay 1, resulting in Flash Fire 1)
- Dispersion to LFL (fully developed cloud) and subsequent ignition (ignition time referred to as Delay 2, resulting in Flash Fire 2)

The IP Ignition Report [40] was used as the basis to determine the possibility of immediate, delay 1 and delay 2 ignitions. A comparison of the cumulative ignition probability over time for a scenario given ignition (relative probability of ignition over time) is extracted from the IP ignition report and presented in Table 7.5.

Table 7.5 Ignition Probability over Time

Type	Relative Probability of Ignition within Time, t (s)					
	1	10	30	100	1000	>1000
Plant	0.22	0.29	0.36	0.63	0.94	1.0

For a given ignition, it can be observed that approximately 22% of the time that it is ignited instantaneously upon release, or ignited by a source in the immediate area of the leak (i.e. within 1s upon release). The relative probability of ignition increases over time as the flammable gas cloud continues to grow in size, and the probability eventually approaches unity as the gas cloud develops to its full extent and persists for longer periods (>1000 s).

For the purpose of QRA, the time of ignition beyond 10s may be regarded as delayed ignition. Correspondingly, immediate and delayed ignition can be assumed to be 30% and 70%,

respectively, of the total ignition probability, based on the ignition time distribution in Table 7.5. Furthermore, as typically gas clouds from large releases (i.e. 100 mm leaks and ruptures scenarios) in the process area can disperse to the terminal boundary within 100 to 300 s, it was estimated that approximately 70% of ignition occurs within plant boundary (including 30% of immediate ignition). Hence, the probabilities of immediate, delay 1 and 2 ignition were assumed as 30%, 40% and 30%, respectively.

7.2.4 Event Outcome

By applying the appropriate event tree models (Figure 7.4 to Figure 7.6) to each of the initiating events, the frequency of each outcome event such as jet fire, flash fire was estimated. The complete list of outcome events is provided in Table 7.6 and the event frequencies for all scenarios are included in Annexure D.

Table 7.6 Hazardous Outcome Events Modelled

Section No.	Section Description	Leak Size	Hazardous Outcomes				
			JF	PF	FB	FF	VE
01U	LNG Unloading Arms - Unloading Mode	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	-	Y	-	Y	Y
02U	LNG Unloading Arms to Unloading Header - Unloading Mode	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	-	Y	-	Y	Y
03U	Unloading Header (Jetty) - Unloading Mode	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	-	Y	-	Y	Y
03H	Unloading Header (Jetty) - Holding Mode	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	-	Y	-	Y	Y
04U	Unloading Header (Trestle) - Unloading Mode	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	-	Y	-	Y	Y
04H	Unloading Header (Trestle) - Holding Mode	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y

Section No.	Section Description	Leak Size	Hazardous Outcomes				
			JF	PF	FB	FF	VE
		RUP	-	Y	-	Y	Y
05U	Unloading Header (Onshore) - Unloading Mode	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	-	Y	-	Y	Y
05H	Unloading Header (Onshore) - Holding Mode	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	-	Y	-	Y	Y
06U	Tank Filling Lines - Unloading Mode	012	-	Y	-	Y	Y
		050	-	Y	-	Y	Y
		100	-	Y	-	Y	Y
		RUP	-	Y	-	Y	Y
06H	Tank Filling Lines - Holding Mode	012	-	Y	-	Y	Y
		050	-	Y	-	Y	Y
		100	-	Y	-	Y	Y
		RUP	-	Y	-	Y	Y
070	LNG Storage Tanks	CAT	-	Y	-	Y	Y
08U	Return Gas Line (Onshore and Trestle) - Unloading Mode	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	Y	-	-	Y	Y
09U	Return Gas Line (Jetty Boundary to Desuperheater) - Unloading Mode	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	Y	-	-	Y	Y
		CAT	-	-	Y	Y	Y
10U	Return Gas Arm - Unloading Mode	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	Y	-	-	Y	Y
150	BOG Header to BOG Compressors	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	Y	-	-	Y	Y
		CAT	-	-	Y	Y	Y
160	BOG Compressors	050	Y	-	-	Y	Y

Section No.	Section Description	Leak Size	Hazardous Outcomes				
			JF	PF	FB	FF	VE
		RUP	Y	-	-	Y	Y
170	BOG Compressors Discharge	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	Y	-	-	Y	Y
180	BOG Recondenser	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		CAT	-	-	Y	Y	Y
190	LNG Tanks to LP LNG Send-out Header (including LP LNG from tank to LP LNG Send-out Header, LP LNG Send-out Header and Recondenser Mixing Line)	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	-	Y	-	Y	Y
200	HP Pump suction LNG lines	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	-	Y	-	Y	Y
210	HP Pumps	050	Y	-	-	Y	Y
		RUP	-	Y	-	Y	Y
220	HP Pumps Discharge	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	-	Y	-	Y	Y
230	ORV/ IFV	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
240	Send-out Gas from ORV/ IFV	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	Y	-	Y	Y	Y
250	SOG Compressors	050	Y	-	-	Y	Y
		RUP	Y	-	Y	Y	Y
260	SOG Compressors Discharge	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	Y	-	Y	Y	Y
270	Fuel Gas Line	012	Y	-	-	Y	Y
		050	Y	-	-	Y	Y

Section No.	Section Description	Leak Size	Hazardous Outcomes				
			JF	PF	FB	FF	VE
		100	Y	-	-	Y	Y
		RUP	Y	-	Y	Y	Y

8 RISK SUMMATION AND EVALUATION

8.1 RISK CRITERIA

8.1.1 Risk Measures

Risk Summation involves integration of the likelihood and consequence results to derive the total risk. The products of the frequency and consequence for each outcome event are summed and the total risk is expressed in terms of individual risk and societal risk.

Risk summation was performed using IRESC's in-house risk summation software.

8.1.2 Individual Risk (IR) Criteria

IR is defined as the frequency at which an individual may be expected to sustain a given level of harm from the realisation of specified hazards. IR is presented in the form of iso-risk contours around the facility.

The Health Safety Executive (UKHSE) IR criteria was selected for this project, which states that the individual risk to third parties from a facility should not exceed 1×10^{-6} per year for residential areas (offsite IR), 1×10^{-5} per year at neighbouring industrial sites and 1×10^{-3} per year on site (onsite IR). As some population centres (e.g. schools, communities etc.) have been identified in vicinity to the site, the 3×10^{-7} per year criterion from NFPA 59A was also reviewed. These individual risk criteria are summarised in Table 8.1.

Table 8.1 Individual Risk Criteria

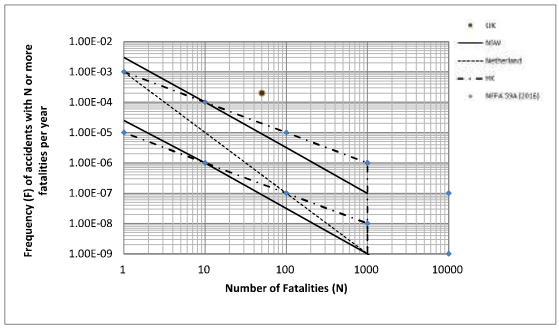
IR Criteria (per year)	The HSE	NFPA 59A (2016)
1×10^{-3}	Unacceptable for onsite IR (Fixed Installation)	
1×10^{-4}	Unacceptable for offsite IR (Fixed Installation)	
1×10^{-5}	Risk has to be reduced to the level As Low As Reasonably Practicable (ALARP)	Not permitted: Residential, office, and retail Permitted: Occasionally occupied developments (e.g., pump houses, transformer stations)
1×10^{-6}	Broadly acceptable level of risk	Not permitted: Shopping centres, large-scale retail outlets, restaurants, etc. Permitted: Work places, retail and ancillary services, residences in areas of 28 to 90 persons/ hectare density
3×10^{-7}		Not permitted: Churches, schools, hospitals, major public assembly areas, and other sensitivity establishments Permitted: All other structures and activities

8.1.3 Societal Risk (SR) Criteria

Societal risk is defined as the risk to a group of people due to all hazards arising from a hazardous installation or activity. The societal risk is expressed in the form of an F-N (Frequency-Number) curve for this project.

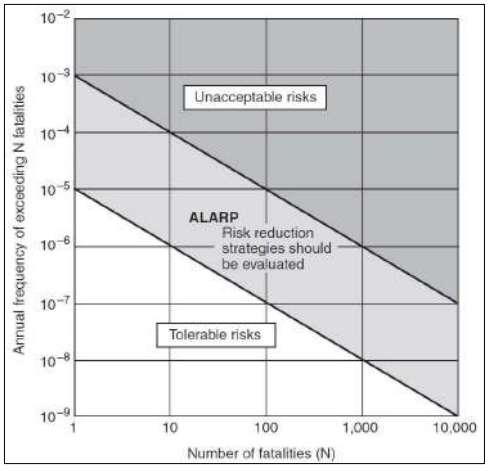
The societal risk criteria adopted by the UK, Hong Kong, the Netherlands, New South Wales, Australia (NSW) and the criteria recommended in NFPA 59A (2016) are summarised in Figure 8.1. It may be noted that in Hong Kong, NSW, and NFPA 59A (2016), two F-N risk lines are used to demark the 'acceptable or tolerable', 'unacceptable' and 'As Low As reasonably Practicable' (ALARP) risk levels. On the other hand, only one F-N risk line is used to separate the 'tolerable' and 'unacceptable' societal risk regions in the Netherlands. There is no societal risk criterion adopted in the UK at the regulatory level. An indicative reference of 50 fatalities at a frequency of 1 in 5,000 years as proposed in the UK HSE report (R2P2) is also shown in the figure for comparison. In general it is seen that the maximum tolerable societal risk for a single fatality is around 1×10^{-3} per year, while the maximum tolerable societal risk for about 1,000 fatalities is around 1×10^{-5}/ 1×10^{-7} per year.

Figure 8.1 Societal Risk Criteria Comparison



The societal risk criteria recommended by NFPA 59A (2016) were selected for this project and presented in Figure 8.2.

Figure 8.2 Societal Risk Criteria (NFPA 59A)



8.2 INDIVIDUAL RISK RESULTS – PHASE I + II

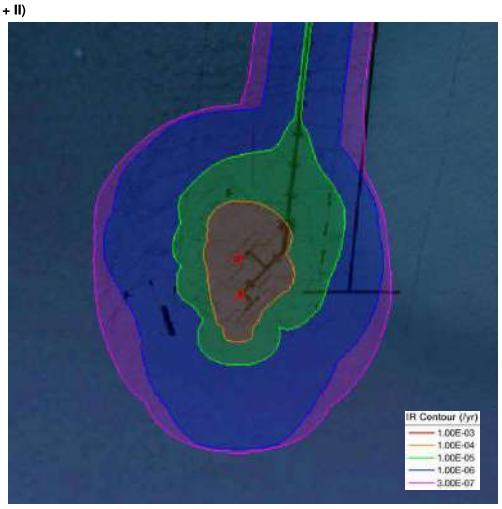
8.2.1 Individual Risk Results – Phase I + II

The Individual Risk (IR) results for Phase I + II in the form of iso-risk contours for the facility are presented in Figure 8.3 to Figure 8.4.

Figure 8.3 Individual Risk Contours for Nong Fab LNG Terminal (Process Area – Phase I + II)



Figure 8.4 Individual Risk Contours for Nong Fab LNG Terminal (Jetty Area – Phase I + II)



As shown in Figure 8.3, the maximum individual risk for process area in Phase I + II is below 1 x 10^{-4} per year (such level is not reached and hence not generated in the figure), which is considered to be acceptable for onsite workers including building occupants. The 1 x 10^{-5} per year contour is confined within the process area. The 1 x 10^{-6} per year (criteria for residential area) IR contour extends approximately 100 m from the site boundary to the east, encroaching the vacant land which is reserved for industrial development. This is considered acceptable. The 1 x 10^{-5} per year IR contour also slightly exceeds the western site boundary; although the affected area is currently undeveloped and unoccupied, the plot has been designated for residential development. As such, it is recommended that administrative method in the form of detailed emergency response plan to be developed for the offsite area. Therefore, this enables an effective communication channel to the nearby residential area

and emergency responders, in order to facilitate timely evacuation when required. For the public road near the western boundary, traffic light and management system / procedure may be developed to restrict the incoming traffic to the immediate road section near the LNG terminal in the event of an emergency in the LNG terminal.

With respect to the risk to sensitive establishments (see section 3.1), the 3 x 10^{-7} per year contour does not reach any sensitive premises. except the vacant land to the west of the proposed terminal. Nevertheless, it is recommended to closely monitor any further residential/ community development in the vicinity of the terminal.

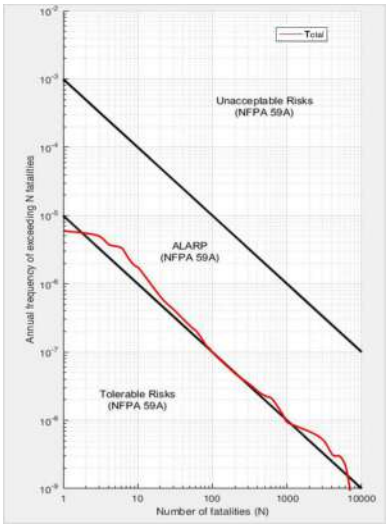
With regard to the proposed jetty of the LNG terminal (Figure 8.4), most of the area in the jetty is exposed to a risk level below 1 x 10^{-3} per year, except two localised spots around the unloading arms. The 1 x 10^{-5} per year contour extends to around 500 m from the jetty head, covering some portion of the future third party jetty on the east side. It is recommended that communication channel with the third party facility (which is yet to be built as of writing of this QRA) be developed in the future. This communication channel can be used during unloading operation as well as emergency situations. In the future, it is also recommended to minimise simultaneous operation of the adjacent third party jetty when an LNG carrier is berthed. This can control the risk to other passing vessels and reduce the probability of collision between external vessels and the LNG carriers. This aspect may be reviewed again in the future when the third party jetty is actually being constructed. In addition, a marine exclusion zone around the jetty area should be implemented to further control the risk in the area.

8.3 SOCIETAL RISK RESULTS – PHASE I + II

8.3.1 F-N Curve – Phase I + II

Figure 8.5 presents the Societal Risk (SR) results in Phase I + II, which are expressed as FN curve overlaid on the project risk criteria for comparison. The FN curve has considered only the offsite population, whereas the terminal personnel were not subject to societal risk assessment.

Figure 8.5 F-N Curve for PTT Nong Fab LNG Terminal – Phase I + II



The F-N curve for Nong Fab LNG Terminal in Phase I + II lies within the low ALARP region of the NFPA 59A criteria. Although some area in the proposed terminal vicinity is presently vacant, population was assigned in these areas for assessment, in attempt to account for the potential future population. The maximum number of potential fatalities, N, is expected to be around 8,200 but the corresponding annual frequency (F) is extremely low, in the range of 1 x 10^{-9} per year. Such a worst case scenario was found to be related to catastrophic failure of the LNG storage tanks, which involves instantaneous failure of both inner and outer shell of the tank leading to release of the entire content; the unlikely catastrophe could result in a massive amount LNG release with flammable pool and gas cloud extending several kilometres offsite based on PHAST modelling. Nevertheless, it is again emphasised that the likelihood of the event is extremely low and the corresponding societal risk level (i.e. FN point at N = 8,200) is within the acceptable region of the NFPA 59A criteria.

8.3.2 Potential Loss of Life (PLL) – Phase I + II

The Potential Loss of Life (PLL) takes into account the population and their locations, and can be thought of as an equivalent number of fatalities per year. Although there are no acceptability criteria for PLL, it is a useful measure of societal risk as it allows easy identification of the top scenarios that affect offsite population.

For the proposed LNG terminal, the total PLL in Phase I + II was found to be 1.13 x 10^{-4} per year. A breakdown of the main risk contributing scenarios to PLL is presented in Table 8.2.

The top two risk contributing scenarios are found to be pool fire and flash fire scenarios resulting from catastrophic rupture of the LNG Storage Tanks. This is due to large effect distance despite exhibiting very low frequency associated with full containment type LNG Storage tank.

The flash fire from the piping from LNG Tanks to LP LNG Sender Header and fireball due to rupture of Gas Send-out Header is respectively the third and fourth major contributor to the offsite risk, and together they account for about 23% of the total risk. Other contributing scenarios are all related to flash fires resulting from large failure or rupture of LNG piping at various locations. These scenarios typically have effect distances ranging from 500 m to 1100 m.

It is worth noting that the proposed LNG terminal has already incorporated with some significant risk mitigation measures - a notable example is that the Send-out gas header (Phase II section) is buried underground with a view to reducing the jet fire impact to the offsite areas.

Table 8.2 Top Contributors to Offsite PLL in Phase I + II

Scenarios Tag	Description	PLL	Percentage
070_CAT_PF	Pool fire due to catastrophic rupture of LNG Storage Tanks	1.61E-05	14.3%
070_CAT_FF	Flash fire due to catastrophic rupture of LNG Storage Tanks	1.38E-05	12.3%
191_100_FF (Phase 2)	Flash fire due to 100 mm leak of LNG line from LNG Tanks to LP LNG Send-out header (Phase II)	1.32E-05	11.7%
240_RUP_FB (Phase 1)	Fireball due to rupture of Gas Send-out Header (Phase I)	1.26E-05	11.2%
180_CAT_FF (Phase 2)	Flash fire due to catastrophic rupture of BOG Recondenser (Phase II)	1.26E-05	11.2%
180_CAT_FF (Phase 1)	Flash fire due to catastrophic rupture of BOG Recondenser (Phase I)	9.05E-06	8.0%
240_RUP_FB (Phase 2)	Fireball due to rupture of Gas Send-out Header (Phase II)	8.10E-06	7.2%
220_100_FF (Phase 2)	Flash fire due to 100 mm leak of HP Pump discharge to ORV (Phase II)	5.65E-06	5.0%
060_RUP_FF	Flash fire due to rupture of tank filling lines to LNG Storage Tanks during unloading mode	5.09E-06	4.5%
191_100_FF (Phase 1)	Flash fire due to 100 mm leak of LNG line from LNG Tanks to LP LNG Send-out header (Phase I)	2.51E-06	2.2%
220_100_FF (Phase 1)	Flash fire due to 100 mm leak of HP Pump discharge to ORV (Phase II)	2.25E-06	2.0%
052_RUP_FF (Phase 1)	Flash fire due to rupture of unloading header (onshore) during unloading mode (Phase I)	2.01E-06	1.8%
052_RUP_FF (Phase 2)	Flash fire due to rupture of unloading header (onshore) during unloading mode (Phase II)	2.00E-06	1.8%
200_100_FF (Phase 2)	Flash fire due to 100 mm leak of LNG line from HP Pump suction LNG lines (Phase II)	1.43E-06	1.3%
180_100_FF (Phase 2)	Flash fire due to 100 mm leak of BOG Recondenser (Phase II)	1.38E-06	1.2%
180_100_FF (Phase 1)	Flash fire due to 100 mm leak of BOG Recondenser (Phase I)	9.27E-07	0.8%
-	Others	3.87E-06	3.4%
	Total	**1.13E-04**	**100%**

8.4 INDIVIDUAL RISK RESULTS – PHASE I

8.4.1 Individual Risk Results – Phase I

The Individual Risk (IR) results for Phase I in the form of iso-risk contours for the facility are presented in Figure 8.6 to Figure 8.7.

Figure 8.6 Individual Risk Contours for Nong Fab LNG Terminal (Process Area – Phase I)

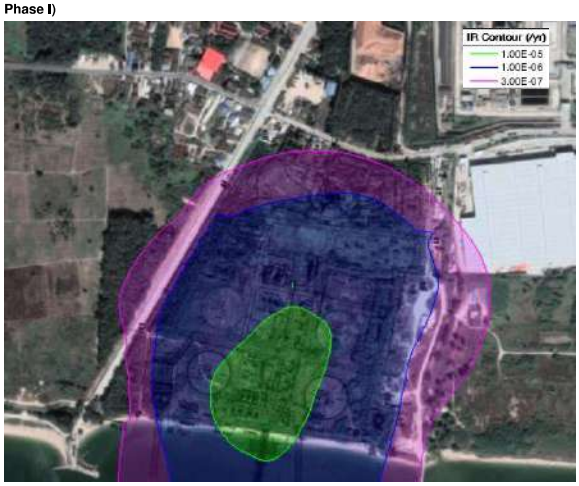
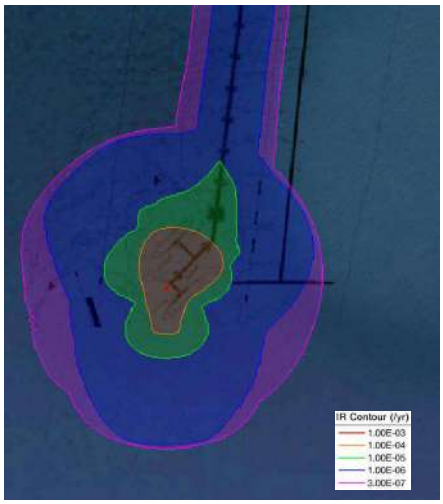


Figure 8.7 Individual Risk Contours for Nong Fab LNG Terminal (Jetty Area – Phase I)



Similar to Phase I + II outcome, the maximum individual risk for process area in Phase I is below 1 x 10^{-4} per year (such level is not reached and hence not generated in the figure), which is considered to be acceptable for onsite workers including building occupants. The 1 x 10^{-5} per year contour is confined within the process area. The 1 x 10^{-6} per year (criteria for residential area) IR contour extends approximately 50 m from the site boundary to the east, but does not encroach the vacant land which is reserved for industrial development. The 1 x 10^{-6} per year IR contour extends slightly past the western site boundary but does not reach any populated features including public roads. This is considered acceptable.

With respect to the risk to sensitive establishments (see section 3.1), the 3 x 10^{-7} per year contour does not reach any sensitive areas/ premises, except the vacant land to the west of

the proposed terminal. Nevertheless, it is recommended to closely monitor any further residential/ community development in the vicinity of the terminal.

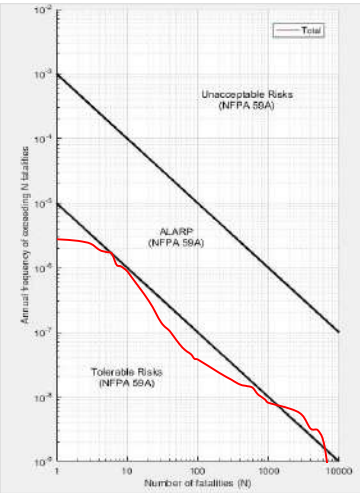
With regard to the proposed jetty of the LNG terminal (Figure 8.4), most of the area in the jetty is exposed to a risk level below 1 x 10^{-3} per year, except one localised spot around the unloading arms at Berth 1. The 1 x 10^{-5} per year contour extends to around 400 m from the jetty head and nearly touches the future third party jetty on the east side. It is recommended that communication channel with the third party facility (which is yet to be built as of writing this report) be developed in the future. This communication channel can be used during unloading operation as well as emergency situations. In the future, it is also recommended to minimise simultaneous operation of the adjacent third party jetty when an LNG carrier is berthed. This can control the risk to other passing vessels and reduce the probability of collision between external vessels and the LNG carriers. This aspect may be reviewed again in the future when the third party jetty is actually being constructed. In addition, a marine exclusion zone around the jetty area should be implemented to further control the risk in the area.

8.5 SOCIETAL RISK RESULTS – PHASE I

8.5.1 F-N Curve – Phase I

Figure 8.8 presents the Societal Risk (SR) results in Phase I, which are expressed as FN curve overlaid on the project risk criteria for comparison. The FN curve has considered only the offsite population, whereas the terminal personnel were not subject to societal risk assessment.

Figure 8.8 F-N Curve for PTT Nong Fab LNG Terminal – Phase I



The majority of the F-N curve for Nong Fab LNG Terminal in Phase I lies within the tolerable risk region of the NFPA 59A criteria, except a small section of curve, at F < 10^{-8} per yer,

resides in the low ALARP region. Although some area in the proposed terminal vicinity is presently vacant, population was assigned in these areas for assessment, in attempt to account for the potential future population. The maximum number of potential fatalities, N, is expected to be around 8,200 but the corresponding annual frequency (F) is extremely low, in the range of 1 x 10^{-9} per year which is the same as the Phase I + II assessment. Such a worst case scenario was found to be related to catastrophic failure of the LNG storage tanks, which involves instantaneous failure of both inner and outer shell of the tank leading to release of the entire content; the unlikely catastrophe could result in a massive amount LNG release with flammable pool and gas cloud extending several kilometres offsite based on PHAST modelling. Nevertheless, it is again emphasised that the likelihood of the event is extremely low and the corresponding societal risk level (i.e. FN point at N = 8,200) is within the acceptable region of the NFPA 59A criteria.

8.5.2 Potential Loss of Life (PLL) – Phase I

The Potential Loss of Life (PLL) takes into account the population and their locations, and can be thought of as an equivalent number of fatalities per year. Although there are no acceptability criteria for PLL, it is a useful measure of societal risk as it allows easy identification of the top scenarios that affect offsite population.

For the proposed LNG terminal, the total PLL in Phase I was found to be 6.67 x 10^{-5} per year. A breakdown of the main risk contributing scenarios to PLL is presented in Table 8.3.

In line with Phase I + II findings, the top two risk contributing scenarios are found to be pool fire and flash fire scenarios resulting from catastrophic rupture of the LNG Storage Tanks. This is due to large effect distance despite exhibiting very low frequency associated with full containment type LNG Storage tank.

The fireball due to rupture of Gas Send-out Header and flash fire attributed to catastrophic rupture of BOG Recondenser is respectively the third and fourth major contributor to the offsite risk, and together they account for about 32% of the total risk. Other contributing scenarios are all related to flash fires resulting from large failure or rupture of LNG piping at various locations. These scenarios typically have effect distances ranging from 500 m to 1100 m.

Table 8.3 Top Contributors to Offsite PLL in Phase I

Scenarios Tag	Description	PLL	Percentage
070_CAT_PF	Pool fire due to catastrophic rupture of LNG Storage Tanks	1.61E-05	24.2%

Scenarios Tag	Description	PLL	Percentage
070_CAT_FF	Flash fire due to catastrophic rupture of LNG Storage Tanks	1.38E-05	20.7%
240_RUP_FB (Phase 1)	Fireball due to rupture of Gas Send-out Header (Phase I)	1.26E-05	18.9%
180_CAT_FF (Phase 1)	Flash fire due to catastrophic rupture of BOG Recondenser (Phase I)	9.03E-06	13.5%
060_RUP_FF	Flash fire due to rupture of tank filling lines to LNG Storage Tanks during unloading mode	5.09E-06	7.6%
191_100_FF (Phase 1)	Flash fire due to 100 mm leak of LNG line from LNG Tanks to LP LNG Send-out header (Phase I)	2.89E-06	4.3%
220_100_FF (Phase 1)	Flash fire due to 100 mm leak of HP Pump discharge to ORV (Phase I)	2.39E-06	3.6%
200_100_FF (Phase 1)	Flash fire due to 100 mm leak of LNG line from HP Pump suction LNG lines (Phase I)	1.72E-06	2.6%
180_100_FF (Phase 1)	Flash fire due to 100 mm leak of BOG Recondenser (Phase I)	8.90E-07	1.3%
051_RUP_FF (Phase 1)	Flash fire due to rupture of unloading header (onshore) during unloading mode (Phase I)	8.01E-07	1.2%
060_100_FF	Flash fire due to 100 mm leak of of tank filling lines to LNG Storage Tanks during unloading mode	6.47E-07	1.0%
-	Others	6.72E-07	1.0%
	Total	**6.67E-05**	**100%**

9 BUILDING BLAST DESIGN ACCIDENT LOAD

The building blast Design Accident Load (DAL) was estimated for new plant buildings which are intended for occupancy. Assessment has also made for LNG tanks which contain large amount of flammable inventory. A list of all buildings studied is summarised in Table 9.1. The locations of buildings are shown in Figure 9.1 and Figure 9.2.

Figure 9.1 Overall View of Plant Buildings and Structures for BRA (Process Area)

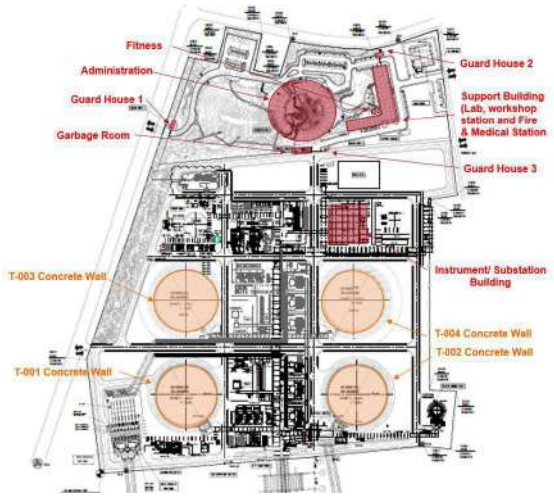


Figure 9.2 Overall View of Plant Buildings and Structures for BRA (Berth Area)

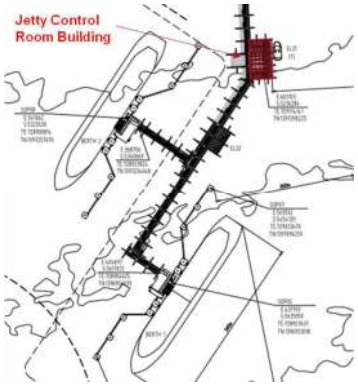


Table 9.1 Plant Buildings and Structures considered in BRA

Building / Structure	Description
B-001	Main Building (Administration)
B-002	Support Building (Lab & Workshop Station)
B-003	Support Building (Fire & Medical Station)
B-004	Guard House 1
B-005	Guard House 2
B-006	Guard House 3
B-007	Pump Room
B-008	Public WC
B-009	Fitness
B-010	Instrument/ Substation Building
B-011	Jetty Control Room
T-001	Concrete walls of LNG Tank T-001
T-002	Concrete walls of LNG Tank T-002
T-003	Concrete walls of LNG Tank T-003
T-004	Concrete walls of LNG Tank T-004

It is to be noted that based on occupancy information provided by SPCC [41], CPMS rack room is deemed not required to be assessed as part of BRA.

The explosion risk results are expressed in the form of overpressure and impulse exceedance curve as illustrated in Figure 9.3 and Figure 9.4 respectively. The maximum overpressure and impulse of each building is presented in Table 9.2, while Table 9.3 tabulated building overpressure and impulse at the exceedance frequency of 1 x 10^{-4} per year.

As can be seen from Figure 9.3 (Table 9.3), the overpressure at 1 x 10^{-4} per year exceedance frequency is in the range of 0.01 to 0.055 bar for all buildings. Jetty Control Room Building has the highest overpressure value of 0.055 bar considering the relatively higher leak frequency of the LNG unloading arms and thus the likelihood of explosion. The overpressure values should be taken forward to the design for buildings.

As for LNG tanks, they are subjected to higher overpressures because the LNG tanks are located in the process area, closed to a number of PESs in the area (i.e. BOG Compressor shelters, HP Pumps, and ORVs). Nonetheless, no significant damage to the tanks is expected even in the worst case explosion scenario for which the maximum overpressures observed at the tanks are not exceeding 0.3 bar.

Figure 9.3 Explosion Overpressure Exceedance Curve for Occupied Buildings and LNG Tanks

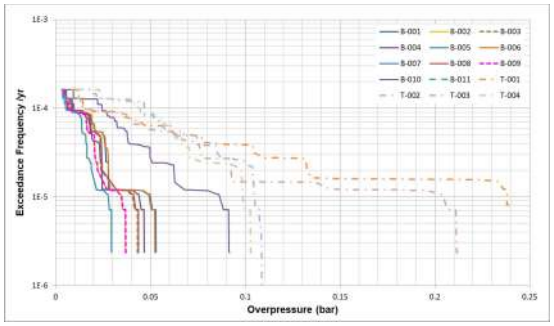


Figure 9.4 Explosion Impulse Exceedance Curve for Occupied Buildings and LNG Tanks

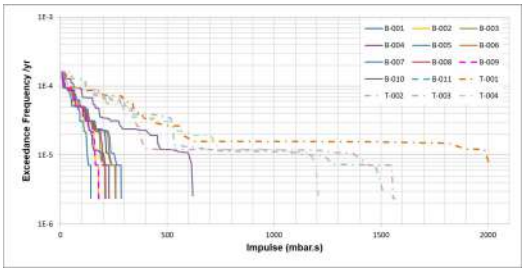


Table 9.2 Maximum Overpressure and Impulse for Buildings and LNG Tanks

Building / Structure	Max. Overpres. (bar)	Associated Impulse (mbar.s)	Max. Impulse (mbar.s)	Associated Overpres. (bar)
B-001	0.05	2.60	2.60	0.05
B-002	0.04	1.79	1.79	0.04
B-003	0.04	2.11	2.11	0.04
B-004	0.05	2.29	2.29	0.05
B-005	0.03	1.43	1.43	0.03
B-006	0.05	2.58	2.58	0.05
B-007	0.06	2.86	2.86	0.06
B-008	0.04	2.13	2.13	0.04
B-009	0.04	1.80	1.80	0.04
B-010	0.09	4.59	6.20	0.06
B-011	0.06	2.39	2.39	0.06
T-001	0.24	20.03	20.03	0.24
T-002	0.11	14.68	15.07	0.11
T-003	0.21	15.66	15.66	0.21
T-004	0.10	5.26	12.07	0.10

Table 9.3 Overpressure and Impulse for Buildings and LNG Tanks at 1 x10^{-4}/yr exceedance frequency

Building / Structure	Overpressure (bar)	Impulse (mbar.s)
B-001	0.01	0.13
B-002	0.01	0.16
B-003	0.01	0.13
B-004	0.01	0.09
B-005	0.01	0.07
B-006	0.01	0.19
B-007	0.01	0.19
B-008	0.01	0.15
B-009	0.01	0.16
B-010	0.02	1.64
B-011	0.06	2.39
T-001	0.01	0.40
T-002	0.05	3.14
T-003	0.01	0.34
T-004	0.05	0.84

10 CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

A Quantitative Risk Assessment (QRA) for the Nong Fab LNG Terminal was conducted covering all the project facilities in Phase I and Phase II development. The nominal LNG unloading rate of 15 MMTPA with a gas throughput of 18 MMTPA was taken as the basis of the study. The risk results were calculated and expressed in the form of individual risk and societal risk for comparison and analysis. The conclusions drawn from the QRA for Phase I + II are summarised below:

- The highest risk area is the jetty area with maximum outdoor IR exceeding 1 x 10^{-3} per year and the 1 x 10^{-5} per year contour extends approximately to a radius of 500 m from the jetty area.
- With regard to the process area, the 1 x 10^{-5} per year contour is contained within the plant boundary. Though 1 x 10^{-6} per year contour extends slightly beyond the plant boundary to the east and the west, it does not encroach into the residential areas. Also, the 3 x 10^{-7} per year contour does not reach any of the residential areas beyond the LNG terminal, hence meeting the NFPA criterion for sensitive establishments.
- Analysis of societal risk has shown that the part of the FN curve lies in the low ALARP region. Pool fire and flash fire due to catastrophic rupture of the LNG Storage Tanks, flash fire from the piping from LNG Tanks to LP LNG Sender Header and fireball due to rupture of Gas Send-out Header, were identified as the top risk contributors.
- Vapour dispersion and thermal radiation analysis was conducted for the impoundment pits. Mitigation measures including high expansion foam have been considered in the analysis. The results show compliance with the NFPA 59A standard, in regards of the spacing requirements and control of potential flammable hazards. Vapour dispersion and thermal radiation analysis was also conducted for the PSVs on LNG tanks by SPCC [24]. The results show compliance with the NFPA 59A and BS EN 1473 standards, in regards of the spacing requirements and control of potential flammable hazards.

The conclusion drawn from the Building Blast Design Accidental Load is summarised below:

- The overpressure at 1 x 10^{-4} per year exceedance frequency is broadly in the range of 0.01 to 0.06 bar for LNG Tanks, Jetty Control Room Building, and other occupied buildings. These overpressure values should be taken forward for building design.

Based on the analysis conducted for the facility, the following recommendations are made:

- As the risk in the jetty area is relatively high (i.e. the 1 x 10^{-5} per year contour extends beyond 500 m from the jetty), it is recommended to provide a proper marine exclusion zone for better control over vessel movement in this area while LNG carriers are berthed.
- Since a future 3rd party jetty may be built very close to the east side of LNG terminal jetty, it is recommended to implement additional control measure in the future when the 3rd party jetty is actually being constructed. This may include developing a communication channel with the 3rd party jetty to be used during unloading operation as well as emergency situations. It is also recommended to minimise simultaneous operation of the adjacent 3rd party jetty when a LNG carrier is berthed
- It is also recommended that the residual risk for the undeveloped potential residential area near the western boundary of the terminal may be controlled by administrative method that a detailed emergency response plan be developed for the offsite area. For the public road near the western boundary, traffic light and management system / procedure may be developed to restrict the incoming traffic to the immediate road section near the LNG terminal in the event of an emergency in the LNG terminal. Furthermore, close monitoring of any further residential/ community development in the vicinity of the terminal should also be considered. It is thus recommended that the QRA be updated regularly, for instance every 3 years, during the operational phase of the terminal so as to capture the potential change in the surrounding environment.
- High expansion foam has been considered in the analysis to mitigate the dispersion and radiation effect from impoundment pits. Hence, proper actuation systems (e.g. based on F&G/ cold detection) should be provided to actuate high expansion foam in case any LNG is collected in the pit. One should also ensure a high reliability for such actuation system in order to justify the credit taken.
- Although LNG tank (full containment tank) failure frequency is very low, tank rupture scenario has been considered in the QRA. It is recommended to monitor developments adjoining the boundary for any potential large fire and explosion events originating from neighbouring industrial sites that could threaten the integrity of the tank. Measures should be taken with local authorities to prevent such impacts.

- In consideration of the close proximity of the population centres, it is recommended that the Emergency Response Plan for the Nong Fab LNG Terminal should include channels for communication and arrangements for evacuation of the school, temple and community centres in case of emergency.
- With regard to LNG tank PSV release scenario, it is recommended in the SPCC study [24] that the length of PSVs tail pipe outlet shall be at 23 m from the tank dome centre. Operating procedure shall also be followed for personnel working at tank platform in case of accidental ignition of PSV release to prevent the personnel exposure to thermal radiation/ flammable gas cloud.
- Although the overpressures experienced at occupied building are low in range of 0.01 to 0.06 bar, window breakage can still occur at these overpressure levels, which can cause injury to personnel. Hence it is recommended that windows to be minimized for plant buildings or toughened glass to be used if windows are provided.

11 REFERENCES

[1] PTTLNG Nong Fab LNG Receiving Terminal Project, Overall LNG Conceptual Plot Plan, 122018-SPCC-C-0000-PE-DWG-0000-0001 Rev.S1, 29th Oct 2019

[2] PTTLNG Nong Fab LNG Receiving Terminal Project, Onshore Bop Conceptual Plot Plan, 122018-SPCC-C-0000-PE-DWG-0000-0002 Rev.S2, 25th Aug 2020

[3] PTTLNG Nong Fab LNG Receiving Terminal Project, Plot Plan for CWP 0300, Metering Station, Fuel Gas System, GTG and Chilled Water Area, 122018-SPCC-C-0300-PE-DWG-0000-0001-03 Rev.S2, 12th Oct 2020

[4] PTTLNG Nong Fab LNG Receiving Terminal Project, Berth 2 on Offshore Jetty Conceptual Plot Plan, 122018-SPCC-C-0000-PE-DWG-0000-0019 Rev.1, 22nd Jan 2020

[5] Process Heat and Material Simulation Report, PTTLNG Nong Fab LNG Receiving Terminal Project, 122018-SPCC-C-PC-RPT-0321 Rev.2, Sep 10, 2018

[6] NFPA 59A - Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG). 2016

[7] Population for Nong Fab Temple and Nong Fab School data, via email dated at 29th Oct 2018

[8] Population for Nong Fab Community, Table Population Map Ta Phut Provincial, Sep 2018

[9] National Statistic Office of Rayong, Department of Provincial Administration, ministry of Interior of Thailand, Demographic, Population and Housing Statistics, Table 1.2

[10] PTT Public Company Limited Conceptual Design and Cost Estimation for New LNG Receiving Terminal – Meteorological Data (Doc.: PTTCD-COM-RPT-002), Rev. 0, Sept 4, 2013

[11] Basis of Design, PTTLNG Nong Fab LNG Receiving Terminal Project, 122018-SPCC-C-PC-GE-0211 Rev.1, Sep 17, 2018

[12] Nong Fab LNG Receiving Terminal Project (FEED) – Quantitative Risk Assessment (QRA) Report, Doc. No.: 11-2-16-036-QRA-02, Jun 22, 2017

[13] Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis. American Institute of Chemical Engineers. New York. 2010.

[14] A Comparison of Accident Experience with Quantitative Risk Assessment (QRA) Methodology. Det Norske Veritas Ltd. 2000.

[15] Report on the Investigation of the Fire at the Liquefaction, Storage, and Regasification Plant of East Ohio Gas Co., Cleveland, Ohio, October 20, 1944, U.S. Bureau of Mines, February, 1946

[16] California Energy Commission. "Liquefied Natural Gas Safety." Accessed 15 October 2013 at http://www.energy.ca.gov/lng/safety.html

[17] Report of Texas Eastern LNG Tank Fatal Fire and Roof Collapse, February 10, 1973, Fire Department of the City of New York, July, 1973

[18] Major Accidents Reporting System (eMARS), from https://emars.jrc.ec.europa.eu

[19] Report of the U.S. Government Team Site Inspection of the Sonatrach Skikda LNG Plant in Skikda, Algeria, March 12-16, 2004

[20] Emergency Response Notification System (ERNS) maintained by Right To Know Network (RTK), from http://www.rtknet.org/db/erns. 2013

[21] PTTLNG Nong Fab LNG Receiving Terminal Project, Storm/ Oily/ Sanitary Drainage Design Report, Doc. No.: 122018-SPCC-B-PC-RPT-0011, Rev. R1, 23rd Oct 2018

[22] IChemE, Lees' Loss Prevention in the Process Industries, Hazard Identification, Assessment and Control, Volume 2

[23] Effect of high expansion foam application rate, via email dated on 27th Nov 2018

[24] LNG Tanks – Atmospheric PSVs' Dispersion and Radiation Calculation Note, PTTLNG Nong Fab LNG Receiving Terminal Project, 122018-SPCC-T-FF-CAL-0001 Rev.R1, 13th Nov 2018

[25] British Standard, Installation and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installation (BS EN 1473, 2016)

[26] PTTLNG Nong Fab LNG Receiving Terminal Project, LNG Tank 0100-T-001/2 Equipment Layout, 122018-SPCC-T-0111/0121-PE-DWG-0000-0001, Rev. R1, 20/27th Nov 2018

[27] Rijnmond Public Authority, A Risk Analysis of Six Potentially Hazardous Industrial Objects in the Rijnmond Area – A Pilot Study, COVO, D. Reidel Publishing Co., Dordrecht,1982.

[28] Hawksley, J.L., Some Social, Technical and Economic Aspects of the Risks of Large Plants, CHEMRAWN III, 1984

[29] Committee for the Prevention of Disasters (CPR), Guidelines for Quantitative Risk Assessment – "Purple Book" CPR18>SDU, The Hague, 1999.

[30] Crossthwaite, P.J., Fiitzpatrick, R.D. & Hurst, N.W., Risk Assessment for the Siting of Developments near Liquefied Petroleum Gas Installations, IChemE Symposium Series No 110, 1988.

[31] Reference Manual Bevi Risk Assessments. National Institute of Public Health and the Environment (RIVM).2009.

[32] OGP, Process Release Frequencies, Risk Assessment Data Directory Report No. 434-1, September 2019

[33] OGP, Riser & Pipeline Release Frequencies, Risk Assessment Data Directory Report No. 434-4, September 2019

[34] PTT 2nd LNG Terminal Project – Quantitative Risk Assessment (QRA) Report, Rev.01, 14th Jun 2015.

[35] UK HSE, Failure Rate and Event Data for use within Land Use Planning Risk Assessments International Association of Oil & Gas Producers, Risk Assessment Data Directory: Process Release Frequencies, 2010

[36] EGIG 14.R.0403, 9th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970 – 2013), February 2015

[37] PTTLNG Nong Fab LNG Receiving Terminal Project, Piping and Instrumentation Drawings

[38] PTTLNG Nong Fab LNG Receiving Terminal Project, Process Flow Diagram – Jetty and Storage Area & Process Area, DWG-0100-0001-001&002 Rev.1, Aug 13, 2018

[39] Cox A.W., Lees F.P., Ang M.L., (1990), Classification of Hazardous Locations, IChemE, Rugby, UK

[40] Ignition Probability Review, Model Development and Look-up Correlations (IP Research Report), January 2006

[41] Information for CPMS Rack Room Occupancy, via email dated on 4th August 2021

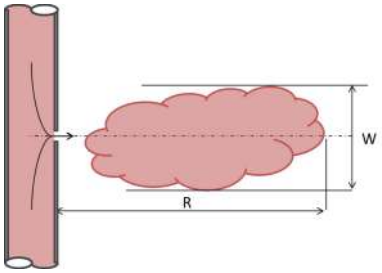
ANNEXURE A – IMPOUNDMENT PIT SCENARIOS

Table A.1 Scenarios Considered in Impoundment Pit

Section	Leak Size	IS/ IF	Release Volume (m^3)	Impoundment Pit
05U	RUP	IS	649	Tank 1-4
05H	RUP	IF	281	Tank 1-4
05H	RUP	IS	208	Tank 1-4
05U	RUP	IF	796	Tank 1-4
06H	RUP	IF	303	Tank 1-4
06H	RUP	IS	158	Tank 1-4
06U	012	IF	<10	Tank 1-4
06U	012	IS	<10	Tank 1-4
06U	050	IF	<10	Tank 1-4
06U	050	IS	<10	Tank 1-4
06U	100	IF	29	Tank 1-4
06U	100	IS	<10	Tank 1-4
06U	RUP	IS	728	Tank 1-4
190	RUP	IF	594	Process 1-2
190	RUP	IS	211	Process 1-2
190	RUP	IF	187	Process 1-2
190	RUP	IS	130	Process 1-2
200	RUP	IF	500	Process 1-2
200	RUP	IS	107	Process 1-2
210	RUP	IF	500	Process 1-2
210	RUP	IS	107	Process 1-2
220	RUP	IF	557	Process 1-2
220	RUP	IS	167	Process 1-2
230	RUP	IF	557	Process 1-2
230	RUP	IS	167	Process 1-2

ANNEXURE B – CONSEQUENCE RESULTS

Presentation of Consequence Results



Where
R: maximum downwind range of consequence
W: maximum width of consequence

Table B.1 Jet Fire Consequence

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
01U	012	IF	Flame Length	22	18	17	15
		IF	35.5kW/m²	24	7	20	9
		IF	14.1kW/m²	28	17	24	18
		IF	7.3kW/m²	31	26	27	26
		IS	Flame Length	22	18	17	15
		IS	35.5kW/m²	24	7	20	9
		IS	14.1kW/m²	28	17	24	18
		IS	7.3kW/m²	31	26	27	26
	050	IF	Flame Length	72	59	56	51
		IF	35.5kW/m²	85	33	72	41
		IF	14.1kW/m²	99	71	84	73
		IF	7.3kW/m²	111	100	96	98
		IS	Flame Length	72	59	56	51
		IS	35.5kW/m²	85	33	72	41
		IS	14.1kW/m²	99	71	84	73
		IS	7.3kW/m²	111	100	96	98
	100	IF	Flame Length	129	105	100	90
		IF	35.5kW/m²	156	71	131	84
		IF	14.1kW/m²	180	139	155	141
		IF	7.3kW/m²	203	192	177	188
		IS	Flame Length	129	105	100	90
		IS	35.5kW/m²	156	71	131	84
		IS	14.1kW/m²	180	139	155	141
		IS	7.3kW/m²	203	192	177	188
02U	012	IF	Flame Length	21	17	16	15
		IF	35.5kW/m²	23	7	19	8
		IF	14.1kW/m²	27	15	22	17
		IF	7.3kW/m²	30	24	26	24
		IS	Flame Length	21	17	16	15
		IS	35.5kW/m²	23	7	19	8
		IS	14.1kW/m²	27	15	22	17
		IS	7.3kW/m²	30	24	26	24
	050	IF	Flame Length	69	57	53	48

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IF	35.5kW/m²	80	30	67	38
		IF	14.1kW/m²	93	66	79	68
		IF	7.3kW/m²	104	94	91	92
		IS	Flame Length	69	57	53	48
		IS	35.5kW/m²	80	30	67	38
		IS	14.1kW/m²	93	66	79	68
		IS	7.3kW/m²	104	94	91	92
	100	IF	Flame Length	122	102	95	85
		IF	35.5kW/m²	146	64	123	77
		IF	14.1kW/m²	170	129	146	132
		IF	7.3kW/m²	191	180	167	176
		IS	Flame Length	122	102	95	85
		IS	35.5kW/m²	146	64	123	77
		IS	14.1kW/m²	170	129	146	132
		IS	7.3kW/m²	191	180	167	176
03H	012	IF	Flame Length	26	19	20	17
		IF	35.5kW/m²	29	10	24	12
		IF	14.1kW/m²	33	22	29	23
		IF	7.3kW/m²	37	32	32	32
		IS	Flame Length	26	19	20	17
		IS	35.5kW/m²	29	10	24	12
		IS	14.1kW/m²	33	22	29	23
		IS	7.3kW/m²	37	32	32	32
	050	IF	Flame Length	85	63	66	57
		IF	35.5kW/m²	103	44	86	53
		IF	14.1kW/m²	118	89	101	91
		IF	7.3kW/m²	132	124	116	121
		IS	Flame Length	85	63	66	57
		IS	35.5kW/m²	103	44	86	53
		IS	14.1kW/m²	118	89	101	91
		IS	7.3kW/m²	132	124	116	121
	100	IF	Flame Length	116	99	90	81
		IF	35.5kW/m²	138	59	117	72
		IF	14.1kW/m²	161	121	138	124

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IF	7.3kW/m²	181	169	157	165
		IS	Flame Length	116	99	90	81
		IS	35.5kW/m²	138	59	117	72
		IS	14.1kW/m²	161	121	138	124
		IS	7.3kW/m²	181	169	157	165
03U	012	IF	Flame Length	21	17	16	15
		IF	35.5kW/m²	23	7	19	8
		IF	14.1kW/m²	27	15	22	17
		IF	7.3kW/m²	30	24	26	24
		IS	Flame Length	21	17	16	15
		IS	35.5kW/m²	23	7	19	8
		IS	14.1kW/m²	27	15	22	17
		IS	7.3kW/m²	30	24	26	24
	050	IF	Flame Length	69	57	53	48
		IF	35.5kW/m²	80	30	67	38
		IF	14.1kW/m²	93	66	79	68
		IF	7.3kW/m²	104	94	91	92
		IS	Flame Length	69	57	53	48
		IS	35.5kW/m²	80	30	67	38
		IS	14.1kW/m²	93	66	79	68
		IS	7.3kW/m²	104	94	91	92
	100	IF	Flame Length	122	102	95	85
		IF	35.5kW/m²	146	64	123	77
		IF	14.1kW/m²	170	129	146	132
		IF	7.3kW/m²	191	180	167	176
		IS	Flame Length	122	102	95	85
		IS	35.5kW/m²	146	64	123	77
		IS	14.1kW/m²	170	129	146	132
		IS	7.3kW/m²	191	180	167	176
04H	012	IF	Flame Length	26	19	20	17
		IF	35.5kW/m²	29	10	24	12
		IF	14.1kW/m²	33	22	29	23
		IF	7.3kW/m²	37	32	32	32
		IS	Flame Length	26	19	20	17

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IS	35.5kW/m²	29	10	24	12
		IS	14.1kW/m²	33	22	29	23
		IS	7.3kW/m²	37	32	32	32
	050	IF	Flame Length	85	63	66	57
		IF	35.5kW/m²	103	44	86	53
		IF	14.1kW/m²	118	89	101	91
		IF	7.3kW/m²	132	124	116	121
		IS	Flame Length	85	63	66	57
		IS	35.5kW/m²	103	44	86	53
		IS	14.1kW/m²	118	89	101	91
		IS	7.3kW/m²	132	124	116	121
	100	IF	Flame Length	116	99	90	81
		IF	35.5kW/m²	138	59	117	72
		IF	14.1kW/m²	161	121	138	124
		IF	7.3kW/m²	181	169	157	165
		IS	Flame Length	116	99	90	81
		IS	35.5kW/m²	138	59	117	72
		IS	14.1kW/m²	161	121	138	124
		IS	7.3kW/m²	181	169	157	165
04U	012	IF	Flame Length	21	17	16	15
		IF	35.5kW/m²	23	7	19	8
		IF	14.1kW/m²	27	15	22	17
		IF	7.3kW/m²	30	24	26	24
		IS	Flame Length	21	17	16	15
		IS	35.5kW/m²	23	7	19	8
		IS	14.1kW/m²	27	15	22	17
		IS	7.3kW/m²	30	24	26	24
	050	IF	Flame Length	69	57	53	48
		IF	35.5kW/m²	80	30	67	38
		IF	14.1kW/m²	93	66	79	68
		IF	7.3kW/m²	104	94	91	92
		IS	Flame Length	69	57	53	48
		IS	35.5kW/m²	80	30	67	38
		IS	14.1kW/m²	93	66	79	68

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IS	7.3kW/m²	104	94	91	92
	100	IF	Flame Length	122	102	95	85
		IF	35.5kW/m²	146	64	123	77
		IF	14.1kW/m²	170	129	146	132
		IF	7.3kW/m²	191	180	167	176
		IS	Flame Length	122	102	95	85
		IS	35.5kW/m²	146	64	123	77
		IS	14.1kW/m²	170	129	146	132
		IS	7.3kW/m²	191	180	167	176
	012	IF	Flame Length	26	19	20	17
		IF	35.5kW/m²	29	10	24	12
		IF	14.1kW/m²	33	22	29	23
		IF	7.3kW/m²	37	32	32	32
		IS	Flame Length	26	19	20	17
		IS	35.5kW/m²	29	10	24	12
		IS	14.1kW/m²	33	22	29	23
		IS	7.3kW/m²	37	32	32	32
	050	IF	Flame Length	85	63	66	57
		IF	35.5kW/m²	103	44	86	53
		IF	14.1kW/m²	118	89	101	91
05H		IF	7.3kW/m²	132	124	116	121
		IS	Flame Length	85	63	66	57
		IS	35.5kW/m²	103	44	86	53
		IS	14.1kW/m²	118	89	101	91
		IS	7.3kW/m²	132	124	116	121
	100	IF	Flame Length	116	99	90	81
		IF	35.5kW/m²	138	59	117	72
		IF	14.1kW/m²	161	121	138	124
		IF	7.3kW/m²	181	169	157	165
		IS	Flame Length	116	99	90	81
		IS	35.5kW/m²	138	59	117	72
		IS	14.1kW/m²	161	121	138	124
		IS	7.3kW/m²	181	169	157	165
05U	012	IF	Flame Length	21	17	16	15

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IF	35.5kW/m²	23	7	19	8
		IF	14.1kW/m²	27	15	22	17
		IF	7.3kW/m²	30	24	26	24
		IS	Flame Length	21	17	16	15
		IS	35.5kW/m²	23	7	19	8
		IS	14.1kW/m²	27	15	22	17
		IS	7.3kW/m²	30	24	26	24
	050	IF	Flame Length	69	57	53	48
		IF	35.5kW/m²	80	30	67	38
		IF	14.1kW/m²	93	66	79	68
		IF	7.3kW/m²	104	94	91	92
		IS	Flame Length	69	57	53	48
		IS	35.5kW/m²	80	30	67	38
		IS	14.1kW/m²	93	66	79	68
		IS	7.3kW/m²	104	94	91	92
	100	IF	Flame Length	122	102	95	85
		IF	35.5kW/m²	146	64	123	77
		IF	14.1kW/m²	170	129	146	132
		IF	7.3kW/m²	191	180	167	176
		IS	Flame Length	122	102	95	85
		IS	35.5kW/m²	146	64	123	77
		IS	14.1kW/m²	170	129	146	132
		IS	7.3kW/m²	191	180	167	176
06H	012	IF	Flame Length	26	19	20	17
		IF	35.5kW/m²	29	10	24	12
		IF	14.1kW/m²	33	22	29	23
		IF	7.3kW/m²	37	32	32	32
		IS	Flame Length	26	19	20	17
		IS	35.5kW/m²	29	10	24	12
		IS	14.1kW/m²	33	22	29	23
		IS	7.3kW/m²	37	32	32	32
	050	IF	Flame Length	85	63	66	57
		IF	35.5kW/m²	103	44	86	53
		IF	14.1kW/m²	118	89	101	91

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IF	7.3kW/m²	132	124	116	121
		IS	Flame Length	85	63	66	57
		IS	35.5kW/m²	103	44	86	53
		IS	14.1kW/m²	118	89	101	91
		IS	7.3kW/m²	132	124	116	121
	100	IF	Flame Length	116	99	90	81
		IF	35.5kW/m²	138	59	117	72
		IF	14.1kW/m²	161	121	138	124
		IF	7.3kW/m²	181	169	157	165
		IS	Flame Length	116	99	90	81
		IS	35.5kW/m²	138	59	117	72
		IS	14.1kW/m²	161	121	138	124
		IS	7.3kW/m²	181	169	157	165
08U	012	IF	Flame Length	6	1	6	1
		IF	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IF	14.1kW/m²	0	0	0	0
		IF	7.3kW/m²	5	1	5	1
		IS	Flame Length	6	1	6	1
		IS	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IS	14.1kW/m²	0	0	0	0
		IS	7.3kW/m²	5	1	5	1
	050	IF	Flame Length	20	6	21	6
		IF	35.5kW/m²	20	7	21	7
		IF	14.1kW/m²	24	17	25	17
		IF	7.3kW/m²	27	26	27	25
		IS	Flame Length	20	6	21	6
		IS	35.5kW/m²	20	7	21	7
		IS	14.1kW/m²	24	17	25	17
		IS	7.3kW/m²	27	26	27	25
	100	IF	Flame Length	37	14	39	13
		IF	35.5kW/m²	38	20	40	20
		IF	14.1kW/m²	46	41	48	40
		IF	7.3kW/m²	53	58	54	58
		IS	Flame Length	37	14	39	13

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IS	35.5kW/m²	38	20	40	20
		IS	14.1kW/m²	46	41	48	40
		IS	7.3kW/m²	53	58	54	58
	RUP	IF	Flame Length	86	41	91	37
		IF	35.5kW/m²	95	70	99	72
		IF	14.1kW/m²	120	124	125	126
		IF	7.3kW/m²	143	175	145	176
		IS	Flame Length	86	41	91	37
		IS	35.5kW/m²	95	70	99	72
		IS	14.1kW/m²	120	124	125	126
		IS	7.3kW/m²	143	175	145	176
09U	012	IF	Flame Length	6	1	6	1
		IF	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IF	14.1kW/m²	0	0	0	0
		IF	7.3kW/m²	5	1	5	1
		IS	Flame Length	6	1	6	1
		IS	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IS	14.1kW/m²	0	0	0	0
		IS	7.3kW/m²	5	1	5	1
	050	IF	Flame Length	20	6	21	6
		IF	35.5kW/m²	20	7	21	7
		IF	14.1kW/m²	24	17	25	17
		IF	7.3kW/m²	27	26	27	25
		IS	Flame Length	20	6	21	6
		IS	35.5kW/m²	20	7	21	7
		IS	14.1kW/m²	24	17	25	17
		IS	7.3kW/m²	27	26	27	25
	100	IF	Flame Length	37	14	39	13
		IF	35.5kW/m²	38	20	40	20
		IF	14.1kW/m²	46	41	48	40
		IF	7.3kW/m²	53	58	54	58
		IS	Flame Length	37	14	39	13
		IS	35.5kW/m²	38	20	40	20
		IS	14.1kW/m²	46	41	48	40

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IS	7.3kW/m²	53	58	54	58
	RUP	IF	Flame Length	86	41	91	37
		IF	35.5kW/m²	95	70	99	72
		IF	14.1kW/m²	120	124	125	126
		IF	7.3kW/m²	143	175	145	176
		IS	Flame Length	86	41	91	37
		IS	35.5kW/m²	95	70	99	72
		IS	14.1kW/m²	120	124	125	126
		IS	7.3kW/m²	143	175	145	176
10U	012	IF	Flame Length	3	1	3	0
		IF	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IF	14.1kW/m²	0	0	0	0
		IF	7.3kW/m²	0	0	0	0
		IS	Flame Length	3	1	3	0
		IS	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IS	14.1kW/m²	0	0	0	0
		IS	7.3kW/m²	0	0	0	0
	050	IF	Flame Length	8	3	10	1
		IF	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IF	14.1kW/m²	7	2	0	0
		IF	7.3kW/m²	9	6	11	3
		IS	Flame Length	8	3	10	1
		IS	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IS	14.1kW/m²	7	2	0	0
		IS	7.3kW/m²	9	6	11	3
	100	IF	Flame Length	14	5	18	2
		IF	35.5kW/m²	8	2	17	1
		IF	14.1kW/m²	15	10	18	5
		IF	7.3kW/m²	18	17	19	9
		IS	Flame Length	14	5	18	2
		IS	35.5kW/m²	8	2	17	1
		IS	14.1kW/m²	15	10	18	5
		IS	7.3kW/m²	18	17	19	9
	RUP	IF	Flame Length	55	12	65	12

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IF	35.5kW/m²	53	38	72	37
		IF	14.1kW/m²	67	72	77	71
		IF	7.3kW/m²	79	104	82	104
		IS	Flame Length	55	12	65	12
		IS	35.5kW/m²	53	38	72	37
		IS	14.1kW/m²	67	72	77	71
		IS	7.3kW/m²	79	104	82	104
	012	IF	Flame Length	3	1	3	0
		IF	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IF	14.1kW/m²	0	0	0	0
		IF	7.3kW/m²	0	0	0	0
		IS	Flame Length	3	1	3	0
		IS	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IS	14.1kW/m²	0	0	0	0
		IS	7.3kW/m²	0	0	0	0
	050	IF	Flame Length	9	3	11	2
		IF	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IF	14.1kW/m²	8	2	11	1
		IF	7.3kW/m²	9	7	12	4
		IS	Flame Length	9	3	11	2
150		IS	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IS	14.1kW/m²	8	2	11	1
		IS	7.3kW/m²	9	7	12	4
	100	IF	Flame Length	15	6	18	2
		IF	35.5kW/m²	10	2	18	1
		IF	14.1kW/m²	16	12	19	5
		IF	7.3kW/m²	19	19	20	10
		IS	Flame Length	15	6	18	2
		IS	35.5kW/m²	10	2	18	1
		IS	14.1kW/m²	16	12	19	5
		IS	7.3kW/m²	19	19	20	10
	RUP	IF	Flame Length	94	28	109	28
		IF	35.5kW/m²	96	79	125	79
		IF	14.1kW/m²	122	142	136	142

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IF	7.3kW/m²	146	202	147	203
		IS	Flame Length	94	28	109	28
		IS	35.5kW/m²	96	79	125	79
		IS	14.1kW/m²	122	142	136	142
		IS	7.3kW/m²	146	202	147	203
	050	IF	Flame Length	8	2	10	1
		IF	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IF	14.1kW/m²	0	0	0	0
		IF	7.3kW/m²	8	4	0	0
		IS	Flame Length	8	2	10	1
		IS	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IS	14.1kW/m²	0	0	0	0
160		IS	7.3kW/m²	8	4	0	0
	RUP	IF	Flame Length	82	22	103	22
		IF	35.5kW/m²	90	67	116	60
		IF	14.1kW/m²	106	120	124	115
		IF	7.3kW/m²	120	171	132	167
		IS	Flame Length	82	22	103	22
		IS	35.5kW/m²	90	67	116	60
		IS	14.1kW/m²	106	120	124	115
		IS	7.3kW/m²	120	171	132	167
	012	IF	Flame Length	6	1	6	1
		IF	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IF	14.1kW/m²	0	0	0	0
		IF	7.3kW/m²	5	1	5	1
		IS	Flame Length	6	1	6	1
		IS	35.5kW/m²	0	0	0	0
170		IS	14.1kW/m²	0	0	0	0
		IS	7.3kW/m²	5	1	5	1
	050	IF	Flame Length	20	6	21	6
		IF	35.5kW/m²	20	7	21	7
		IF	14.1kW/m²	24	17	25	17
		IF	7.3kW/m²	27	26	27	25
		IS	Flame Length	20	6	21	6

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IS	35.5kW/m²	20	7	21	7
		IS	14.1kW/m²	24	17	25	17
		IS	7.3kW/m²	27	26	27	25
	100	IF	Flame Length	37	14	39	13
		IF	35.5kW/m²	38	20	40	20
		IF	14.1kW/m²	46	41	48	40
		IF	7.3kW/m²	53	58	54	58
		IS	Flame Length	37	14	39	13
		IS	35.5kW/m²	38	20	40	20
		IS	14.1kW/m²	46	41	48	40
		IS	7.3kW/m²	53	58	54	58
	RUP	IF	Flame Length	107	53	113	48
		IF	35.5kW/m²	121	94	126	98
		IF	14.1kW/m²	153	163	159	166
		IF	7.3kW/m²	185	229	187	231
		IS	Flame Length	107	53	113	48
		IS	35.5kW/m²	121	94	126	98
		IS	14.1kW/m²	153	163	159	166
		IS	7.3kW/m²	185	229	187	231
	012	IF	Flame Length	26	19	20	17
		IF	35.5kW/m²	29	10	24	12
		IF	14.1kW/m²	33	22	28	23
		IF	7.3kW/m²	37	32	32	31
		IS	Flame Length	26	19	20	17
		IS	35.5kW/m²	29	10	24	12
		IS	14.1kW/m²	33	22	28	23
180		IS	7.3kW/m²	37	32	32	31
	050	IF	Flame Length	85	63	66	57
		IF	35.5kW/m²	102	44	86	53
		IF	14.1kW/m²	117	89	101	90
		IF	7.3kW/m²	131	124	115	120
		IS	Flame Length	85	63	66	57
		IS	35.5kW/m²	102	44	86	53
		IS	14.1kW/m²	117	89	101	90

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IS	7.3kW/m²	131	124	115	120
	100	IF	Flame Length	152	112	118	102
		IF	35.5kW/m²	187	67	157	106
		IF	14.1kW/m²	215	173	186	174
		IF	7.3kW/m²	242	237	213	230
		IS	Flame Length	152	112	118	102
		IS	35.5kW/m²	187	67	157	106
		IS	14.1kW/m²	215	173	186	174
		IS	7.3kW/m²	242	237	213	230
	012	IF	Flame Length	25	19	20	17
		IF	35.5kW/m²	29	10	24	12
		IF	14.1kW/m²	33	21	28	23
		IF	7.3kW/m²	37	31	32	31
		IS	Flame Length	25	19	20	17
		IS	35.5kW/m²	29	10	24	12
		IS	14.1kW/m²	33	21	28	23
		IS	7.3kW/m²	37	31	32	31
	050	IF	Flame Length	84	62	65	57
		IF	35.5kW/m²	101	44	85	52
		IF	14.1kW/m²	116	87	100	89
190		IF	7.3kW/m²	130	122	114	119
		IS	Flame Length	84	62	65	57
		IS	35.5kW/m²	101	44	85	52
		IS	14.1kW/m²	116	87	100	89
		IS	7.3kW/m²	130	122	114	119
	100	IF	Flame Length	150	112	117	102
		IF	35.5kW/m²	185	90	156	105
		IF	14.1kW/m²	213	170	184	171
		IF	7.3kW/m²	239	234	211	227
		IS	Flame Length	150	112	117	102
		IS	35.5kW/m²	185	90	156	105
		IS	14.1kW/m²	213	170	184	171
		IS	7.3kW/m²	239	234	211	227
200	012	IF	Flame Length	24	18	19	16

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IF	35.5kW/m²	27	9	23	11
		IF	14.1kW/m²	31	20	26	21
		IF	7.3kW/m²	35	29	30	29
		IS	Flame Length	24	18	19	16
		IS	35.5kW/m²	27	9	23	11
		IS	14.1kW/m²	31	20	26	21
		IS	7.3kW/m²	35	29	30	29
	050	IF	Flame Length	79	61	62	55
		IF	35.5kW/m²	95	40	80	48
		IF	14.1kW/m²	109	81	94	83
		IF	7.3kW/m²	122	114	107	111
		IS	Flame Length	79	61	62	55
		IS	35.5kW/m²	95	40	80	48
		IS	14.1kW/m²	109	81	94	83
		IS	7.3kW/m²	122	114	107	111
	100	IF	Flame Length	142	109	110	97
		IF	35.5kW/m²	173	83	146	96
		IF	14.1kW/m²	200	158	172	160
		IF	7.3kW/m²	225	218	198	211
		IS	Flame Length	142	109	110	97
		IS	35.5kW/m²	173	83	146	96
		IS	14.1kW/m²	200	158	172	160
		IS	7.3kW/m²	225	218	198	211
210	050	IF	Flame Length	79	61	62	55
		IF	35.5kW/m²	95	40	80	48
		IF	14.1kW/m²	109	81	94	83
		IF	7.3kW/m²	122	114	107	111
		IS	Flame Length	79	61	62	55
		IS	35.5kW/m²	95	40	80	48
		IS	14.1kW/m²	109	81	94	83
		IS	7.3kW/m²	122	114	107	111
220	012	IF	Flame Length	35	21	27	19
		IF	35.5kW/m²	41	16	34	19
		IF	14.1kW/m²	46	33	39	34

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IF	7.3kW/m²	51	47	45	47
		IS	Flame Length	35	21	27	19
		IS	35.5kW/m²	41	16	34	19
		IS	14.1kW/m²	46	33	39	34
		IS	7.3kW/m²	51	47	45	47
	050	IF	Flame Length	118	72	92	65
		IF	35.5kW/m²	144	71	121	81
		IF	14.1kW/m²	164	132	141	134
		IF	7.3kW/m²	183	183	161	178
		IS	Flame Length	118	72	92	65
		IS	35.5kW/m²	144	71	121	81
		IS	14.1kW/m²	164	132	141	134
		IS	7.3kW/m²	183	183	161	178
	100	IF	Flame Length	200	126	156	115
		IF	35.5kW/m²	250	133	210	150
		IF	14.1kW/m²	285	240	246	240
		IF	7.3kW/m²	319	328	282	319
		IS	Flame Length	200	126	156	115
		IS	35.5kW/m²	250	133	210	150
		IS	14.1kW/m²	285	240	246	240
		IS	7.3kW/m²	319	328	282	319
230	012	IF	Flame Length	35	21	27	19
		IF	35.5kW/m²	41	16	34	19
		IF	14.1kW/m²	46	33	39	34
		IF	7.3kW/m²	51	47	45	47
		IS	Flame Length	35	21	27	19
		IS	35.5kW/m²	41	16	34	19
		IS	14.1kW/m²	46	33	39	34
		IS	7.3kW/m²	51	47	45	47
	050	IF	Flame Length	118	72	92	65
		IF	35.5kW/m²	144	71	121	81
		IF	14.1kW/m²	164	132	141	134
		IF	7.3kW/m²	183	183	161	178
		IS	Flame Length	118	72	92	65

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IS	35.5kW/m²	144	71	121	81
		IS	14.1kW/m²	164	132	141	134
		IS	7.3kW/m²	183	183	161	178
240	012	IF	Flame Length	15	5	16	4
		IF	35.5kW/m²	14	3	15	3
		IF	14.1kW/m²	17	11	18	10
		IF	7.3kW/m²	20	17	20	17
		IS	Flame Length	15	5	16	4
		IS	35.5kW/m²	14	3	15	3
		IS	14.1kW/m²	17	11	18	10
		IS	7.3kW/m²	20	17	20	17
	050	IF	Flame Length	52	21	55	20
		IF	35.5kW/m²	55	34	59	34
		IF	14.1kW/m²	68	64	71	64
		IF	7.3kW/m²	79	91	81	91
		IS	Flame Length	52	21	55	20
		IS	35.5kW/m²	55	34	59	34
		IS	14.1kW/m²	68	64	71	64
		IS	7.3kW/m²	79	91	81	91
	100	IF	Flame Length	87	41	92	38
		IF	35.5kW/m²	96	72	100	74
		IF	14.1kW/m²	122	126	127	128
		IF	7.3kW/m²	146	178	148	179
		IS	Flame Length	87	41	92	38
		IS	35.5kW/m²	96	72	100	74
		IS	14.1kW/m²	122	126	127	128
		IS	7.3kW/m²	146	178	148	179
	RUP	IF	Flame Length	333	201	337	201
		IF	35.5kW/m²	406	326	255	289
		IF	14.1kW/m²	512	554	282	491
		IF	7.3kW/m²	618	773	637	786
		IS	Flame Length	333	201	337	201
		IS	35.5kW/m²	406	326	255	289
		IS	14.1kW/m²	512	554	282	491

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IS	7.3kW/m²	618	773	637	786
250	050	IF	Flame Length	51	21	54	19
		IF	35.5kW/m²	53	33	57	33
		IF	14.1kW/m²	66	62	69	62
		IF	7.3kW/m²	77	88	79	88
		IS	Flame Length	51	21	54	19
		IS	35.5kW/m²	53	33	57	33
		IS	14.1kW/m²	66	62	69	62
		IS	7.3kW/m²	77	88	79	88
	RUP	IF	Flame Length	70	31	74	29
		IF	35.5kW/m²	75	52	80	53
		IF	14.1kW/m²	94	94	98	95
		IF	7.3kW/m²	111	133	113	133
		IS	Flame Length	70	31	74	29
		IS	35.5kW/m²	75	52	80	53
		IS	14.1kW/m²	94	94	98	95
		IS	7.3kW/m²	111	133	113	133
260	012	IF	Flame Length	15	4	16	4
		IF	35.5kW/m²	14	3	15	3
		IF	14.1kW/m²	17	10	17	10
		IF	7.3kW/m²	19	17	19	16
		IS	Flame Length	15	4	16	4
		IS	35.5kW/m²	14	3	15	3
		IS	14.1kW/m²	17	10	17	10
		IS	7.3kW/m²	19	17	19	16
	050	IF	Flame Length	51	21	54	19
		IF	35.5kW/m²	53	33	57	33
		IF	14.1kW/m²	66	62	69	62
		IF	7.3kW/m²	77	88	79	88
		IS	Flame Length	51	21	54	19
		IS	35.5kW/m²	53	33	57	33
		IS	14.1kW/m²	66	62	69	62
		IS	7.3kW/m²	77	88	79	88
	100	IF	Flame Length	85	40	90	37

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IF	35.5kW/m²	94	69	99	71
		IF	14.1kW/m²	118	122	123	124
		IF	7.3kW/m²	141	172	143	173
		IS	Flame Length	85	40	90	37
		IS	35.5kW/m²	94	69	99	71
		IS	14.1kW/m²	118	122	123	124
		IS	7.3kW/m²	141	172	143	173
	RUP	IF	Flame Length	117	59	123	53
		IF	35.5kW/m²	134	105	139	110
		IF	14.1kW/m²	169	182	176	185
		IF	7.3kW/m²	205	255	207	257
		IS	Flame Length	117	59	123	53
		IS	35.5kW/m²	134	105	139	110
		IS	14.1kW/m²	169	182	176	185
		IS	7.3kW/m²	205	255	207	257
270	012	IF	Flame Length	10	3	11	2
		IF	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IF	14.1kW/m²	11	5	11	4
		IF	7.3kW/m²	12	9	12	8
		IS	Flame Length	10	3	11	2
		IS	35.5kW/m²	0	0	0	0
		IS	14.1kW/m²	11	5	11	4
		IS	7.3kW/m²	12	9	12	8
	050	IF	Flame Length	37	14	39	13
		IF	35.5kW/m²	38	20	40	20
		IF	14.1kW/m²	46	41	48	40
		IF	7.3kW/m²	53	58	54	58
		IS	Flame Length	37	14	39	13
		IS	35.5kW/m²	38	20	40	20
		IS	14.1kW/m²	46	41	48	40
		IS	7.3kW/m²	53	58	54	58
	100	IF	Flame Length	63	27	67	26
		IF	35.5kW/m²	67	45	72	46
		IF	14.1kW/m²	84	83	88	83

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IF	7.3kW/m²	99	117	101	117
		IS	Flame Length	63	27	67	26
		IS	35.5kW/m²	67	45	72	46
		IS	14.1kW/m²	84	83	88	83
		IS	7.3kW/m²	99	117	101	117
	RUP	IF	Flame Length	64	28	68	26
		IF	35.5kW/m²	68	46	73	47
		IF	14.1kW/m²	86	84	90	84
		IF	7.3kW/m²	101	119	103	119
		IS	Flame Length	64	28	68	26
		IS	35.5kW/m²	68	46	73	47
		IS	14.1kW/m²	86	84	90	84
		IS	7.3kW/m²	101	119	103	119

*IS: isolation success; IF: isolation fail; RUP: Rupture

Table B.2 Pool Fire Consequence

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
01U	RUP	IF	Flame Length	88	176	88	176
		IF	35.5kW/m²	199	327	235	349
		IF	14.1kW/m²	318	556	341	567
		IF	7.3kW/m²	421	767	438	769
		IS	Flame Length	57	115	57	114
		IS	35.5kW/m²	141	225	167	241
		IS	14.1kW/m²	227	390	243	396
		IS	7.3kW/m²	301	542	312	541
02U	RUP	IF	Flame Length	88	175	88	175
		IF	35.5kW/m²	199	326	234	348
		IF	14.1kW/m²	317	556	341	566
		IF	7.3kW/m²	421	766	437	768
		IS	Flame Length	88	175	88	175
		IS	35.5kW/m²	199	326	234	348
		IS	14.1kW/m²	317	556	341	566
		IS	7.3kW/m²	421	766	437	768
03H	RUP	IF	Flame Length	15	30	15	30
		IF	35.5kW/m²	49	70	59	76
		IF	14.1kW/m²	79	127	85	130
		IF	7.3kW/m²	105	180	110	180
		IS	Flame Length	15	30	15	30
		IS	35.5kW/m²	49	70	59	76
		IS	14.1kW/m²	79	127	85	130
		IS	7.3kW/m²	105	180	110	180
03U	RUP	IF	Flame Length	88	175	88	175
		IF	35.5kW/m²	199	326	234	348
		IF	14.1kW/m²	317	556	341	566
		IF	7.3kW/m²	421	766	437	768
		IS	Flame Length	88	175	88	175
		IS	35.5kW/m²	199	326	234	348
		IS	14.1kW/m²	317	556	341	566
		IS	7.3kW/m²	421	766	437	768
04H	RUP	IF	Flame Length	15	30	15	30

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IF	35.5kW/m²	49	70	59	76
		IF	14.1kW/m²	79	127	85	130
		IF	7.3kW/m²	105	180	110	180
		IS	Flame Length	15	30	15	30
		IS	35.5kW/m²	49	70	59	76
		IS	14.1kW/m²	79	127	85	130
		IS	7.3kW/m²	105	180	110	180
04U	RUP	IF	Flame Length	88	175	88	175
		IF	35.5kW/m²	199	326	234	348
		IF	14.1kW/m²	317	556	341	566
		IF	7.3kW/m²	421	766	437	768
		IS	Flame Length	88	175	88	175
		IS	35.5kW/m²	199	326	234	348
		IS	14.1kW/m²	317	556	341	566
		IS	7.3kW/m²	421	766	437	768
05H	RUP	IF	Flame Length	15	30	15	30
		IF	35.5kW/m²	49	70	59	76
		IF	14.1kW/m²	79	127	85	130
		IF	7.3kW/m²	105	180	110	180
		IS	Flame Length	15	30	15	30
		IS	35.5kW/m²	49	70	59	76
		IS	14.1kW/m²	79	127	85	130
		IS	7.3kW/m²	105	180	110	180
05U	Rup	IF	Flame Length	88	175	88	175
		IF	35.5kW/m²	199	326	234	348
		IF	14.1kW/m²	317	556	341	566
		IF	7.3kW/m²	421	766	437	768
06H	RUP	IF	Flame Length	15	30	15	30
		IF	35.5kW/m²	49	70	59	76
		IF	14.1kW/m²	79	127	85	130
		IF	7.3kW/m²	105	180	110	180
		IS	Flame Length	15	30	15	30
		IS	35.5kW/m²	49	70	59	76
		IS	14.1kW/m²	79	127	85	130

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IS	7.3kW/m²	105	180	110	180
06U	RUP	IF	Flame Length	88	175	88	175
		IF	35.5kW/m²	199	326	234	348
		IF	14.1kW/m²	317	556	341	566
		IF	7.3kW/m²	421	766	437	768
070	CAT	IF	Flame Length	1338	2676	1315	2631
		IF	35.5kW/m²	1897	3539	2032	3553
		IF	14.1kW/m²	2767	5255	2873	5217
		IF	7.3kW/m²	3511	6754	3582	6679
		IS	Flame Length	1338	2676	1315	2631
		IS	35.5kW/m²	1897	3539	2032	3553
		IS	14.1kW/m²	2767	5255	2873	5217
		IS	7.3kW/m²	3511	6754	3582	6679

*IS: isolation success; IF: isolation fail; RUP: Rupture; CAT: catastrophic rupture

Table B.3 Flash Fire Consequence

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
01U	012	IF	LFL	49	17	29	3
		IS	LFL	49	17	29	3
	050	IF	LFL	206	172	146	36
		IS	LFL	206	172	146	36
	100	IF	LFL	411	331	268	80
		IS	LFL	408	329	269	80
	RUP	IF	LFL	982	1698	805	474
		IS	LFL	952	1051	518	212
02U	012	IF	LFL	45	17	27	3
		IS	LFL	45	17	27	3
	050	IF	LFL	189	159	133	33
		IS	LFL	189	159	133	33
	100	IF	LFL	386	299	241	73
		IS	LFL	386	299	241	73
	RUP	IF	LFL	1227	2190	783	762
		IS	LFL	1163	1888	783	635
03H	012	IF	LFL	54	10	36	3
		IS	LFL	54	10	36	3
	050	IF	LFL	282	137	194	42
		IS	LFL	282	137	194	42
	100	IF	LFL	377	268	218	67
		IS	LFL	376	267	218	67
	RUP	IF	LFL	362	263	164	82
		IS	LFL	344	260	164	81
03U	012	IF	LFL	45	17	27	3
		IS	LFL	45	17	27	3
	050	IF	LFL	189	159	133	33
		IS	LFL	189	159	133	33
	100	IF	LFL	386	299	241	73
		IS	LFL	386	299	241	73
	RUP	IF	LFL	1234	2189	783	762
		IS	LFL	1172	1930	783	657
04H	012	IF	LFL	54	10	36	3

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IS	LFL	54	10	36	3
	050	IF	LFL	282	137	194	42
		IS	LFL	282	137	194	42
	100	IF	LFL	377	268	218	67
		IS	LFL	377	268	218	67
	RUP	IF	LFL	335	266	164	85
		IS	LFL	335	266	164	85
04U	012	IF	LFL	45	17	27	3
		IS	LFL	45	17	27	3
	050	IF	LFL	189	159	133	33
		IS	LFL	189	159	133	33
	100	IF	LFL	386	299	241	73
		IS	LFL	386	299	241	73
	RUP	IF	LFL	680	821	381	317
		IS	LFL	680	821	381	317
05H	012	IF	LFL	54	10	36	3
		IS	LFL	54	10	36	3
	050	IF	LFL	282	137	194	42
		IS	LFL	282	137	194	42
	100	IF	LFL	374	265	219	66
		IS	LFL	366	262	219	64
	RUP	IF	LFL	330	252	165	75
		IS	LFL	315	261	164	69
05U	012	IF	LFL	45	17	27	3
		IS	LFL	45	17	27	3
	050	IF	LFL	189	159	133	33
		IS	LFL	189	159	133	33
	100	IF	LFL	386	299	241	73
		IS	LFL	386	299	241	73
	RUP	IF	LFL	1223	2156	783	761
06H	012	IF	LFL	54	10	36	3
		IS	LFL	54	10	36	3
	050	IF	LFL	282	137	194	42
		IS	LFL	282	137	194	42

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
	100	IF	LFL	377	267	218	67
		IS	LFL	375	266	218	66
	RUP	IF	LFL	330	252	165	75
		IS	LFL	315	261	164	69
06U	RUP	IF	LFL	1226	2152	783	762
070	CAT	IF	LFL	11987	7018	7900	4698
		IS	LFL	11987	7018	7900	4698
08U	012	IF	LFL	4	0	3	0
		IS	LFL	4	0	3	0
	050	IF	LFL	16	1	14	1
		IS	LFL	16	1	14	1
	100	IF	LFL	38	3	37	3
		IS	LFL	38	3	37	3
	RUP	IF	LFL	141	12	140	11
		IS	LFL	141	12	140	11
09U	012	IF	LFL	4	0	3	0
		IS	LFL	4	0	3	0
	050	IF	LFL	16	1	14	1
		IS	LFL	16	1	14	1
	100	IF	LFL	38	3	37	3
		IS	LFL	38	3	37	3
	RUP	IF	LFL	141	12	140	11
		IS	LFL	141	12	140	11
	CAT	IF	LFL	535	115	287	85
		IS	LFL	360	70	211	50
10U	012	IF	LFL	2	0	2	0
		IS	LFL	2	0	2	0
	050	IF	LFL	7	1	5	1
		IS	LFL	7	1	5	1
	100	IF	LFL	16	2	11	1
		IS	LFL	16	2	11	1
	RUP	IF	LFL	78	9	90	8
		IS	LFL	78	9	90	8
150	012	IF	LFL	2	0	2	0

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IS	LFL	2	0	2	0
	050	IF	LFL	7	1	6	1
		IS	LFL	7	1	6	1
	100	IF	LFL	17	2	12	1
		IS	LFL	17	2	12	1
	RUP	IF	LFL	128	17	152	14
		IS	LFL	128	17	152	14
	CAT	IF	LFL	650	146	336	111
		IS	LFL	433	88	238	66
160	050	IF	LFL	6	1	5	1
		IS	LFL	6	1	5	1
	RUP	IF	LFL	101	14	121	12
		IS	LFL	101	14	121	12
170	012	IF	LFL	4	0	3	0
		IS	LFL	4	0	3	0
	050	IF	LFL	16	1	14	1
		IS	LFL	16	1	14	1
	100	IF	LFL	38	3	37	3
		IS	LFL	38	3	37	3
	RUP	IF	LFL	190	16	189	14
		IS	LFL	190	16	189	14
180	012	IF	LFL	54	10	36	3
		IS	LFL	54	10	36	3
	050	IF	LFL	281	139	193	41
		IS	LFL	281	139	193	41
	100	IF	LFL	574	292	380	102
		IS	LFL	571	288	380	102
	CAT	IF	LFL	1075	500	645	210
		IS	LFL	963	446	573	187
190	012	IF	LFL	54	11	35	3
		IS	LFL	54	11	35	3
	050	IF	LFL	278	143	190	41
		IS	LFL	278	143	190	41
	100	IF	LFL	570	303	375	102

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IS	LFL	568	298	374	101
200	012	IF	LFL	52	12	33	3
		IS	LFL	52	12	33	3
	050	IF	LFL	253	162	172	40
		IS	LFL	253	162	172	40
	100	IF	LFL	517	340	335	93
		IS	LFL	513	329	334	92
210	050	IF	LFL	253	162	172	40
		IS	LFL	253	162	172	40
220	012	IF	LFL	46	4	44	3
		IS	LFL	46	4	44	3
	050	IF	LFL	236	35	267	27
		IS	LFL	236	35	267	27
	100	IF	LFL	453	100	550	79
		IS	LFL	453	100	550	79
230	012	IF	LFL	46	4	44	3
		IS	LFL	46	4	44	3
	050	IF	LFL	236	35	267	27
		IS	LFL	236	35	267	27
240	012	IF	LFL	11	1	9	1
		IS	LFL	11	1	9	1
	050	IF	LFL	66	6	64	5
		IS	LFL	66	6	64	5
	100	IF	LFL	126	12	143	11
		IS	LFL	126	12	143	11
	RUP	IF	LFL	436	60	452	58
		IS	LFL	436	60	452	58
250	050	IF	LFL	62	6	61	5
		IS	LFL	62	6	61	5
	RUP	IF	LFL	91	9	100	8
		IS	LFL	91	9	100	8
260	012	IF	LFL	11	1	9	1
		IS	LFL	11	1	9	1
	050	IF	LFL	62	6	61	5

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	End Point	2F		5D	
				R	W	R	W
		IS	LFL	62	6	61	5
	100	IF	LFL	136	12	134	10
		IS	LFL	136	12	134	10
	RUP	IF	LFL	176	18	178	16
		IS	LFL	176	18	178	16
270	012	IF	LFL	7	1	6	1
		IS	LFL	7	1	6	1
	050	IF	LFL	38	3	37	3
		IS	LFL	38	3	37	3
	100	IF	LFL	89	8	88	7
		IS	LFL	89	8	88	7
	RUP	IF	LFL	91	8	89	7
		IS	LFL	91	8	89	7

***IS: isolation success; IF: isolation fail; RUP: Rupture; CAT: catastrophic rupture**

Table B.4 Fireball Consequence

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	Lethality	2F		5D	
				R	W	R	W
09U	CAT	IF	0.01	11	22	11	22
			1.00	7	15	7	15
		IS	0.01	11	22	11	22
			1.00	7	15	7	15
150	CAT	IF	0.01	14	28	14	28
			0.5	2	4	2	4
			1.00	10	19	10	19
		IS	0.01	14	28	14	28
			0.5	2	4	2	4
			1.00	10	19	10	19
180	CAT	IF	0.01	39	78	39	78
			0.5	28	55	28	55
			0.99	15	29	15	29
			1.00	18	35	18	35
		IS	0.01	39	78	39	78
			0.5	28	55	28	55
			0.99	15	29	15	29
			1.00	18	35	18	35
240	RUP	IF	0.01	418	836	418	836
			0.5	265	529	265	529
			0.99	117	235	117	235
			1.00	117	233	117	233
		IS	0.01	418	836	418	836
			0.5	265	529	265	529
			0.99	117	235	117	235
			1.00	117	233	117	233
250	RUP	IF	0.01	60	119	60	119
			0.5	40	81	40	81
			0.99	29	58	29	58
			1.00	22	45	22	45
		IS	0.01	60	119	60	119
			0.5	40	81	40	81
			0.99	29	58	29	58

Section Tag	Lea Size (mm)	IS/ IF	Lethality	2F		5D	
				R	W	R	W
			1.00	22	45	22	45
260	RUP	IF	0.01	59	119	59	119
			0.5	40	81	40	81
			0.99	29	57	29	57
			1.00	22	45	22	45
		IS	0.01	59	119	59	119
			0.5	40	81	40	81
			0.99	29	57	29	57
			1.00	22	45	22	45
270	RUP	IF	0.01	20	40	20	40
			0.5	17	34	17	34
			0.99	9	19	9	19
			1.00	10	20	10	20
		IS	0.01	20	40	20	40
			0.5	17	34	17	34
			0.99	9	19	9	19
			1.00	10	20	10	20

*IS: isolation success; IF: isolation fail; RUP: Rupture; CAT: catastrophic rupture

Table B,5 VCE Consequence

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
01U	050	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	11	22
				0.1 bar	81	162
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	11	22
				0.1 bar	81	162
	100	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
02U	050	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	10	20

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	75	150
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	10	20
				0.1 bar	75	150
	100	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
03H	012	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6
				0.1 bar	25	50
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	25	50
	050	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
	100	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
03U	012	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	2	4

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	19	38
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	2	4
				0.1 bar	19	38
	050	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	10	20
				0.1 bar	75	150
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	10	20
				0.1 bar	75	150
	100	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	89	178
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	89	178
04H	012	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6
				0.1 bar	23	46
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6
				0.1 bar	23	46
	050	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	98	196
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	98	196
	100	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	100	200
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
04U	012	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	29	58
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	29	58
	050	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	10	20
				0.1 bar	75	150
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	10	20
				0.1 bar	75	150
	100	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	100	200
			2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
		IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6
				0.1 bar	23	46
	012	IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6
				0.1 bar	23	46
	050	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	98	196
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	98	196
	100	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	100	200
	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
05U	012	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6
				0.1 bar	18	36
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6
				0.1 bar	18	36
	050	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	10	20
				0.1 bar	75	150
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	10	20
				0.1 bar	75	150
	100	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	100	200
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
06U			2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
070	CAT		2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	28	56
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
08U	100			0.1 bar	28	56
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	28	56
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	28	56
	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	84	168
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	10	20
				0.1 bar	75	150
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	84	168
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	10	20
				0.1 bar	75	150
09U	100	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6
				0.1 bar	25	50
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6
				0.1 bar	25	50
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	25	50
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6
				0.1 bar	25	50
	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	11	22
				0.1 bar	83	166
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	10	20
				0.1 bar	75	150
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	11	22
				0.1 bar	83	166
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	10	20
				0.1 bar	75	150
	CAT	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	88	176
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	88	176
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	88	176
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	12	24
				0.1 bar	88	176
150	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198
	CAT	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	99	198
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198
160	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	95	190
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	95	190
		IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	28	56
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	28	56
	100	IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	28	56
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	28	56
170	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	99	198
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198
		IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6
	012			0.1 bar	23	46
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
180				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6
				0.1 bar	23	46
		IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
	050			0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	98	196
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	98	196
		IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
	100			0.1 bar	100	200
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
	CAT	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
		IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6
190	012			0.1 bar	23	46
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	23	46
		IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
	050			0.1 bar	97	194
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	97	194
		IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
	100			1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
		IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6
	012			0.1 bar	23	46
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
200				0.1 bar	31	62
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	3	6
				0.1 bar	23	46
		IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
	050			0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	92	184
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	92	184
		IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
	100			0.1 bar	100	200
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
210	050	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	92	184
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	92	184
220	012	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	28	56
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	28	56
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	28	56
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	28	56
		IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
	050			0.1 bar	100	200
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
		IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
	100		5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
230	012	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	Not Reached	Not Reached
				0.1 bar	10	20
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	Not Reached	Not Reached
				0.1 bar	10	20
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	Not Reached	Not Reached
				0.1 bar	10	20
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	Not Reached	Not Reached
				0.1 bar	10	20
	050	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	99	198
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	13	26
				0.1 bar	99	198
240	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	Not Reached	Not Reached
				0.1 bar	Not Reached	Not Reached
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	Not Reached	Not Reached
				0.1 bar	Not Reached	Not Reached
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	Not Reached	Not Reached
				0.1 bar	33	66
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	Not Reached	Not Reached
				0.1 bar	30	60
250	050	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	39	78
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	37	74
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	39	78
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	37	74
	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	8	16
				0.1 bar	61	122
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	8	16
				0.1 bar	56	112
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	8	16
				0.1 bar	61	122
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	8	16

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	56	112
260	050	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	39	78
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	37	74
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	39	78
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	5	10
				0.1 bar	37	74
	100	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	11	22
				0.1 bar	81	162
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	10	20
				0.1 bar	74	148
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	11	22

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	81	162
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	10	20
				0.1 bar	74	148
	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	14	28
				0.1 bar	100	200
270	050	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8
				0.1 bar	28	56
		IS		2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	4	8

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	28	56
	100	IF	5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	7	14
				0.1 bar	53	106
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	7	14
				0.1 bar	48	96
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	7	14
				0.1 bar	48	96
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	6	12
				0.1 bar	47	94
	RUP	IF	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	8	16
				0.1 bar	55	110
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	7	14
				0.1 bar	50	100
		IS	2F	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	7	14

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Weather	End Point	R	W
				0.1 bar	50	100
			5D	2 bar	Not Reached	Not Reached
				1.45 bar	Not Reached	Not Reached
				1 bar	Not Reached	Not Reached
				0.28 bar	7	14
				0.1 bar	48	96

***IS: isolation success; IF: isolation fail; RUP: Rupture; CAT: catastrophic rupture**

Table B.6 Impoundment Pit Pool Fire

Section Tag	End Point	2F		5D	
		R	W	R	W
Jetty Impoundment Pit 1	Flame Length	1	2	1	2
	35.5kW/m²	6	9	6	9
	14.1kW/m²	4	6	5	6
	7.3kW/m²	2	4	2	4
Jetty Impoundment Pit 2	Flame Length	1	2	1	2
	35.5kW/m²	6	9	6	9
	14.1kW/m²	4	6	5	6
	7.3kW/m²	2	4	2	4
Process Area Impoundment Pit 1	Flame Length	6	11	6	11
	35.5kW/m²	43	71	45	71
	14.1kW/m²	33	49	35	51
	7.3kW/m²	20	26	25	29
Process Area Impoundment Pit 2	Flame Length	6	11	6	11
	35.5kW/m²	43	71	45	71
	14.1kW/m²	33	49	35	51
	7.3kW/m²	20	26	25	29
LNG Storage Tank Impoundment Pit 1	Flame Length	5	11	5	11
	35.5kW/m²	40	67	43	67
	14.1kW/m²	31	46	33	48
	7.3kW/m²	19	25	23	27
LNG Storage Tank Impoundment Pit 2	Flame Length	6	11	6	11
	35.5kW/m²	43	71	45	71
	14.1kW/m²	33	49	35	51
	7.3kW/m²	20	26	25	29
LNG Storage Tank Impoundment Pit 3	Flame Length	5	11	5	11
	35.5kW/m²	40	67	43	67
	14.1kW/m²	31	46	33	48
	7.3kW/m²	19	25	23	27
LNG Storage Tank Impoundment Pit 4	Flame Length	6	11	6	11
	35.5kW/m²	43	71	45	71
	14.1kW/m²	33	49	35	51
	7.3kW/m²	20	26	25	29

Table B.7 Impoundment Pit Flash Fire

Section Tag	End Point	2F		5D	
		R	W	R	W
Jetty Impoundment Pit 1	LFL	49	14	14	6
Jetty Impoundment Pit 2	LFL	49	14	14	6
Process Area Impoundment Pit 1	LFL	149	55	35	16
Process Area Impoundment Pit 2	LFL	149	55	35	16
LNG Storage Tank Impoundment Pit 1	LFL	145	52	33	16
LNG Storage Tank Impoundment Pit 2	LFL	146	53	35	15
LNG Storage Tank Impoundment Pit 3	LFL	145	52	33	16
LNG Storage Tank Impoundment Pit 4	LFL	146	53	35	15

ANNEXURE C –SIDE VIEWS OF IMPOUNDMENT PIT DISPERSION SCENARIOS

Figure C.1 Dispersion Side View Contour of Tank/ Process Impoundment Pit

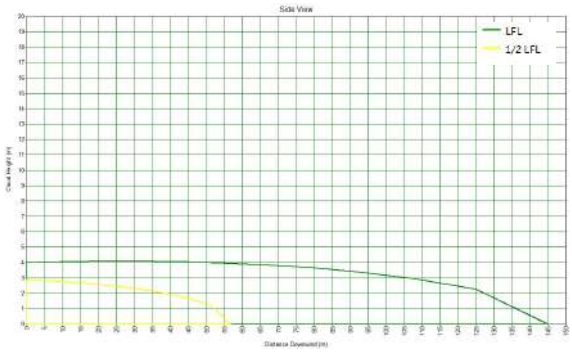
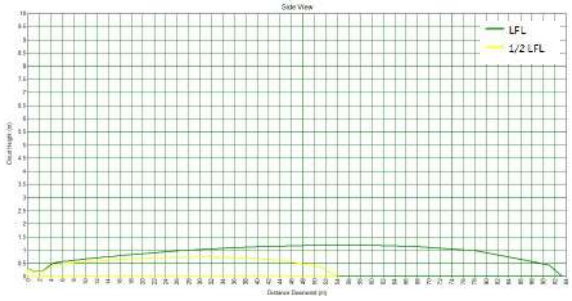


Figure C.2 Dispersion Side View Contour of Jetty Impoundment Pit



ANNEXURE D – EVENT FREQUENCIES

Table D.1 Event Frequencies

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Event Frequency (/yr)					
			JF	PF	FB	FF	VE	UR
01U	012	IS	2.06E-04	-	-	4.22E-04	5.76E-05	9.11E-03
		IF	2.28E-05	-	-	4.69E-05	6.40E-06	1.01E-03
	050	IS	2.06E-04	-	-	4.22E-04	5.76E-05	9.11E-03
		IF	2.28E-05	-	-	4.69E-05	6.40E-06	1.01E-03
	100	IS	8.81E-04	-	-	1.44E-03	6.17E-04	6.85E-03
		IF	9.79E-05	-	-	1.60E-04	6.85E-05	7.62E-04
	RUP	IS	-	2.64E-05	-	4.32E-05	1.85E-05	2.06E-04
		IF	-	2.94E-06	-	4.80E-06	2.06E-06	2.28E-05
02U	012	IS	7.47E-08	-	-	1.53E-07	2.09E-08	3.31E-06
		IF	8.30E-09	-	-	1.70E-08	2.32E-09	3.68E-07
	050	IS	7.47E-08	-	-	1.53E-07	2.09E-08	3.31E-06
		IF	8.30E-09	-	-	1.70E-08	2.32E-09	3.68E-07
	100	IS	2.24E-07	-	-	3.66E-07	1.57E-07	1.74E-06
		IF	2.49E-08	-	-	4.07E-08	1.74E-08	1.94E-07
	RUP	IS	-	9.61E-08	-	1.57E-07	6.72E-08	7.47E-07
		IF	-	1.07E-08	-	1.74E-08	7.47E-09	8.30E-08
03U	012	IS	7.74E-08	-	-	1.59E-07	2.17E-08	3.43E-06
		IF	8.60E-09	-	-	1.77E-08	2.41E-09	3.81E-07
	050	IS	7.74E-08	-	-	1.59E-07	2.17E-08	3.43E-06
		IF	8.60E-09	-	-	1.77E-08	2.41E-09	3.81E-07
	100	IS	2.32E-07	-	-	3.79E-07	1.63E-07	1.81E-06
		IF	2.58E-08	-	-	4.21E-08	1.81E-08	2.01E-07
	RUP	IS	-	9.95E-08	-	1.63E-07	6.97E-08	7.74E-07
		IF	-	1.11E-08	-	1.81E-08	7.74E-09	8.60E-08
03H	012	IS	4.21E-07	-	-	8.65E-07	1.18E-07	1.87E-05
		IF	4.68E-08	-	-	9.61E-08	1.31E-08	2.07E-06
	050	IS	4.21E-07	-	-	8.65E-07	1.18E-07	1.87E-05
		IF	4.68E-08	-	-	9.61E-08	1.31E-08	2.07E-06
	100	IS	1.26E-06	-	-	2.06E-06	8.84E-07	9.83E-06
		IF	1.40E-07	-	-	2.29E-07	9.83E-08	1.09E-06
	RUP	IS	-	5.41E-07	-	8.84E-07	3.79E-07	4.21E-06
		IF	-	6.02E-08	-	9.83E-08	4.21E-08	4.68E-07

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Event Frequency (/yr)					
			JF	PF	FB	FF	VE	UR
04U	012	IS	3.73E-06	-	-	7.66E-06	1.05E-06	1.65E-04
		IF	4.15E-07	-	-	8.52E-07	1.16E-07	1.84E-05
	050	IS	3.73E-06	-	-	7.66E-06	1.05E-06	1.65E-04
		IF	4.15E-07	-	-	8.52E-07	1.16E-07	1.84E-05
	100	IS	1.12E-05	-	-	1.83E-05	7.84E-06	8.71E-05
		IF	1.24E-06	-	-	2.03E-06	8.71E-07	9.68E-06
	RUP	IS	-	4.80E-06	-	7.84E-06	3.36E-06	3.73E-05
		IF	-	5.33E-07	-	8.71E-07	3.73E-07	4.15E-06
04H	012	IS	2.03E-05	-	-	4.17E-05	5.69E-06	8.99E-04
		IF	2.26E-06	-	-	4.63E-06	6.32E-07	9.99E-05
	050	IS	2.03E-05	-	-	4.17E-05	5.69E-06	8.99E-04
		IF	2.26E-06	-	-	4.63E-06	6.32E-07	9.99E-05
	100	IS	6.09E-05	-	-	9.95E-05	4.27E-05	4.74E-04
		IF	6.77E-06	-	-	1.11E-05	4.74E-06	5.27E-05
	RUP	IS	-	2.61E-05	-	4.27E-05	1.83E-05	2.03E-04
		IF	-	2.90E-06	-	4.74E-06	2.03E-06	2.26E-05
05U	012	IS	7.72E-08	-	-	1.59E-07	2.16E-08	3.42E-06
		IF	8.58E-09	-	-	1.76E-08	2.40E-09	3.80E-07
	050	IS	7.72E-08	-	-	1.59E-07	2.16E-08	3.42E-06
		IF	8.58E-09	-	-	1.76E-08	2.40E-09	3.80E-07
	100	IS	2.32E-07	-	-	3.79E-07	1.62E-07	1.80E-06
		IF	2.57E-08	-	-	4.21E-08	1.80E-08	2.00E-07
	RUP	IS	-	9.93E-08	-	1.62E-07	6.95E-08	7.72E-07
		IF	-	1.10E-08	-	1.80E-08	7.72E-09	8.58E-08
05H	012	IS	4.20E-07	-	-	8.63E-07	1.18E-07	1.86E-05
		IF	4.67E-08	-	-	9.59E-08	1.31E-08	2.07E-06
	050	IS	4.20E-07	-	-	8.63E-07	1.18E-07	1.86E-05
		IF	4.67E-08	-	-	9.59E-08	1.31E-08	2.07E-06
	100	IS	1.26E-06	-	-	2.06E-06	8.83E-07	9.81E-06
		IF	1.40E-07	-	-	2.29E-07	9.81E-08	1.09E-06
	RUP	IS	-	5.40E-07	-	8.83E-07	3.78E-07	4.20E-06
		IF	-	6.00E-08	-	9.81E-08	4.20E-08	4.67E-07
06U	012	IS	-	1.11E-08	-	2.49E-08	1.04E-09	3.67E-06

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Event Frequency (/yr)					
			JF	PF	FB	FF	VE	UR
		IF	-	1.23E-09	-	2.77E-09	1.15E-10	4.07E-07
	050	IS	-	7.78E-08	-	1.60E-07	2.18E-08	3.44E-06
		IF	-	8.64E-09	-	1.77E-08	2.42E-09	3.83E-07
	100	IS	-	2.33E-07	-	3.81E-07	1.63E-07	1.82E-06
		IF	-	2.59E-08	-	4.24E-08	1.82E-08	2.02E-07
	RUP	IS	-	1.00E-07	-	1.63E-07	7.00E-08	7.78E-07
		IF	-	1.11E-08	-	1.82E-08	7.78E-09	8.64E-08
06H	012	IS	6.05E-08	-	-	1.35E-07	5.64E-09	2.00E-05
		IF	6.72E-09	-	-	1.50E-08	6.27E-10	2.22E-06
	050	IS	4.23E-07	-	-	8.69E-07	1.19E-07	1.87E-05
		IF	4.70E-08	-	-	9.66E-08	1.32E-08	2.08E-06
	100	IS	1.27E-06	-	-	2.07E-06	8.89E-07	9.88E-06
		IF	1.41E-07	-	-	2.30E-07	9.88E-08	1.10E-06
	RUP	IS	-	5.44E-07	-	8.89E-07	3.81E-07	4.23E-06
		IF	-	6.05E-08	-	9.88E-08	4.23E-08	4.70E-07
070	CAT	-	-	3.60E-09	-	5.88E-09	2.52E-09	2.80E-08
08U	012	IS	3.85E-06	-	-	8.62E-06	3.59E-07	1.27E-03
		IF	4.28E-07	-	-	9.58E-07	3.99E-08	1.41E-04
	050	IS	1.15E-05	-	-	2.37E-05	3.23E-06	5.11E-04
		IF	1.28E-06	-	-	2.63E-06	3.59E-07	5.68E-05
	100	IS	1.15E-05	-	-	2.37E-05	3.23E-06	5.11E-04
		IF	1.28E-06	-	-	2.63E-06	3.59E-07	5.68E-05
	RUP	IS	1.98E-05	-	-	3.23E-05	1.39E-05	1.54E-04
		IF	2.20E-06	-	-	3.59E-06	1.54E-06	1.71E-05
09U	012	IS	1.97E-07	-	-	4.42E-07	1.84E-08	6.51E-05
		IF	2.19E-08	-	-	4.91E-08	2.04E-09	7.23E-06
	050	IS	5.66E-07	-	-	1.16E-06	1.57E-07	2.69E-05
		IF	6.29E-08	-	-	1.29E-07	1.75E-08	2.99E-06
	100	IS	5.65E-07	-	-	1.16E-06	1.57E-07	2.67E-05
		IF	6.28E-08	-	-	1.29E-07	1.75E-08	2.97E-06
	RUP	IS	9.64E-07	-	-	1.58E-06	6.72E-07	7.68E-06
		IF	1.07E-07	-	-	1.75E-07	7.47E-08	8.53E-07
	CAT	-	-	-	1.30E-08	2.68E-08	3.65E-09	5.78E-07

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Event Frequency (/yr)					
			JF	PF	FB	FF	VE	UR
10U	012	IS	7.34E-06	-	-	1.65E-05	6.85E-07	2.42E-03
		IF	8.16E-07	-	-	1.83E-06	7.62E-08	2.69E-04
	050	IS	7.34E-06	-	-	1.65E-05	6.85E-07	2.42E-03
		IF	8.16E-07	-	-	1.83E-06	7.62E-08	2.69E-04
	100	IS	7.34E-06	-	-	1.65E-05	6.85E-07	2.42E-03
		IF	8.16E-07	-	-	1.83E-06	7.62E-08	2.69E-04
	RUP	IS	1.54E-06	-	-	3.17E-06	4.32E-07	6.83E-05
		IF	1.71E-07	-	-	3.52E-07	4.80E-08	7.59E-06
150	012	IS	2.63E-07	-	-	5.90E-07	2.46E-08	8.69E-05
		IF	2.93E-08	-	-	6.56E-08	2.73E-09	9.66E-06
	050	IS	2.36E-07	-	-	5.30E-07	2.21E-08	7.80E-05
		IF	2.63E-08	-	-	5.88E-08	2.45E-09	8.67E-06
	100	IS	1.22E-06	-	-	2.50E-06	3.40E-07	5.38E-05
		IF	1.35E-07	-	-	2.77E-07	3.78E-08	5.98E-06
	RUP	IS	1.88E-06	-	-	3.08E-06	1.32E-06	1.47E-05
		IF	2.09E-07	-	-	3.42E-07	1.47E-07	1.63E-06
	CAT	-	-	-	-	3.60E-07	5.88E-07	2.52E-07	2.80E-06
160	050	IS	7.13E-05	-	-	1.60E-04	6.65E-06	2.35E-02
		IF	7.92E-06	-	-	1.77E-05	7.39E-07	2.61E-03
	RUP	IS	4.86E-05	-	-	7.94E-05	3.40E-05	3.78E-04
		IF	5.40E-06	-	-	8.82E-06	3.78E-06	4.20E-05
170	012	IS	2.41E-07	-	-	5.39E-07	2.25E-08	7.94E-05
		IF	2.67E-08	-	-	5.99E-08	2.50E-09	8.82E-06
	050	IS	6.18E-07	-	-	1.27E-06	1.73E-07	2.74E-05
		IF	6.86E-08	-	-	1.41E-07	1.92E-08	3.04E-06
	100	IS	6.18E-07	-	-	1.27E-06	1.73E-07	2.74E-05
		IF	6.86E-08	-	-	1.41E-07	1.92E-08	3.04E-06
	RUP	IS	1.20E-06	-	-	1.97E-06	8.42E-07	9.36E-06
		IF	1.34E-07	-	-	2.18E-07	9.36E-08	1.04E-06
180	012	IS	3.78E-07	-	-	7.76E-07	1.06E-07	1.67E-05
		IF	4.20E-08	-	-	8.62E-08	1.18E-08	1.86E-06
	050	IS	1.89E-07	-	-	3.88E-07	5.29E-08	8.37E-06
		IF	2.10E-08	-	-	4.31E-08	5.88E-09	9.30E-07

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Event Frequency (/yr)					
			JF	PF	FB	FF	VE	UR
	100	IS	8.10E-07	-	-	1.32E-06	5.67E-07	6.30E-06
		IF	9.00E-08	-	-	1.47E-07	6.30E-08	7.00E-07
	CAT	-	-	-	-	3.60E-07	5.88E-07	2.52E-07	2.80E-06
190	012	IS	1.90E-06	-	-	3.90E-06	5.32E-07	8.42E-05
		IF	2.11E-07	-	-	4.34E-07	5.92E-08	9.36E-06
	050	IS	6.97E-07	-	-	1.43E-06	1.95E-07	3.09E-05
		IF	7.75E-08	-	-	1.59E-07	2.17E-08	3.43E-06
	100	IS	2.99E-06	-	-	4.88E-06	2.09E-06	2.32E-05
		IF	3.32E-07	-	-	5.42E-07	2.32E-07	2.58E-06
	RUP	IS	-	1.36E-06	-	2.22E-06	9.51E-07	1.06E-05
		IF	-	1.51E-07	-	2.47E-07	1.06E-07	1.17E-06
200	012	IS	1.68E-06	-	-	3.45E-06	4.70E-07	7.44E-05
		IF	1.87E-07	-	-	3.83E-07	5.22E-08	8.26E-06
	050	IS	7.20E-07	-	-	1.48E-06	2.02E-07	3.19E-05
		IF	8.00E-08	-	-	1.64E-07	2.24E-08	3.54E-06
	100	IS	3.08E-06	-	-	5.04E-06	2.16E-06	2.40E-05
		IF	3.43E-07	-	-	5.60E-07	2.40E-07	2.67E-06
	RUP	IS	-	1.23E-06	-	2.02E-06	8.64E-07	9.60E-06
		IF	-	1.37E-07	-	2.24E-07	9.60E-08	1.07E-06
210	050	IS	9.45E-06	-	-	1.94E-05	2.65E-06	4.19E-04
		IF	1.05E-06	-	-	2.16E-06	2.94E-07	4.65E-05
	RUP	IS	-	8.10E-06	-	1.32E-05	5.67E-06	6.30E-05
		IF	-	9.00E-07	-	1.47E-06	6.30E-07	7.00E-06
220	012	IS	2.73E-06	-	-	5.60E-06	7.63E-07	1.21E-04
		IF	3.03E-07	-	-	6.22E-07	8.48E-08	1.34E-05
	050	IS	4.28E-06	-	-	7.00E-06	3.00E-06	3.33E-05
		IF	4.76E-07	-	-	7.78E-07	3.33E-07	3.70E-06
	100	IS	4.28E-06	-	-	7.00E-06	3.00E-06	3.33E-05
		IF	4.76E-07	-	-	7.78E-07	3.33E-07	3.70E-06
	RUP	IS	-	1.95E-06	-	3.18E-06	1.36E-06	1.51E-05
		IF	-	2.16E-07	-	3.53E-07	1.51E-07	1.68E-06
230	012	IS	1.89E-04	-	-	3.88E-04	5.29E-05	8.37E-03
		IF	2.10E-05	-	-	4.31E-05	5.88E-06	9.30E-04

Section Tag	Leak Size (mm)	IS / IF	Event Frequency (/yr)					
			JF	PF	FB	FF	VE	UR
	050	IS	8.10E-06	-	-	1.32E-05	5.67E-06	6.30E-05
		IF	9.00E-07	-	-	1.47E-06	6.30E-07	7.00E-06
240	012	IS	2.20E-06	-	-	4.51E-06	6.15E-07	9.72E-05
		IF	2.44E-07	-	-	5.01E-07	6.83E-08	1.08E-05
	050	IS	2.20E-06	-	-	4.51E-06	6.15E-07	9.72E-05
		IF	2.44E-07	-	-	5.01E-07	6.83E-08	1.08E-05
	100	IS	6.59E-06	-	-	1.08E-05	4.61E-06	5.12E-05
		IF	7.32E-07	-	-	1.20E-06	5.12E-07	5.69E-06
	RUP	IS	2.82E-06	-	2.82E-06	4.61E-06	1.98E-06	2.20E-05
		IF	3.14E-07	-	3.14E-07	5.12E-07	2.20E-07	2.44E-06
250	050	IS	3.20E-06	-	-	6.57E-06	8.96E-07	1.42E-04
		IF	3.55E-07	-	-	7.30E-07	9.95E-08	1.57E-05
	RUP	IS	-	-	3.12E-07	5.09E-07	2.18E-07	2.42E-06
		IF	-	-	3.46E-08	5.65E-08	2.42E-08	2.69E-07
260	012	IS	1.26E-07	-	-	2.60E-07	3.54E-08	5.60E-06
		IF	1.41E-08	-	-	2.89E-08	3.93E-09	6.22E-07
	050	IS	5.62E-08	-	-	1.15E-07	1.57E-08	2.49E-06
		IF	6.24E-09	-	-	1.28E-08	1.75E-09	2.77E-07
	100	IS	2.41E-07	-	-	3.93E-07	1.69E-07	1.87E-06
		IF	2.68E-08	-	-	4.37E-08	1.87E-08	2.08E-07
	RUP	IS	-	-	9.03E-08	1.48E-07	6.32E-08	7.03E-07
		IF	-	-	1.00E-08	1.64E-08	7.03E-09	7.81E-08
270	012	IS	4.92E-06	-	-	1.01E-05	1.38E-06	2.18E-04
		IF	5.47E-07	-	-	1.12E-06	1.53E-07	2.42E-05
	050	IS	2.19E-06	-	-	4.49E-06	6.13E-07	9.69E-05
		IF	2.43E-07	-	-	4.99E-07	6.81E-08	1.08E-05
	100	IS	9.38E-06	-	-	1.53E-05	6.56E-06	7.29E-05
		IF	1.04E-06	-	-	1.70E-06	7.29E-07	8.10E-06
	RUP	IS	3.52E-06	-	3.52E-06	5.74E-06	2.46E-06	2.73E-05
		IF	3.91E-07	-	3.91E-07	6.38E-07	2.73E-07	3.04E-06

เอกสารแนบ 38

คู่มือการปฏิบัติงานสำหรับสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG)

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

เอกสารแนบ 39

ระบบการจัดการขยะเศษอาหารภายในบริษัทให้กลายเป็นปุ๋ย

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	วิธีการปฏิบัติงาน (Work Instruction)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	ระบบการจัดการขยะเศษอาหารภายในบริษัทให้กลายเป็นปุ๋ย (Zero Food Waste)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) WI-TI-0001

[redacted]

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	วิธีการปฏิบัติงาน (Work Instruction)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	ระบบการจัดการขยะเศษอาหารภายในบริษัทให้กลายเป็นปุ๋ย (Zero Food Waste)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) WI-TI-0001

[redacted]

ptt LNG	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	วิธีการปฏิบัติงาน (Work Instruction)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	ระบบการจัดการขยะเศษอาหารภายในบริษัทให้กลายเป็นปุ๋ย (Zero Food Waste)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) WI-TI-0001

[redacted]

ptt LNG	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	วิธีการปฏิบัติงาน (Work Instruction)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	ระบบการจัดการขยะเศษอาหารภายในบริษัทให้กลายเป็นปุ๋ย (Zero Food Waste)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) WI-TI-0001

[redacted]

ptt LNG	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	วิธีการปฏิบัติงาน (Work Instruction)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	ระบบการจัดการขยะเศษอาหารภายในบริษัทให้กลายเป็นปุ๋ย (Zero Food Waste)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) WI-TI-0001

[redacted]

ptt LNG	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	วิธีการปฏิบัติงาน (Work Instruction)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	ระบบการจัดการขยะเศษอาหารภายในบริษัทให้กลายเป็นปุ๋ย (Zero Food Waste)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) WI-TI-0001

[redacted]

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	วิธีการปฏิบัติงาน (Work Instruction)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	ระบบการจัดการขยะเศษอาหารภายในบริษัทให้กลายเป็นปุ๋ย (Zero Food Waste)	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) WI-TI-0001

[redacted]

ptt LNG	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	วิธีการปฏิบัติงาน (Work Instruction)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	ระบบการจัดการขยะเศษอาหารภายในบริษัทให้กลายเป็นปุ๋ย (Zero Food Waste)	รหัสเอกสาร: WI-TI-0001 (Doc. Code)

[redacted]

เอกสารแนบ 40

แผนการจัดการของเสียเรือ

แผนจัดการของเสียของเรือ
มาตรการป้องกันของเสียจากเรือตกหล่น
หรือรั่วไหลลงสู่แหล่งน้ำ
และแผนฉุกเฉินเพื่อลดผลกระทบกรณีของเสีย
จากเรือตกหล่น หรือรั่วไหลลงสู่แหล่งน้ำ

สถานีแอลเอ็นจีมาบตาพุด แห่งที่ 2
บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด

1. วัตถุประสงค์ (Objective)

ระเบียบปฏิบัติงานฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อใช้เป็นแนวทางในการจัดการสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วภายในสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 (LMPT2) ให้เป็นไปตามที่กฎหมายกำหนด และป้องกันผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่อาจจะเกิดขึ้นได้

2. ขอบข่าย (Scope)

ระเบียบปฏิบัติงานฉบับนี้ ใช้ครอบคลุมสิ่งปฏิกูลและวัสดุที่ไม่ใช้แล้วที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมต่าง ๆ ภายใต้ความรับผิดชอบของโครงการก่อสร้างสถานีแอลเอ็นจี มาบตาพุด แห่งที่ 2 (LMPT2)

3. คำจำกัดความ (Definition)

3.1 **สิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว** หมายถึง สิ่งของที่ไม่ใช้แล้วหรือของเสียทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการประกอบกิจการโรงงาน รวมถึงของเสียจากวัตถุดิบ ของเสียที่เกิดขึ้นในกระบวนการผลิต ของเสียที่เป็นผลิตภัณฑ์เสื่อมคุณภาพ และน้ำทิ้งที่มีองค์ประกอบหรือมีคุณลักษณะที่เป็นอันตราย ซึ่งได้แก่ของเสียอันตราย ของเสียไม่อันตราย และให้รวมถึงขยะมูลฝอยด้วย

3.2 **ของเสียอันตราย (Hazardous Wastes)** หมายถึง สิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วที่มีองค์ประกอบหรือปนเปื้อนสารอันตราย หรือมีคุณสมบัติที่เป็นอันตรายตามที่กำหนดในภาคผนวกที่ 2 ท้ายประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องการกำจัดสิ่งปฏิกูลและวัสดุไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548 รวมถึงขยะติดเชื้อจากห้องพยาบาล

3.3 **ของเสียไม่อันตราย (Non-Hazardous Wastes)** หมายถึง สิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว ซึ่งมีคุณสมบัติไม่เป็นอันตราย หรือไม่เข้าข่ายความหมายตามที่กำหนดในภาคผนวกที่ 2 ท้ายประกาศกระทรวงอุตสาหกรรมเรื่อง การกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548

3.4 **ขยะที่เกิดจากกระบวนการผลิต** หมายถึง ขยะที่เกิดจากขั้นตอนกระบวนการผลิตของโรงงาน เช่น กากตะกอนน้ำเสีย, Catalyst ที่ผ่านการใช้งานแล้ว เป็นต้น ซึ่งอาจเป็นของเสียอันตรายและของเสียไม่อันตรายก็ได้

3.5 **ขยะที่ไม่ได้เกิดจากกระบวนการผลิต** หมายถึง ขยะที่เกิดขึ้นภายในบริษัทฯ จากการดำเนินกิจกรรมของพนักงาน สำนักงาน ห้องปฏิบัติการ อาคารซ่อมบำรุง โรงอาหาร ซึ่งได้แก่ ขยะมูลฝอยทั่วไป ขยะรีไซเคิล และขยะอันตราย

3.6 **ใบกำกับการขนส่ง** หมายถึง เอกสารกำกับการขนส่ง ที่ออกให้ผู้ก่อกำเนิด ผู้รวบรวมและขนส่งและผู้บำบัดและกำจัดของเสียอันตราย เพื่อเป็นหลักฐานในการส่งมอบของเสียอันตรายที่อยู่ในครอบครองของตนจากที่แห่งหนึ่งไปอีกที่แห่งหนึ่ง

3.7 **ผู้รวบรวมและขนส่ง** หมายถึง ผู้มีสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วไว้ในครอบครองเพื่อการขนส่ง และผู้มีไว้ในครอบครองสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วในสถานที่เก็บรวบรวม หรือขนถ่ายสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว ตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องระบบเอกสารกำกับการขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547

3.8 **ผู้บำบัดและกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว** หมายถึง ผู้ประกอบกิจการโรงงานที่มีสิ่งปฏิกูล หรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วไว้ในครอบครอง ตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องระบบเอกสารกำกับการขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547 และโรงงานประกอบกิจการเกี่ยวกับการคัดแยกหรือฝังกลบสิ่งปฏิกูล หรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วตามประเภทหรือชนิดของโรงงานลำดับที่ 105 หรือหน่วยงานส่วนท้องถิ่นที่รับกำจัดและบำบัดขยะประเภทขยะมูลฝอย (ที่ไม่อันตราย)

3.9 **ผู้ประกอบกิจการโรงงานที่ก่อให้เกิดและมีสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วไว้ในครอบครอง** หมายถึงบริษัทฯ บุคคลหรือหน่วยงานที่ทำให้เกิดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว ซึ่งรวมถึงพนักงานผู้รับเหมา

3.10 **พนักงานสิ่งแวดล้อม** หมายถึง ผู้ที่ทำหน้าที่ตรวจสอบ ควบคุม กำกับดูแล และดำเนินการเกี่ยวกับการบริหารจัดการสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วในโรงงานจนถึงการส่งกำจัดยังหน่วยงานภายนอก

3.11 **พนักงานปฏิบัติการท่าเรือ** หมายถึง ผู้ที่ทำหน้าที่ ตรวจสอบ ควบคุม กำกับดูแล และดำเนินการเกี่ยวกับการบริหารจัดการท่าเรือและเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG vessel)

4. รายละเอียดขั้นตอนการดำเนินงาน (Procedure)

4.1 พนักงานสิ่งแวดล้อม มีหน้าที่ รับผิดชอบในการ

4.1.1 ดำเนินการส่งรายงานประจำปีเกี่ยวกับสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วที่ได้แจ้งขออนุญาตนำออกนอกโรงงานต่อกรมโรงงานอุตสาหกรรมภายในวันที่ 1 มีนาคม ของปีถัดไป ตามแบบฟอร์มของทางราชการ (สก.3)

4.2 ส่วนบริการกลาง จัดหาและคลังพัสดุ มีหน้าที่รับผิดชอบในการประสานงานกับหน่วยงานท้องถิ่น ในการรวบรวม ขนส่งและกำจัดขยะมูลฝอย รวมทั้งรวบรวมข้อมูลการดำเนินการเพื่อส่งต่อให้ส่วนงานคุณภาพความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม

5. แผนผังขั้นตอนการดำเนินงาน (Process Flow)

1.1 การแบ่งประเภทสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว บริษัทฯ ได้มีการแบ่งประเภทสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วไว้ ดังต่อไปนี้



สิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว จำแนกต่างแหล่งกำเนิด

5.1.1 เกิดจากกระบวนการผลิต แบ่งเป็น 2 ประเภท ดังนี้

1) ขยะอันตราย แบ่งได้ดังนี้ Catalyst / Resin / Ceramic ที่ผ่านการใช้งานแล้ว , Charcoal ที่ผ่านการใช้งานแล้ว, Cartridge Filter ที่ผ่านการใช้งานแล้ว เป็นต้น

2) ขยะไม่อันตราย แบ่งได้ดังนี้ Waste Water Sludge, เศษคอนกรีตที่เกิดจากการรื้อถอนโครงสร้างที่ไม่ปนเปื้อนสารเคมีอันตราย, เศษเหล็กที่เกิดจากการรื้อถอนโครงสร้างที่ไม่ปนเปื้อนสารเคมีอันตราย ,Insulation ที่รื้อออกจากการหุ้มท่อหรือถัง เป็นต้น

5.1.2 ไม่ได้เกิดจากกระบวนการผลิต ดังนี้

1) ห้องปฏิบัติการวิเคราะห์ ขยะอันตรายแบ่งได้ดังนี้ ภาชนะปนเปื้อนสารเคมี (Contaminated Container) , ขยะปนเปื้อนสารเคมี (Contaminated Garbage), สารเคมีที่เหลือจากการวิเคราะห์ที่ไม่สามารถส่งกลับกระบวนการผลิตได้ (Lab Chemical), และขยะมูลฝอยทั่วไป เป็นต้น

2) อาคารซ่อมบำรุง และอาคารคลังสินค้า ขยะอันตรายแบ่งได้ดังนี้ ขยะปนเปื้อนสารเคมี / น้ำมัน (Contaminated Garbage), ภาชนะปนเปื้อนสารเคมี (Contaminated Container), น้ำมันเก่า (User Oil), หลอดไฟที่หมดอายุการใช้งานแล้ว, แบตเตอรี่ และขยะมูลฝอยทั่วไป เป็นต้น

3) โรงอาหารและอาคารสำนักงานต่างๆ ขยะมูลฝอยทั่วไป แบ่งได้ดังนี้ เศษอาหาร, เศษกระดาษ, เศษพลาสติก, เศษไม้ไผ่ ขยะรีไซเคิล เช่น ขวดแก้ว, ขวดพลาสติก ขยะอันตราย เช่น ถ่ายไฟฉาย, หมึกพิมพ์, กระป๋องสารเคมีที่ใช้งานแล้ว, ปากกาเคมี และอุปกรณ์สำนักงานต่างๆ ที่หมดอายุการใช้งานแล้ว ที่ปนเปื้อนสารเคมี เป็นต้น

4) ของเสียจากกิจกรรมของเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Vessel) ได้แก่ ขยะและกากของเสียต่างๆ เช่น ขวดแก้ว ขวดพลาสติก เศษอาหาร เศษกระดาษ และของเสียอันตราย เช่น น้ำมันใช้แล้ว น้ำปนน้ำมันหรือเคมีภัณฑ์และน้ำเสียต่างๆ เป็นต้น

5.2 การรวบรวมสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วที่เกิดจากกระบวนการผลิต ให้หัวหน้าแต่ละส่วน ปฏิบัติดังนี้

5.2.1 จัดเตรียมภาชนะ และผังการจัดวางภาชนะสำหรับบรรจุหรือรวบรวมสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วให้เพียงพอและเหมาะสม พร้อมจัดทำป้ายชี้บ่งแยกประเภทให้ถูกต้อง เช่น ถังเหล็กและพลาสติกเปล่า 200 ลิตร เป็นต้น

5.2.2 ตรวจสอบเป็นระยะๆ เพื่อให้แน่ใจว่าไม่มีการทิ้งผิดหรือปะปนกัน โดยใช้แบบตรวจอาคาร สถานที่เก็บสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว LMPT2 (F-LMPT2-QSHE-0001)

5.3 การรวบรวมสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วที่ไม่ได้เกิดจากกระบวนการผลิต ให้ส่วนบริการกลาง จัดหาและคลังพัสดุ จัดหาถังขยะและรับผิดชอบในการดูแล ดังต่อไปนี้

5.3.1 ถังขยะมูลฝอยทั่วไป สำหรับรองรับของเสียประเภทขยะทั่วไป เช่น ฝุ่นผง เศษอาหาร เศษผักผลไม้ เศษไม้,ไม้กิ่งไม้ พลาสติกชิ้นเล็ก ถุงพลาสติกใส่อาหาร หลอดกาแฟ เป็นต้น

5.3.2 ถังขยะรีไซเคิล สำหรับรองรับของเสียประเภทขยะที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ (รีไซเคิล) เช่น เศษกระดาษ เศษพลาสติก เศษเหล็ก กระป๋องอลูมิเนียม ขวดพลาสติก ขวดแก้ว เป็นต้น

5.3.3 ถังขยะอันตราย สำหรับรองรับของเสียประเภทขยะอันตราย เช่น ถ่ายไฟฉาย หลอดไฟเก่า กระป๋องสเปรย์ หมึกเครื่องพิมพ์ เศษผ้าเปื้อนสารเคมี ถุงมือเปื้อนสารเคมี ปากกาเคมี วัสดุหรือภาชนะปนเปื้อนสารเคมี เป็นต้น

5.3.4 ตรวจสอบเป็นระยะๆ เพื่อให้แน่ใจว่าไม่มีการทิ้งผิดหรือปะปนกัน โดยใช้แบบตรวจอาคาร สถานที่เก็บสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว LMPT2 (F-LMPT2-QSHE-0001)

ส่วนซ่อมบำรุง ต้องจัดเตรียมภาชนะรองรับสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วซึ่งเกิดจากการซ่อม / บำรุงรักษาอุปกรณ์ ดังนี้

5.3.5 สิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วที่ปนเปื้อนสารเคมี (Contaminated Garbage) เช่น เศษผ้าปนเปื้อนน้ำมัน/สารเคมี, ถุงมือปนเปื้อนสารเคมี/น้ำมัน เป็นต้น

5.3.6 ภาชนะปนเปื้อนสารเคมี (Contaminated Container) เช่น ขวดสารเคมี, กระป๋องสี, กระป๋องสเปรย์ เป็นต้น

5.3.7 น้ำมันเก่าที่ผ่านการใช้งานแล้ว (Used Oil)

5.3.8 หลอดไฟที่เสื่อมสภาพ / หมดอายุแล้ว

5.3.9 แบตเตอรี่ที่ผ่านการใช้งานแล้ว

ห้องปฏิบัติการทางเคมี ต้องจัดเตรียมภาชนะรองรับสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว ดังนี้

5.3.10 สารเคมีที่เหลือจากการวิเคราะห์หรือเตรียมตัวอย่าง (Lab Chemical) ที่เป็นของเหลวที่ไม่สามารถส่งคืนกระบวนการผลิตได้

5.3.11 ภาชนะปนเปื้อนสารเคมี (Contaminated Containers) เช่น ขวดสารเคมี, ขวดเก็บตัวอย่าง เป็นต้น

5.3.12 สิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วที่ปนเปื้อนสารเคมี (Contaminated Garbage) เช่น เศษผ้าปนเปื้อนน้ำมัน / สารเคมี, ถุงมือปนเปื้อนสารเคมี / น้ำมัน เป็นต้น

5.4 การรวบรวมขยะติดเชื้อให้จัดถังขยะเฉพาะไว้สำหรับรองรับในห้องพยาบาล โดยเจ้าหน้าที่พยาบาลเป็นผู้รับผิดชอบ

5.5 การรวบรวมของเสียจากกิจกรรมของเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Vessel) ในกรณีที่เรือต้องการนำของเสียจากเรือไปกำจัด ให้ส่วนปฏิบัติการท่าเรือมีหน้าที่ในการให้ข้อมูลติดต่อของบริษัทรับกำจัดที่ขึ้นทะเบียนอย่างถูกต้องต่อตัวแทนเรือเพื่อให้ตัวแทนเรือประสานบริษัทรับกำจัดมารับถ่ายของเสียจากเรือและรวบรวมไปกำจัดต่อไป

5.6 การขนย้ายและการจัดเก็บสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว

5.6.1 การจัดเก็บสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วแต่ละชนิดให้ดำเนินการดังนี้

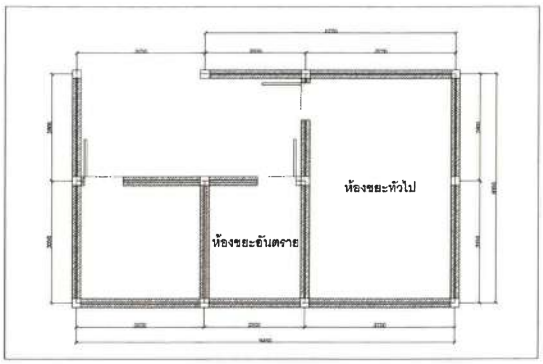
1) ภาชนะบรรจุขยะอันตรายที่เกิดจากกระบวนการผลิตให้นำไปจัดเก็บไว้ในอาคารจัดเก็บของเสีย Garbage Storage (รวมถึงขยะเฉพาะที่เกิดจากห้องปฏิบัติการวิเคราะห์และอาคารซ่อมบำรุงรักษาและคลังพัสดุที่เป็นขยะอันตราย) โดยเจ้าของพื้นที่เป็นผู้รับผิดชอบในการนำไปจัดเก็บ

2) ถังบรรจุขยะมูลฝอยทั่วไปที่อยู่ภายในโรงงานทั้งหมดให้นำไปจัดเก็บบริเวณที่พักรอรถขยะจากเทศบาลมารับไปกำจัดโดยส่วนบริการกลาง จัดหาและคลังพัสดุ

3) ถังบรรจุขยะรีไซเคิล (ขายได้) ที่อยู่ภายในโรงงานทั้งหมด ให้นำไปจัดเก็บบริเวณที่พักรอเพื่อการจำหน่ายให้กับบริษัทภายนอกโดยส่วนบริการกลาง จัดหาและคลังพัสดุ

4) ถังบรรจุขยะอันตรายที่อยู่นอกเขตกระบวนการผลิต ให้นำไปจัดเก็บไว้ในอาคารจัดเก็บของเสีย (Garbage Storage) โดยส่วนบริการกลาง จัดหาและคลังพัสดุ

5) จัดเก็บขยะภายในอาคาร Garbage Storage ให้จัดเก็บตามแผนผังดังนี้



การนำภาชนะบรรจุสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วไปจัดเก็บให้ติดฉลากข้อมูลของเสียอันตรายลงในภาชนะที่บรรจุ พร้อมลงรายละเอียดทั้งหมดในฉลากก่อนการขนย้ายไปเก็บที่อาคารจัดเก็บของเสีย โดยใช้แบบฟอร์ม F-LMPT2-QSHE-0004

5.6.2 พนักงานสิ่งแวดล้อม มีหน้าที่ ควบคุมและตรวจสอบการจัดเก็บ ดังต่อไปนี้

1) จัดทำบัญชีรายชื่อ ระบุปริมาณ จำนวน และชนิดของภาชนะบรรจุ รวมถึงวิธีการบริหารจัดการของเสียอันตรายตามรายชื่อสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วที่มีอยู่ โดยต้องมีการปรับปรุงข้อมูลให้เป็นปัจจุบันทุก 30 วัน แล้วบันทึกลงในแบบฟอร์ม F-LMPT2-QSHE-0002

2) ตรวจสอบอาคารหรือสถานที่ใช้เก็บสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว แผ่นรองพื้น และภาชนะทุกสัปดาห์ตามแบบฟอร์ม F-LMPT2-QSHE-0001

3) จัดหาอุปกรณ์สำหรับการป้องกันกรณีเกิดอุบัติภัยหรือเหตุฉุกเฉินให้เพียงพอ เช่น อุปกรณ์ดับเพลิง วัสดุดูดซับสารเคมี ทราย หรืออุปกรณ์อื่น ๆ เป็นต้น

5.7 การควบคุมการส่งกำจัด / บำบัด หรือขาย

5.7.1 สิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วที่เกิดจากกระบวนการผลิตและขยะอันตรายกำหนดให้ "พนักงานสิ่งแวดล้อม" ปฏิบัติดังต่อไปนี้

1) แจ้งขอมีเลขประจำตัวตามแบบกำกับการขนส่ง 01 (ตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ระบบเอกสารกำกับการขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ.2547)

2) ร่วมกับส่วนบริการกลาง จัดหาและคลังพัสดุ ติดต่อบริษัทจากหน่วยงานภายนอกที่ได้รับอนุญาตจากทางหน่วยงานราชการในการกำจัดหรือบำบัด เพื่อส่งขยะที่เกิดจากกระบวนการผลิตและขยะอันตรายบำบัดหรือกำจัดภายนอกโรงงาน

3) ขออนุญาตนำสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วออกนอกบริเวณโรงงานต่อกรมโรงงานอุตสาหกรรมเพื่อบำบัดหรือกำจัดทาง Internet ที่เว็บไซต์ www.diw.go.th

4) นำสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วที่แจ้งไว้ออกนอกโรงงาน และต้องแจ้งข้อมูลการขนส่ง โดยส่งอิเล็กทรอนิกส์ต่อกรมโรงงานอุตสาหกรรม เมื่อมีการขนส่งหรือเมื่อมีการจัดทำรายงานประจำปี (สก.3) พร้อมทั้งจัดทำแบบกำกับการขนส่ง 02 (Uniform Hazardous Waste Manifest) ทุกครั้งที่มีการนำออก (ภายในระยะเวลา 90 วัน นับตั้งแต่การครอบครองเฉพาะของเสียอันตรายหรือขยะอันตราย) โดย
   - กรอกข้อมูลลงในแบบกำกับการขนส่ง 02
   - ส่งมอบใบกำกับการขนส่งและคู่ฉบับรวม 6 ฉบับ ให้ผู้ขนส่งลงนาม
   - ตีงคู่ฉบับใบกำกับการขนส่ง ลำดับที่ 2 ไว้อย่างน้อย 3 ปี สำหรับให้กรมโรงงานอุตสาหกรรมตรวจสอบ
   - ให้ส่งใบกำกับการขนส่งฉบับที่ 3 ให้กรมโรงงานอุตสาหกรรม ภายใน 15 วัน นับตั้งแต่วันส่งมอบของเสียอันตรายให้ผู้ขนส่ง
   - ภายใน 15 วัน จะต้องได้รับคู่ฉบับใบกำกับการขนส่ง ลำดับที่ 6 จากผู้เก็บรวบรวมบำบัดและกำจัดของเสียอันตราย
   - ลงบันทึกตามแบบฟอร์ม F-LMPT2-QSHE-0002

5) หากไม่สามารถส่งบำบัดหรือกำจัดได้ภายระยะเวลาที่กำหนด (90 วัน) ต้องขออนุญาตต่อกรมโรงงานอุตสาหกรรม เพื่อขอขยายระยะเวลาในการกักเก็บสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วในบริเวณโรงงาน ตามแบบฟอร์มราชการ (สก.1)

6) ต้องแจ้งให้กรมโรงงานอุตสาหกรรมทราบ ตามแบบกำกับการขนส่ง 08 กรณีผู้เก็บรวบรวมบำบัดและกำจัดของเสียอันตรายไม่ส่งคู่ฉบับใบกำกับการขนส่ง ลำดับที่ 6 ภายในระยะเวลา 45 วัน

7) สำหรับขยะติดเชื้อจากห้องพยาบาลให้ส่งกำจัดเข้าเตาเผาของโรงพยาบาล และต้องลงบันทึกการนำขยะติดเชื้อ ลงในแบบฟอร์มบันทึกการนำขยะติดเชื้อออกนอกโรงงาน LMPT2 (F-LMPT2-QSHE-0003)

5.7.2 ขยะมูลฝอยทั่วไปและขยะรีไซเคิล (ขายได้) กำหนดให้ส่วนบริการกลาง จัดหาและคลังพัสดุ ปฏิบัติดังต่อไปนี้ขยะมูลฝอยทั่วไป

1) ติดต่อหน่วยงานส่วนท้องถิ่น เช่น เทศบาล เพื่อมารับขยะมูลฝอยทั่วไปไปบำบัดหรือกำจัด

2) นำขยะมูลฝอยออกโดยหน่วยงานส่วนท้องถิ่น (เทศบาล) พร้อมลงบันทึกการนำขยะมูลฝอยทั่วไปออกนอกโรงงาน ตามแบบฟอร์ม F-LMPT2-QSHE-0005 ทุกครั้งที่ส่งออก

ขยะรีไซเคิล

3) ติดต่อบริษัทที่จะรับซื้อขยะรีไซเคิลที่ถูกต้องตามกฎหมายของทางราชการ เพื่อขายสร้างมูลค่าให้กับบริษัทฯ

4) ส่งขยะรีไซเคิลขายให้กับหน่วยงานภายนอก โดยปฏิบัติตามระเบียบ LMPT2 ว่าด้วย การจัดหาและจำหน่ายน้ำมัน ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม และสินค้าอื่น และข้อกำหนด LMPT2 ว่าด้วย การจัดหาและจำหน่ายสินค้า ที่เกี่ยวข้องกับการพาณิชย์โดยตรง

5.7.3 ของเสียจากกิจกรรมของเรือขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Vessel) ให้ "พนักงานปฏิบัติการท่าเรือ" ปฏิบัติดังต่อไปนี้

1) จัดทำรายงานผลการให้บริการจัดเก็บและบำบัดของเสียจากเรือ ให้กลุ่มสิ่งแวดล้อม สังกัดสำนักงานความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมทางน้ำทราบเป็นประจำทุกเดือน

6. ภาคผนวก (Appendix)

- Appendix 1 - Factory Visit Presentation9_28Sept2021 Payon Marine Service พยนต์มารีนเซอร์วิส
- Appendix 2 - ขั้นตอนระงับเหตุฉุกเฉิน สินค้าหกรั่วไหล – พยนต์มารีนเซอร์วิส
- Appendix 3 - มาตรการปฏิบัติการป้องกันและการแก้ไข ติดตามผลกระทบ – พยนต์มารีนเซอร์วิส
- Appendix 4 - แบบรายงานการฝึกอบรมการรับเหตุฉุกเฉิน - พยนต์มารีนเซอร์วิส

Appendix 1

นโยบายบริษัท (ISO 9001 & 14001)

บริษัทจะปฏิบัติตามกฎและยึดมั่นในบริบทขององค์กร
เพื่อความพึงพอใจของลูกค้า ลดปัญหาสิ่งแวดล้อม
พร้อมพัฒนาอย่างต่อเนื่อง

ISO 9001 & 14001 : 2015





ISO 9001 & 14001 : 2015

บริษัท พยนต์มารีน เซอร์วิส จำกัด

(งานรับน้ำเสียและน้ำปนเปื้อนน้ำมันเพื่อนำไปคัดแยกและบำบัด)

9 กันยายน 2564







ใบอนุญาตประกอบกิจการ

บริษัท พยนต์มารีน เซอร์วิส จำกัด ได้รับใบอนุญาตในการประกอบกิจการจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องทั้งหมด

- ใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน (ร.ง. 4) เลขที่ 3-106-36/59 ชบ
- ใบอนุญาตให้บริการจัดเก็บและบำบัดของเสียจากเรือประเภทน้ำมันใช้แล้ว น้ำปนน้ำมันหรือเคมีภัณฑ์ และน้ำ เสียต่างๆ จากกรมเจ้าท่า เลขที่ วล.ร 3/2562
- ใบอนุญาตประกอบกิจการสถานที่เก็บรักษาน้ำมันเชื้อเพลิงลักษณะที่สาม จากกรมธุรกิจพลังงานเลขที่ ชบ 0310155
- ใบทะเบียนสรรพสามิต เลขที่ 0205537001436-3-001

บริษัท พยนต์มารีน เซอร์วิส จำกัด ได้ ทำการเซ็นต์สัญญากับโรงงานประเภท 101 เพื่อรองรับการบำบัดน้ำเสียที่ได้จากการรีไซเคิลน้ำมันปนเปื้อนน้ำเพื่อทำการส่งต่อจากโรงคัดแยก รวมถึงการเซ็นสัญญากับบริษัทรถขนส่งที่ได้รับอนุญาตถูกต้อง เพื่อรองรับการขนส่งบนฝั่งทั้งหมด

Presentation

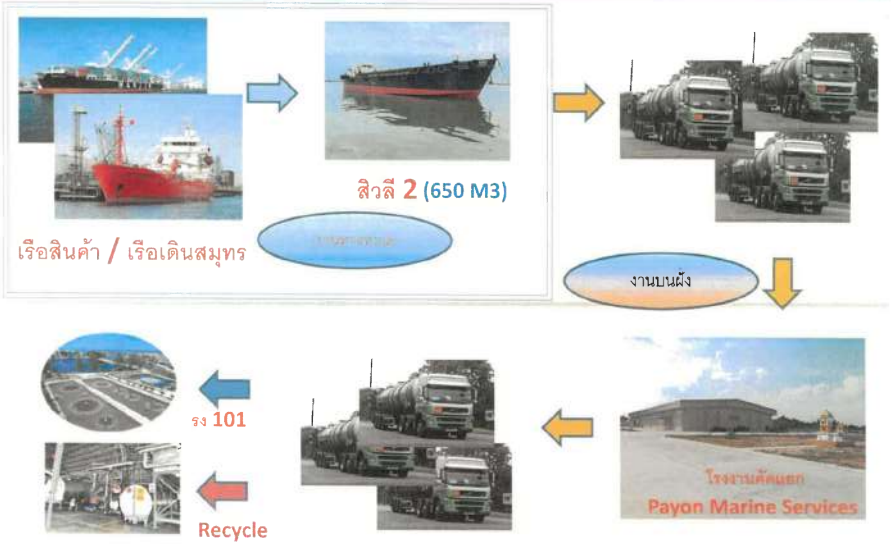
ภาพโดยรวมบริษัท / ใบอนุญาต

ภาพโดยรวมโรงงาน

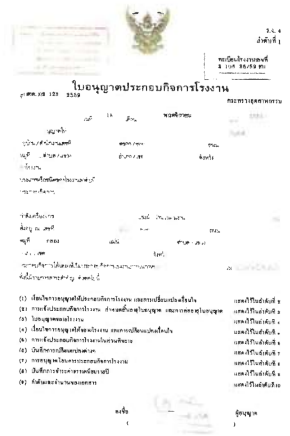
กระบวนคัดแยกน้ำปนเปื้อนน้ำมัน

ลูกค้าบริษัท

งานรับน้ำเสียและน้ำปนเปื้อนน้ำมันเพื่อนำไปคัดแยกและบำบัด



ใบอนุญาตประกอบกิจการ

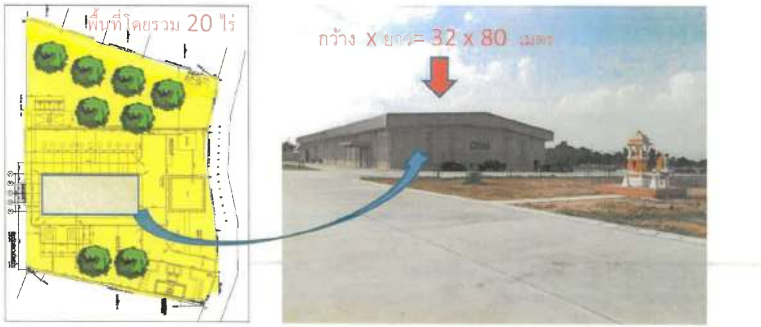


รง 4 – ประเภท 106



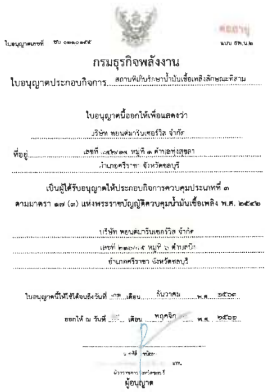
กรมเจ้าท่า

ภาพโดยรวมโรงงาน





ใบอนุญาตประกอบกิจการ



กรมธุรกิจพลังงาน



กรมสรรพสามิต

อุปกรณ์ด้านความปลอดภัย

ปั๊มน้ำดูดเอิน



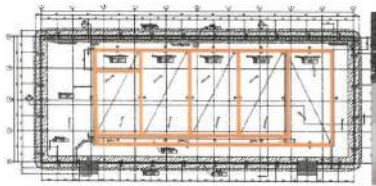
สายดับเพลิง



ถังน้ำสำรองสำหรับดับเพลิง



ภาพโดยรวมโรงงาน







บ่อคัดแยกจำนวน 7 บ่อปริมาณรวม 3,000 คิวบิกเมตร





เครื่องเติมโอโซน และชุดกรองน้ำมัน



เครื่องเติมอากาศ

การป้องกันมลภาวะสิ่งแวดล้อม

Bund wall



บ่อผ้าใบกักเก็บน้ำฝน



ถังขยะแยกประเภท



LUGGER BOX



Gutter



อุปกรณ์ด้านความปลอดภัย

ระบบเตือนภัย



ถังดับเพลิง



ชุดล้างตาฉุกเฉิน



จุดรวมพล



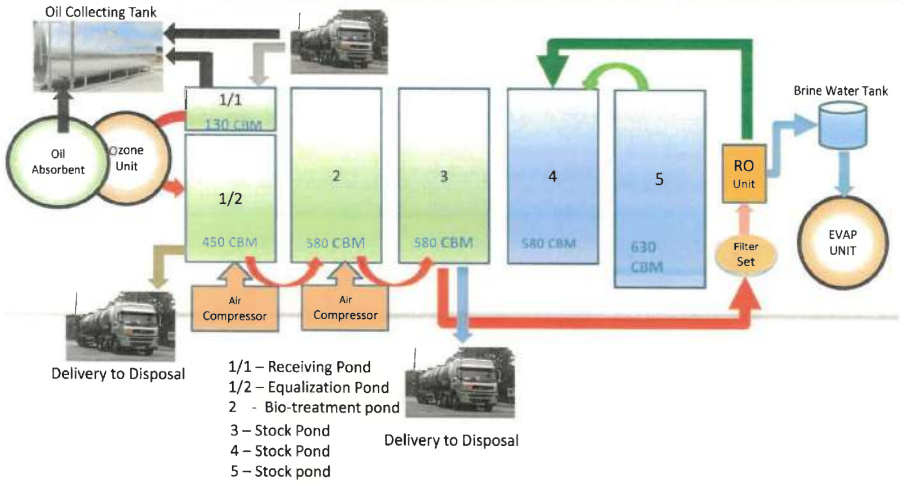
อุปกรณ์ PPE



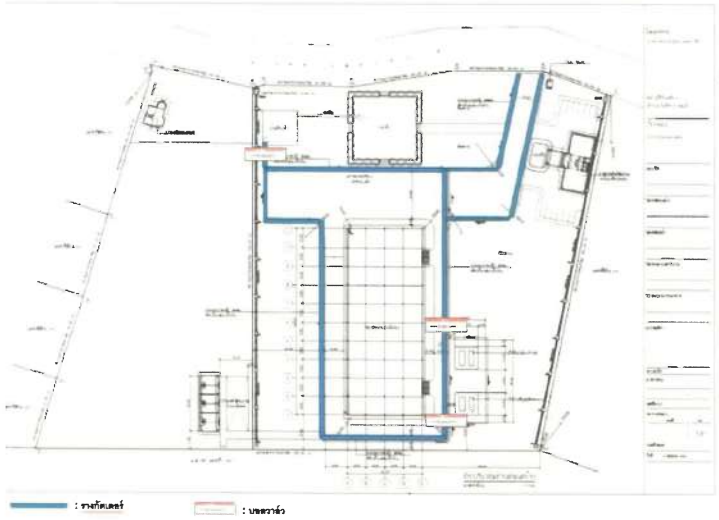
จุดต่อสายดิน



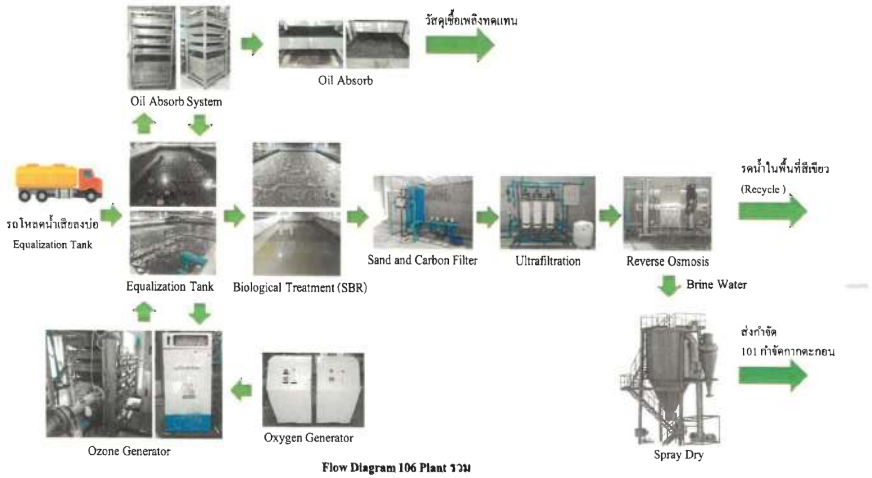
กระบวนการคัดแยกภายในโรงงาน



การป้องกันมลภาวะสิ่งแวดล้อม (Gutter Layout)



กระบวนการคัดแยกภายในโรงงาน



การป้องกันมลภาวะสิ่งแวดล้อม



Appendix 2

ขั้นตอนระงับเหตุฉุกเฉิน สินค้าหกรั่วไหล

Appendix 3

มาตรการปฏิบัติการป้องกันและการแก้ไข ติดตาม ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของเสียหรือของเสียอันตรายที่เกิดจากกิจกรรมของโครงการ ระหว่างการขุดลอกร่องน้ำในลุ่มทะเล ระหว่างการขุดลอกและขนส่ง

ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลาดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
การกำจัดและจัดเก็บ ขนส่งของเสียและการของเสีย	- จัดให้ระบายลงรับสิ่งปฏิกูลจากเรือที่ติดเฟ่ากรีอไหลเล - จัดให้มีห้องรับของเสีย ที่มีเครื่องมือสื่อสารกับของเสียจากเรือก่อนนำไปจัดเก็บและกำจัดต่อไป - ของ การของเสีย หรือกากน้ำมันที่ได้จากการแยกน้ำมันจากระบบบำบัดน้ำเสียจากเรือและจากการระบายน้ำมันที่ทางท่อน ของเสียถูกนำไปเก็บไว้ในถัง ก่อนนำไปกำจัดต่อไป - ในกรณีที่มีการรั่วซึมของของเสียและการของเสียระหว่างการจัดเก็บและขนส่ง ของการทำการขุดน่าเอาท์ท่าเรือและในทะเล ซึ่งมีการปิดกั้นโดยการจากขุมเก็บน้ำมันเสียมารถเรือบรรทุกไว้เสร็จน้ำเสียก็ออกของขุดในขุมของลูกขุดเจ็ด Disc Skimmer ซึ่งอยู่ในเรือใช้ระบบ นำขึ้นมาเก็บไว้ในถังเก็บน้ำมันชั่วคราวและนำไปกำจัดต่อไป	ท่าเรือศักดิ์หรือในทะเล ท่าเรือศักดิ์หรือในทะเล ท่าเรือศักดิ์หรือในทะเล	ตลอดช่วงดำเนินการ ตลอดช่วงดำเนินการ ตลอดช่วงดำเนินการ	เรือสิวลิ2 เรือสิวลิ2 เรือสิวลิ2

Appendix 4

แบบรายงานการฝึกอบรมการระงับเหตุฉุกเฉินกรณีน้ำปนเปื้อนน้ำมันหกรั่วไหล

1. ข้อมูลสถานประกอบกิจการที่เข้ารับการอบรม

ชื่อสถานประกอบการ : บริษัท พยนต์มารีน เซอร์วิส จำกัด

ประเภทกิจการ : ปรับปรุงสภาพน้ำปนเปื้อนน้ำมันจากเรือเสินลมุทร

ที่ตั้ง เลขที่ 216/45 หมู่ที่ 6 ตำบล บึง อำเภอ ศรีราชา จังหวัด ชลบุรี

โทรศัพท์ 038-766289 โทรสาร

2. วัน เดือน ปี ที่ฝึกอบรม : 17 ธันวาคม 2564

3. จำนวนผู้ที่เข้ารับการอบรม : 8 ท่าน

4. ชื่อวิทยากรผู้ทำการอบรมภาคทฤษฎีและปฏิบัติ : นาย คมสัน เกตุอังกูล (เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยระดับวิชาชีพ)

5. สถานที่ฝึกภาคสนาม : บริษัท พยนต์มารีน เซอร์วิส จำกัด เลขที่ 216/45 หมู่ที่ 6 ตำบล บึง อำเภอ ศรีราชา จังหวัด ชลบุรี



วัตถุประสงค์

1. เพื่อป้องกันการปนเปื้อนของสารเคมีภายในบริเวณบริษัทฯ และสาธารณะ
2. เพื่อให้พนักงานมีความรู้ให้พนักงานและฝึกทักษะการจัดการสารเคมีรั่วไหลได้มากยิ่งขึ้น
3. เพื่อให้พนักงานสามารถรับมือและควบคุมกับสถานการณ์เหตุฉุกเฉินได้อย่างปลอดภัย
4. เพื่อให้พนักงานมีความสามัคคีในการปฏิบัติงานเป็นทีม

กลุ่มเป้าหมาย

1. บุคลากรที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมของบริษัท
2. เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงาน
3. ทีมฉุกเฉิน
4. พนักงานที่ปฏิบัติงานเกี่ยวกับสารเคมีอันตราย
5. ทีมงานสนับสนุน

ผู้เข้ารับการฝึกซ้อมและอบรม

[redacted]

จำลองเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น:

พนักงานของบริษัท พยนต์มารีน เซอร์วิส จำกัด ชื่อนางสาวจำปา ได้เดินเข้ามาในบริเวณอาคารของโรงงาน ขณะที่พนักงานกำลังเดินผ่านท่อลูบถ่าย พบว่ามีการหกรั่วไหลของน้ำปนเปื้อนน้ำมันประมาณ 10-20 ลิตร พนักงานจึงได้ตะโกนเรียก เพื่อนร่วมงานว่า " สินค้าหกรั่วไหล มาช่วยกันหน่อยเร็ว " และรีบถอยห่างจากพื้นที่เกิดเหตุในระยะที่ปลอดภัย และดำเนินการแจ้งหัวหน้างานและเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงาน พร้อมบอกรายละเอียดเกี่ยวกับสินค้า ดังนี้

1 สถานที่และจุดที่เกิดเหตุ

2 ประเภทสินค้าและลักษณะการรั่วไหล

3 ปริมาณการหกและผลกระทบโดยรอบที่เกิดเหตุ

4 มีผู้บาดเจ็บหรือไม่ และชื่อผู้แจ้งเหตุและหน่วยงาน





จากนั้นเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงาน และหัวหน้างานมายังจุดเกิดเหตุทำการตรวจสอบสถานที่เกิดเหตุและประเมินอันตราย และสั่งให้มีการดำเนินการตามแผนการฉุกเฉินกรณีสินค้ารั่วไหล โดยทีมฉุกเฉิน เตรียมอุปกรณ์การจัดเก็บการปนเปื้อนของสินค้าและอุปกรณ์ความปลอดภัย ดังนี้ พลั่ว, ขี้เลื่อย (หรือทราย), ถุงมือยาง, รองเท้า Safety, ไม้กวาดทางมะพร้าว, เส้นกั้นขาว – แดง, อุปกรณ์ตักเก็บสินค้าและ





ภาชนะบรรจุ, ชุดและหน้ากากกันสารเคมี, แว่นตานิรภัยและถังดับเพลิง และทีมการจัดการกับสินค้า ที่หกรั่วไหลดำเนินการสวมใส่อุปกรณ์ความปลอดภัยพร้อมที่จะดำเนินการ ตามขั้นตอนดังนี้

1. ทำการกั้นพื้นที่ด้วยเส้นขาว – แดง เพื่อให้พนักงานในบริษัทฯ ทุกคนรับทราบว่าเป็นพื้นที่อันตราย





2. นำขี้เลื่อย(หรือทราย)ทำเป็นคันกั้นให้รอบสินค้าที่หก แล้วจึงเทกลบขี้เลื่อยด้วยปริมาณน้อย ๆ (ห้ามเทกลบครั้งละปริมาณมาก ๆ) รอจนการดูดซับหรือทำลายฤทธิ์สินค้าที่หกให้สิ้นสุดเสียก่อน จึงค่อยลงมือทำความสะอาด





3. ใช้พลั่วหรืออุปกรณ์ตักสารดูดซับใส่ภาชนะที่จัดเตรียมไว้และปิดให้เรียบร้อย แล้วทำความสะอาดคราบที่เหลือจนแน่ใจว่าสินค้านั้นหมดไปจึงทำความสะอาด และเช็ดให้แห้ง (ห้ามใช้น้ำล้างก่อนการดูดซับเพราะจะทำปริมาณของสินค้าหกรั่วไหลมีมากขึ้น)





4. หลังจากที่มีการป้องกันการปนเปื้อนของสินค้าเสร็จเรียบร้อย ทีมฉุกเฉินจัดการกับสินค้าที่หกรั่วไหลโดยนำไปทิ้งถังขยะอันตราย และรีบทำความสะอาดร่างกาย

5. เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยในการทำงาน และหัวหน้างาน ดำเนินการสอบสวนการเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน กรณีสินค้ารั่วไหล ขั้นตอนการเตรียมความพร้อมเพื่อรับสถานการณ์ฉุกเฉิน, ขั้นตอนการปฏิบัติการแก้ไข และขั้นตอนการป้องกัน

เสร็จสิ้นการฝึกซ้อมแผนการเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน กรณีสินค้ารั่วไหล

เอกสารแนบ 41

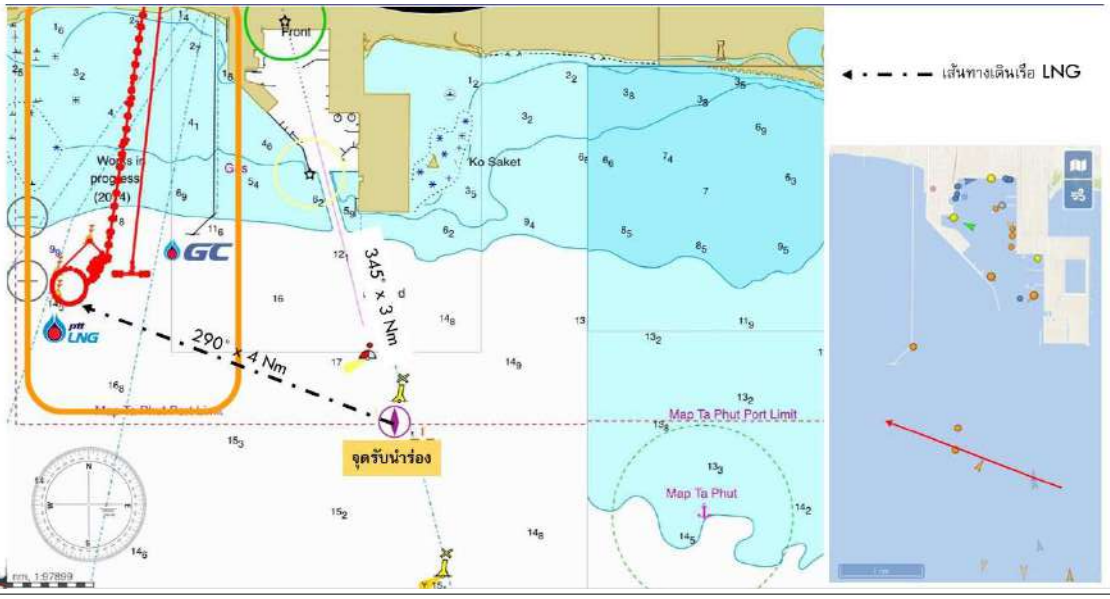
แนวปฏิบัติในการเดินเรือประมงขณะที่มีการรับเรือ LNG

แนวปฏิบัติในการเดินเรือประมงขณะที่มีการรับเรือ LNG

1) บริษัทฯ จะประชาสัมพันธ์เกี่ยวกับกำหนดการนำเรือ LNG เข้า-ออกท่าเทียบเรือ พร้อมพิกัดจุดจอดทอดสมอเรือและเส้นทางเดินเรือมายังท่าเทียบเรือ เพื่อให้ชาวประมงรับทราบล่วงหน้า
2) การนำเรือ LNG เข้า-ออกท่าเทียบเรือ บริษัทฯ จะประสานกับสำนักงานนำร่องมาบตาพุด และ Map Ta Put Port Control เพื่อทำการควบคุมการเดินเรือและจัดการการสัญจรของเรือที่เข้า-ออกท่าเรือให้เกิดความปลอดภัยสูงสุด
3) ขณะที่มีเรือ LNG เข้าเทียบท่า ขอให้ชาวประมงหลีกเลี่ยงการติดตั้งเครื่องมือประมงในระยะประมาณ 1,000 เมตร
4) ขณะที่มีเรือ LNG เข้าเทียบท่า ขอให้ชาวประมงหลีกเลี่ยงการเดินเรือและงดกิจกรรมที่ก่อให้เกิดประกายไฟภายในระยะรัศมี 200 เมตร จากจุดเชื่อมต่อท่อขนถ่ายระหว่างเรือกับท่า (Manifold)
5) ระหว่างการเดินเรือในพื้นที่ใกล้เคียงสะพานท่าเทียบเรือ หากได้ยินเสียงสัญญาณเตือนหรือประกาศแจ้งเหตุกรณีฉุกเฉินให้รีบเดินเรือออกมาอยู่ในระยะปลอดภัย
6) ขอความร่วมมือให้ชาวประมง เดินเรือผ่านช่องลอดเรือที่โครงการได้จัดเตรียมไว้ ที่ระยะ 2 กิโลเมตร และ 4 กิโลเมตร โดยสังเกตทุ่นเครื่องหมายที่ติดตั้งไว้

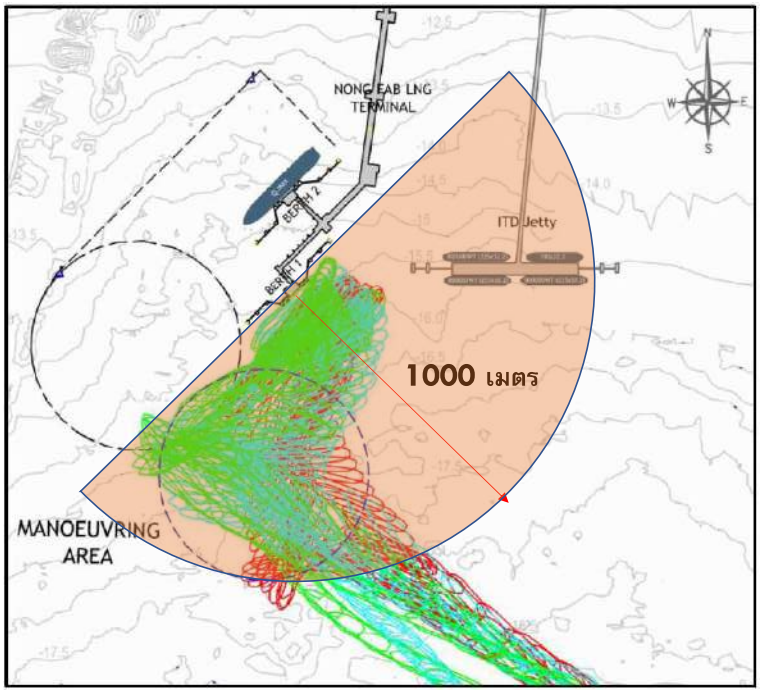
แนวปฏิบัติในการเดินเรือประมงขณะที่มีการรับเรือ LNG

1) บริษัทฯ จะประชาสัมพันธ์เกี่ยวกับกำหนดการนำเรือ LNG เข้า-ออกท่าเทียบเรือ พร้อมพิกัดจุดจอดทอดสมอเรือและเส้นทางเดินเรือมายังท่าเทียบเรือ เพื่อให้ชาวประมงรับทราบล่วงหน้า
2) การนำเรือ LNG เข้า-ออกท่าเทียบเรือ บริษัทฯ จะประสานกับสำนักงานนำร่องมาบตาพุด และ Map Ta Put Port Control เพื่อทำการควบคุมการเดินเรือและจัดการการสัญจรของเรือที่เข้า-ออกท่าเรือให้เกิดความปลอดภัยสูงสุด



แนวปฏิบัติในการเดินเรือประมงขณะที่มีการรับเรือ LNG

3) ขณะที่มีเรือ LNG เข้าเทียบท่า ขอให้ชาวประมงหลีกเลี่ยงการติดตั้งเครื่องมือประมงในระยะประมาณ 1,000 เมตร



แนวปฏิบัติในการเดินเรือประมงขณะที่มีการรับเรือ LNG

4) ขณะที่มีเรือ LNG เข้าเทียบท่า ขอให้ชาวประมงหลีกเลี่ยงการเดินเรือและงดกิจกรรมที่ก่อให้เกิดประกายไฟภายในระยะรัศมี 200 เมตร จากจุดเชื่อมต่อท่อขนถ่ายระหว่างเรือกับท่า (Manifold)

5) ระหว่างการเดินเรือในพื้นที่ใกล้เคียงสะพานท่าเทียบเรือ หากได้ยินเสียงสัญญาณเตือนหรือประกาศแจ้งเหตุกรณีฉุกเฉินให้รีบเดินเรือออกมาอยู่ในระยะปลอดภัย



แนวปฏิบัติในการเดินเรือประมงขณะที่มีการรับเรือ LNG

6) ขอความร่วมมือให้ชาวประมง เดินเรือผ่านช่องลอดเรือที่โครงการได้จัดเตรียมไว้ ที่ระยะ 2 กิโลเมตร และ 4 กิโลเมตร โดยสังเกตทุ่นเครื่องหมายที่ติดตั้งไว้



เอกสารแนบ 42

คู่มือการปฏิบัติงานเกี่ยวกับการทำงานของระบบฉีดน้ำดับเพลิง

หัวจ่ายน้ำดับเพลิง

[redacted]

ptt LNG	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	วิธีการปฏิบัติงาน (Work Instruction)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	วิธีการใช้ถังดับเพลิง ตรวจสอบและทดสอบถังดับเพลิง	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) WI-QS-0006

[redacted]

[redacted]

ptt LNG	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	วิธีการปฏิบัติงาน (Work Instruction)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	วิธีการใช้ถังดับเพลิง ตรวจสอบและทดสอบถังดับเพลิง	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) WI-QS-0006

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	วิธีการปฏิบัติงาน (Work Instruction)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	วิธีการตรวจสอบทดสอบและการใช้งาน หัวจ่ายน้ำดับเพลิง Fire Hydrant	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) WI-QS-0012

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	วิธีการปฏิบัติงาน (Work Instruction)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	วิธีการตรวจสอบทดสอบและการใช้งาน หัวจ่ายน้ำดับเพลิง Fire Hydrant	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) WI-QS-0012

[redacted]

ptt LNG	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	วิธีการปฏิบัติงาน (Work Instruction)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Title)	วิธีการตรวจสอบทดสอบและการใช้งาน หัวจ่ายน้ำดับเพลิง Fire Hydrant	รหัสเอกสาร: (Doc. Code) WI-QS-0012

[redacted]

เอกสารแนบ 43

เอกสารการซ้อมแผนฉุกเฉิน ประจำปี 2568

การฝึกซ้อมแผนฉุกเฉินระดับ 2 ประจำปี 2568

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

28 มี.ค. 68
ชี้แจงสถานการณ์

9 พ.ค. 68
Tabletop

16 พ.ค. 68
Drills

REPORT

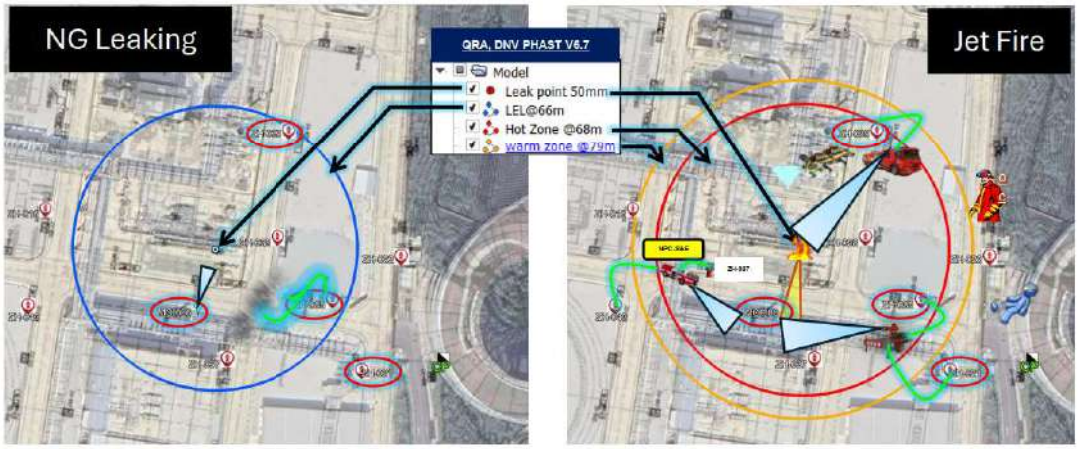
สถานการณ์จำลอง : NG Leak Flange upstream ของ Check valve NG-4015 และเกิดเพลิงไหม้

วัตถุประสงค์

1. เพื่อทดสอบการบริหารจัดการแผนตอบโต้เหตุฉุกเฉิน (ERP) และ PIP
2. เพื่อทดสอบการติดต่อ หน่วยงานภายใน-ภายนอก
3. เพื่อทดสอบการบริหารจัดการทีมสนับสนุนต่างๆ จากภายนอก
4. เพื่อปฏิบัติตามกฎกระทรวงฯ พ.ศ. ๒๕๕๕
5. **ต้องไม่เกิดอุบัติเหตุและการบาดเจ็บจากการฝึกซ้อม**

ขอบเขตการฝึกซ้อม

1. ประกาศภาวะฉุกเฉิน ระดับ2
2. ผู้บาดเจ็บ 1 คน หมดสติ และแขนขวาผิดรูป
3. ร้องขอการสนับสนุนทีมดับเพลิงจากหน่วยงานภายนอก LMPT1 / NPC-S&E
4. ร้องขอสนับสนุนรถพยาบาลจาก รพ.กท.รย.



ผลการฝึกซ้อมเป็นไปตามวัตถุประสงค์และขอบเขตในการฝึกซ้อม

การฝึกซ้อมแผนฉุกเฉินระดับ 2 ประจำปี 2568

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ภาพการฝึกซ้อมแผน





PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 3
ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร
เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์ +66 (0) 2140-1555
โทรสาร +66 (0) 2140-1556

555/1 Energy Complex Building A, 3rd Floor
Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak
Bangkok 10900, THAILAND
Telephone +66 (0) 2140-1555
Fax +66 (0) 2140-1556

ที่ 5420000/ 333

วันที่ 11 มิถุนายน 2568

เรื่อง รายงานผลการฝึกซ้อมดับเพลิงและฝึกซ้อมอพยพหนีไฟ ประจำปี 2568

เรียน สวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน จังหวัดระยอง

เอกสารแนบ รายงานผลการฝึกซ้อมดับเพลิงและฝึกซ้อมอพยพหนีไฟ ประจำปี 2568

บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด ตั้งอยู่เลขที่ 8/2 ถนนโรงปุ๋ย ต.มาบตาพุด อ.เมืองระยอง จ.ระยอง ประกอบกิจการรับ จัดเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว และแปรสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว เป็นก๊าซธรรมชาติ และจ่ายเข้าระบบท่อส่งก๊าซ ได้ดำเนินการฝึกซ้อมดับเพลิงและฝึกซ้อมอพยพหนีไฟ ประจำปี 2568 ตามแผนการตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน(ERP) เมื่อวันศุกร์ที่ 16 พฤษภาคม 2568 เวลา 09.30 น. – 12.00 น. เพื่อเป็นการเตรียมความพร้อมและฝึกซ้อมการปฏิบัติการระงับเหตุฉุกเฉินของบริษัทฯ ให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ และปฏิบัติตามกฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับการป้องกันและระงับอัคคีภัย พ.ศ. 2555

บริษัทฯ จึงขอจัดส่งรายงานผลการฝึกซ้อมดับเพลิงและฝึกซ้อมอพยพหนีไฟ ประจำปี 2568 ตามเอกสารแนบ ทั้งนี้บริษัทฯ ได้ขอความอนุเคราะห์ บริษัท ระยองไฟร์ จำกัด เลขที่ใบอนุญาต 0102-03-2566-0041เป็นผู้รับรองการฝึกซ้อมดับเพลิงและอพยพหนีไฟ

จึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบ

[redacted]

เอกสารแนบ 44

ตัวอย่างเอกสารการฝึกซ้อมการใช้เครื่องมือดับเพลิง

และอุปกรณ์ดับเพลิง ประจำปี 2568

	การปรับปรุง ตามข้อเสนอแนะการฝึกซ้อมแผน	รหัส : F-QS-0120_Rev.00 ทีม : ___Crew D____ ครั้งที่ : ___1_/_2568____ หน้า : _____/_____

วันที่ฝึกซ้อม	วันที่ 22 มกราคม 2568
ช่วงเวลาการฝึกซ้อม	22:30 น. – 23:10 น.
สถานการณ์การฝึกซ้อม ☐ Security ☑ Emergency	- ในขณะที่ Terminal send out 500 MMSCFD ส่งไปยัง GDF5 200 MMSCFD และ ITCP 300 MMSCFD โดยมี GTG-A Run อยู่ 10 MW - มีงาน Hot work งาน Load test overhead crane ซึ่งมีการถอยรถบรรทุกเข้าไปบริเวณ shelter ของ GTG Unit A เพื่อเตรียม Weight ลงไป Test โดยไม่ทราบว่ามี Gas รั่วซึม - บริเวณดังกล่าว มีการสะสมของ Gas เมื่อมีประกายไฟจากการ Spark ของระบบไฟเบรกที่ชำรุด จึงทำให้เกิดการติดไฟ จึงทำให้คนขับรถตกใจแล้วรีบนำรถออกมาจาก Shelter GTG Unit A - Field Operator(ตรวจสอบหน้างาน) ได้แจ้งมายัง Panel Operator ในขณะเดียวกันที่ DCS ก็มี Alarm FD-051A ด้วยเช่นกัน และทำให้ GTG A Trip
วัตถุประสงค์ในการฝึกซ้อม	1. เพื่อฝึกทบทวนการใช้งานอุปกรณ์ดับเพลิง 2. เพื่อฝึกทบทวนวิธีการช่วยเหลือผู้บาดเจ็บ 3. เพื่อฝึกซ้อมให้เกิดทักษะและความชำนาญในพื้นที่ 4. เพื่อฝึกทักษะในการประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง 5. เพื่อให้มีความรู้และเข้าใจการทำงานของระบบป้องกันความปลอดภัย

การฝึกซ้อมแผน

1. ชี้แจงสถานการณ์ และบทบาทหน้าที่ของผู้ฝึกซ้อม
2. [redacted]

	การปรับปรุง ตามข้อเสนอแนะการฝึกซ้อมแผน	รหัส : F-QS-0120_Rev.00 ทีม : ___Crew D____ ครั้งที่ : ___1_/_2568____ หน้า : _____/_____

[redacted]

F-QS-0120 Rev. 00 Effective Date: 25/03/2019

ptt LNG	การปรับปรุง ตามข้อเสนอแนะการฝึกซ้อมแผน	รหัส : F-QS-0120_Rev.00 ทีม : ___Crew D____ ครั้งที่ : ___1_/_2568____ หน้า : _____/_____

[redacted]

ptt LNG	การปรับปรุง ตามข้อเสนอแนะการฝึกซ้อมแผน	รหัส : F-QS-0120_Rev.00 ทีม : ___Crew D____ ครั้งที่ : ___1_/_2568____ หน้า : _____/_____

[redacted]

	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 1 / 2568

วันที่ฝึกซ้อม	11/02/ 2568
ช่วงเวลาการฝึกซ้อม	16:40 น. – 18:00 น.
สถานการณ์การฝึกซ้อม ☐ Security ☑ Emergency	- Scenario Fire case at Flare KO Drum - ตกลงมาพร้อมกล่องเครื่องมือ กระแทก Level Gauge ได้รับความเสียหาย - BOG รั่ว และเกิดลุกติดไฟ - มีการ Isolate Valve และ ช่วยเหลือผู้บาดเจ็บ

วัตถุประสงค์การฝึกซ้อม

- เพื่อเตรียมความพร้อมในการรองรับสถานการณ์ฉุกเฉิน กรณีเกิดเหตุ Gas รั่วไหล และเกิดการติดไฟ บริเวณ Flare KO Drum
- เพื่อให้พนักงาน และทีม รปภ. ชุดใหม่ได้คุ้นเคยกับพื้นที่หน้างานและเข้าใจอุปกรณ์ดับเพลิงในจุดเกิดเหตุ
- เพื่อให้มีความพร้อมในการติดต่อประสานงานกับหน่วยงานต่างๆที่เกี่ยวข้อง
- เพื่อให้มีความพร้อมในการใช้งานอุปกรณ์ดับเพลิงอย่างถูกวิธีและมีประสิทธิภาพ

[redacted]

	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 1 / 2568

[redacted]

ptt LNG	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 1 / 2568

[redacted]

ptt LNG	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 1 / 2568

[redacted]

ptt LNG	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 1 / 2568

[redacted]

ptt LNG	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 1 / 2568

	การปรับปรุง ตามข้อเสนอแนะการฝึกซ้อมแผน	รหัส : F-QS-0120_Rev.00 ทีม : ___Crew D____ ครั้งที่ : ___2_/_2567____ หน้า : _____/_____

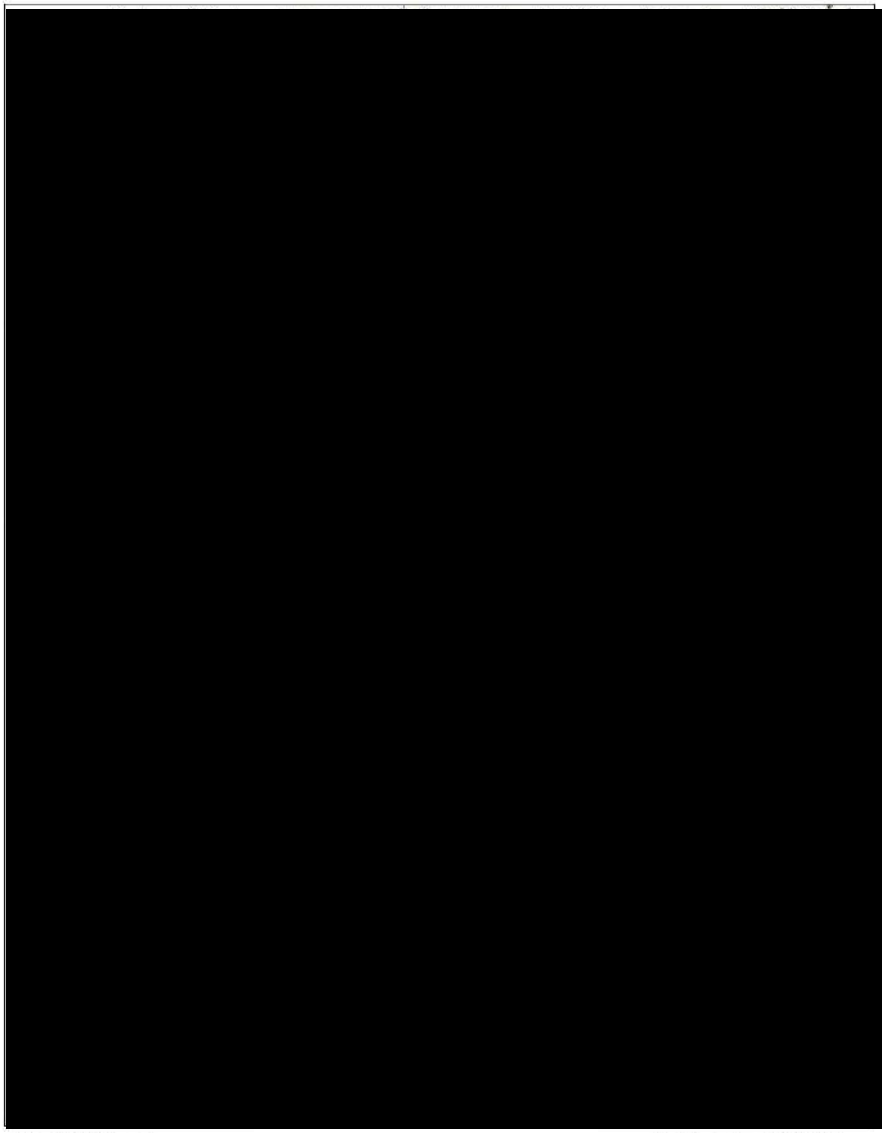
วันที่ฝึกซ้อม	วันที่ 9 มีนาคม 2568
ช่วงเวลาการฝึกซ้อม	17:00 น. – 18:00 น.
สถานการณ์การฝึกซ้อม ☐ Security ☑ Emergency	- Terminal send out 425 MMSCFD - เกิดเหตุ Flame Detector alarm ที่ DCS พื้นที่ HP Pump - แจ้ง Field Operator ตรวจสอบหน้างานพบ Gas leak - CCR ได้รับสัญญาณ Flame Detector เกิดเหตุเพลิงไหม - เกิดเหตุเพลิงไหม้ บริเวณ Flange Discharge Downstream ของ HP Pump
วัตถุประสงค์ในการฝึกซ้อม	1. เพื่อฝึกทบทวนการใช้งานอุปกรณ์ดับเพลิง 2. เพื่อฝึกทบทวนวิธีการช่วยเหลือผู้บาดเจ็บ 3. เพื่อฝึกซ้อมให้เกิดทักษะและความชำนาญในพื้นที่ 4. เพื่อฝึกทักษะในการประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง 5. เพื่อให้มีความรู้และเข้าใจการทำงานของระบบป้องกันความปลอดภัย
[redacted]	

	การปรับปรุง ตามข้อเสนอแนะการฝึกซ้อมแผน	รหัส : F-QS-0120_Rev.00 ทีม : ___Crew D____ ครั้งที่ : ___2_/_2567____ หน้า : _____/_____

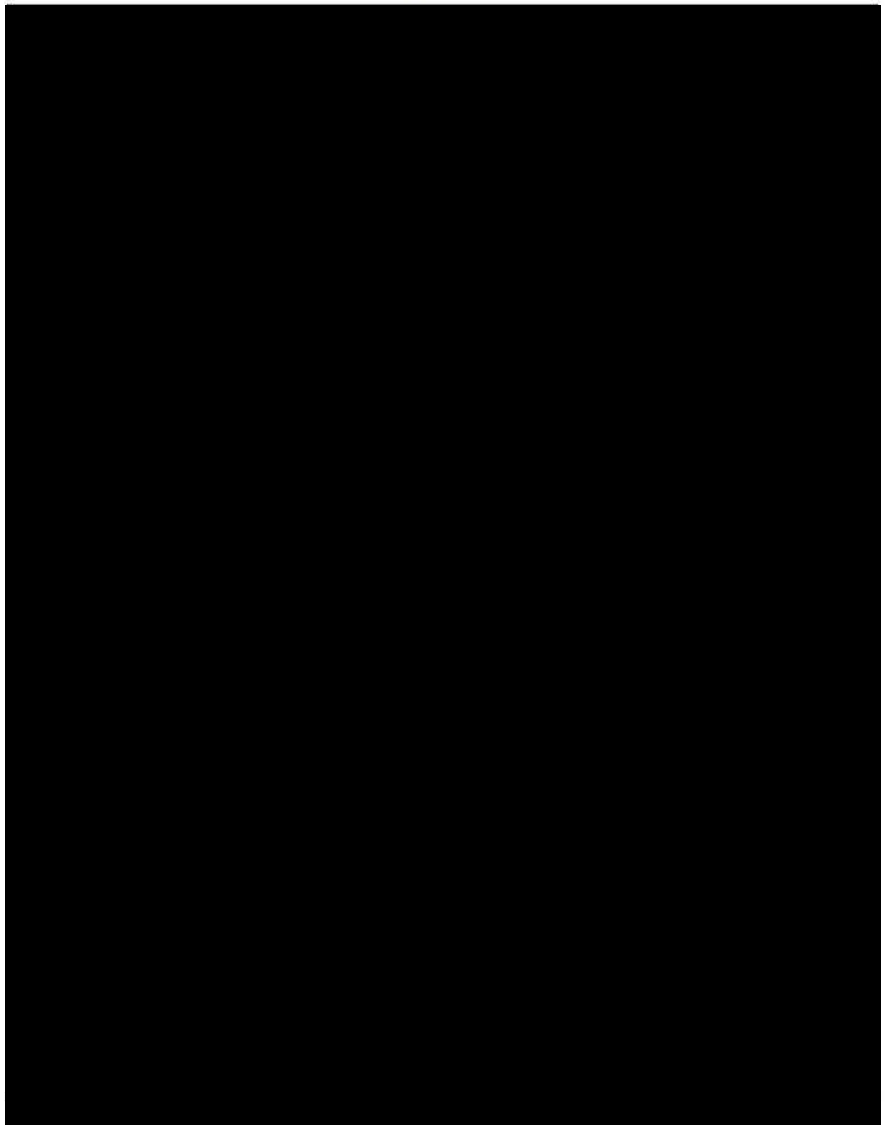
[redacted]

F-QS-0120 Rev. 00 Effective Date: 25/03/2019

ptt LNG	การปรับปรุง ตามข้อเสนอแนะการฝึกซ้อมแผน	รหัส : F-QS-0120_Rev.00 ทีม : ___Crew D____ ครั้งที่ : ___2_/_2567____ หน้า : _____/_____



ptt LNG	การปรับปรุง ตามข้อเสนอแนะการฝึกซ้อมแผน	รหัส : F-QS-0120_Rev.00 ทีม : ___Crew D____ ครั้งที่ : ___2_/_2567____ หน้า : _____/_____



F-QS-0120 Rev. 00 Effective Date: 25/03/2019

ptt LNG	การปรับปรุง ตามข้อเสนอแนะการฝึกซ้อมแผน	รหัส : F-QS-0120_Rev.00 ทีม : ___Crew D____ ครั้งที่ : ___2_/_2567____ หน้า : _____/_____

[redacted]

ptt LNG	การปรับปรุง ตามข้อเสนอแนะการฝึกซ้อมแผน	รหัส : F-QS-0120_Rev.00 ทีม : ___Crew D____ ครั้งที่ : ___2_/_2567____ หน้า : _____/_____

[redacted]

F-QS-0120 Rev. 00 Effective Date: 25/03/2019

	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 2 / 2567

วันที่ฝึกซ้อม	16/04/ 2568
ช่วงเวลาการฝึกซ้อม	14:00 น. – 15:00 น.
สถานการณ์การฝึกซ้อม ☐ Security ☑ Emergency	LNG LEAK AT FLANGE E-02 IFV-A - LNG รั่วบริเวณ Flange E-02 - มี LNG Jet fire กลุ่มไอก๊าซปริมาณมากและลุกติดไฟ

วัตถุประสงค์การฝึกซ้อม

- เพื่อเตรียมความพร้อมในการรองรับสถานการณ์อุกเฉิน กรณีเกิดเหตุ Gas LNG รั่วไหล และเกิดการติดไฟบริเวณ IFV
- ได้นำ PIP และ Scenario รวมถึงแผน Isolate มาใช้ในการฝึกซ้อม ให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ
- เพื่อให้มีความพร้อมในการติดต่อประสานงานกับหน่วยงานต่างๆที่เกี่ยวข้อง
- เพื่อให้มีความพร้อมในการใช้งานอุปกรณ์ดับเพลิงอย่างถูกวิธีและมีประสิทธิภาพ

[redacted]

	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 2 / 2567

[redacted]

ptt LNG	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 2 / 2567

[redacted]

ptt LNG	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 2 / 2567

[redacted]

	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift B/C ครั้งที่ : 3 / 2567

วันที่ฝึกซ้อม	16/05/ 2568
ช่วงเวลาการฝึกซ้อม	09:30 น. – 11:00 น.
สถานการณ์การฝึกซ้อม ☐ Security ☑ Emergency	LNG Leak at Flange Check Valve Metering Run B - LNG Flange Upstream ของ Check valve NG-4015 ที่ Metering run B - มี LNG Jet fire กลุ่มไอก๊าซปริมาณมากและลุกติดไฟ

วัตถุประสงค์การฝึกซ้อม

- เพื่อเตรียมความพร้อมในการรองรับสถานการณ์ฉุกเฉิน กรณีเกิดเหตุ Gas LNG รั่วไหล และเกิดการติดไฟบริเวณ Metering
- ได้นำ PIP และ Scenario รวมถึงแผน Isolate มาใช้ในการฝึกซ้อม ให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ
- เพื่อให้มีความพร้อมในการติดต่อประสานงานกับหน่วยงานต่างๆที่เกี่ยวข้อง
- เพื่อให้มีความพร้อมในการใช้งานอุปกรณ์ดับเพลิงอย่างถูกวิธีและมีประสิทธิภาพ

[redacted]

	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift B/C ครั้งที่ : 3 / 2567

[redacted]

ptt LNG	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift B/C ครั้งที่ : 3 / 2567

[redacted]

ptt LNG	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift B/C ครั้งที่ : 3 / 2567

[redacted]

	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 4 / 2567

วันที่ฝึกซ้อม	27/06/ 2568
ช่วงเวลาการฝึกซ้อม	17:00 น. – 18:00 น.
สถานการณ์การฝึกซ้อม ☐ Security ☑ Emergency	GAS LINE IN GDF5 LAUNCHING STATION WAS LEAK AT FLANGE - NG Leak จาก Cover Pig Launching GDF5 - มี Jet fire กลุ่มไอก๊าซปริมาณมากและลุกติดไฟ

วัตถุประสงค์การฝึกซ้อม

- เพื่อเตรียมความพร้อมในการรองรับสถานการณ์อุกเฉิน กรณีเกิดเหตุ Gas LNG รั่วไหล และเกิดการติดไฟบริเวณ ภายในรั้ว GDF5
- เพื่อนำ PIP และ Scenario รวมถึงแผน Isolate มาใช้ในการฝึกซ้อม ให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ
- เพื่อให้มีความพร้อมในการติดต่อประสานงานกับหน่วยงานต่างๆที่เกี่ยวข้อง
- เพื่อให้มีความพร้อมในการใช้งานอุปกรณ์ดับเพลิงอย่างถูกวิธีและมีประสิทธิภาพ

[redacted]

	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 4 / 2567

[redacted]

ptt LNG	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 4 / 2567

[redacted]

ptt LNG	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 4 / 2567

[redacted]

ptt LNG	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 4 / 2567

[redacted]

ptt LNG	สรุปผลการฝึกทบทวนและฝึกซ้อม	รหัส : F-QS-0112 Rev.00 ทีม : Fire Team Shift C ครั้งที่ : 4 / 2567

[redacted]

เอกสารแนบ 45

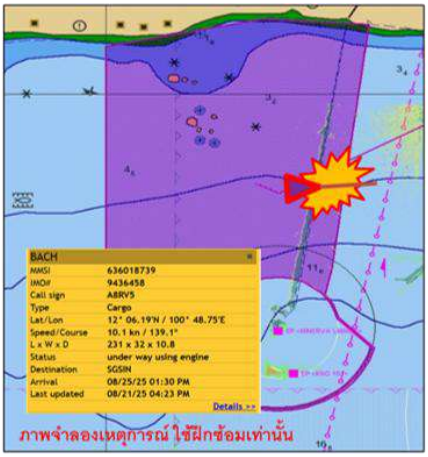
เอกสารการฝึกซ้อมตอบโต้เหตุการณ์ฉุกเฉินกรณีน้ำมันรั่วไหล

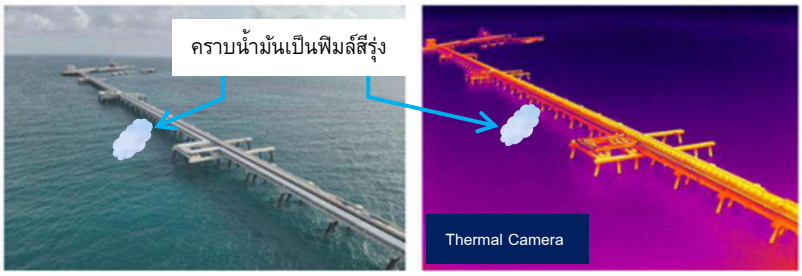
ครั้งที่ 2 ประจำปี 2568

วันที่ ฝึกซ้อม	**30 กันยายน 2568**
ช่วงเวลาการฝึกซ้อม	15:00-17:00 น.
สถานการณ์การฝึกซ้อม ☐ **Security** ☐ **Emergency** ☒ **Oil spill**	ในขณะที่ Terminal send out 844 MMSCFD, โดยส่งไปยัง GDF# 5 = 312 MMSCFD. และ ITCP = 532 MMSCFD., Pressure NG Header 80 Barg, Tank pressure 190 mbarg Tank Space Volume 230,000 m3 ทิศทางลมพัดจากทิศใต้ไปทิศเหนือ - เรือ LPG พุ่งชนสะพานท่าเทียบเรือ - มีน้ำมันหกรั่วไหลทางทะเล
วัตถุประสงค์ในการฝึกซ้อม	1. เพื่อทดสอบการบริหารจัดการตามแผน Oil Spill 2. เพื่อทดสอบความพร้อมของทีมตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน 3. เพื่อทดสอบการติดต่อประสานงานกับหน่วยงานภายใน 4. เพื่อทดสอบช่องทางการติดต่อหน่วยงานภายนอก 5. เพื่อหาข้อเสนอแนะนำไปปรับปรุงแก้ไขและประยุกต์ใช้เมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน

การฝึกซ้อมแผน

เรือ“Unknown LPG” พุ่งชนสะพานท่าเทียบเรือทางทิศตะวันตก ประมาณกม.ที่ 4





นำโดรนเข้าตรวจสอบบริเวณโดยรอบจุดเกิดเหตุ โดยใช้ฟังก์ชั่น Thermal Camera

- ไม่พบความผิดปกติของอุณหภูมิบริเวณแนวท่อ และพื้นที่โดยรอบ
- ตรวจพบคราบน้ำมันเป็นฟิมล์สีรุ้ง ไหลจากจุดเรือชนไปทางท่าเรือ ITD



ประสาน SCM ขอสนับสนุน Tugboat ในการล้อม Boom และ ฉีดน้ำยาขจัดคราบน้ำมัน

ข้อเสนอแนะเพื่อการปรับปรุง

1. พิจารณาในการนำน้ำยาขจัดคราบน้ำมัน ไปจัดเก็บเพิ่มเติมที่ JCR เพื่อให้เกิดความคล่องตัวในการใช้งาน

เอกสารแนบ 46

หนังสือแจ้งยืนยันการเป็นเจ้าของโครงการฯ และผู้รับผิดชอบการปฏิบัติตามมาตรการด้านสิ่งแวดล้อมฯ

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
รับที่ (B) 110/2567
วันที่ 26/2.4./67
เวลา 16.00 น.

ที่ ทส ๑๐๐๙.๔/๑๐๔๖๔

สำนักงานนโยบายและแผน
ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม
๑๑๘/๑ อาคารทิปโก้ ๒ ถนนพระรามที่ ๖
แขวงพญาไท เขตพญาไท กรุงเทพฯ ๑๐๔๐๐

๒๐ มิถุนายน ๒๕๖๗

เรื่อง ขอแจ้งยืนยันการเป็นเจ้าของโครงการและผู้รับผิดชอบการปฏิบัติตามมาตรการด้านสิ่งแวดล้อม โครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว หนองแฟบ และโครงการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว หนองแฟบ

เรียน กรรมการผู้จัดการบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด

อ้างถึง หนังสือบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด ที่ PTTLNG (B) 142/2567 ลงวันที่ ๒๔ พฤษภาคม ๒๕๖๗

ตามหนังสือที่อ้างถึงบริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด ได้แจ้งต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมว่า คณะรัฐมนตรีได้มีมติ เมื่อวันที่ ๖ ธันวาคม ๒๕๖๕ เห็นชอบให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เข้าร่วมทุนกับ บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LNG Receiving Terminal Nong Fab) ในสัดส่วนร้อยละ ๕๐ และบริษัทฯ ยังคงเป็นเจ้าของโครงการรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว หนองแฟบ และโครงการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว หนองแฟบ พร้อมทั้งเป็นผู้รับผิดชอบการปฏิบัติตามมาตรการด้านสิ่งแวดล้อม ตามที่ระบุไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ดังกล่าว เพื่อให้สำนักงานนโยบายฯ รับทราบ ความละเอียดแจ้งแล้ว นั้น

สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ได้นำเสนอข้อมูลดังกล่าวต่อคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโครงสร้างพื้นฐานทางน้ำ ในการประชุมครั้งที่ ๑๒/๒๕๖๗ เมื่อวันที่ ๑๑ มิถุนายน ๒๕๖๗ คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ มีมติรับทราบ

จึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบ

[redacted]

กองประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม
โทรศัพท์ ๐ ๒๒๖๕ ๖๕๐๐ ต่อ ๖๘๐๘ (ปริวรรต)
โทรสาร ๐ ๒๒๖๕ ๖๖๑๖
ไปรษณีย์อิเล็กทรอนิกส์ saraban@onep.go.th

บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
ชั้น 3 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ
555/1 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร
เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
โทรศัพท์ +66 (0) 2140-1555
โทรสาร +66 (0) 2140-1556
www.pttlng.com

PTT LNG Company Limited
3rd Floor Energy Complex Building A
555/1Vibhavadi Rangsit Rd., Chatuchak
Bangkok 10900, THAILAND
Telephone +66 (0) 2140-1555
Fax +66 (0) 2140-1556

ที่ PTTLNG (B) 142 /2567

24 พฤษภาคม พ.ศ. 2567

เรื่อง ขอแจ้งยืนยันการเป็นเจ้าของโครงการและผู้รับผิดชอบการปฏิบัติตามมาตรการด้านสิ่งแวดล้อม โครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือและสถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว หนองแฟบ และโครงการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในสถานีรับ-จ่าย ก๊าซธรรมชาติเหลว หนองแฟบ

เรียน เลขาธิการสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

สิ่งที่ส่งมาด้วย หนังสือสำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรี ที่ นร 0505/31467 ลงวันที่ 7 ธันวาคม พ.ศ. 2565 เรื่อง การร่วมทุนในบริษัท LNG Receiving Terminal (แห่งที่ 2) บ้านหนองแฟบ ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมือง จังหวัดระยอง

ตามที่ บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (บริษัทฯ) ได้รับความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือและสถานีรับ - จ่าย ก๊าซธรรมชาติเหลว หนองแฟบ ตามหนังสือเลขที่ 1009.4/6306 ลงวันที่ 21 พฤษภาคม พ.ศ. 2561 และโครงการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในสถานีรับ – จ่าย ก๊าซธรรมชาติเหลว หนองแฟบ ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.7/2872 ลงวันที่ 5 มีนาคม พ.ศ. 2561 ซึ่งบริษัทฯ ได้ปฏิบัติตามมาตรการด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ มาอย่างต่อเนื่องจนถึงปัจจุบัน นั้น

ในการนี้ได้มีมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 6 ธันวาคม พ.ศ. 2565 เห็นชอบให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เข้าร่วมทุนกับ บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LNG Receiving Terminal Nong Fab) ในสัดส่วนร้อยละ 50 บริษัทฯ จึงมีความประสงค์ขอแจ้งข้อมูลให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมรับทราบ ทั้งนี้บริษัทฯ ขอยืนยันว่า บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด ยังคงเป็นเจ้าของโครงการรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือและสถานีรับ - จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว หนองแฟบ และโครงการติดตั้งหน่วยผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในสถานีรับ - จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว หนองแฟบ พร้อมทั้งเป็นผู้รับผิดชอบการปฏิบัติตามมาตรการด้านสิ่งแวดล้อม ตามที่ระบุไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ดังกล่าว

จึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบ

[redacted]

กองนโยบายปิโตรเลียม
เลขรับ -
วันที่ - 5 มค. 2566
เวลา ๑๒.๒๐ น.

สคพ.
รับที่ 7967
วันที่ - 9 ธ.ค. 2565
เวลา 11.30 น.

สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน
เลขรับ 3975
วันที่ 8 ธ.ค. 65
เวลา 11:06

ด่วนที่สุด

ที่ นร ๐๕๐๕/๓๑๔๖๗

สำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรี
ทำเนียบรัฐบาล กทม. ๑๐๓๐๐

๗ ธันวาคม ๒๕๖๕

รง(ร)/๒

เรื่อง การร่วมทุนในบริษัท LNG Receiving Terminal (แห่งที่ ๒) บ้านหนองแฟบ ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
เลขรับ 11
วันที่ - 3 มค. 2566
เวลา 11.46 น.

เรียน รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน

อ้างถึง หนังสือกระทรวงพลังงาน ด่วนที่สุด ที่ พน ๐๖๐๒/๑๙๑๓ ลงวันที่ ๒๐ ตุลาคม ๒๕๖๕

สิ่งที่ส่งมาด้วย ๑. สำเนาหนังสือกระทรวงการคลัง ด่วนที่สุด ที่ กค ๐๘๑๘.๑/๑๖๕๒๖ ลงวันที่ ๒๘ พฤศจิกายน ๒๕๖๕
๒. สำเนาหนังสือกระทรวงมหาดไทย ด่วนที่สุด ที่ มท ๐๒๑๑.๕/๒๐๓๓๗ ลงวันที่ ๒๔ พฤศจิกายน ๒๕๖๕
๓. สำเนาหนังสือสำนักงบประมาณ ด่วนที่สุด ที่ นร ๐๗๑๕/๑๓๒ ลงวันที่ ๖ ธันวาคม ๒๕๖๕
๔. สำเนาหนังสือสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา ด่วนที่สุด ที่ นร ๐๙๐๙/๑๗๙ ลงวันที่ ๒๘ พฤศจิกายน ๒๕๖๕

ตามที่ได้เสนอเรื่อง การร่วมทุนในบริษัท LNG Receiving Terminal (แห่งที่ ๒) บ้านหนองแฟบ ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง ไปเพื่อดำเนินการ ความละเอียดแจ้งแล้ว นั้น

กระทรวงการคลัง กระทรวงมหาดไทย สำนักงบประมาณ และสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา ได้เสนอความเห็นไปเพื่อประกอบการพิจารณาของคณะรัฐมนตรีด้วย ความละเอียดปรากฏตามสำเนาหนังสือที่ส่งมาด้วยนี้

คณะรัฐมนตรีได้ประชุมปรึกษาเมื่อวันที่ ๖ ธันวาคม ๒๕๖๕ ลงมติว่า

๑. เห็นชอบให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเข้าร่วมทุนในบริษัท LNG Receiving Terminal (แห่งที่ ๒) บ้านหนองแฟบ ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง ในสัดส่วนร้อยละ ๕๐ โดยมีมูลค่าเงินลงทุนตามสัดส่วนดังกล่าวไม่เกิน ๑๖,๓๕๐ ล้านบาท และให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้รับอนุมัติงบประมาณเพื่อการลงทุนตามแผนการประมาณการเบิกจ่ายประจำปี ๒๕๖๕ ตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ ทั้งนี้ ให้กระทรวงพลังงานและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยรับความเห็นของกระทรวงการคลังและสำนักงบประมาณ รวมทั้งข้อสังเกตของคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ (หนังสือคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ ด่วนที่สุด ที่ กค ๐๘๒๓/๓๖๔๘ ลงวันที่ ๒๗ กรกฎาคม ๒๕๖๕) ไปพิจารณาดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไปด้วย

/๒. อนุมัติในหลักการ ...

กป

๒. อนุมัติในหลักการการยกเว้นภาษี เบี้ยปรับ เงินเพิ่ม และค่าธรรมเนียมต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นจากการก่อสร้าง การจัดตั้งบริษัทฯ และการทำธุรกรรมที่เกี่ยวข้องจากการร่วมทุนในบริษัทดังกล่าว ทั้งนี้ ในส่วนของการลดหย่อนค่าจดทะเบียนโอนอสังหาริมทรัพย์และค่าจดทะเบียนการจำนองให้เป็นไปตามความเห็นของกระทรวงมหาดไทย และให้กระทรวงพลังงานและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยดำเนินการให้ถูกต้อง เป็นไปตามกฎหมาย ระเบียบ หลักเกณฑ์ และมติคณะรัฐมนตรีที่เกี่ยวข้องต่อไปอย่างเคร่งครัด โดยให้รับความเห็นของกระทรวงการคลังและสำนักงบประมาณไปพิจารณาประกอบการดำเนินการด้วย

จึงเรียนยืนยันมา ทั้งนี้ สำนักเลขาธิการคณะรัฐมนตรีได้แจ้งให้ผู้ที่เกี่ยวข้องตามบัญชีแนบท้ายทราบด้วยแล้ว

[redacted]

บัญชีรายชื่อผู้ที่เกี่ยวข้องซึ่งได้แจ้งเรื่อง การร่วมทุนในบริษัท LNG Receiving Terminal (แห่งที่ ๒) บ้านหนองแฟบ ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง ให้ทราบ ดังนี้

.....

๑. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลัง
๒. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงมหาดไทย
๓. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงอุตสาหกรรม
๔. ผู้อำนวยการสำนักงบประมาณ
๕. เลขาธิการคณะกรรมการกฤษฎีกา
๖. เลขาธิการสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ
๗. ผู้ว่าการตรวจเงินแผ่นดิน
๘. เลขาธิการสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
๙. ผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
๑๐. ผู้อำนวยการสำนักงานคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ
กรรมการและเลขานุการคณะกรรมการนโยบายรัฐวิสาหกิจ

เอกสารแนบ 47

เอกสารกำกับการขนส่งของเสียอันตราย

และการติดตามการขนส่งด้วย GPS

แบบกำกับการขนส่ง 02

ฉบับที่ 2 ผู้ก่อกำเนิดของเสียอันตราย

(WG เก็บเป็นหลักฐาน)

เลขที่อ้างอิง : Ref No. GB25101449

เลขที่ No. 40928

ใบกำกับการขนส่งของเสียจากอุตสาหกรรม

(Uniform Hazardous Waste / Non-Hazardous Waste Manifest)

หมายเลขใบกำกับการขนส่งของเสีย : Manifest No. GET68101214

1. ส่วนของผู้ก่อกำเนิดของเสียอันตราย : This section must be completed by the Generator

1) ชื่อ : Name บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด สถานีรับ-จ่ายก๊าซธรรมชาติเหลว (หนองแฟบ)

2) เลขประจำตัวผู้ก่อกำเนิดของเสียอันตราย : Generator's ID. ไม่มีทะเบียนโรงงาน

สถานก่อกำเนิด : Generator address เลขที่ 8/2 ถนน โรงปูน ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมืองระยอง จังหวัดระยอง 21150 โทรสาร : Fax กรณีฉุกเฉิน : Emergency

3) ผู้ขนส่งของเสียอันตราย : Transporter

รายที่ 1 ชื่อบริษัท : First company name บริษัท ทรานซิส คอร์ปอเรชั่น จำกัด

เลขประจำตัวผู้ขนส่งของเสียอันตราย รายที่ 1 : Transporter's ID DIW-T-214800013

4) ผู้เก็บรวบรวม บำบัด และกำจัดของเสียอันตราย : Treatment Storage Disposal Facilities (TSDFs)

รายที่ 1 ชื่อบริษัท : First TSDF's name บริษัท กรีนเอ็นไวรอนเม้นท์ เทคโนโลยี่ จำกัด

เลขประจำตัวผู้เก็บรวบรวม บำบัด และกำจัดของเสียอันตราย รายที่ 1 : TSDF's ID DIW-D-173000027

5) รายละเอียดของของเสียอันตรายที่ขนส่งเคลื่อนย้าย :

ลำดับ No.	รายละเอียด (Description)	รหัสของเสียอันตราย : Waste ID.	หมวดข้อวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว หมวด	ข้อ	ภาชนะบรรจุ : Containers จำนวน : No.	ชนิด : Type	ปริมาตรสุทธิ : Quantity	หน่วยน้ำหนัก: Unit Wt/ Vol	รายละเอียดเพิ่มเติม : Additional Information
1	น้ำมันเครื่องใช้แล้ว	130899		042					
2	วัสดุปนเปื้อนน้ำมัน สี ทินเนอร์	150202		042					
3	บรรจุภัณฑ์ ภาชนะปนเปื้อนสารเคมี น้ำมัน สารเคมี	150110		039					

รวมปริมาตรของเสียอันตรายทั้งหมด : Total Quantity ของเหลว : liquid ลิตร/ลูกบาศก์เมตร : Liters/cu.m ของแข็ง : solid กิโลกรัม/ ตัน : Kgs./Tons

6) การปฏิบัติที่มีลักษณะพิเศษ และข้อมูลเพิ่มเติม

Special handling Instructions and additional information

7) คำรับรอง : ข้าพเจ้าขอรับรองว่าได้ส่งมอบของเสียอันตรายแล้วตามที่ระบุข้างต้น และมีการบรรจุติดป้ายหรือฉลากอย่างเหมาะสมครงตามข้อกำหนดของกฎหมายทุกประการ :

Generator Certificate : I here[redacted] labeled and are in proper condition for transport according to regulation.

ลงชื่อ Generator's name [redacted] วันที่ : Date 16 เดือน : Month ตุลาคม พ.ศ. : Year 2568

2. ส่วนของผู้ขนส่งของเสียอันตราย : This section must be completed by the Transporter

1) ชื่อผู้ขนส่งรายที่ 1 : Transporter's Name บริษัท ทรานซิส คอร์ปอเรชั่น จำกัด

เลขประจำตัวผู้ขนส่ง : Transporter's ID. DIW-T-214800013

โทรศัพท์ : Phone โทรสาร : Fax ฉุกเฉิน : Emergency

2) พาหนะที่ใช้ Vehicle ☐ รถบรรทุก Truck ☐ รถไฟ Train ☐ เรือ Ship ☐ เครื่องบิน Plane

3) เลขทะเบียนพาหนะ : Vehicle ID 71-7410 ระยอง Roll Off เดี่ยว (Load)

4) คำรับรอง : ข้าพเจ้าขอรับรองว่าได้รับของเสียอันตรายแล้วตามที่ระบุข้างต้น และการขนส่งเป็นไปตามข้อกำหนดของกฎหมายทุกประการ :

Transporter Certification : I hereby declare that I have received the type and quantity of waste as described above by the generator and that waste has been transported according to regulations.

โดยขนส่งจากจังหวัด : From ระยอง ไปยังจังหวัด To ปราจีนบุรี ใช้ระยะเวลาประมาณ : Time spending ชม./วัน : Hours/Day

ลงชื่อผู้ขนส่งรายที่ 1 Transporter's name เดชา ทองโส ลายเซ็น : Signature [redacted] วันที่ : Date 16 เดือน : Month ตุลาคม พ.ศ. Year 2568

3. ส่วนของผู้ประกอบการสถานเก็บรวบรวม บำบัด และกำจัดของเสียอันตราย : This section must be completed by TSDFs

1) ชื่อผู้รับกำจัด TSDF's name บริษัท กรีนเอ็นไวรอนเม้นท์ เทคโนโลยี่ จำกัด

2) เลขประจำตัวผู้รับกำจัด TSDF's ID DIW-D-173000027

สถานที่กำจัด : TSDF's address 247 หมู่ 6 ต.หัวหว้า อ.ศรีมหาโพธิ จ.ปราจีนบุรี 25140

โทรศัพท์ : Phone 089-886-1906 โทรสาร : Fax กรณีฉุกเฉิน : Emergency

3) คำรับรอง : ข้าพเจ้าขอรับรองว่าได้รับของเสียอันตรายแล้วตามปริมาณที่ระบุข้างต้นนี้

TSDF certificate of arrival : I hereby declare that I have received the reference load.

และสามารถกำจัดของเสียที่รับมานี้ได้ภายในระยะเวลา : Treatment period ☐ วัน : Day ☐ เดือน : Month ☐ ปี : Year นับจากวันที่ได้รับของเสีย : since the day that received waste

ลงชื่อผู้รับกำจัด : TSDF's name ลายเซ็น : Signature วันที่ : Date เดือน : Month พ.ศ. : Year

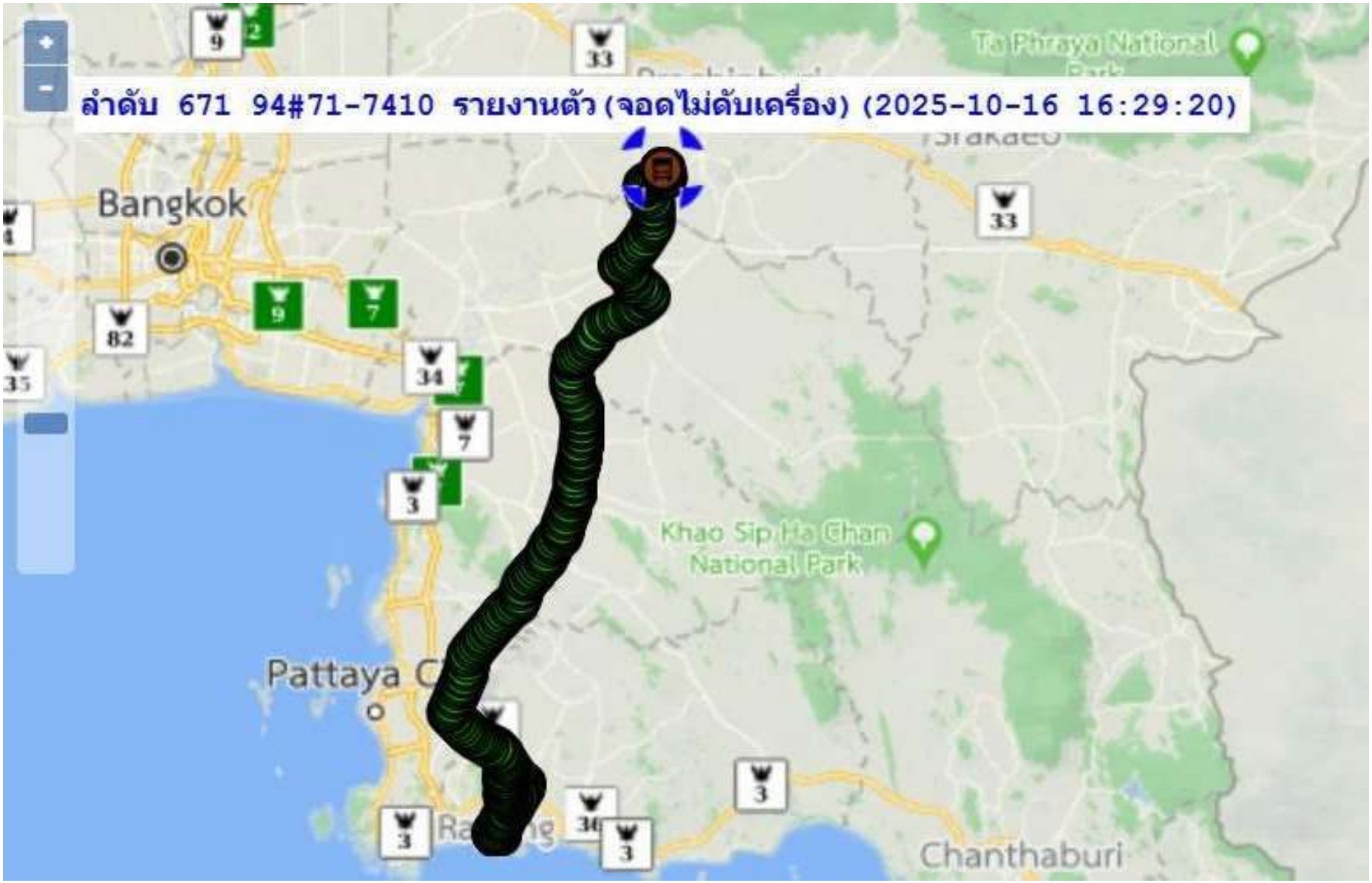
4) กรณีของเสียอันตรายไม่ตรงตามที่แจ้ง : Discrepancy Notification

ประเภทของเสียอันตราย : Type of waste ปริมาณ : Quantity

การดำเนินงาน : Action taken ☐ ส่งคืน : Returned ☐ จัดประเภทใหม่ : Reclassified / รหัส : Waste ID ☐ รับกำจัด : Accepted เหตุผล : Reason of action

วันที่ส่งคืน : Date returned ../../..(วัน/เดือน/ปี : dd / mm / yy) หมายเลขใบกำกับการขนส่งของเสียอันตรายที่ส่งกลับ : Returned manifest no.

ชื่อผู้ส่งคืน : TSDF's name ลายเซ็นผู้ส่งคืน : TSDF's Signature


ลำดับ 671 94#71-7410 รายงานตัว(จอดไม่ดับเครื่อง) (2025-10-16 16:29:20)
Bangkok
Khao Sip Ha Chan National Park
Chanthaburi

THAI ONLY ONE MANAGE AND SERVICE CO.,LTD.

แบบกำกับการขนส่ง 02

หมายเลขใบกำกับการขนส่งของเสียอันตราย : Manifest No. [ ][ ][ ][ ][ ] [ ][ ]

ใบกำกับการขนส่งของเสียอันตราย
(Uniform Hazardous Waste Manifest)

680095710-01

1.ส่วนของผู้ก่อกำเนิดของเสีย : This section must be completed by the Generator

1) ชื่อ : name : บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (LMPT2) | 2) เลขประจำตัวผู้ก่อกำเนิดของเสีย : Generator's ID : No -n-umber

สถานก่อกำเนิด :Generator Address 82 ถ.โรงปูน ต.มาบตาพุด อ.เมืองระยอง จ.ระยอง | โทรศัพท์ : Phon 093-5543544 โทรสาร : Fax: ..... กรณีฉุกเฉิน : Emergency : .....

3) ผู้ขนส่งของเสีย : Transporter

รายที่ 1 ชื่อบริษัท : First company name : บริษัท ไทย โอนลี่ วัน แมเนจ แอนด์ เซอร์วิส จำกัด | เลขประจำตัวผู้ขนส่งของเสีย รายที่ 1: Transporter's ID : DIW-T-180900144

รายที่ 2 ชื่อบริษัท : Second company name : ..... | เลขประจำตัวผู้ขนส่งของเสีย รายที่ 2: Transporter's ID : .....

4) ผู้เก็บรวบรวม บำบัด และกำจัดของเสีย : Treatment Storage Disposal Facilities (TSDFs)

รายที่ 1 ชื่อบริษัท : First TSDF's name : บริษัท ไทย โอนลี่ วัน แมเนจ แอนด์ เซอร์วิส จำกัด | เลขประจำตัวผู้เก็บรวบรวม บำบัด และกำจัดของเสีย รายที่ 1 : Disposer's ID DIW-D-130900061

รายที่ 2 ชื่อบริษัท : Second TSDF's name : ..... | เลขประจำตัวผู้เก็บรวบรวม บำบัด และกำจัดของเสีย รายที่ 2 : Disposer's ID .....

5) รายละเอียดของของเสียที่ขนส่งเคลื่อนย้าย :

ลำดับ : No.	รายละเอียด : Description	รหัสของเสีย : Waste ID.	ภาชนะบรรจุ : Containers จำนวน : No.	ชนิด : Type	ปริมาตรสุทธิ : Quantity	หน่วยน้ำหนัก : Unit Wt / Vol	รายละเอียดเพิ่มเติม : Additional Information
1	Mixed Solvent	14 06 03	1	Tank	10,260	kg.	

รวมปริมาณของเสียทั้งหมด : Tatal Quantity ☐ ของเหลว : Liquid..... ลิตร/ลูกบาศก์เมตร: Liters/cu.m ☐ของแข็ง : Solid..... กิโลกรัม/ ตัน : kgs./tons

6) การปฏิบัติที่มีลักษณะพิเศษ และข้อมูลเพิ่มเติม : Special handling Instructions and additional information

7) คำรับรอง :ข้าพเจ้าขอรับรองว่าได้ส่งมอบของเสียแล้วตามที่ระบุข้างต้น และมีการบรรจุติดป้ายหรือฉลากอย่างเหมาะสมตรงตามข้อกำหนดของกฎหมายทุกประการ :

Generator Certificate : I hereby decl[redacted] consignment are aecurately described and have been packed and labeled and are in proper condition for transport according to regulations.

ลงชื่อ Generator's name [redacted] ลายเซ็น : Signature ..... วันที่ / เดือน / พ.ศ. : 17 / 10 / 68 เวลา : Time 13.00

2. ส่วนของผู้ขนส่งของเสียอันตราย : This section must be completed by the Transporter

1) ชื่อผู้ขนส่งรายที่ 1 : Transporter's name : บริษัท ไทย โอนลี่ วัน แมเนจ แอนด์ เซอร์วิส จำกัด

เลขประจำตัวผู้ขนส่ง : Transporter's ID DIW-T-180900144

โทรศัพท์ : Phone : 038-111977 โทรสาร : Fax : 033-000409 ฉุกเฉิน : Emergency : 097-1985847

2) พาหนะที่ใช้ Vehicle	☑ รถบรรทุก Truck	☐ รถไฟ Train	☐ เรือ Ship	☐ เครื่องบิน Plane
3) เลขทะเบียนพาหนะ Vehicle ID	73-4290 กบ.			

4) คำรับรอง :ข้าพเจ้าขอรับรองว่าได้รับของเสียแล้วตามที่ระบุข้างต้น และการขนส่งเป็นไปตามข้อกำหนดกฎหมายทุกประการ

Transport Certification : I here by decare that I have received the type and quantity of waste as described above by the generator and that waste has been transported according to regulations

โดยขนส่งจากจังหวัด : From ระยอง ไปยังจังหวัด : To [redacted] ใช้ระยะเวลาประมาณ : Time spending 1 ชม./วัน : Hours/Day

ลงชื่อผู้ขนส่งรายที่ 1 Transporter's name [redacted] ลายเซ็น : Signature [redacted] วันที่ : Date 17 เดือน : Month 10 พ.ศ. : Year 68

5) ชื่อผู้ขนส่งรายที่ 2 : Transporter's name : .....

เลขประจำตัวผู้ขนส่ง : Transporter's ID : .....

โทรศัพท์ : Phone :..... โทรสาร : Fax : .....ฉุกเฉิน : Emergency : .....

6) พาหนะที่ใช้ Vehicle	☐ รถบรรทุก Truck	☐ รถไฟ Train	☐ เรือ Ship	☐ เครื่องบิน Plane
7) เลขทะเบียนพาหนะ Vehicle ID				

8) คำรับรอง : ข้าพเจ้าขอรับรองว่าได้รับของเสียแล้วตามที่ระบุข้างต้น และการขนส่งเป็นไปตามข้อกำหนดกฎหมายทุกประการ

Transport Certification : I here by declare that I have received the type and quantity of waste as described above by the generator and that waste has been transported according to regulations

โดยขนส่งจากจังหวัด : From..... ไปยังจังหวัด :To..... ใช้ระยะเวลาประมาณ : Time spending ..... ชม./วัน : Hours/Day

ลงชื่อผู้ขนส่งรายที่ 2 Transporter's name..... ลายเซ็น : Signature ..... วันที่ : Date..... เดือน : Month..... พ.ศ. : Year.....

3.ส่วนของผู้ประกอบการสถานที่รวบรวม บำบัด และกำจัดของเสีย : This section must be completed by TSDFs

1) ชื่อผู้รับกำจัด TSDF's name : บริษัท ไทย โอนลี่ วัน แมเนจ แอนด์ เซอร์วิส จำกัด

สถานที่กำจัด : TSDF's address : เลขที่ 387/19 ม.2 ต.เขาดินทรง อ.ศรีราชา จ.ชลบุรี 20110

2) เลขประจำตัวผู้รับกำจัด :TSDE's ID..... DIW-D-130900061

โทรศัพท์: Phone ..... โทรสาร: Fax .....กรณีฉุกเฉิน: Emergency .....

3) คำรับรอง : ข้าพเจ้าขอรับรองว่าได้รับของเสียแล้วตามปริมาณที่ระบุข้างต้นนี้ : TSDF certificate of arrival : I hereby that I have received the reference load.

รวมปริมาณของเสียทั้งหมด : Total quantity ☐ ของเหลว : Liquid..... ตัน/ลิตร : Tons/Liters ☐ของแข็ง : Solid.....ตัน : Tons

และสามารถกำจัดของเสียที่รับมานี้ได้ภายในระยะเวลา : Treatment period 1 ☐วัน : Day ☑เดือน : Month ☐ปี : Year นับจากวันที่ได้รับของเสีย : Since the day that received waste

ลงชื่อผู้รับกำจัด :TSDF's name [redacted] ลายเซ็น : Signature [redacted] วันที่/เดือน /พ.ศ. : 17 / 10 / 68 เวลา : Time 12.53

4) กรณีของเสียไม่ตรงตามที่แจ้ง: Discrepancy Notification

ประเภทของเสีย : Type of waste ..... ปริมาณ : Quantity .....

การดำเนินงาน : Action taken ☐ส่งคืน : Returned ☐จัดประเภทใหม่ : Reclassified /รหัส : Waste ID ..... ☐รับกำจัด: Accepted เหตุผล : Reason of action .....

วันที่ส่งคืน : Date returned...../...../.....(วันที่/เดือน/ปี : dd/mm/yy) หมายเลขใบกำกับการขนส่งของเสียที่ส่งกลับ : Retured manifest no .....

ชื่อผู้ส่งคืน : TSDF's name..... ลายเซ็นผู้ส่งคืน : TSDF's Signature .....

* แผ่นที่ 1 (ต้นฉบับ) ผู้เก็บรวบรวม บำบัดและกำจัดของเสียอันตรายส่งให้หน่วยงานกำกับดูแล ภายใน 15 วัน นับจากวันที่ลงนามรับของเสียอันตราย



เอกสารแนบ 48

สัญญาการเข้ารับบริการตรวจสุขภาพก่อนเข้าทำงาน

[redacted]

ptt LNG	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Name)	การสรรหาบุคคลากร (Recruitment Procedure)	หมายเลขเอกสาร: (Doc. No.) P-HD-0001

[redacted]

[redacted]

	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Name)	การสรรหาบุคคลากร (Recruitment Procedure)	หมายเลขเอกสาร: P-HD-0001 (Doc. No.)

[redacted]

เอกสารนี้เป็นเอกสารควบคุมเมื่อเปิดบนระบบ E-ISO เท่านั้น
THIS DOCUMENT IS CONTROLLED WHEN VIEWED ON THE ISO ELECTRONIC (E-ISO) SYSTEM ONLY

[redacted]

ptt LNG	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Name)	การสรรหาบุคคลากร (Recruitment Procedure)	หมายเลขเอกสาร: (Doc. No.) P-HD-0001

[redacted]

[redacted]

ptt LNG	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Name)	การสรรหาบุคคลากร (Recruitment Procedure)	หมายเลขเอกสาร: P-HD-0001 (Doc. No.)

[redacted]

[redacted]

ptt LNG	บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด	ระเบียบปฏิบัติ (Procedure)
ชื่อเอกสาร: (Doc. Name)	การสรรหาบุคคลากร (Recruitment Procedure)	หมายเลขเอกสาร: P-HD-0001 (Doc. No.)

[redacted]

BANGKOK HOSPITAL
2 ซอยศูนย์วิจัย 7 ถนนเพชรบุรีตัดใหม่ กรุงเทพ 10310
2 Soi Soonvijai 7, New Petchburi Rd., Bangkok 10310, Thailand
Tel. 66-2310-3000 Fax. 66-2318-1546
Contact Center Tel. 1719 • www.bangkokhospital.com

Quotation No. [redacted]
เรียน [redacted]
บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด
E-mail [redacted]
วันที่ : 07-Dec-2023

รายการ		โปรแกรม 1 กลุ่มงานสปป.สบบ	โปรแกรม 2 กลุ่มปฏิบัติงาน
ตรวจสุขภาพโดยแพทย์	PE	x	x
ตรวจเอ็กซ์เรย์	Chest PA	x	x
ตรวจปัสสาวะ	Urine Exam	x	x
ตรวจหาความผิดปกติของเม็ดเลือด เกล็ดเลือด	Complete Blood Count	x	x
ตรวจระดับน้ำตาลในเลือด	Glucose (FBS)	x	x
ตรวจการทำงานของไต BUN	Blood Urea Nitrogen (BUN)	x	x
ตรวจการทำงานของไต Creatinine	Creatinine (plus GFR)	x	x
ตรวจระดับไขมันโคเลสเตอรอลในเลือด	Cholesterol	x	x
ตรวจระดับไขมันไตรกลีเซอร์ไรด์ในเลือด	Triglyceride	x	x
ตรวจระดับไขมันความหนาแน่นสูงในเลือด	HDL- Cholesterol	x	x
ตรวจระดับไขมันความหนาแน่นต่ำในเลือด	LDL-Cholesterol (direct)	x	x
ตรวจการทำงานของตับอย่างละเอียด ALP	Alkaline Phosphatase SGOT SGPT	x	x
ตรวจหากรดยูริคในเลือด	Uric Acid	x	x
ตรวจหาเชื้อไวรัสตับอักเสบชนิด บี	HbsAg (Hbs Antigen)	x	x
ตรวจหาภูมิคุ้มกันไวรัสตับอักเสบชนิด บี	HBs Antibody (Anti-HBs)	x	x
ตรวจว่าเคยได้รับเชื้อไวรัสตับอักเสบชนิด บี Antibody	HBc Antibody (Anti-HBc)	x	x
ตรวจตาอาชีวเวชกรรม I	Eye Occupational I	x	x
ตรวจการได้ยินของหู	Audiogram		x
ตรวจสมรรถภาพของปอด	Pulmonary Function Test		x
ตรวจหัวใจด้วยคลื่นไฟฟ้า	EKG		x
คำปรึกษาจิตเวช (Psychiatric Consultation)	คำปรึกษาจิตเวช (Psychiatric Consultation)	x	x
สมุดรายงานผลการตรวจสุขภาพ	Report Book	x	x
คูปองอาหาร	Meal Coupon	x	x

[redacted]

รายการ OPTION (บาท)

ตรวจสุขภาพโดยแพทย์อาชีวเวชกรรม	PE Occupational Medicine	
ตรวจการได้ยินของหู	Audiogram	
ตรวจตาอาชีวเวชกรรม I	Eye Occupational I	
ตรวจสมรรถภาพของปอด	Pulmonary Function Test	

[redacted]

[redacted]

BANGKOK HOSPITAL แบบฟอร์มตอบรับการตรวจสุขภาพ

☐ ตรวจสุขภาพประจำปี ☑ ตรวจสุขภาพก่อนเข้าทำงาน

ชื่อบริษัท.....พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด.....

เลขประจำตัวผู้เสียภาษี..0105547117241.....

กรุณากรอกข้อมูลให้ครบถ้วน

1. จำนวนพนักงานที่จะเข้ารับการตรวจประมาณ.....20.....ท่าน

[redacted]

5. กำหนดระยะเวลาเข้ารับการตรวจสุขภาพ ระหว่างวันที่ 1 มกราคม 2567 ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2568

6. วิธีการแสดงตนเข้ารับการตรวจสุขภาพ
   - ☑ แสดงบัตรพนักงาน/บัตรประชาชน พร้อมตรวจสอบจากบัญชีรายชื่อบริษัท
   - ☐ แสดงหนังสือส่งตัวของบริษัท / แสดงหนังสือส่งตัวของโรงพยาบาล
   - ☐ อื่นๆ ระบุ .....

7. การรับผิดชอบค่าใช้จ่าย
   - โปรแกรมหลัก ☑ บริษัทรับผิดชอบ ☐ พนักงานรับผิดชอบ
   - ตรวจเพิ่มเติม ☐ บริษัทรับผิดชอบ ☐ พนักงานรับผิดชอบ
   - ☐ อื่นๆ ระบุ.....

8. สมุดรายงานผลการตรวจสุขภาพ - ภาษา
   ☑ ชาวไทยผลภาษาไทย,ชาวต่างชาติผลภาษาอังกฤษ ☐ อังกฤษ
   - ฉบับจริง ☐ พนักงานดูผลผ่านระบบ Application My B+
     ☐ อื่นๆ ระบุ.....
   - สำเนา ☑ ต้องการในรูปแบบ PDF File ส่งให้ที่ Email .....[redacted]
     ☐ ไม่ต้องการ
     ☐ อื่นๆ ระบุ.....

9. สถานที่ในการส่งผลตรวจสุขภาพ
   - ☐ ฉบับจริงให้สอบถามพนักงานว่าส่งที่ใด
   - ☐ สำเนารวบรวมส่งฝ่ายบุคคลของบริษัท
   - ☑ ฉบับจริงและสำเนา รวบรวมส่งฝ่ายบุคคลของบริษัท
   - ☐ อื่นๆ ระบุ.....

10. ที่อยู่บนใบแจ้งหนี้ บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (สำนักงานใหญ่) 555/1 ศูนย์เอ็นเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 3 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 Tax : 0105547117241

11. รายละเอียดเพิ่มเติม ที่อยู่การจัดส่งผลตรวจสุขภาพ : 8/2 ม.ไรงปุย ต. มาบตาพุด อ. เมือง จ. ระยอง 21150

ขอขอบคุณล่วงหน้าสำหรับข้อมูลข้างต้นและกรุณาส่งรายละเอียดพร้อมรายชื่อผู้เข้ารับการตรวจ Excel File (คำนำหน้าชื่อ, ชื่อ-สกุล ภาษาไทย, วัน/เดือน/ปีเกิด, เลขประจำตัวประชาชน) ล่วงหน้าก่อนเข้ารับการตรวจอย่างน้อย2สัปดาห์

เอกสารแนบ 49

การตรวจสอบความพร้อมใช้งานของระบบป้องกันและระงับอัคคีภัย ตามมาตรฐาน NFPA และมาตรฐานคู่มือผู้ผลิต

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80132025916
INTERVAL DUE : 1 M
LOCATION : ISB BUILDING
DATE INSPECT : 25 / 07 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 1310-FASC-0001
MAKER : SIMPLEX
MODEL : 4100ES

Rel. Humi : 61 %RH
Amb. Tem : 24 °C

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80132025916
INTERVAL DUE : 1 M
LOCATION : JCR BUILDING
DATE INSPECT : 25 / 07 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 1410-FASC-0001
MAKER : SIMPLEX
MODEL : 4100ES

Rel. Humi : 61 %RH
Amb. Tem : 24 °C

INSPECTION ITEMS / INTERVAL DUE (1M)

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80132025916
INTERVAL DUE : 1 M
LOCATION : GIS BUILDING
DATE INSPECT : 25 / 07 / 25

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 0300-FAP-4-001A
LOOP : GIS ROOM ALL
BUILDING : TRANSFORMER YARD

Rel. Humi : 61 %RH
Amb. Tem : 24 °C

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80131026230
INTERVAL DUE : 1 M
LOCATION : ISB BUILDING
DATE INSPECT : 25 / 08 / 25

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 1310-FASC-0001
MAKER : SIMPLEX
MODEL : 4100ES

Rel. Humi : 57 %RH
Amb. Tem : 25 °C

INSPECTION ITEMS / INTERVAL DUE (1M)

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 901302626290
INTERVAL DUE : 1 M
LOCATION : JCR BUILDING
DATE INSPECT : 25 / 08 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 1410-FASC-0001
MAKER : SIMPLEX
MODEL : 4100ES

Rel. Humi : 57 %RH
Amb. Tem : 25 °C

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 901302626290
INTERVAL DUE : 1 M
LOCATION : GIS BUILDING
DATE INSPECT : 25 / 08 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 0300-FAP-4-001A
LOOP : GIS ROOM ALL
BUILDING : TRANSFORMER YARD

Rel. Humi : 57 %RH
Amb. Tem : 25 °C

INSPECTION ITEMS / INTERVAL DUE (1M)

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80132024619
INTERVAL DUE : 1 M
LOCATION : ISB BUILDING
DATE INSPECT : 29 / 09 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 1310-FASC-0001
MAKER : SIMPLEX
MODEL : 4100ES

Rel. Humi : 57 %RH
Amb. Tem : 25 °C

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80132024619
INTERVAL DUE : 1 M
LOCATION : JCR BUILDING
DATE INSPECT : 29 / 09 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 1410-FASC-0001
MAKER : SIMPLEX
MODEL : 4100ES

Rel. Humi : 57 %RH
Amb. Tem : 25 °C

INSPECTION ITEMS / INTERVAL DUE (1M)

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80132026619
INTERVAL DUE : 1 M
LOCATION : GIS BUILDING
DATE INSPECT : 19 / 09 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 0300-FAP-4-001A
LOOP : GIS ROOM ALL
BUILDING : TRANSFORMER YARD

Rel. Humi : 57 %RH
Amb. Tem : 25 °C

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80132026987
INTERVAL DUE : 6 M
LOCATION : ISB BUILDING
DATE INSPECT : 19 / 10 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 1310-FASC-0001
MAKER : SIMPLEX
MODEL : 4100ES

Rel. Humi : 53 %RH
Amb. Tem : 34 °C

INSPECTION ITEMS / INTERVAL DUE (1M)

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80132024987
INTERVAL DUE : 6 M
LOCATION : JCR BUILDING
DATE INSPECT : 19 / 10 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 1410-FASC-0001
MAKER : SIMPLEX
MODEL : 4100ES

Rel. Humi : 53 %RH
Amb. Tem : 34 °C

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80132024987
INTERVAL DUE : 6 M
LOCATION : GIS BUILDING
DATE INSPECT : 19 / 10 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 0300-FAP-4-001A
LOOP : GIS ROOM ALL
BUILDING : TRANSFORMER YARD

Rel. Humi : 53 %RH
Amb. Tem : 34 °C

INSPECTION ITEMS / INTERVAL DUE (1M)

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80132027330
INTERVAL DUE : 1 M
LOCATION : ISB BUILDING
DATE INSPECT : 23 / 11 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 1310-FASC-0001
MAKER : SIMPLEX
MODEL : 4100ES

Rel. Humi : 67 %RH
Amb. Tem : 25 °C

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80132027330
INTERVAL DUE : 1 M
LOCATION : JCR BUILDING
DATE INSPECT : 23 / 11 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 1410-FASC-0001
MAKER : SIMPLEX
MODEL : 4100ES

Rel. Humi : 67 %RH
Amb. Tem : 25 °C

INSPECTION ITEMS / INTERVAL DUE (1M)

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80132027330
INTERVAL DUE : 1 M
LOCATION : GIS BUILDING
DATE INSPECT : 23 / 11 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 0300-FAP-4-001A
LOOP : GIS ROOM ALL
BUILDING : TRANSFORMER YARD

Rel. Humi : 67 %RH
Amb. Tem : 25 °C

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80132027679
INTERVAL DUE : 1 M
LOCATION : ISB BUILDING
DATE INSPECT : 16 / 12 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 1310-FASC-0001
MAKER : SIMPLEX
MODEL : 4100ES

Rel. Humi : 67 %RH
Amb. Tem : 25 °C

INSPECTION ITEMS / INTERVAL DUE (1M)

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80132027679
INTERVAL DUE : 1 M
LOCATION : JCR BUILDING
DATE INSPECT : 16 / 12 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 1410-FASC-0001
MAKER : SIMPLEX
MODEL : 4100ES

Rel. Humi : 67 %RH
Amb. Tem : 25 °C

[redacted]

PREVENTIVE MAINTENANCE CHECK SHEET

PE LNG
PE LNG Co., Ltd.
บริษัท พีอี แอลเอ็นจี จำกัด

ELECTRICAL MAINTENANCE

PAGE : 1 OF 1
WORK ORDER NO : 80132027679
INTERVAL DUE : 1 M
LOCATION : GIS BUILDING
DATE INSPECT : 16 / 12 / 25

Document Title

FIRE ALARM SYSTEM

EQUIPMENT DETAILS

TAG NO. : 0300-FAP-4-001A
LOOP : GIS ROOM ALL
BUILDING : TRANSFORMER YARD

Rel. Humi : 67 %RH
Amb. Tem : 25 °C

INSPECTION ITEMS / INTERVAL DUE (1M)

[redacted]

เอกสารแนบ 50

กำหนดตรวจสุขภาพพนักงาน ประจำปี 2568

ประชาสัมพันธ์

กำหนดการตรวจสุขภาพประจำปี 2568

สำหรับผู้บริหารและพนักงานปัจจุบันที่อายุงานครบ 6 เดือนขึ้นไป

1. ผู้บริหารและพนักงานประจำ สนง. กรุงเทพฯ

ตรวจ ณ โรงพยาบาลกรุงเทพ ซอยศูนย์วิจัย

- กรุณานัดหมายล่วงหน้าก่อนการตรวจสุขภาพอย่างน้อย 3 วัน
- การนัดหมาย โทร.1719 หรือ 02-310-3000
- สถานที่ตรวจ : ศูนย์ตรวจสุขภาพ อาคาร R ชั้น 5 เวลา 07.00 – 14.00 น.

[redacted]

2. ผู้บริหารและพนักงานประจำ สนง. ระยอง

ตรวจ ณ โรงพยาบาลกรุงเทพระยอง

- กรุณานัดหมายล่วงหน้าก่อนการตรวจสุขภาพเนื่องจากแผนกตรวจสุขภาพรับพนักงานตรวจวันละ 120 ท่าน
- การนัดหมาย โปรดดำเนินการ จองคิวผ่าน QR CODE

[redacted]

! เพิ่มเติม สำหรับพนักงานโปรแกรมตรวจ P3/P4/P5/P6/P7/P8/P9
ต้องทำการจองนัดหมายนัดหมายทำอัลตร้าซาวด์ หรือ แมมโมแกรม เพิ่มเติม





ตั้งแต่ 27 ตุลาคม- 20 ธันวาคม 2568

ส่วนคุณภาพ ความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม