रजिस्ट्री सं० डी० एल०-33004/99 REGD. NO. D. L.-33004/99

भारत का राजपत्र
The Gazette of India

असाधारण
EXTRAORDINARY
भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4
प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 25] नई दिल्ली, बृहस्पतिवार, जनवरी 18, 2018/पौष 28, 1939
No. 25] NEW DELHI, THURSDAY, JANUARY 18, 2018/PAUSHA 28, 1939

पेट्रोलियम और प्राकृतिक विनियामक बोर्ड

अधिसूचना

नई दिल्ली, 18 जनवरी, 2018

फा सं. इंफ्रा / टी4एस / एलएनजी / 05.—पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक अधिनियम, 2006 (2006 का 19) की धारा 61 द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड एतद् द्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, नामत:-

1. **लघु शीर्षक और प्रारंभण**

(1) इन विनियमों को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (तरलीकृत प्राकृतिक गैस सुविधाओं के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) विनियम, 2018 कहा जाएगा।

(2) ये सरकारी राजपत्र में उनके प्रकाशन की तारीख को लागू होंगे।

2. परिभाषाएं,

(1) इन विनियमों में, जब तक कि अन्यथा संदर्भ में अपेक्षित न हों;-

(क) "अधिनियम" का अर्थ पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 से है;

(ख) "बोर्ड" का अर्थ अधिनियम की धारा 3 की उप-धारा(1) के अंतर्गत स्थापित पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड से है;

(ग) "बॉयल ऑफ गैस" (बीओजी) का अर्थ है इंसुलेशन के जरिए उत्पन्न ताप द्वारा क्रायोजेनिक द्रव पदार्थ के वष्पीकरण के कारण उत्पादित गैस;

(घ) "बंकरिंग" का अर्थ प्रोपलशन या सहायक उपकरण के संबंध में प्रयोग हेतु पोत के बंकर या तरल ईंधन सहित टैंक की लोडिंग से है;

(ड.) "कंटेनर" का अर्थ तरलीकृत प्राकृतिक गैस के भण्डारण के लिए किसी पात्र से है – ऐसा पात्र सतह से ऊपर, आंशिक रूप से नीचे, या पूर्ण रूप से भूमिगत हो और इसमें अंदरूनी और बाहरी टैंक शामिल हो सकता है;

(च) "कंटेनर, दबाव-पूर्व कंक्रीट" का अर्थ कंक्रीट से निर्मित कंटेनर, जिसे पूर्व- दबावयुक्त माना जाता है, जब विभिन्न दबाव या अलग-अलग प्रकार के दबाव से उत्पन्न दबाव स्वीकार्य दबाव से अधिक न हो।

(छ) "संपीड़ित गैस" का अर्थ किसी स्थायी गैस, द्रवणीय गैस या क्रायोजेनिक तरल से है जो बंद पात्र के दबाव में अधिकतम कार्यशील तापमान पर एक वायुदाब (गेज) से अधिक पर दबाव डालता है और इसमें हाइड्रोजन फ्लोराइड शामिल होती है। यदि पात्र में इंसुलेशन या रेफ्रीजरेशन न हो, तो अधिकतम कार्यशील तापमान को 55°सें. माना जाएगा;

(ज) "क्रिटिकल तापमान" का अर्थ उस तापमान से है जिसके बाद गैस को केवल दाब के प्रयोग से तरलीकृत नहीं किया जा सकता।

(झ) "क्रायोजेनिक तरल" का अर्थ स्थायी गैस के तरल रूप से है जिसका सामान्य क्वथनांक -150°से. से कम हो;

(ञ) "क्रायोजेनिक प्रेशर वेस्सल" का अर्थ उस दाब वेस्सल से है जिसकी जल क्षमता के बावजूद क्रायोजेनिक तरल के भण्डारण या परिवहन के लिए अपेक्षित है और इसमें ठंडे कनवर्टर, वैक्यूम इंसुलेटेड पात्र, वैक्यूम इंसुलेटेड भण्डारण या परिवहन टैंक या थर्मोसाइफोन टैंक शामिल हैं।

(ट) "डिजाइन" में ड्राइंग्स, गणना, विनिर्देश, संहिता और दाब पात्र तथा इसके निर्माण संबंधी पूर्ण विवरण हेतु आवश्यक अन्य सभी ब्यौरा शामिल है।

(ठ) "डिजाइन प्रेशर" का अर्थ उपकरण, कंटेनर या किसी पात्र के डिजाइन में प्रयुक्त दाब से है जिसका उद्देश्य इसके विभिन्न भागों की न्यूनतम अनुमेय मोटाई या भौतिक विशेषताओं का निर्धारण करना है। जहां लागू होगा, स्थिर शीर्ष को किसी विशिष्ट भाग की मोटाई का निर्धारण करने के लिए डिजाइन दाब में शामिल किया जाएगा;

(ड) "डाईक" का अर्थ किसी अवरोध क्षेत्र की स्थापना करने के लिए प्रयुक्त ढांचे से है;

(ढ) "आपात रिलीज काउपलर" (ईआरसी) का अर्थ तुरंत कार्यशील फ्लैकिंग (डबल ब्लॉक्ड) वाल्व सहित प्रत्येक आर्म में लगे काउपलर से है, ताकि आपात स्थिति में शुष्क–ब्रेक रिलीज प्राप्त की जा सके;

(ण) "आपात शटडाउन प्रणाली" (ईएसडी) का अर्थ उस प्रणाली से है जो पूरे संयंत्र या किसी एकल यूनिट को अपसामान्य स्थिति या आपातकाल के दौरान प्रभावी ढंग से बंद कर देती है;

(त) "फेल्सेफ" का अर्थ ऐसे डिजाइन पहलू से है जो नियंत्रण उपकरणों के खराब होने या किसी ऊर्जा स्रोत में बाधा उत्पन्न होने की स्थिति में सुरक्षित प्रचालन अवस्था को बनाए रखता है।

(थ) "फॉयर्ड उपकरण" का अर्थ उस उपकरण से है जिसमें ईंधन का दहन होता है और इसमें अन्य बातों के साथ-साथ फायर्ड बॉयलर, फायर्ड हीटर, आंतरिक दहन इंजन, कुछ एकीकृत गर्म वैपोराइजर, रिमोट से गर्म होने वाले वेपोराइजरों के लिए प्राथमिक ताप स्रोत, गैस फायर्ड ऑयल फोगर, फायर्ड रिजेनरेशन हीटर तथा फ्लेयर्ड निकास स्टैक शामिल है;

(द) "ज्वलनशीलता रेंज" का अर्थ गैस की मात्रा के साथ वायु के मिश्रण आधार पर न्यूनतम और अधिकतम के बीच अंतर के प्रतिशत से है जो वायुमण्डलीय दबाव और परिवेशी तापमान में ज्वलनशील मिश्रण बनाता है;

(ध्र) "गैस मुक्त' का अर्थ ज्वलनशील या जहरीली गैसों या दोनों के जमा होने से है बशर्ते कि यह विनिर्दिष्ट सुरक्षित सीमा के अंदर हो जिसमें व्यक्ति प्रवेश कर सकें और ऐसे पात्रों में गर्म कार्य कर सकें।

(न) "खतरनाक तरल पदार्थ" का अर्थ एलएनजी या तरल या गैस से है जो ज्वलनशील या जहरीली या संक्षारक हो;

(प) "दहन स्रोत " का अर्थ किसी वस्तु या पदार्थ से है जो ज्वलनशील मिश्रण प्रज्वलित करने के लिए पर्याप्त मात्रा में ऊर्जा रिलीज हेतु सक्षम पदार्थ प्रकार और परिमाण में गैसों या वाष्प के रुप में साइट पर पैदा हो सकता है;

(फ) "इम्पाउंडिंग बेसिन" का अर्थ किसी अवरोध क्षेत्र या बिखराव वाले एकत्रीकरण क्षेत्र के अंदर हो या उससे जुड़ा हो, जहां तरल हाइड्रोकार्बन बिखराव को एकत्र किया जा सकता है और सुरक्षित ढंग से सीमित और नियंत्रित किया जा सकता है;

(ब) "इम्पाउंडिंग क्षेत्र" का अर्थ उस क्षेत्र से है जिसे एलएनजी या ज्वलनशील रेफ्रिजरेटर्स के किसी दुर्घटनावश बिखराव वाले क्षेत्र को सीमित करने के उद्देश्य से स्थल में डाईक या स्थलाकृति के प्रयोग के जरिए परिभाषित किया जा सकता है;

(भ) "तरलीकृत प्राकृतिक गैस" (एलएनजी) का अर्थ द्रव पदार्थ का तरल अवस्था में होने से है जो मुख्य रूप से मीथेन (सीएच4) में होती है और जिसमें ईथेन, प्रोपेन, नाइट्रोजन,या अन्य घटकों की मामूली मात्रा हो सकती है जो प्राय: प्राकृतिक गैस में पाई जाती है;

(म) "एलएनजी सुविधा" का अर्थ एक या अधिक यूनिटों या सुविधा केन्द्रों से हैं, जो अनलोडिंग या लोडिंग, भण्डारण, पुन: गैसीकरण, संबद्ध प्रणाली जैसी उपयोगिताएं, आग बुझाने, फ्लेयर प्रणाली, अग्नि जल नेटवर्क, नियंत्रण कक्ष और प्रशासन सेवा भवन जैसे कर्मशाला, दमकल केन्द्र, प्रयोगशाला, कैंटीन आदि हैं;

(य) "अधिकतम अनुमेय कार्यशील दाब" का अर्थ डिजाइन तापमान में प्रचालन करते हुए उपकरण के शीर्ष पर अधिकतम गेज दाब, कंटेनर या दाब पात्र से है;

(कक) "एनडीटी" का अर्थ गैर-विनाशकारी जांच प्रणाली जैसे डाईक पेनिट्रेशन निरीक्षण, आर्द्र फ्लोरोसेंट चुंबकीय कण निरीक्षण, अल्ट्रासोनिक मोटाई जांच, अल्ट्रासोनिक दोष का पता लगाना, रेडियोग्राफी, कठोरता परीक्षण तथा अन्य संगत निरीक्षण प्रक्रिया दाब पात्र की वेल्डिंग और मूल धातु में दोष का पता लगाने से है;

(खख) "प्रेशर वेस्सल" का अर्थ किसी भी आकार के धातु के कंटेनर से है, जो किसी संपीड़ित गैस के भण्डारण और परिवहन के लिए बना हो, जो आंतरिक दबाव सहन कर सकता हो तथा जिसकी जल भंडारण क्षमता एक हजार लीटर से अधिक हो तथा इसके आंतरिक पुर्जे और घटक संबद्ध पाइपिंग तथा फिटिंग का कनेक्शन पहले प्वाइंट से जुड़ा हो;

(गग) "प्राथमिक उपकरण" में वे शामिल हैं जिनके खराब होने से एकत्र की जा रही एलएनजी का (-51°से.) और (-168°से.) के बीच तापमान के संपर्क में आने पर रिसाव होने लगेगा, लेकिन यह किसी सिंगल वॉल टैंक या दोहरे वॉल टैंक में अंदरुनी टैंक के निम्नलिखित पुर्जो, नामत: शेल प्लेटों, बॉटम प्लेटों, रूफ प्लेटों, कनकल प्लेटों, कंप्रेशन रिंग, शेल स्टिफनर्स, मैनवेज तथा नोजल, जिसमें रिइंफोर्समेंट, शेल एंकर्स, पाइप ट्यूबिंग, फोर्जिंग और बोल्टिंग शामिल है, तक ही सीमित नहीं होगा। ये एलएनजी कंटेनरों के हिस्से हैं जो किसी पर्याप्त स्तर तक दबाव में होंगे;

(घघ) "प्रोसेस संयंत्र" का अर्थ प्रणाली द्वारा अनुप्रयोग के सभी क्षेत्रों में प्राकृतिक गैस की कंडिशनिंग, तरलीकरण या वाष्पीकरण करने से है;

(ड.ड.)"सुरक्षा रिलीफ उपकरण" का अर्थ एक ऑटोमेटिक दबाव मुक्त करने वाले उपकरण से है जो वाल्व के दाब अपस्ट्रीम से क्रियाशील होता है तथा यह पूरी तरह से खुली पोप कार्रवाई से लक्षित होता है जिससे एक्सपोजर होने पर दाब पात्र को फटने से रोका जा सकता है;

(चच) "द्वितीयक घटक" में वे शामिल हैं जिन पर पर्याप्त स्तर पर कोई दाब नहीं होगा और जिनके खराब होने पर एकत्र की जा रही एलएनजी या जो बॉयल ऑफ गैस के संपर्क में आएंगे तथा जिनका डिजाइन धातु तापमान -51°से. या अधिक होगा, का रिसाव नहीं होगा;

(छछ) "दहन स्रोत" का अर्थ खुली लाइटस, आग्नेय, संपर्क में आने वाली इनकैंडेसेंट सामग्री, इलेक्ट्रिक वेल्डिंग आर्क, लैंप, ज्वलनशील वायुमंडल में प्रयोग हेतु विशेष रूप से अनुमोदित, या किसी अन्य माध्यम से उत्पन्न चिंगारी या ज्वाला से है;

(जज) "स्थानांतरण क्षेत्र" एलएनजी संयंत्र का वह भाग है जिसमें वे पाइपिंग प्रणालियां शामिल हैं जहां एलएनजी, ज्वलनशील तरल, या ज्वलनशील रेफ्रिजरेंटस को शामिल किया जाता है या केन्द्र से हटा दिया जाता है, जैसे पोत के अनलोडिंग क्षेत्र या जहां पाइपिंग कनेक्शन को नियमित रूप से जोड़ा या हटाया जाता है। स्थानांतरण क्षेत्र में उत्पाद नमूना उपकरण या स्थायी संयंत्र पाइपिंग शामिल नहीं होते;

(झझ) "स्थानांतरण प्रणाली" में स्थानांतरण पाइपिंग और कार्गो स्थानांतरण प्रणाली शामिल है;

(ञञ) "वाष्पीकरण" का अर्थ ताप अंतरण सुविधा से है जिसका डिजाइन थर्मल ऊर्जा को तरल से वाष्प या गैसीय अवस्था में परिवर्तित करने के लिए नियंत्रित ढंग से लागू कर सकता है;

(टट) "वेस्सल" का अर्थ किसी दाब पात्र से है और इसमें क्रायोजेनिक दाब पात्र शामिल है;

(ठठ) "जल क्षमता" का अर्थ दाब पात्र की लीटर में क्षमता से है जब यह पूरी तरह 15°से. पानी से भरा हो;

(2) प्रयुक्त शब्द और अभिव्यक्तियाँ जिन्हें इन विनियमों में परिभाषित नहीं किया गया है, लेकिन अधिनियम या उसके अंतर्गत बनाए गए नियमों या विनियमों में परिभाषित किया गया है, का अर्थ क्रमश: अधिनियम या नियमों या विनियमों, जैसी भी स्थिति हो, में दिए गए अर्थ के अनुसार होगा;

3. अनुप्रयोग

एलएनजी सुविधाएं, जिनमें जेट्टी सुविधाएं शामिल हैं, का डिजाइन, सामग्री और उपकरण, पाइपिंग प्रणाली संघटक और फैब्रिकेशन, स्थापना और जांच, कमिशनिंग, संक्षारण नियंत्रण, प्रचालन और अनुरक्षण तथा सुरक्षा की परिभाषाएं इन विनियमों की आवश्यकताओं के अनुसार होंगी।

4. **कार्य क्षेत्र**

(1) इन विनियमों की आवश्यकता टर्मिनलों सहित सभी एलएनजी केन्द्रों पर लागू होंगी।

(2) इन विनियमों में अनलोडिंग या लोडिंग, भण्डारण, पुन: गैसीकरण, स्थानांतरण और रखरखाव तथा एलएनजी सुविधाओं के लिए टैंक ट्रक लोडिंग सुविधा केन्द्रों के लिए संयंत्र की बाउंड्री में नक्शे की निर्धारित न्यूनतम आवश्यकताएं निर्धारित होंगी।

(3) इन विनियमों में प्रोसेस प्रणाली की डिजाइन और प्रचालनात्मक पहलुओं में सुरक्षा, भण्डारण टैंकों, पुन: गैसीकरण, पोत तट इंटरलॉक, पोत की बर्थिंक स्थिति, जेट्टी और बंदरगाह सहित सुविधाएं प्राप्त करना शामिल है।

(4) इन विनियमों में अभियांत्रिक विचारण में डिजाइन, प्रचालन रखरखाव, निरीक्षण एवं स्थापना, अग्नि सुरक्षा और सुरक्षा प्रणाली भी शामिल है।

5. उद्देश्य

इन मानकों का उद्देश्य सिद्धांतों का एक-समान अनुप्रयोग और सामग्री तथा घटकों, उपकरणों और प्रणालियों के चयन और अनुप्रयोग में मार्गदर्शन देना तथा एलएनजी टर्मिनलों या सुविधा केन्द्रों का एक-समान प्रचालन और रखरखाव सुनिश्चित करना तथा एलएनजी टर्मिनलों से संबद्ध कर्मचारियों, जनता और सुविधा केन्द्रों के सुरक्षा पहलुओं पर प्राथमिक रूप से ध्यान केन्द्रित करना है।

6. मानक

तरलीकृत प्राकृतिक गैस सुविधाओं के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां (इसके बाद मानकों के रूप में संदर्भित होंगें) अनुसूची-I में विनिर्दिष्ट अनुसार होंगी, जिसमें डिजाइन और विन्यास, इलेक्ट्रिक प्रणाली, प्रोसेस प्रणाली, रखरखाव निरीक्षण, दक्षता आकलन, अग्नि निवारण, रिसाव का पता लगाना, अग्निशमन प्रणाली तथा सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली शामिल हैं।

7. इन विनियमों का अनुपालन

(1) बोर्ड इन विनियमों की प्रत्यक्ष रूप में प्रोद्भूत तृतीय पक्ष के जरिए या तृतीय पक्ष अनुरूप आकलन पर पृथक विनियमों के अनुसार या अनुपालन की निगरानी करेगा।

(2) कोई कंपनी जो एलएनजी सुविधा केन्द्रों की स्थापना करने की इच्छुक है, उसके लिए टर्मिनल व विस्तृत योजना उपलब्ध सहित, जिसका डिजाइन बोर्ड के साथ पंजीकरण करने से पूर्व उसके अनुमोदन हेतु पीईएसओ के इन विनियमों के अनुरूप होगा।

(3) यदि किसी कंपनी ने कुछ अन्य मानक के आधार पर एलएनजी टर्मिनल बनाया, निर्माण, अल्प निर्माण या विस्तार किया है या इन विनियमों में विनिर्दिष्ट आवश्यकताओं को पूरा नहीं करती है तो कंपनी इनके आधारभूत ढाँचे की एक विस्तृत मात्रात्मक जोखिम विश्लेषण (क्यूआरए) करवाएगी। कंपनी इसके बाद अनुपालन न करने और न्यूनीकरण योजना के उपायों के लिए अपने बोर्ड या निर्णय लेने वाले उच्चतम निकाय से अनुमोदन प्राप्त करेगी। अनुपालन रिपोर्ट, न्यूनीकरण योजना और कार्यान्वयन अनुसूची सहित कंपनी के अपने बोर्ड या निर्णय लेने वाले

उच्चतम निकाय का अनुमोदन इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख से छः महीने के अंदर बोर्ड को प्रस्तुत करना होगा।

8. चूक और परिणाम

(1) निर्माण, स्थापना और प्रचालन चरणों के दौरान तकनीकी और सुरक्षा लेखा-परीक्षा के जरिए इन विनियमों के प्रावधान का अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए कंपनी में एक प्रणाली होगी।

(2) निम्नलिखित किसी चूक सहित कोई विचलन या कमी होने की स्थिति में कंपनी को ऐसे विचलन, कमी, दोष में सुधार के लिए समय-सीमा दी जाएगी तथा अनुपालन न होने की स्थिति में कंपनी अधिनिमय के प्रावधानों के अंतर्गत किसी दण्डात्मक कार्रवाई या प्रचालन को समाप्त करने या प्राधिकार रद्द करने के लिए जिम्मेदार होगी।

9. अन्य सांविधिक के अंतर्गत आवश्यकताएं

सभी विद्यमान सांविधिक नियमों, विनियमों और अधिनियमों का अनुपालन करना आवश्यक होगा तथा एलएनजी सुविधाओं के लिए संगत सक्षम प्राधिकारियों से अपेक्षित अनुमोदन प्राप्त किया जाएगा।

10. विविध

(1) यदि इन विनियमों की व्याख्या के संबंध में कोई विवाद उत्पन्न होता है तो इस पर बोर्ड द्वारा निर्णय लिया जाएगा।

(2) बोर्ड इन विनियमों में किसी भी समय उपयुक्त आशोधन कर सकता है।

(3) बोर्ड जैसा उचित समझे इन विनियमों के उद्देश्यों को पूरा करने के लिए अधिनियम के अनुरूप दिशानिर्देश जारी कर सकता है।

IndiaCode

अनुसूची - I

(देखें विनियम 6)

अनुसूची- 1क : सुविधा केन्द्रों का डिजाइन और विन्यास

अनुसूची- 1ख : इलेक्ट्रिकल प्रणालियां

अनुसूची- 1ग : प्रोसेस प्रणाली

अनुसूची- 1घ : रखरखाव और निरीक्षण

अनुसूची- 1ङ.: दक्षता आश्वासन और आकलन

अनुसूची- 1च : अग्नि रोकथाम, रिसाव का पता लगाना और अग्नि शामक प्रणाली

अनुसूची- 1छ : सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली

अनुसूची - 1क

1.0 सुविधा केन्द्रों का डिजाइन और विन्यास

1.1 रूपरेखा

एलएनजी टर्मिनल की रूपरेखा में सुविधा केन्द्रों के उपयुक्त आकार के स्थल, स्थलाकृति और नक्शे को अवश्य ध्यान में रखा जाना चाहिए ताकि व्यक्तियों, संपत्ति और पर्यावरण के खतरों, जो स्थल पर एलएनजी और अन्य खतरनाक तरल के रिसाव और बिखरने के कारण होता है, को न्यूनतम करते हुए इनका डिजाइन बनाया जा सके। किसी स्थल के चयन से पूर्व, स्थल से संबंधित सभी विशेषताएं, जो सुविधा केन्द्र की अखंडता और सुरक्षा को प्रभावित कर सकती है, को निर्धारित किया जाएगा। साइट तक आसान पहुंच सुनिश्चित करनी चाहिए ताकि आग बुझाने या बिखराव से उत्पन्न खतरों को नियंत्रित करने या कार्मिकों की निकासी के लिए अपतटीय स्थलों से कार्मिक, उपकरण, सामग्रियां साइट तक पहुंच सकें।

1.2 बुनियादी जानकारी

1.2.1 समग्र संयंत्र योजना पर कार्रवाई करने से पहले निम्नलिखित मुद्दों पर सूचना एकत्र की जानी चाहिए।

i. टर्मिनल क्षमता

ii. प्रोसेस यूनिट और क्षमताएं

iii. प्रवाह क्रम दर्शाने वाला प्रोसेस प्रवाह डॉयग्राम

iv. उपयोगिता आवश्यकताएं

v. क्षमता के साथ टैंकर बर्थिंग प्रणाली के साथ अनलोडिंग प्रणाली

vi. एलएनजी भण्डारण टैंक, भण्डारण टैंकों का आकार और प्रकार

vii. अन्य भण्डारण टैंक

viii. एलएनजी अंतरण और वाष्पीकरण

ix. टैंक ट्रक लोडिंग/अनलोडिंग

x. फ्लेयर्स की संख्या

xi. बिखराव रोक-थाम और रिसाव नियंत्रण हेतु प्रावधान

xii. उपकरण के बीच आंतरिक दूरी

xiii. उपयोगिताओं के समूह हेतु प्रचालन और रखरखाव सिद्धांत

xiv. संयंत्र और गैर-संयंत्र इमारतें

xv. पर्यावरणीय दृष्टिकोण

xvi. दमकल केन्द्र

xvii. रासायनिक भण्डारण

xviii. वेयरहाउस और खुला भण्डारण क्षेत्र

1.2.2 प्रत्येक मद से संबंधित सूचना में निम्नलिखित शामिल होना चाहिए, परंतु इस तक ही सीमित न हो;

i. सामान्य प्रचालनों और आपात स्थितियों के लिए अत्यधिक तापमान और दबाव

ii. क्रायोजेनिक तापमान के अध्यधीन कंक्रीट के ढांचे

iii. सुरक्षित असफलता डिजाइन

iv. ढांचागत आवश्यकता

v. डाईक और वाष्प कैरियर की आवश्यकता

vi. शट ऑफ वाल्व और रिलीफ उपकरण

1.2.3 विस्तृत रूपरेखा कार्यकलाप करने से पूर्व टर्मिनल और अवसंरचना सुविधा केन्द्रों संबंधी आंकड़ों की पहचान करके उन्हें एकत्र किया जाना चाहिए। टर्मिनल रूपरेखा पर निर्णय लेने / अंतिम रूप देते समय निम्नलिखित पर यथोचित विचार किया जाना चाहिए:

i. साइट स्थान का मानचित्र

ii. भूकंपीय विशेषताएं और अन्वेषण रिपोर्ट

iii. मृदा विशेषताएं

iv. किसी अवधि तक के लिए वायु गति और दिशा चलाएमान रखना

v. वायु की संक्षारक विशेषताएं और बिजली गिरने की आवृत्ति सहित मौसम विज्ञान संबंधी आंकड़े

IndiaCode

vi. क्षेत्र स्थलाकृति रूपरेखा का मानचित्र

vii. क्षेत्र में उच्च बाढ़ स्तर तथा विनाशकारी बाढ़ आना

viii. जल आपूर्ति का स्रोत और संभावित प्रवेश / निकास बिंदु

ix. विद्युत आपूर्ति स्रोत और प्रवेश बिंदु की दिशा

x. एलएनजी प्रवेश बिंदु / गैस निकासी बिंदु

xi. सुविधा केन्द्रों तथा सुविधा केन्द्रों एवं चारदीवारी के बीच न्यूनतम आंतरिक दूरी

xii. वर्षाजल निपटान स्थल तथा बहिस्राव निपटान स्थल

xiii. मुख्य टर्मिनल क्षेत्रों तक संपर्क सड़कें

xiv. आसपास स्थित जोखिम

xv. वायुयान मार्ग और विमानपत्तन से समीपता

xvi. पर्यावरण प्रभाव आकलन

1.2.4 आसपास रखे अन्य उपकरणों / उपस्करों के प्रचालन से आपात संचार उपकरणों पर प्रतिकूल प्रभाव नहीं पड़ना चाहिए (विद्युतचुम्बकीय संगतता)। आपात संचार उपकरण से आपात स्थिति के दौरान भौगोलिक क्षेत्र नियंत्रण प्रणालियों को आग, विस्फोट तथा स्थल पर या अन्यथा दुर्घटना से उत्पन्न अतिरिक्त खतरे से बचाया जाना चाहिए, ताकि किसी बड़ी दुर्घटना के बाद खराबी के कारण इसके कार्य करने की क्षमता प्रभावित न हो।

1.2.5 ऐसे सुविधा केन्द्रों जिनसे अपशिष्ट, जैसे अपशिष्ट जल की प्रोसेसिंग, सेनेटरी सीवेज या वर्षा (बरसाती पानी) जल का सृजन होता हो, में स्वास्थ्य, सुरक्षा या पर्यावरण पर पड़ने वाले प्रतिकूल प्रभाव से बचने, उसे न्यूनतम तथा नियंत्रित करने के लिए आवश्यक सावधानियां बरती जानी चाहिए।

1.2.6 संयंत्रों का विकास इस तरह से किया जाए जिसमें परियोजना के सभी चरणों तथा प्रचालन की पद्धतियों के दौरान उत्पन्न होने वाले अपशिष्ट (खतरनाक अपशिष्ट सहित) की रोकथाम, कमी, पुन: उपयोग, रिकवरी, पुनर्चक्रण, हटाने और निपटान पर विचार किया जाए।

1.2.7 सतह, भूजल और मृदा जैसी मौजूदा स्थितियों पर पर्यावरण के संभावित प्रभावों से निपटने की परियोजना।

1.2.8 योजनाओं का विकास उत्सर्जनों को न्यूनतम या कम करने की दृष्टि से किया जाए जो यथासंभव तर्कसंगत रूप से व्यवहार्य हों तथा कमिशनिंग, जांच कार्यकलापों और प्रचालन के परिणामस्वरूप हों।

1.2.9 आपात निकास दरवाजे सहित सभी बचाव मार्गों तक तुरंत पहुंचा जा सकता हो, जो नॉन-स्लिप, चिह्नित, संकेत द्वारा प्रदर्शित और बाधारहित होने चाहिए।

1.2.10 यदि दिन के समय कृत्रिम प्रकाश सही न हो तो मार्किंग और संकेतक स्पष्ट रूप से दर्शाए जाने चाहिए।

1.2.11 बच निकलने के सभी दरवाजे इस तरह के होने चाहिए जिन्हें कि आपात स्थिति में आसानी से खोला जा सके।

1.2.12 कार्मिकों को तुरंत राहत देने के लिए बचाव श्वास उपकरण तथा अन्य आवश्यक उपकरण सुविधा केन्द्रों के आस-पास महत्वपूर्ण स्थलों पर लगाए जाने चाहिए।

1.2.13 संचार प्रणालियों के उपकरण लगाए जाने वाले स्थान, स्थान संबंधी विविधता तथा उपकरण के बेकार पड़े रहने से बचाया जाना चाहिए। परियोजना आवश्यकताओं द्वारा परिभाषित आपात कार्य करने के लिए आंतरिक और बाहरी दूरसंचार नियंत्रण कक्ष, वेस्सल / वेस्सल्स और भण्डारण / पंपिंग स्थलों तथा सामूहिक क्षेत्रों में सुनिश्चित किया जाना चाहिए।

1.2.14 पीए / जीए केबल लगाया जाना चाहिए ताकि उन्हें यथासंभव दुर्घटना के लोड से बचाया जा सके और ये विनिर्देशानुसार अग्नि प्रतिरोधी होने चाहिए। पीए/जीए प्रणाली किसी आपात स्थिति के उत्पन्न होने पर सभी कार्मिकों को चेतावनी माध्यम होगी, आपातकाल के दौरान कार्मिकों को अतिरिक्त जानकारी देगी तथा बचाव के लिए किसी खास स्थल पर कम से कम समय में एकत्र होने तथा तत्पश्चात् कोई बड़ी दुर्घटना होने पर सुरक्षा स्थल पर जाने में सक्षम बनाएगी।

1.2.15 स्थानीय शोर से अधिक स्तर होने पर न्यूनतम अलार्म बजने के स्तर का प्रावधान डिजाइन आवश्यकताओं के अनुसार होगा। व्यापक शोर स्तर वाले क्षेत्रों में विजुअल अलार्म भी उपलब्ध कराए जाने होंगे।

1.3 ब्लॉक

1.3.1 एनएफपीए 59ए में दर्शाए गए बिंदुओं के अलावा, विशेषकर एलएनजी भण्डारण और जेट्टी क्षेत्र के मामले में एलएनजी या अन्य खतरनाक तरल के संभावित रिसाव के बचाव पर भी विचार किया जाना चाहिए।

1.3.2 ब्लॉक / सुविधा केन्द्रों की रूपरेखा

एलएनजी में निम्नलिखित मूल ब्लॉक / सुविधाएं शामिल हो सकती हैं:

i. पोत की बर्थिंग के लिए जेट्टी तथा एलएनजी की अनलोडिंग / लोडिंग

ii. जेट्टी से तटीय टर्मिनल तक अनलोडिंग / लोडिंग लाइन

iii. एलएनजी भण्डारण

iv. पंपिंग और वाष्पीकरण सहित पुन: गैसीकरण

v. टैंक ट्रक की अनलोडिंग / लोडिंग

vi. उपयोगिता ब्लॉक

vii. दमकल केन्द्र

viii. फ्लेयर प्रणाली

ix. नियंत्रण कक्ष

x. प्रशासनिक ब्लॉक

xi. कर्मशाला

xii. मालगोदाम

xiii. इलेक्ट्रिकल सब-स्टेशन

xiv. प्रयोगशाला

xv. सड़क पर लोडिंग

1.4 सड़कें

लंगर डाले पोतों तक संपर्क सड़क उपलब्ध करानी चाहिए। यदि आवश्यक हो तो पोत तक आसानी से क्र्यु के पहुंचने के लिए घाट तक अलग से सड़क बनानी चाहिए।

i. पहुंच और सुरक्षा के लिए सभी सड़कों के आसपास पृथक ब्लॉकों में सभी प्रोसेस यूनिटों और भण्डारण टैंकों के डाईक अहातों की योजना बनाई जानी चाहिए।

ii. स्थापना में प्रमुख यातायात सड़कें खतरनाक क्षेत्रों से बाहर होनी चाहिए। ब्लॉक को पृथक करने वाली सड़कें फॉयरब्रेक के रूप में कार्य करेंगी।

iii. प्रमुख यातायात सड़कों के किनारे पैदल पथ उपलब्ध कराए जाने चाहिए / चिह्नित किए जाने चाहिए।

iv. प्रत्येक सुविधा केन्द्र तक पहुंच के लिए वैकल्पिक मार्ग उपलब्ध कराया जाना चाहिए ताकि एक मार्ग के अवरूद्ध होने पर अग्निशामक दूसरे मार्ग से पहुंच सके।

v. सड़क जंक्शन पर चौड़ी सड़कें, ढाल और त्रिज्या इस तरह से बनाए जाने चाहिए कि आपात स्थिति में सबसे बड़े अग्निशामक वाहन की आवाजाही सुगमता से हो सके।

vi. सुविधा केन्द्रों की रूपरेखा इस तरह से बनाई जानी चाहिए कि संयंत्र में ट्रक यातायात के प्रवेश को न्यूनतम किया जा सके।

IndiaCode

vii. राजमार्ग / प्रमुख सड़क से दो सड़कें निकाली जानी चाहिए। ये दोनों संपर्क सड़कें आपातकाल में सहायता प्राप्त करने के लिए उपलब्ध होनी चाहिए।

viii. लोगों और वाहनों की आवाजाही के टकराव से बचा जाना चाहिए।

1.5 स्थल

i. प्राप्ति टर्मिनल अनलोडिंग जेट्टी के यथासंभव निकटस्थ होना चाहिए।

ii. स्थल इस तरह का होना चाहिए कि मौजूदा और चयनित भावी विकास को ध्यान में रखते हुए संयंत्र की चारदीवारी के बाहर जोखिम का स्तर न्यूनतम हो।

1.6 सामान्य स्थितियां

रूपरेखा में दो विशिष्ट क्षेत्रों अर्थात् गैस क्षेत्र और गैर-गैस क्षेत्र पर विचार किया जाना चाहिए और प्रत्येक क्षेत्र में लागू ब्लॉकों की पहचान की जानी चाहिए। विनियमों में विनिर्दिष्ट अनुसार ब्लॉकों/ सुविधा केन्द्रों या जोखिम विश्लेषण अध्ययन के बीच न्यूनतम अंतर-दूरी, जो भी अधिक हो, रखी जाएगी।

1.7 एलएनजी टैंकों और प्रोसेस उपकरणों को रखने के लिए जगह की आवश्यकता

1.7.1 एलएनजी टैंक का स्थान

i. 265 एम^3 से अधिक की क्षमता वाले एलएनजी टैंकों को संपत्ति की सीमा से कंटेनर के व्यास से न्यूनतम 0.7 गुणा दूरी पर रखा जाना चाहिए परंतु यह 30 मीटर से कम नहीं होगा। आसन्न एलएनजी टैंकों के बीच की न्यूनतम दूरी प्रत्येक टैंक के व्यास के योग की 1/4 होनी चाहिए। टैंकों के बीच की दूरी के खतरे के आकलन के अनुसार आगे समीक्षा की जानी चाहिए, परंतु किसी भी स्थिति में यह ऊपर उल्लिखित मानदण्ड से कम नहीं होनी चाहिए।

ii. एलएनजी भण्डारण टैंक के बीच अंतर दूरी निम्नानुसार होगी:

तालिका - 1 इमारतों और संपत्ति की सीमा से कब्जे वाले क्षेत्रों की दूरी

कंटेनर जल क्षमता (एम^3)	कब्जे वाले या कंटेनर निकासी प्रणाली से इमारतों और संपत्ति सीमा (एम) तक की न्यूनतम दूरी	साथ रखे कंटेनरों के बीच न्यूनतम दूरी (एम)
<0.5	0	0
0.5-1.9	3	1
1.9-7.6	4.6	1.5
7.6-63	7.6	1.5
63-114	15	1.5
114-265	23	आसन्न कंटेनरों के व्यास के योग का 1/4 परंतु 1.5 मी. से कम न हो पास रखे
>265	कंटेनर के व्यास से 0.7 गुणा परंतु 30 मी. से कम न हो	

तालिका - 2 भूमिगत कंटेनरों और खुले में रखे कंटेनरों से दूरी

कंटेनर जल क्षमता (एम^3)	कब्जे वाले या कंटेनर निकासी प्रणाली से इमारतों और संपत्ति सीमा (एम) तक	साथ रखे कंटेनरों के बीच न्यूनतम दूरी (एम)
<68.1	4.6	4.6
68.1 -114	7.6	4.6
> 114	12.2	4.6

टिप्पणी:

i. अनेक कंटेनर्स में लगे सभी पृथक वाल्वों तक पहुंच के लिए 0.9 मी. की स्पष्ट दूरी होनी चाहिए।

ii. इमारतों में 0.5 एम^3 से अधिक की क्षमता वाला कोई एलएनजी भण्डारण / प्रोसेस उपकरण स्थित नहीं होना चाहिए।

1.7.2 वेपोराइजर रखने की जगह

यदि मध्यवर्ती ताप अंतरण द्रव ज्वलनशील नहीं है तो वेपोराइजरों और उनके प्रमुख ताप स्रोत अन्य किसी दहन स्रोत से कम से कम 15 मी. की दूरी पर रखा जाना चाहिए। वेपोराइजर स्थापनाओं में इससे सटे वेपोराइजर या प्रमुख ताप स्रोत को दहन का स्रोत नहीं माना जाता। एकीकृत ताप वेपोराइजर संपत्ति सीमा से कम से कम 30 मी. की दूरी पर स्थित हों जिन्हें बनाया जाता है और ये कब्जे वाले क्षेत्रों एलएनजी, ज्वलनशील तरल, ज्वलनशील रेफ्रिजरेंट या ज्वलनशील गैस भण्डारण कंटेनरों या टैंकों से कम से कम 15 मी. की दूरी पर रखे जाने चाहिए। दूरस्थ गर्म होने वाले व्यापक और प्रोसेस वेपोराइजरों को सम्पत्ति सीमा से कम से कम 30 मी. की दूरी पर रखा जाए। रिमोट से गर्म होने वाले और व्यापक वेपेराइजर कब्जे वाले क्षेत्र में रखे जाने चाहिए। मल्टीपल हिटेड वेपेराइजरों की आंतरिक दूरी कम से कम 2 मी. बनाए रखें।

1.7.3 प्रोसेस उपकरण रखने की जगह

i. प्रोसेस उपकरण रखने के लिए जगह प्रचालन, रखरखाव और सुरक्षा पर विचार करते हुए प्रोसेस डिजाइन आवश्यकता के अनुसार होगी।

ii. फायर्ड उपकरण तथा दहन के अन्य स्रोत कब्जे वाले क्षेत्र या कंटेनर निकासी प्रणाली से कम से कम 15 मी. की दूरी पर रखे जाएंगें।

विभिन्न ब्लॉकों, प्रोसेस यूनिटों और अन्य सुविधा केन्द्रों के बीच न्यूनतम पृथक दूरी अनुलग्नक-II में दर्शाए गए अनुसार होगी।

1.7.4 अनलोर्डिंग सुविधा केन्द्र

1.7.4.1 सामान्य आवश्यकताएं

i. एलएनजी जेट्टी को "एलएनजी बंदरगाहों और जेट्टियों के लिए स्थल चयन और डिजाइन" – सूचना पेपर सं.14, फरवरी 1997 और अंतर्राष्ट्रीय गैस टैंक और टर्मिनल ऑपरेटर सोसायटी (एसआईजीटीटीओ) द्वारा प्रकाशित "पोतों और टर्मिनलों में तरलीकृत गैस रखरखाव सिद्धांत" में विनिर्दिष्ट अनुसार आवश्यकता का अनुपालन करना चाहिए।

ii. एलएनजी टैंकर के लिए पोत भण्डारों के अलावा, सामान्य कार्गो की हैण्डलिंग पाइपलाइन प्रणालियों के जरिए अंतरित की जा रही एलएनजी के दौरान अंतरण कनेक्शन स्थल के 30 मी. के अंदर घाट या गोदी पर नहीं की जानी चाहिए। एलएनजी अनलोडिंग प्रचालनों के दौरान पोत बंकरिंग की अनुमति नहीं दी जानी चाहिए।

iii. स्थानांतरण प्रचालनों के दौरान घाट पर लोडिंग और अनलोडिंग के न्यूनतम 30 मी. के अंदर वाहनों की आवाजाही निषिध्द होनी चाहिए। चेतावनी संकेतक या बैरिकेटेड का प्रयोग यह दर्शाने के लिए किया जाना चाहिए कि अंतरण प्रचालन चल रहा है।

iv. स्थानांतरण से पूर्व, पोत कार्गो अंतरण का प्रभारी अधिकारी तथा तटीय टर्मिनल का प्रभारी अधिकारी अपने संबंधित सुविधा केन्द्रों का यह सुनिश्चित करने के लिए निरीक्षण करेगा कि अंतरण उपकर उचित

प्रचालन स्थिति में है। इस निरीक्षण के पश्चात, वे अंतरण प्रक्रिया पूरी करेंगे और उसका निर्धारण करेंगे तथा यह सत्यापन करेंगे कि पोत से तट तक उपयुक्त संचार व्यवस्था विद्यमान है, तथा आपात प्रक्रिया की समीक्षा हो।

v. पोत और टर्मिनल नियंत्रण कक्ष के बीच इंटरलॉकिंग स्थापित की जाएगी तथा अनलोडिंग प्रचालनों के नियंत्रण की टर्मिनल नियंत्रण कक्ष से निगरानी की जाएगी।

vi. टर्मिनल सुरक्षा। टर्मिनल और जेट्टी क्षेत्र, चाहे भूमि हो या समुद्र, में विनिर्दिष्ट दहनमुक्त क्षेत्र बनाने और अनधिकृत लोगों के प्रवेश को रोकने के लिए एक प्रभावी सुरक्षा व्यवस्था होनी चाहिए।

vii. प्रचालन सीमाएं। प्रत्येक जेट्टी के लिए प्रचालन मानदण्ड को हवा की गति, हवा की ऊंचाई और करंट के अनुसार अभिव्यक्त किया जाना चाहिए। ऐसी सीमा को पोत के आकार घाट के नियंत्रण तथा हार्ड आर्म सीमा के अनुसार बनाया जाना चाहिए। निम्नलिखित के लिए अलग-अलग सीमाएं स्थापित की जानी चाहिए:

(क) घाट पर लगाना

(ख) कार्गो अंतरण को रोकना

(ग) हार्ड आर्म का कनेक्शन हटाना, और

(घ) घाट से प्रस्थान

1.7.4.2 पोतों को घाट पर इस तरह से लगाया जाना चाहिए कि आपात स्थिति में पोत को तत्काल हटाया जा सके। पोत विनियामक प्राधिकरण के अन्य सभी अनुदेशों और प्रक्रियाओं का पालन किया जाना चाहिए।

i. एलएनजी अनलोडिंग / लोडिंग के लिए एक घाट निर्धारित किया जाना चाहिए तथा यदि अन्य तरलीकृत गैसों और उत्पाद की हैंडलिंग उसी घाट पर किए जाने का प्रस्ताव हो, तो जोखिम विश्लेषण और बंदरगाह प्राधिकारियों के आधार पर अन्य सुविधाओं के बीच न्यूनतम दूरी सहित साथ-साथ डिजाइन आधार, जो भी अधिक हो, पर विचार किया जाना चाहिए। इसके अलावा, जेट्टियों के मध्य न्यूनतम दूरी को जोखिम विश्लेषण अथवा बंदरगाह प्राधिकरणों की संस्तुति पर आधारित जो भी उच्चतम हो, अंतिम रूप दिया जायेगा।

ii. घाट की संख्या और आकार एलएनजी की मात्रा की सुपुर्दगी, पोत के आकार, दो पोतों के बीच समय अंतराल तथा स्थल को स्थितियों के अनुसार तय किया जाएगा। घाट की स्थापना, पानी की गहराई, हवा की मौजूदा गति और बेसिन के स्थल के आधार पर घाट के अंत में समानांतर या लंबवत स्थापित की जाएगी।

iii. घाट में साधारण डोल्फिन या अत्याधुनिक प्लेटफार्म शामिल होंगे जिनमें अनलोडिंग आर्म्स शामिल होंगी। लंगर डाले पोतों तक पहुंच उपलब्ध कराई जाएगी। यदि आवश्यक हो, तो क्रयु को घाट तक अलग सड़क तथा पोत तक बाधारहित पहुंच उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

iv. नौबन्ध रूपरेखा। घाट में सुदृढ़ नौबन्ध स्थल उपलब्ध कराए जाने चाहिए जो टर्मिनल का प्रयोग करने वाले सभी एलएनजी वाहकों को हवा और धारा प्रवाह की सभी स्थितियों में उनके साथ खड़ा किया जाना चाहिए।

v. दहन स्रोतों का अपवर्जन: एलएनजी के वाहन कार्गो के निकट पूर्व-निर्धारित सुरक्षा क्षेत्र में कोई अनियंत्रित दहन स्रोत नहीं होने चाहिए। न्यूनतम क्षेत्र, जिससे सभी दहन स्रोतों को हटाया जाना चाहिए, इन्हें डिजाइन बनाते समय और जोखिम विश्लेषण रिपोर्ट में विस्तारण अध्ययन की परिकल्पना के समय तय किया जाना चाहिए।

vi. एलएनजी के पाइपलाइन अंतरण के लिए घाट या गोदी का प्रयोग किया जाना चाहिए ताकि कोई समुद्री पोत, जिससे अनलोडिंग या लोडिंग की जा रही है, नाविक जलमार्ग पर ब्रिज क्रॉसिंग कम से कम 30 मीटर दूर होना चाहिए। ऐसे पुल से अनलोडिंग या लोडिंग कम से कम 60 मी. दूर होनी चाहिए।

vii. एलएनजी और ज्वलनशील रेफ्रिजरेंट लोडिंग और अनलोडिंग कनेक्शन दहन के अनियंत्रित स्रोतों, प्रोसेस क्षेत्रों, भण्डारण कंटेनर्स, नियंत्रण कक्ष तथा महत्वपूर्ण संयंत्र ढांचों से कम से कम 15 मी. की दूरी पर होंगे। यह अंतरण प्रचालन से सीधे तौर पर जुड़े ढांचों या उपकरणों पर लागू नहीं होगा।

viii. त्वरित रिलीज हुक्स। सभी नौबन्ध स्थलों पर तुरंत रिलीज होने वाले हुक्स लगे होने चाहिए। ऐसे स्थलों पर अनेक हुक असेम्बली उपलब्ध कराई जानी चाहिए जहां अनेक नौबन्ध लाइनें लगी हैं ताकि एक हुक से एक से अधिक नौबन्ध लाइन जुड़ी न हों ।

1.8 एलएनजी सड़क टैंकर लोडिंग / अनलोडिंग सुविधाएं

i. संयंत्र की सड़कों, मार्गों, दरवाजों और प्रचालन उपकरण सहित एलएनजी सुविधा केन्द्रों की रूपरेखा को इस प्रकार से डिजाइन किया जाना चाहिए ताकि आग से प्रभावित किसी भी क्षेत्र में कार्मिक और उपकरण शीघ्रता और प्रभावी ढंग से पहुंच सकें। लेआउट में कम से कम दो दिशाओं से पहुंचने का मार्ग होना चाहिए।

ii. एलएनजी टैंक लॉरी लदान गैंट्री को ढक कर किसी अलग ब्लॉक में खड़ा किया जाएगा तथा इन्हें अन्य सुविधाओं के साथ नहीं रखा जाएगा।

iii. टैंक लॉरियों को मोड़ने के लिए पर्याप्त जगह उपलब्ध कराई जाएगी जो टैंक ट्रकों की क्षमता के अनुरूप होगी। तथापि, 20 मी. के न्यूनतम व्यास वाली टैंक लॉरियों को मोड़ने के लिए जगह उपलब्ध कराई जाएगी।

iv. एक खण्ड में एलएनजी टैंक लॉरी की अधिकतम संख्या एक समूह में 8 तक सीमित होनी चाहिए। दो समूहों के बीच पृथक्करण की दूरी 30 मी. से कम नहीं होनी चाहिए।

v. लोडिंग स्थल का लेआउट इस प्रकार का होना चाहिए कि लोड किया जा रहा टैंक ट्रक सहज निकल जाने अवस्था में हो।

vi. पर्याप्त भार क्षमता सहने वाला पुल उपलब्ध कराया जाएगा तथा वाहनों की उचित आवाजाही होनी चाहिए।

vii. अन्य वाहनों की नियंत्रित उपलब्धता सहित एलएनजी टैंक ट्रकों के लिए समर्पित पार्किंग क्षेत्र को ध्यान में रखा जाना चाहिए। पार्किंग क्षेत्र सुरक्षित क्षेत्र में स्थित होना चाहिए और समग्र पार्किंग क्षेत्र को कवर करने के लिए पर्याप्त हाइड्रेंट / मॉनिटर उपलब्ध होने चाहिए। पार्किंग क्षेत्र में प्रतीक्षा अवधि के दौरान उत्पन्न होने वाली वाष्प की सुरक्षित निकासी हेतु उपयुक्त व्यवस्था होनी चाहिए, जिसमें विशेषकर बंद प्रणाली पर विचार किया जाना चाहिए।

viii. आपात स्थिति में कर्मचारियों की निकासी के लिए एलएनजी संयंत्रों में बचाव मार्गों को विनिर्दिष्ट और चिह्नित किया जाना चाहिए। आपात स्थिति में विभिन्न सुविधाओं के आसपास उचित रूप से बनाई गई सड़कों को फॉयर टेंडरों आदि की सुगम आवाजाही के लिए निर्धारित क्षेत्र में उपलब्ध कराया जाएगा।

1.8.1 बंद क्षेत्र

बंद या आंशिक रूप से बंद क्षेत्रों से यथासंभव बचा जाना चाहिए, विशेषकर:

i. गैस और एलएनजी पाइप कार्य को बंद अहातों में नहीं किया जाना चाहिए, विशेषकर जब इससे बचा जा सकता हो, उदाहरण के लिए जहां सड़क पुल क्रॉस पाइप मार्ग हों;

ii. ऊपर उठे टैंकों के आधार तल, यदि काई हो, के नीचे का स्थान पर्याप्त रूप से ऊंचा होना चाहिए ताकि हवा का संचार हो सके;

iii. जहां केबल कल्वर्ट का इस्तेमाल किया जाता है वहां उनमें रेत दबाकर भरी जाएगी तथा उसे फ्लैट स्लैब से ढका जाएगा, जिसमें रेत के ऊपर मौजूद खाली जगह के जरिए पुलिया सहित ज्वलनशील गैसों के रेत के ऊपर कल्वर्ट सहित खाली स्थल के जरिए ज्वलनशील गैसों के गुजरने की संभावना को न्यूनतम किया जा सके। इसमें और रेत डालकर इसके मूल स्तर को बहाल किया जा सकता है।

indiacode

1.8.2 अवरोधन बेसिन

जोखिम आकलन के भाग के रूप में एलएनजी और हाइड्रोकार्बन पाइप कार्यों और उपकरणों का खतरे के आकलन के भाग के रूप में मूल्यांकन किया जाएगा। सामान्यत: यह पाया गया है कि एलएनजी और हाइड्रोकार्बन पाइपिंग की इंटरकनेक्टिंग से रिसने वाले तेल को ब्रांच, फ्लेंजेस या उपकरण कनेक्शन के बिना एकत्र करने को जोखिम आकलन द्वारा औचित्यपूर्ण नहीं ठहराया जाता। यदि आवश्यकता हो, तो इसका डिजाइन इस तरह से बनाया जाना चाहिए जिससे इसकी पहचान खतरनाक आकलन के रूप में हो सके। संभावित एलएनजी रिसाव को उन्नत वाष्प नियंत्रण के लिए फोम जेनरेटरों या अन्य उपायों सहित पृथक बेसिनों में बहाया जाना चाहिए। आसन्न उपकरण के संबंध में निर्धारित बेसिन स्थल में खतरनाक आकलन तथा हीट फ्लक्स को ध्यान में रखा जाना चाहिए। इसके अलावा, वाष्प को सीमित करने के उपायों तथा आग लगे ज्वनलशील पदार्थ के प्रभाव को कम करने पर विचार किया जाना चाहिए।

1.8.3 नियंत्रण कक्ष और सब-स्टेशन

i. नियंत्रण कक्ष और सब-स्टेशन से एलएनजी भण्डारण टैंक और प्रोसेस क्षेत्र तक 60 मी. की न्यूनतम दूरी को बनाए रखना चाहिए।

ii. यदि नियंत्रण कक्ष और / या सब-स्टेशन एलएनजी भण्डारण टैंक और प्रोसेस क्षेत्र से प्रचालन आवश्यकता के कारण 60 मीटर के अंदर है, तो इसे विस्फोट रहित बनाया जाना चाहिए और जोखिम आकलन अध्ययन में संस्तुत अनुसार सुरक्षा उपाय लागू किए जाने चाहिए।

1.8.4 इमारतें और ढांचे

इमारत या ढांचागत अहाते, जिसमें एलएनजी, ज्वलनशील रेफ्रिजरेंट और गैसें हैण्डल की जाती हैं, हलके वजन वाली, बिना लोड वाली दीवारों सहित गैर-दहन निर्माण वाले होने चाहिए।

2.0 भण्डारण टैंक

तरलीकृत प्राकृतिक गैस का लगभग – 159°से. से – 168°से. तक भंडारण किया जाता है। एलएनजी टैंकों को इस प्रकार डिजाइन किया जाता है जिससे उचित तरल प्रतिधारण, गैस सख्ती, थर्मल इनसुलेशन तथा पर्यावरण सुरक्षा सुनिश्चित हो सके।

2.1 चयन मानदण्ड

2.1.1 भण्डारण टैंकों के चयन पर निर्णय स्थल, आसपास स्थित स्थापनाओं, परिवेश में बसावट, प्रचालन, पर्यावरण, सुरक्षा और विश्वसनीयता विचारधारा के आधार पर किया जाएगा। टैंक के प्रकार के चयन के मुख्य मानदण्ड पर निर्णय जोखिम विश्लेषण अध्ययन तथा आसपास के परिवेश पर पड़ने वाले जोखिम प्रभाव के स्तर पर लिया जाएगा।

2.1.2 निम्नलिखित सूची में कई लोडिंग स्थितियां और दृष्टिकोण संक्षेप में दिए गए हैं जिनका भण्डारण टैंक के प्रकार के चयन पर प्रभाव पड़ता है।

i. ऐसे कारक, जिन पर नियंत्रण नहीं होता:

   क) वायु

   ख) बर्फ, जलवायु

   ग) संयंत्र के बाहर से उड़कर आने वाली वस्तुएं

ii. ऐसे कारक, जिन पर सीमित नियंत्रण होता है:

   क) भूकंप – ओबीई/एसएसई घटना

   ख) संयंत्र में उड़कर आने वाली वस्तुएं

   ग) रखरखाव का जोखिम

   घ) आंतरिक संयंत्र विस्फोट से दबाव लहर

   ङ) बंद या आसपास के टैंक या संयंत्र में अग्नि कांड

IndiaCode

च) ओवरफिल, ओवर प्रेशर (प्रोसेस), ब्लॉक डिस्चार्ज

छ) रोल ओवर

ज) प्रमुख धातु असफलता, उदाहरण के लिए ब्रिटल असफलता

झ) न्यूनतम धातु असफलता, उदाहरण के लिए रिसाव

ञ) धातु संक्षारक, जंग लगना

ट) बॉटम, शेल या छत से लगी पाइप का खराब होना

ठ) नींव धंसना

iii. ऐसे कारक, जिन पर पूर्ण नियंत्रण होता है:

क) अन्य संयंत्र के साथ समीपता

ख) संयंत्र के अंदर नियंत्रण कक्षों, कार्यालयों और अन्य इमारतों के साथ निकटता

ग) संयंत्र के बाहर बसावट से निकटता

घ) राष्ट्रीय या स्थानीय प्राधिकरण आवश्यकताएं

ङ) एप्लाइड डिजाइन कोड की आवश्यकताएं

2.1.3 इंजीनियरिंग और विमानन क्षेत्र को छोड़कर परिकल्पित टैंक की ऊंचाई की कोई सीमा नहीं है।

2.1.4 इस क्षेत्र में प्रौद्योगिकीय विकास को देखते हुए एलएनजी टैंक के लिए किसी क्षमता सीमा की परिकल्पना नहीं की गई है।

2.2 टैंक्स ईएन114620 या एपीआई 620 और एपीआई 625 के अनुसार का डिजाइन किए जाएगें। निर्धारित क्षेत्र और निकासी प्रणाली और क्षमता एनएफपीए 59ए के अनुसार होगी।

2.3 अधिक अनुमेय कार्य दबाव में प्रचालन दबाव और अधिकतम अनुमेय निर्वात से अधिक उपयुक्त मार्जिन शामिल होना चाहिए।

2.3.1 निर्माण की सामग्री:

एलएनजी कंटेनर के विभिन्न भागों की सामग्री, जो एलएनजी या ठंडी वाष्प के संपर्क में आती है, भौतिक और रासायनिक रूप से एलएनजी के अनुरूप होनी चाहिए। एएसएमई बॉयलर और प्रेशर वेसल कोड द्वारा (-) 168°सें. में सेवा हेतु अधिकृत किसी सामग्री को अनुमति दी जानी चाहिए। सामान्य रूप से एकल कंटेनमेंट टैंक, उन्नत 9% एनआई स्टील/आउस्टेनिटिक स्टेनलेस स्टील/एल्यूमिनियम मैगनेजियम धातु का प्रयोग किया जाता है। डबल या पूर्ण नियंत्रित टैंक में 9% एनआई स्टील प्रभाव परीक्षन के साथ प्रयोग किया जाता है। मेम्बरेन टैंक्स के मामले में सामान्यत: आउस्टेनिटिक स्टेनलेस स्टील का प्रयोग मेम्बरेन हेतु निर्माण की सामग्री के रूप में किया जाता है।

2.3.2 तरल लोडिंग

i. एलएनजी कंटेनर में अधिकतम फिलिंग परिमाण हेतु दबाव में कमी के कारण ओवर फिलिंग तरल के विस्तार पर आवश्यक विचार किया जाना चाहिए।

ii. दोहरी रोकथाम और पूर्ण रोकथाम के लिए, प्रमुख कंटेनर का डिजाइन विनिर्दिष्ट न्यूनतम डिजाइन तापमान के अनुसार बनाया जाना चाहिए। डिजाइन स्तर विनिर्दिष्ट अधिकतम तरल स्तर होना चाहिए या 0.5 मी. स्तर शेल के शीर्ष के नीचे, जो भी कम हो, होना चाहिए।

iv. दोहरी रोकथाम, पूर्ण रोकथाम और मेम्बरेन टैंक्स के लिए बाहरी टैंक का डिजाइन प्राथमिक कंटेनर में अधिकतम तरल विनिर्दिष्ट न्यूनतम डिजाइन तापमान पर होना चाहिए। बाहरी कंक्रीट टैंक में 9% निकल स्टील स्केंडरी बॉटम तथा 9% निकल स्टील इंसुलेटेड 'थर्मल कार्नर सुरक्षा (टीसीपी) होनी चाहिए, वैकल्पिक रूप से आउस्टेंटिक स्टेनलेस स्टील का प्रयोग ईएन14620 में विनिर्दिष्ट अनुसार मेम्बरेन टैंक्स के

लिए किया जाना चाहिए। इन्हें एक साथ जोड़ा जाता है। टीसीपी के शीर्ष को बेस स्लैब के ऊपर कम से कम 5 मीटर पर दबाव-पूर्व कंक्रीट दीवार में लगाया जाता है।

2.3.3 इंसुलेशन

i. एलएनजी टैंक्स को परिवेश से तप्त होने के कारण बॉयल ऑफ गैस सृजन को कम करने के लिए पर्याप्त रूप से इंसुलेट किया जाना चाहिए। इंसुलेशन की सीमा बॉयल ऑफ क्षेत्र पर निर्भर करती है जिसके लिए भण्डारण टैंक का डिजाइन बनाया गया है। उचित इंसुलेशन को टैंक बेस, टैंक शेल, टैंक रुफ, सस्पेंडेड डेक आदि में सुनिश्चित किया जाना चाहिए।

ii. एलएनजी भण्डारण टैंक्स के लिए इंसुलेशन का डिजाइन बनाते समय आसन्न फॉयर टैंक की संभाव्यता को ध्यान में रखा जाना चाहिए। इंसुलेटिंग सामग्रियों का उल्लेख करते समय टैंक स्पेसिंग, वॉटर डेल्यूज प्रणालियां, एलएनजी तत्वों की मात्रा और जोखिम सूचकांक पर विचार किया जाना चाहिए।

2.3.4 मृदा सुरक्षा

i. सतह पर निर्मित एलएनजी भण्डारण टैंक के नीचे की मिट्टी को ठंडा नहीं होने दिया जाना चाहिए। ऐसी घटना को रोकने के लिए स्वचालित ऑन/ऑफ स्विच प्रणाली की स्वीकार्य तापमान श्रृंखला अर्थात् +5°से. से +10°से. तक में टैंक फाउंडेशन को शीतलतम स्थान पर नींव में ताप प्रणाली उपलब्ध कराई जानी चाहिए। इलेक्ट्रिकल सतही ताप प्रणाली के विकल्प के रूप में ढांचे को ऊपर उठाते हुए टैंक की सतह से मुक्त रखा गया है। इसके अलावा, तरल के जमा होने से बचने के लिए मध्य से आसपास के क्षेत्र तक टैंक के निचले हिस्से में ढलान बनाया जाना चाहिए। टैंक के नीचे किसी रिसाव और जमाव का पता लगाने के लिए गैस डिटेक्टर उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

ii. इलेक्ट्रिकल ताप प्रणाली में शामिल कई स्वतंत्र समानांतर सर्किट का डिजाइन इस प्रकार से बनाया जाए कि किसी एक सर्किट की बिजली जाने पर शेष सर्किटों की बिजली आपूर्ति प्रभावी नहीं होगी। बिजली के ताप को इस प्रकार से डिजाइन किया जाना चाहिए कि किसी मेन पॉवर सप्लाई केबल या पावर ट्रांसफार्मर की बिजली जाने पर अत्यधिक ठंडा होने के कारण क्षतिग्रस्त होने से पूर्व इसकी मरम्मत के लिए पर्याप्त समय उपलब्ध हो। वैकल्पिक रूप से, एक स्टैण्डबाई ताप विद्युत स्रोत को कनेक्ट करने का प्रावधान किया जाना चाहिए।

2.3.5 रिसाव का पता लगाना

प्राथमिक कंटेनर और द्वितीयक कंटेनर के बीच की जगह में रिसाव का पता लगाने की सुविधा होनी चाहिए। आंतरिक टैंक से छलकाव या आंतरिक टैंक से रिसाव के कारण तरल गोलाकार / इंसुलेटेड स्थल में उपलब्ध होना चाहिए। रिसाव का पता लगाने हेतु तापमान संवेदक होना चाहिए। यदि निगरानी प्रणाली में अपक्रिया हो तो अलार्म प्रणाली उपलब्ध करवाई जानी चाहिए।

2.3.6 दबाव और वैक्यूम रिलीफ प्रणाली

क्रायोजेनिक एलएनजी टैंक्स की दबाव और वैक्यूम रिलीफ प्रणाली के डिजाइन के लिए निम्नलिखित दिशा-निर्देश उपलब्ध कराए जाने चाहिए;

i. प्रेशर रिलीफ वाल्व वैक्यूम रिलीफ वाल्व से पूर्णतया पृथक होने चाहिए। प्रेशर रिलीफ वाल्व आंतरिक टैंक से निकलेगा। सेंसर लाइन में अवरोध के कारण किसी भी रिलीफ वाल्व की अपक्रिया को दूर करने / रखरखाव के लिए एक अतिरिक्त रिलीफ वाल्व (एन+।) लगाया जाना चाहिए। पैलेट द्वारा संचालित रिलीफ वाल्वों की तुलना में पॉयलट संचालित प्रेशर रिलीफ वाल्व का प्रयोग किया जाता है। व्यवस्थानुसार हरदम अपेक्षित संख्या में वीआरवी सुनिश्चित करने हेतु उपयुक्त प्रणाली / यांत्रिक इंटरलॉक उपलब्ध करवाए जाने चाहिए।

ii. वैक्यूम रिलीफ वॉल्व (एन+। सिद्धांत) बाहरी छत और सस्पेंडेड रुफ के बीच स्थल में छोड़े जाएंगे। पॉयलट प्रचालित वैक्यूम रिलीफ वाल्व वैक्यूम सुरक्षा के लिए स्वीकार्य नहीं है क्योंकि वाल्व कार्रवाई मेन वाल्व डॉयफ्राम या धौंकनी के फटने को लेकर पूरी तरह सुरक्षित नहीं है। परंपरागत पैलेट टाइप वैक्यूम रिलीफ

वाल्व का ही प्रयोग किया जाना चाहिए। व्यवस्थानुसार हरदम अपेक्षित संख्या में वीआरवी सुनिश्चित करने हेतु उपयुक्त प्रणाली / यांत्रिक इंटरलॉक उपलब्ध करवाए जाने चाहिए।

iii. रिलीफ वॉल्व या रप्चर डिस्क वायुमंडल के अनुसार पर्याप्त आकार की होनी चाहिए जो निम्नलिखित किसी संभावित संयोग से डिस्चार्जिंग प्रवाह दरों के लिए सक्षम हो:

क) टैंक, उपकरण और पुनर्चक्रण के अनुसार ताप इनपुट के कारण वाष्पीकरण;

ख) लोडिंग के दौरान वाहन से अधिकतम संभव प्रवाह-दर या रिटर्न गैस तक भराई के कारण प्रतिस्थापन;

ग) भराई में फ्लैश;

घ) वायु दबाव में अंतर;

ङ) डि-सुपर हीटरों में वेपोराइज्ड एलएनजी

च) जलमग्न पंप से रिसर्कुलेशन

छ) रोल-ओवर

आपात की सबसे खराब स्थिति से बचने के लिए, यह मानते हुए कि टैंक से सभी निकास बंद हैं, जिसमें फ्लेयर से निकासी तथा बॉयल ऑफ गैस भी शामिल है। वाष्प को सुरक्षित ढंग से वायुमण्डल में छोड़ा जाए, बशर्ते कि इसे भू-स्तर पर या ऊंचे ढांचे में ज्वलनशील मिश्रण बनाने, जहां कार्मिक मौजूद हों और किसी भी स्थिति में यह पास के प्लेटफार्म से 3 मी. से कम दूरी पर नहीं होना चाहिए।

iv. प्रेशर सुरक्षा रिलीफ वाल्व डिस्चार्ज में नाइड्रोजन या शुष्क रासायनिक पाउडर डालने का प्रावधान होना चाहिए।

v. वैक्यूम रिलीफ न्यूनतम दर पर तरल निकालने, अधिकतम कंप्रेशर सक्शन दर पर वाष्प वापस लेने, वायुमण्डल दाब में अंतर, आदि पर आधारित होना चाहिए।

vi. दाब को बनाए रखने के लिए प्रणाली में एक हॉट फ्लेयर उपलब्ध कराया जाना चाहिए। वायु के प्रवेश से बचने के लिए फ्लेयर स्टैक को निरंतर प्लग में लगा रहना चाहिए तथा इसमें पॉयलट बर्नर उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

vii. टैंक से कंप्रेशर तक बीओजी लाइन में स्थापित प्रेशर नियंत्रण वाल्व के जरिए फ्लेयर को जारी करके विशिष्ट डिजाइन द्वारा निर्धारित सीमा के अंदर एलएनजी कंटेनर का आंतरिक दाब बनाए रखा जाना चाहिए।

viii. प्रचालनात्मक गड़बड़ी, जैसे नियंत्रण उपकरण की असफलता / बीओजी कंप्रेशर ड्रिपिंग आदि।

ix. भराई के दौरान वाष्प प्रतिस्थापन तथा फ्लैश वाष्पीकरण;

x. बैरोमीट्रिक दाब में गिरावट;

xi. वाष्प दाब में कमी, जो वाष्प स्थल में सब-कूल्ड एलएनजी की शुरुआत के कारण थी;

xii. दाबयुक्त प्रणालियों के लिए सुरक्षा रिलीफ वाल्व निकासी को इस तरह लगाया जाएगा ताकि हाइड्रोकार्बन को सुरक्षित ऊंचाई पर छोड़ा जा सके।

xiii. टैंक पीएसवी से रिलीफ द्वारा टैंक पर बादल नहीं बनेगा और पीएसवी रिडचार्ज को प्रसार अध्ययन और जोखिम विश्लेषण के अनुसार सुरक्षित ऊंचाई पर छोड़ा जाएगा।

2.3.7 टैंक रोल ओवर

2.3.7.1 कुछ परिस्थितियों के तहत एलएनजी टैंक में तरल का "रोल ओवर" हो सकता है जिससे टैंक पर दबाव में अति दबाव की संभावना के साथ बड़ी मात्रा में वाष्प का तीव्रता से निरुपण हो सकता है। यदि टैंक के तरल कार्गो में घनत्व पर्याप्त रुप से भिन्न हो तो टैंक में स्तरण हो सकता है। एलएनजी के स्तरीकरण से बचाव के लिए इंलेट पाइपिंग अवश्य डिजाइन किया जाना चाहिए ऐसा शीर्ष और निचले स्तर पर भराव क्रम में शीर्ष पर सघन एलएनजी और तली पर हल्की एलएनजी इंजेक्ट कर किया जा सकता है। वितरण छिद्र फिल

लाइन के साथ उपलब्ध करवाते हुए विस्तारित करने के साथ ऐसा तली तक किया जा सकता है। तमाम तरल उंचाई पर नियमित अंतराल में तरल के तापमान की निगरानी के लिए तापमान संवेदक लगाए जाते हैं। टैंक की समग्र उंचाई के लिए टैंक पर घनत्व मापन हेतु प्रावधान व्यवस्थित किया जाएगा।

2.3.7.2 रोल ओवर के कारण जरूरत से अधिक दाब का ध्यान रखने के लिए निम्नलिखित में से एक विकल्प उपलब्ध कराया जाएगा, नामत:

i. प्रेशर रिलीफ वाल्वों या फ्लेयर / निकास प्रणाली की गणना इस प्रकार से की जानी चाहिए कि रोल ओवर परिदृश्य का पता लगाया जा सके;

ii. वायुमंडल में छोड़े जाने वाले पृथक वाल्व (लॉक ओपन स्थिति) के साथ स्पर डिस्क यदि टैंक पर उपलब्ध कराई गई हो;

क) रप्चर डिस्क अखंडता की जांच के उपाय किए जाने चाहिए। रप्चर डिस्क के टुकड़े टैंक में नहीं गिरने चाहिए।

ख) रप्चर डिस्क की असफलता से बॉयल ऑफ गैस कंप्रेशर स्वचालित रुप से ट्रिप हो जाएंगे।

2.3.8 आंतरिक टैंक की ओवर-फिल

i. दो स्वतंत्र प्रकार के स्तर मापने के यंत्र उपलब्ध कराए जाने चाहिए। स्तर उपकरण में रिमोट अध्ययन तथा नियंत्रण कक्ष में उच्च स्तरीय अलार्म संकेतक सज्जित होने चाहिए। इसके अलावा, उच्च स्तरीय अलार्म और उच्च-उच्च स्तरीय अलार्म के लिए एक स्वतंत्र ट्रांसमीटर कट ऑफ सहित उपलब्ध कराया जाएगा। उच्च-उच्च स्तर सख्त तार वाला होना चाहिए जो सीधे तौर पर टैंक में तरल इनलेट वाल्व के निकट होना चाहिए।

ii. टैंक में ओवरफ्लो व्यवस्था नहीं होनी चाहिए।

2.3.9 मेम्बरेन नियंत्रण टैंक प्रणालियां एनएफपीए 59ए में विनिर्दिष्ट अनुसार अतिरिक्त आवश्यकताओं को भी पूरा किया जाएगा।

2.3.10 डाईक

i. निम्नलिखित प्रकार के एलएनजी भण्डारण टैंकों के लिए डाईक उपलब्ध कराया जाएगा:

क) एकल संरोधन टैंक

ख) धातु निर्मित बाहरी टैंक वाला दोहरा संरोधन

ग) धातु निर्मित बाहरी टैंक के साथ पूर्ण संरोधन

घ) धातु मिश्रित बाहरी टैंक के साथ मैम्ब्रेन टैंक पूर्व दाब वाली कंक्रीट दीवार में पूर्ण संरोधन या मेम्बरेन संरोधन के लिए अपेक्षित नहीं है।

2.3.11 अन्य विचार क्षेत्र

i. जहां क्रायोजेनिक भण्डारण टैंक प्रोसेस संयंत्रों के निकट स्थित हैं वहां प्रोसेस उपकरण के फटने की संभावना होती है , टैंक पर उड़कर आने वाली वस्तुओं के प्रभाव के एक 4" वाल्व के 160 कि.मी./घंटे की रफ्तार (50 कि.ग्रा. भार की वस्तु का 45 मि./से. की गति से आना) से आने पर विचार किया जाना चाहिए।

ii. किसी विमानपत्तन के उड़ान मार्ग में स्थित टैंक के लिए छोटे वायुयान या उपकरण के प्रभाव को ध्यान में रखा जाना चाहिए।

iii. निकटस्थ किसी प्राकृतिक गैस पाइपलाइन से कोई बड़ा रिसाव या एलएनजी का बड़ी मात्रा में फैलाव पर होने वाले विस्फोट के प्रभाव पर भी विचार किया जाना चाहिए।

iv. आंतरिक टैंक की असफलता: जहां किसी अंदरुनी टैंक के अचानक ट्रिप होने पर विचार किया जाए, वहीं आउटलेट टैंक का डिजाइन इससे उत्पन्न प्रभाव के भार को सहन करने वाला होना चाहिए।

v. भूकंप: जोखिम स्तर का निर्धारण स्थल के भूकंपीय वर्गीकरण के आधार पर किया जाता है। भूकंपीय कार्यकलाप स्तर से संबंधित आंकड़ों का पता लगाने के बाद ढांचे का डिजाइन आईएस-1893 तथा अन्य संगत कोड को ध्यान में रखते हुए बनाया जाना चाहिए।

vi. टैंक की छत पर पड़ने वाली बारिश को छत से बाहरी किनारे के पास रोकने और एकत्रित करने के लिए दिशा दी जानी चाहिए। एकत्रित वर्षाजल को किसी निकासी पाइपलाइन प्रणाली द्वारा किसी एलएनजी फैलाव वाले स्थल से दूर तथा निर्धारित निकासी क्षेत्र, जो रिंग रोड से परे (बाहर) हों, ले जाया जाएगा।

2.3.12 नोजल

प्राथमिक और द्वतीयक कंटेनर बेस के प्रमुख स्ट्रैप या फ्लयूड टाइटनेस सुनिश्चित करने के लिए एलएनजी टैंक्स हेतु शेल दीवारों को छोड़कर कोई रन्ध्र नहीं होना चाहिए।

तरल इनलेट, पंप आउटलेट, वाष्प निकास तथा इंस्ट्रूमेंट कनेक्शन जैसे नियमित प्रचालनों के लिए प्रयुक्त नोजल के अलावा निम्नलिखित प्रावधान के लिए भी उपलब्ध कराए जाने चाहिए:

i. निम्नलिखित के लिए नाइट्रोजन कनेक्शन

   क) अंदरुनी टैंक में सन्निवेश करना

   ख) बाहरी टैंक तथा इंसुलेटिंग सामग्री

ii. अंदरुनी टैंक के लिए ठंडा करने का कनेक्शन

iii. इन-टैंक पंप कॉलम को दबाव मुक्त तथा पर्जिन करना।

2.4 टैंक्स का इंस्ट्रूमेंटेशन तथा प्रोसेस नियंत्रण

जिस तापमान पर एलएनजी का भण्डारण किया गया है, इंस्ट्रूमेंटेशन उसके अनुरूप होना चाहिए। सभी इंस्ट्रूमेंटेशन का डिजाइन किसी खतरनाक गैस जोन क्षेत्र में टैंक के प्रचालन स्थिति में होने पर प्रतिस्थान या मरम्मत करने के अनुसार बनाया जाना चाहिए। भण्डारण सुविधाओं के लिए इंस्ट्रूमेंटेशन का डिजाइन इस तरह से बनाया जाए कि बिजली या इंस्ट्रूमेंट एयर फेल होने पर वह प्रणाली सुरक्षित असफलता की स्थिति में रहे।

ईएसडी कार्य के लिए स्तर इंस्ट्रूमेंटेशन, निगरानी के लिए उपकरण से पृथक और स्वतंत्र होगा।

2.4.1 स्तर

i. एलएनजी कंटेनरों में टैंक स्तरों की निगरानी करने के लिए दो स्वतंत्र तरल स्तरीय मापक यंत्र लगे होने चाहिए।

ii. प्रत्येक प्रणाली में उच्च और उच्च-उच्च स्तरीय अलार्म लगे होने चाहिए।

iii. नियंत्रण कक्ष में रिमोट संकेत के अलावा ग्रेड में स्थानीय स्तर पर संकेतक उपलब्ध होने चाहिए।

iv. मापने के उपकरणों के चयन में घनत्व भिन्नता पर विचार किया जाएगा।

2.4.2 दाब

i. भण्डारण टैंक में प्रेशर ट्रांसमिटर उपलब्ध कराए जाएंगे जो निरंतर मॉनीटर और दाब की निगरानी करेंगे जिसके संकेतक नियंत्रण कक्ष और ग्रेड स्तर पर फील्ड में लगे होंगे।

ii. उच्च दाब का पता लगाने के लिए उपकरण टैंक दाब मॉनीटरिंग उपकरण से मुक्त होने चाहिए।

iii. अति दाब पर नियंत्रण और सुरक्षा का क्रम निम्नानुसार होना चाहिए:

   क) उच्च दाब अलार्म

   ख) पूर्ण भार पर बीओजी प्रणाली वृद्धि

IndiaCode

ग) दाब में और वृद्धि होने पर इसे फ्लेयर में रिलीज करके नियंत्रित किया जाएगा।

घ) दाब में आगे वृद्धि पर नियंत्रण इनलेट स्वचालित वाल्व को बंद करके किया जाएगा।

ङ) अंतिम अति दाब होने से सुरक्षा पीएसवी तथा टैंक डिजाइन प्रेशर होगी।

उपर्युक्त सभी दाब नियंत्रण तथा क्रियान्वयन स्वतंत्र प्रेशर ट्रांसमीटर्स पर होगा।

iv. स्वतंत्र दाब ट्रांसमीटर्स को कम दबाव का पता लगाने के लिए उपलब्ध कराया जाएगा जो बॉयल ऑफ गैस कंप्रेशरों को ट्रिप कर देंगे।

v. टैंक दबाव में लगातार गिरावट होने की स्थिति में, वैक्यूम से सुरक्षा की तीन परतें उपलब्ध कराई जाएंगी।

क) बीओजी कंप्रेशरों का ट्रिप होना

ख) पंपों का ट्रिप होना

ग) टैंक वेपर स्पेस में बाहरी स्रोत से प्राकृतिक गैस का स्वत: प्रवेश

घ) असामान्य स्थिति में यह पर्याप्त नहीं होगा कि वैक्यूम ब्रेकर्स का स्थापित एक सेट वायु को सस्पेंडेड डेक तथा बाहरी छत के बीच जगह में छोड़ेंगे ताकि टैंक को स्थायी रूप से क्षति होने से बचाया जा सके।

vi. स्वतंत्र प्रेशर ट्रांसमीटर्स को वैक्यूम सुरक्षा के लिए प्राकृतिक गैस प्रवेश हेतु उपलब्ध कराया जाएगा।

2.4.3 तापमान

i. चूंकि एलएनजी विविध घटकों का उत्पाद है, अत: पूर्ण टैंक ऊंचाई की तुलना में तरल और वाष्प के तापमान को मापना आवश्यक होगा। सेंसरों को 2 मीटर की दूरी पर या टैंक ऊंचाई के प्रत्येक 10% की दूरी, जो भी कम हो, पर लगाया जाना चाहिए।

ii. विभिन्न तापमानों सहित तरल की परतों को मापने और उसके बनने को रिकार्ड करने से ऑपरेटर को संभावित रोल ओवर घटना की चेतावनी मिल जाएगी।

iii. इसके अलावा, प्रारंभिक चिल डाउन प्रचालन की मॉनीटरिंग के लिए, तापमान घटकों को टैंक के बेस में तथा शेल को प्राथमिक और द्वितीयक कंटेनरों दोनों में उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

iv. इन तापमान घटकों को विभिन्न ऊंचाइयों पर तथा बेस के विभिन्न स्थलों पर उपलब्ध कराया जाना चाहिए ताकि टैंक्स की मॉनीटरिंग और उचित प्रशीतन सुनिश्चित हो सके।

2.4.4 गैस डिटेक्टर

एलएनजी के रिसाव की मॉनीटरिंग हेतु स्वचालित गैस का पता लगाने की प्रणाली स्थापित की जाए। रुफ नॉजल्स के आस-पास तथा ऐसे स्थलों पर जहां गैस या तरल रिलीज की संभाव्यता विद्यमान हो पर्याप्त संख्या में गैस अलार्म संवेदक लगाए जाने चाहिएं जिसमें उठे हुए टैंक्स के निचले हिस्से भी शामिल हैं। उक्त व्यवस्था आपात शटडाउन प्रणाली से सज्जित होनी चाहिए। ईएसडी रिमोट / स्थानीय रूप से प्रचालित होनी चाहिए। किसी भी स्वत: प्रवर्तन हेतु ईएसडी की आवश्यकता का जोखिम की अवधारणा के आधार पर मूल्यांकन किया जा सकता है।

2.4.5 रिसाव डिटेक्टर

i. दोहरी कंटेनमेंट प्रणाली में प्राथमिक कंटेनर के जरिए रिसाव मॉनीटरिंग निम्नलिखित में से किसी एक में उपलब्ध करवानी चाहिए:

क) एनुलर / इंसुलेटेड स्थल में तापमान मापक सेंसर

ख) गैस का पता लगाना

ii. व्यवस्था में नकली अलार्म को रोकने के लिए अतिरेकता होनी चाहिए।

IndiaCode

iii. प्रत्येक स्थल पर टैंक बाहरी रिसाव / बिखराव का पता लगाने के यंत्र लगाए जाने चाहिए जहां रिसाव की संभावना हो। ये डिटेक्टर उचित प्रोसेस शटडाउन या पृथकता को सक्रिय करेंगे, रिमोट चालित अग्नि सुरक्षा प्रणालियों को सक्रिय करें या ऑपरेटरों द्वारा आपात कार्रवाई प्रारंभ करें।

iv. रिसाव का पता लगाने के लिए निम्नलिखित उपकरणों पर विचार किया जाना चाहिए:

क) एलएनजी बिखराव के लिए निम्न तापमान सेंसर

ख) आईआर टाइप के ज्वलनशील गैस डिटेक्शन। बैटरी सीमा के बाहर खुले मार्ग टाइप डिटेक्टर होने चाहिए।

ग) यूवी / आईआर टाइप के फ्लेम डिटेक्टर

घ) टैंक रिलीफ वाल्व फॉयर की सुरक्षा के लिए हीट टेम्परेचर डिटेक्टर तथा टेल पाइप अग्निशामक पैकेजों के लिए एक्टीवेशन, यदि उपलब्ध कराया गया हो।

ङ) आयोनाइजेशन टाइप के स्मोक डिटेक्टर

च) मानवरहित क्षेत्रों तथा अनलोडिंग जेट्टि पर सीसीटीवी प्रणालियां, जिनमें वाष्प बादल का पता लगाने की क्षमता हो और उनमें मोशन सेंसर अलार्म लगे हों।

छ) फील्ड ऑपरेटरों, जेट्टि टर्मिनल तथा पाइपलाइन डिस्पैचिंग केन्द्र के बीच संचार प्रणाली।

2.4.6 घनत्व मीटर

i. एलएनजी की सदृश्यता की जांच के लिए भण्डारण टैंकों पर घनत्व मीटर उपलब्ध होंगे।

ii. टैंक में एलएनजी के घनत्व की सभी स्तरों पर मॉनीटरिंग तथा किसी घनत्व की परत बनने के बारे में ऑपरेटर को चेतावनी मिलने का विश्लेषण होगा।

2.4.7 लीनियर और रोटेशनल अंदरुनी टैंक संचलन का बाहरी टैंक के संबंध में तरल कंटेनर के सापेक्ष संचलन के लिए डिजाइन बनाने पर विचार हो।

2.4.8 एंडोस्कोपिक निरीक्षण (कैमरा प्रविष्टि माध्यम से) के लिए टैंक में प्रावधान करने पर भी विचार किया जाए। इससे टैंक का बाहरी निरीक्षण न होने की स्थिति में टैंक की स्थिति के बारे में जानने में मदद मिलेगी।

2.4.9 सभी महत्वपूर्ण इंस्ट्रूमेंटेशन नियंत्रण और सुरक्षा (एफएण्डजी) प्रणालियों में बैटरी बैक-अप सहित अबाधित पॉवर सप्लाई (यूपीएस) उपलब्ध होगी ताकि संयंत्र को आपात स्थिति में सुरक्षित रखा जा सके।

3.0 पुन: गैसीकरण सुविधा

3.1 वेपोराइजर और संबद्ध पाइपिंग

i. वेपोराइजरों का डिजाइन वर्किंग प्रेशर के लिए होता है जो एलएनजी पंप के अधिकतम डिस्चार्ज प्रेशर या उन्हें आपूर्ति करने वाली दबाव कंटेनर प्रणाली, जो भी अधिक हो, की दृष्टि से डिजाइन किया जाना होगा।

ii. प्रत्येक वेपरोराइजर में इनलेट ओर डिस्चार्ज ब्लॉक वाल्व दोनों हों।

iii. प्रत्येक वेपोराइजर का आउटलेट वाल्व, प्रत्येक वेपोराइजर आउटलेट वाल्व के अपस्ट्रीम में स्थापित पाइपिंग घटक और रिलीफ वाल्व एलएनजी तापमान में प्रचालन हेतु उपयुक्त होंगे।

iv. एलएनजी या वेपोराइजर गैस के डिस्चार्ज को प्रेषण प्रणाली के डिजाइन तापमान से अधिक या कम पर तापमान में वितरण प्रणाली में छोड़ने को रोकने के लिए उपयुक्त स्वचालित उपकरण उपलब्ध कराए जाएं। ऐसे स्वचालित उपकरण अन्य सभी प्रवाह नियंत्रण प्रणालियों से स्वतंत्र होंगे तथा उनमें आकस्मिक प्रयोजनों हेतु केवल प्रयुक्त शटडाउन वाल्वों का ही प्रयोग शामिल होगा।

v. एलएनजी के रिसाव को वेपोराइजर में जाने से रोकने के लिए बेकार पड़े अनेक वेपोराइजरों को पृथक करने की प्रक्रिया को दो इनलेट वाल्वों के बीच सुरक्षित ब्लीड व्यवस्था करके पूरा किया जाना होगा।

IndiaCode

vi. प्रत्येक हीटेड वेपोराइजर में प्रत्येक स्थल से ताप स्रोत को बंद करने के लिए एक सुरक्षा इंटरलॉक उपलब्ध कराया जाना चाहिए जो वेपोराइजर से कम से कम 15 मी. की दूरी पर स्थित हो। यह उपकरण अपने स्थापित स्थल से भी संचालित किया जा सकेगा।

vii. हीटेड वेपोराइजर में एलएनजी लाइन इनलेट पर एक शटऑफ वाल्व स्थापित किया जाएगा जो वेपोराइजर से कम से कम 15 मीटर दूर होगा। यह शॅटऑफ वाल्व किसी रिमोट स्थल से या स्थापित स्थल से चलाया जा सके तथा वाल्व को बाहरी हिमांक परिस्थितियों के कारण खराब होने पर बचाया जाए।

viii. यदि कोई रिमोट हिटेड वेपोराइजर के साथ ज्वलनशील मध्यवर्ती तरल का प्रयोग किया जाता है, तो शॅट ऑफ वाल्व को मध्यवर्ती फ्लूड प्रणाली की गर्म और ठंडी लाइनों दोनों पर उपलब्ध कराया जाएगा। इन वाल्वों का नियंत्रण वेपोराइजर से कम से कम 15 मी. दूर स्थित होगा।

ix. वेपोराइजरों में इनलेट और आउटलेट में, दोनों तरल स्ट्रीम के दबाव और तापमान के लिए स्थानीय और नियंत्रण कक्ष संकेतक लगे हों।

x. भण्डारण, पंपिंग और वेपोराइजेशन सुविधा केन्द्रों के लिए इंस्ट्रूमेंटेशन का डिजाइन बिजली या इंस्ट्रूमेंट एयर खराब होने पर सुरक्षित असफलता स्थिति के अनुसार तैयार किया जाना होगा।

3.2 वेपोराइजरों पर रिलीफ उपकरण

i. प्रत्येक वेपोराइजर के निम्नलिखित आकार के सुरक्षा रिलीफ वाल्व उपलब्ध कराए जाने होंगे:

क) हिटेड या प्रोसेस वेपोराइजों की रिलीफ वाल्व क्षमता ऐसी होनी चाहिए कि रिलीफ वाल्व से वेपोराइजर के अधिकतम अनुमेय कार्य दबाव से 10 प्रतिशत से अधिक दबाव की अनुमति के बिना 110 प्रतिशत वेपोराइजर प्राप्त गैस प्रवाह क्षमता डिस्चार्ज होनी चाहिए।

ख) परिवेशी वेपोराइजर की रिलीफ वाल्व क्षमता ऐसी होनी चाहिए कि रिलीफ वाल्व वेपोराइजर के अधिकतम अनुमेय कार्य दबाव से 10 प्रतिशत अधिक की वृद्धि के लिए दबाव की अनुमति के बिना कम से कम 150 प्रतिशत रेटेड वेपोराइजर प्राकृतिक गैस प्रवाह क्षमता डिस्चार्ज करेंगे।

ii. हिटेड वेपोराइजर पर रिलीफ वाल्वों को इस प्रकार लगाया जाना चाहिए कि वे सामान्य प्रचालन के दौरान 60°से. से अधिक तापमान के न हों जब तक कि उनका डिजाइन उच्च तापमान को सहन करने के अनुसार न बनाया गया हो।

iii. रिलीफ वाल्व के डिस्चार्ज समीपस्थ लगे प्रचालन प्लेटफार्म से सुरक्षित ऊंचाई पर स्थित होना चाहिए।

iv. सेफ्टी रिलीफ वाल्व किसी सुरक्षित स्थल पर डिस्चार्ज को वायुमंडल में सीधे छोड़ सकता है। यदि ऐसा करना संभव न हो तो सुरक्षा रिलीफ वाल्व के डिस्चार्ज को फ्लेयर या वेंट के जरिए भेजा जाना चाहिए।

4.0 लोडिंग / अनलोडिंग आर्म और समुद्री सुविधाएं

4.1 लोडिंग / अनलोडिंग आर्म

i. अनलोडिंग आर्म पाइपलेंथ युक्त, घूमने वाली लड़ी से आपस में जुड़ी होती है जिसे हाइड्रूलिक एक्यूएटर्स से हिलाया जाता है। आर्म का एक सिरा शिप क्रास ओवर फ्लेंज से जुड़ा होना चाहिए जिसमें विशेष स्वचालित ईआरसी (आपात रिलीज काउपलर) उपकरण उपलब्ध कराया जाना चाहिए। आपातकाल के दौरान यह स्वचालित उपकरण चालू हो जाएगा और डि-काउपलिंग प्रणाली सक्रिय हो जाएगी।

ii. प्रत्येक अनलोडिंग आर्म में एक आपात रिलीज प्रणाली (ईआरएस) लगाई जाएगी जिसे पोत की ईएसडी प्रणाली से परस्पर जोड़ा जाएगा। यह प्रणाली दो चरणों में कार्य करनी चाहिए; प्रथम चरण में एलएनजी पंपिंग रोकता है और पाइपलाइनों में ब्लॉक वाल्व बंद करता है; द्वितीय चरण में त्वरित-एक्टिंग फ्लेकिंग वाल्व सहित ईआरसी में ड्राई-ब्रेक काउपलिंग अपने आप सक्रिय हो जाएगा। ईआरएस प्रणाली स्वीकार्य उद्योग मानक के अनुरूप होनी चाहिए।

iii. अनलोडिंग आर्म से एलएनजी को एकत्र करके उसे ब्लो डाउन वेसल या अन्य किसी उपयुक्त व्यवस्था द्वारा उपलब्ध करवाकर किसी बंद प्रणाली में डालने का प्रावधान करना चाहिए। कोई भी नाली वायुमंडल में खुली नहीं रहेगी।

iv. आर्म का आकार अनलोडिंग प्रवाह दर पर निर्भर करता है।

4.1.1 फ्लैक्सीबल होज

i. फ्लैक्सीबल होज का प्रयोग एलएनजी के अंतरण और अन्य क्रायोजेनिक तरल जैसे रेफ्रिजरेंट तथा तरल नाइट्रोजन के लिए छोटे अस्थायी कनेक्शनों के लिए प्रयोग किया जाना चाहिए, उदाहरण के लिए जब एलएनजी या तरल नाइट्रोजन के शेड टैंकरों को खाली किया या भरा जा रहा हो तथा इनका इस्तेमाल छोटे एलएनजी कैरियरों और एलएनजी सेटेलाइट संयंत्रों के बीच अंतरण प्रचालनों के लिए भी किया जा सकता है। फ्लैक्सीबल होज का इस्तेमाल जोखिम आकलन के तहत ईएन-1473 के अनुसार किया जाना चाहिए।

ii. फ्लैक्सीबल होज की लम्बाई 15 मी. तथा आयतन0.5 मी.^{3} से अधिक नहीं होनी चाहिए। उनका डिजाइन प्रेशर पीएन 40 तक सीमित होगा।

iii. फ्लैक्सीबल होज का प्रयोग परंपरागत एलएनजी टर्मिनलों में बड़े एलएनजी कैरियरों और तटों के बीच एलएनजी के नियमित अंतरण के लिए नहीं किया जाएगा।

iv. फ्लै क्सीबल होजेस का डिजाइन संगत कोड और / या मानक, जैसे ईएन 12434 के अनुसार बनाया जाएगा।

4.2 लोडिंग / अनलोडिंग लाइन

i. एलएनजी की अनलोडिंग और ट्रांसफर लाइनों में फ्लेंज ज्वाइंट्स की न्यूनतम संख्या होनी चाहिए (एक्सपेंसन बेलो सिस्टम से बचना चाहिए, एक्सपेंसन लूप उपलब्ध करवाए जाने चाहिए) 200 मी.मी. और उससे अधिक के आकार के फ्लेंजस तथा जहां फ्लेजेस के समूह हों, हेतु कोल्ड सेंसर उपलब्ध कराने पर विचार किया जाना चाहिए।

ii. अनलोडिंग लाइन की लम्बाई को न्यूनतम रखा जाना चाहिए। यदि ऐसा करना संभव न हो, तो वैकल्पिक विकल्प उपलब्ध होने चाहिए:

   क) अतिरिक्त लाइन समानांतर होनी चाहिए।

   ख) बूस्टर पंप होने चाहिए।

   ग) लाइन का आकार बढ़ना चाहिए।

iii. बार-बार गर्म और ठंडा प्रचालन के कारण दबाव और चक्रीय तनाव से बचने के लिए अनलोडिंग लाइन को ठंडी स्थिति में रखा जाना चाहिए।

iv. यदि अनलोडिंग लाइन का प्रयोग लोडिंग के लिए भी होता है तो इंजीनियरिंग और डिजाइन में उपयुक्त सुरक्षा उपाय किए जाने चाहिए तथा जोखिम आकलन खण्ड 6.0 – पाइपिंग में विनिर्दिष्ट अनुसार आवश्यकताओं के अलावा किया जाना चाहिए।

   क) मात्रात्मक जोखिम विश्लेषण (क्यूआरए)

   ख) खतरा और प्रचालनात्मक अध्ययन (हैजोप)

   ग) मानक प्रचालन प्रक्रिया (एसओपी)

   घ) प्रोत्कर्ष विश्लेषण

   ङ) इंटरलॉक लोजिक्स

5.0 फ्लेयर

निम्नलिखित प्रमुख प्रोसेस घटकों और कार्य में प्रेशर रिलीफ और ब्लो डाउन प्रणाली शामिल होगीं।

i. एलएनजी पुन: गैसीकरण प्रणाली (वाष्प) के लिए आपात / प्रचालनात्मक फ्लेयर प्रणाली।

ii. स्टैक, टिप और फ्लेम फ्रंट जेनरेटर सहित फ्लेयर उपकरण।

iii. फ्लेयर स्टैक सहित फ्लेयर प्रणाली।

Indiacode

इन प्रणालियों के अंतर्गत विभिन्न उपकरण की डिजाइनिंग के लिए निम्नलिखित मानदण्ड होंगे।

5.1 फ्लेयर हेडर

5.1.1 फ्लेयर हैडर से निम्नलिखित प्रणालियां जुड़ी हैं:

i. एलएनजी वेपोराइजर्स से ब्लो डाउन

ii. एलएनजी रिकंडेंसर से रिलीफ

iii. बीओजी कंप्रेशरों से रिलीफ

iv. ईंधन गैस प्रणाली से रिलीफ

v. एलएनजी टैंक वाष्प प्रणाली से ब्लो–डाउन

vi. प्राकृतिक गैस सेंड आउट हेडर से ब्लो–डाउन

5.1.2 तथापि निम्नलिखित प्रणाली से रिलीफ को फ्लेयर लोड के बढ़ने से बचने के लिए वायुमण्डल में छोड़ा जाना होगा:

i. एलएनजी वेपोराइजर्स (एससीवी, शेल और ट्यूब)

ii. एलएनजी भण्डारण टैंक

iii. प्राकृतिक गैस सेंड आउट हेडर

5.2 आपात दबाव हटाना

5.2.1 आंतरिक दबाव को कम करने के लिए प्रेशर निकालने की प्रणाली उपलब्ध कराई जानी चाहिए, रिसाव के प्रभाव को कम करना चाहिए तथा एलएनजी हाइड्रोकार्बन रेफ्रिजरेंट या गैस से भरे प्रेशर वैसल तथा बाहरी विकिरण से पाइपपिंग के खराब होने के जोखिम से बचना चाहिए।

5.2.2 उच्च दाब वाले उपकरण को दबाव मुक्त करने के उपकरण एक या अधिक मद वाले उपकरण के दबाव को त्वरित कम करने की अनुमति देंगे। इन गैसों को फ्लेयर सिस्टम में भेजा जाना चाहिए जिसमें प्रेशर मुक्त करने के दौरान सृजित निम्न तापमान की हैंडलिंग की क्षमता होनी चाहिए।

6.0 पाइपिंग

6.1 किसी एलएनजी टैंक के लिए पाइपिंग आवश्यकता हेतु सभी नोजल शीर्ष पर होने चाहिए। गंभीर रिसाव के जोखिम को न्यूनतम करने के लिए साइड से छिद्र करने से बचना चाहिए। पाइपिंग आवश्यकता में निम्नलिखित शामिल होंगें परंतु इन तक ही सीमित नहीं होना चाहिए:

i. फिल लाइनें

ii. निकासी लाइन (इनटैंक पंप कॉलम)

iii. एलएनजी वाष्प को हटाने के लिए बॉयल-ऑफ लाइन।

iv. टैंक की कमिशनिंग के दौरान टैंकों की प्रारंभिक कूलिंग के लिए ठंडी लाइन।

v. अंदरुनी टैंक और एनुलर स्पेस की पर्जिंग के लिए नाइड्रोजन पर्ज लाइनें।

vi. पंप कॉलम तथा फुट वाल्व सीलिंग के लिए नाइड्रोजन पर्जिंग लाइन।

vii. उपकरण नोजल।

viii. प्रेशर मेकअप लाइन

ix. पंप रिसर्कुलेशन लाइन।

x. पर्ज रिलीज वेंट लाइ

xi. प्रेशर रिलीफ वाल्व लाइन

IndianCode

xii. वैक्यूम रिलीफ लाइन

6.2 एलएनजी लाइनें सामान्यत: पूरी भरी हुई लाइनें होती हैं। तथापि, विशिष्ट प्रचालन स्थितियों से पाइप के शीर्ष और निचले स्तर पर तापमान भिन्न हो सकता है जिससे पाइपों की बोईंग और संभावित बिखराव हो सकता है। पाइपिंग डिजाइन में दाब विश्लेषण विस्तार लूप, और सहायक उपकरण तथा उचित पाइपिंग और उपकरण ठंडी प्रक्रिया होनी चाहिए जिसमें सभी अनुमानित प्रचालन और अस्थिर स्थितियां शामिल होनी चाहिए।

6.3 भौतिक घटना जैसे एलएनजी प्राप्ति और अंतरण लाइनों में दाब का बढ़ना, फ्लैशिंग तथा पाइपिंग और उपकरण डिजाइन में दो चरणीय प्रवाह का समाधान होना चाहिए। ईएसडी वाल्व सुरक्षित असफलता और अग्नि सुरक्षित होने चाहिए।

6.4 पाइपिंग लोड और पाइपिंग का थर्मल विस्तार / सिकुड़न टैंक नोजल कनेक्शन को स्थांतरित नहीं होना चाहिए। एलएनजी लाइनों में बेल्लोज एक्सपेंशन ज्वाइंट से बचा जाना चाहिए।

6.5 वाल्व क्रायोजेनिक सेवा के लिए डिजाइन्ड और बनाए जाने चाहिए। क्रायोजेनिक सेवा में विस्तारित बोनेट वाल्व इस्तेमाल किए जाने चाहिए जिनका स्टेम वर्टिकल स्थिति में होगा।

6.6 यदि एलएनजी को एक निश्चित मात्रा में रखा जाए तो एलएनजी गर्म होती है और उसका विस्तार होता है। अत: बंद प्रणाली में डिस्चार्ज सहित थर्मल विस्तार रिलीफ वाल्व में कोई भी संभावित ब्लॉक्ड पाइपिंग या उपकरण उपलब्ध करवाना चाहिए।

6.7 एलएनजी का स्तरीकरण / परतों को न्यूनतम करने के लिए डिजाइन करना चाहिए [स्तरीकरण तब होता है जब टैंक के निचले भाग में भारी एलएनजी डाली जाती है तथा भारी एलएनजी के ऊपर हल्की एलएनजी या हल्की एलएनजी आंशिक रूप से भरी जाती है या एलएनजी के पुराने होने के कारण (लम्बे समय तक भण्डारण)। इससे रोल ओवर नामक वाष्प की अचानक और तीव्र रिलीज होती है]।

i. इसे दो फिल लाइनों द्वारा रोका जा सकता है एक टैंक के ऊपर तक तथा दूसरी नीचे तक जाती है ताकि शीर्ष पर गाढ़ी एलएनजी और निचले हिस्से में हल्की एलएनजी डाली जा सके। स्तरीकरण से बचने के लिए मिक्सिंग नोजल का भी इस्तेमाल किया जा सकता है।

ii. जमा एलएनजी के सक्रिय प्रबंधन द्वारा रोलओवर स्थिति से बचा जाना चाहिए जिसमें निगरानी तापमान और घनत्व, उपयुक्त शीर्ष और निचली फिलिंग या परिचालन द्वारा टैंक तत्व का मिश्रण शामिल होगा।

6.8 वेपराइजिंग पाइपिंग में उच्च प्रवाह दरें, दबाव तथा क्रायोजेनिक पाइपिंग सामग्रियों से कार्बन स्टील सामग्री तक दाब तथा ट्रांजिशन शामिल है। इससे यदि प्रोसेस इंटरलॉक में खराबी आ जाती है तो ठंडी गैस या तरल कार्बन स्टील के संपर्क में आने के परिणामत: यह आसानी से टूट सकता है।

6.9 पास के संयंत्र, उपकरण तथा ढांचागत स्टील पर निम्न तापमान तरल बिखरने के प्रभाव तथा घटना में वृद्धि को रोकने और/या आपात प्रतिक्रिया कार्मिक को होने वाले खतरे का आकलन तथा उपाय करने चाहिए और निर्माण की सामग्री का उपयुक्त चयन या एम्ब्रिट्टलमेंट से संरक्षण करना होगा।

ऐसी सुरक्षा उपयुक्त सामग्री चयन (कंक्रीट, स्टेनलेस स्टील आदि) द्वारा या सामग्री के साथ इनसुलेटिंग करके प्राप्त की जानी चाहिए जिससे उपकरण और ढांचे को शीत प्रभाव से सुरक्षा मिलेगी। इंसुलेशन का डिजाइन और स्थापना टूट-फूट की बाहरी सतहों से बचाने के लिए उपयुक्त मानकों और प्रावधान के अनुसार करनी होगी।

6.10 उपकरण और ढांचागत समर्थित घटकों की इस तरह से सुरक्षा की जानी चाहिए कि उनके कार्य और स्वरूप पर संयंत्र प्रचालन के दौरान प्रतिकूल प्रभाव न पड़े।

7.0 एलएनजी ट्रक लोडिंग सुविधा का डिजाइन

7.1 विवरण

7.1.1 एलएनजी सड़क लोडिंग प्रणाली का उद्देश्य एलएनजी को भण्डारण टैंकों से टैंक ट्रक में अंतरण करना है ताकि एलएनजी को सड़क परिवहन के जरिए अन्य स्थलों में पहुंचाया जा सके। एलएनजी सड़क लोडिंग मैनुअली प्रचालित प्रणाली है, जहां सभी कार्यकलापों को प्रशिक्षित कार्मिकों की उपस्थिति में किया जाना चाहिए। टैंक ट्रकों में एलएनजी की लोडिंग को एलएनजी इन-टैंक पंप डिस्चार्ज से टैप ऑफ किया जाएगा। टैंक से लौटे एलएनजी वाष्प को

बीओजी सक्शन हेडर में भेजा जाना चाहिए। जब कोई लोडिंग न हो रही हो तो एलएनजी फिलिंग लाइन में रखते हुए रिसर्कुलेशन लाइन के जरिए अत्यधिक ठंडी स्थितियां बनाई रखी जानी होगी। लोडिंग सुविधा एलएनजी तरल लोडिंग आर्म और वेपर रिटर्न आर्म के साथ उपलब्ध कराई जानी चाहिए। बिना लोडिंग वाली स्थिति के दौरान एलएनजी फीडलाइन में एक समान प्रशीतन की निगरानी के लिए अलार्म सहित त्वचा तापमान संकेतकों की उपयुक्त संख्या नियंत्रण कक्ष में उपलब्ध कराई जाएगी।

7.1.2 एलएनजी रोड टैंकर में क्रायोजेनिक स्थितियों में परिवहन के लिए उपयुक्त दोहरी दीवार वाला वैक्यूम इंसुलेटेड क्रायोजेनिक वेस्सल होना चाहिए। सड़क संचलन के लिए टैंक ट्रक का समय-समय पर संशोधित, स्थिर और गतिशील दाब पात्र (अज्वलित) नियम, 2016 के अनुसार डिजाइन, निर्माण और जांचा गया होना चाहिए।

7.1.3 ट्रक लोडिंग सुविधा में निम्नलिखित शामिल होना चाहिए:

i. एलएनजी फिलिंग लाइन, वेपर रिटर्न लाइन और पर्याप्त इंस्ट्रूमेंटेशन वाली पुनचर्क्रण लाइन।

ii. तरल/वाष्प लोडिंग आर्म, बैंच फ्लो मीटर और नियंत्रण वाल्व।

iii. अभिरक्षक अंतरण के लिए भार पुल / फ्लो मीटर।

iv. सिक टैंकर अनलोडिंग सुविधा

7.2 एलएनजी लोडिंग / अनलोडिंग सुविधाओं के लिए डिजाइन पर विचार

7.2.1 लोडिंग सुविधा

प्रत्येक लोडिंग स्टेशन में निम्नलिखित शामिल होगें:

i. स्वचालित प्रवाह नियंत्रण वाल्व या उपयुक्त नियंत्रण प्रणाली समान कार्यात्मक आवश्यकता को पूरा करेगी तथा एलएनजी लोडिंग लाइनों में नॉन रिटर्न वाल्व उपलब्ध कराए जाएंगे।

ii. पृथक वाल्व के साथ वाष्प रिटर्न लाइन को एनआरयू सहित भण्डारण पोत / बीओजी लाइन के साथ पुन: जोड़ा जाना चाहिए।

iii. उचित टैंकर अर्थिंग कनेक्शन उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

iv. टैंक ट्रक को जोड़ने के लिए फिलिंग और वेपर रिटर्न लाइनों के अंत में भली भांति डिजाइन किया गया लोडिंग आर्म उपलब्ध कराया जाना चाहिए। लोडिंग आर्म एंड कनेक्शन टाइप सीजीए एलएनजी 300 या फ्लेंज्ड टाइप होना चाहिए। लोडिंग आर्म में ब्रेकवे काउपलिंग उपलब्ध होना चाहिए। ये आर्म्स ओईएम सिफारिशों के अनुसार अनुमोदित टाइप होंगे और इन्हें ओईएम सिफारिशों के अनुसार जांचा जाएगा।

v. टैंकर के वजन के लिए उपयुक्त क्षमता का वजन ब्रिज उपलब्ध कराया जाएगा।

7.2.2 टैंकर अनलोडिंग सुविधा

i. टैंकर अनलोडिंग निम्नलिखित किसी पद्धति से की जाएगी:

क) बीओजी कंप्रेशर डिस्चार्ज से वाष्प का उपयोग करना

ख) उचित दाब नियंत्रण से दाबयुक्त गैस (प्रेषित) नेटवर्क से गैस का उपयोग करना।

ग) टैंकर दाब निर्माण कॉयल का उपयोग करना।

घ) समर्पित अनलोडिंग कंप्रेशर / पंप

ii. टैंकर / सिस्टम में प्रेशर अधिक होने और अधिक तापमान के प्रभाव को देखते हुए उपयुक्त सुरक्षा दी जानी चाहिए।

iii. सभी नालियों, निकास तथा सुरक्षा वाल्व डिस्चार्ज बंद प्रणाली / फ्लेयर प्रणाली से होकर गुजरनी चाहिए। फ्लेयर प्रणाली की अनुपलब्धता के मामले में, सुरक्षा वाल्व से डिस्चार्ज हाइड्रोकार्बन के प्रभावी प्रसार के लिए निकटतम कार्यशील प्लेटफार्म से न्यूनतम 3 मीटर ऊंचे सुरक्षित स्थल से वायुमण्डल में छोड़ा जाना चाहिए। समर्पित नाली और निकास कनेक्शनों को लोडिंग और वेपर आर्म्स के लिए उपलब्ध कराया जाना चाहिए। प्रचालनात्मक आवश्यकता यह

है कि प्रत्येक लोडिंग प्रचालन के बाद डिस्कनेक्शन से पहले एलएनजी तरल में तरल होल्डअप तथा वेपर आर्म्स को नाली में बहाया जाना चाहिए, दाब मुक्त तथा पर्ज किया जाना चाहिए। ड्रेन पाइप के प्रावधान पर विचार किया जा सकता है। ड्रेन पाइप में एकत्रित तरल को धीरे-धीरे वाष्प में बदला जाना चाहिए। वेपोराइजेशन प्रक्रिया के लिए नाइट्रोजन कनेक्शन उपलब्ध कराया जा सकता है।

7.3 अन्य क्षेत्र

7.3.1 सुरक्षा प्रणाली

i. गैंट्री में संभावित बिखराव और गैस उत्सर्जन स्थलों पर गैस और बिखराव डिटेक्टर लगे हों। इसमें फ्लेम डिटेक्टर होने चाहिए जो पूर्ण गैंट्री को कवर करेंगे और आग लगने का पता लगाएंगे। इसके अलावा, उपयुक्त स्थलों पर मैनुअल कॉल प्वाइंट होंगे।

ii. अग्नि और गैस रिसाव का निम्नानुसार पता लगाने पर विचार करना चाहिए:

क) फॉयर डिटेक्टर्स

ख) गैस डिटेक्टर्स

ग) निम्न तापमान (बिखराव) डिटेक्टर

iii. डिटेक्टरों से उत्पन्न सिग्नल को ईएसडी प्रणाली से एकीकृत होगा।

iv. लोडिंग गैंट्री तक / से निकलने वाली सभी प्रोसेस आवक और जावक लाइनों के लिए शटडाउन उपलब्ध कराए जाने चाहिए और इन्हें आसानी से पहुंच वाले स्थल पर लोडिंग गैंट्री से कम से कम 15 मीटर की दूरी पर स्थित होना चाहिए।

v. आपात शटडाउन (ईएसडी) सिद्धांत की रूपरेखा किसी आपात स्थिति का पता चलने या डिटेक्टर संकेतक द्वारा पता चलने पर उपयुक्त शटडाउन कार्रवाई प्रारंभ करने के लिए बनाई जानी होगी।

vi. आपात स्थिति में ईएसडी प्रणाली को मैनुअल प्रवर्तन और ऑपरेटर द्वारा फॉयर वॉटर स्प्रे प्रणाली के लिए सुरक्षित स्थल पर फील्ड में आपात पुश बटन या हैंड स्विच उपलब्ध कराए जाएंगे। गैंट्री के दोनों ओर अंत में उपलब्ध कराए गए फील्ड से संबंधित बटन / स्विच आसानी से पहुंचे जाने वाले स्थलों में उपलब्ध कराए जाने होंगें।

vii. ईएसडी निम्नलिखित में से किसी मामले में की जानी चाहिए:

क) विभिन्न प्रकार के गैस या बिखराव या ज्वाला का दो डिटेक्टरों से संकेत प्राप्त होने पर

ख) मैनुअल कॉल प्वाइंट प्रारंभ होने पर

ग) फील्ड में और ऑपरेटर कंसोल और नियंत्रण कक्ष में हैंड स्विच उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

इसके अलावा, व्यक्तिगत टैंकर फिलिंग प्रचालन को रोकने के लिए निम्नलिखित तर्क भी अपनाए जाएं:

क) गैस का पता लगने पर फिलिंग प्रचालन बंद हो जाएगा।

ख) अर्थ रिले संपर्क द्वारा ट्रक की अपर्याप्त अर्थिंग दर्शाने पर फिलिंग प्रचालन बंद हो जाएगा।

उपर्युक्त के अलावा, गैंट्री में फॉयर वॉटर स्प्रे तथा डेलुज सिस्टम भी उपलब्ध कराया जाना चाहिए जिसे या तो स्वचालित (ज्वाला / फॉयर डिटेक्टर या क्वार्जाइड बल्व असेंबली) अथवा मैनुअली या मैनुअल स्विच द्वारा सक्रिय किया जाता है।

7.3.2 सुरक्षा सावधानियां

एलएनजी का किसी टैंक ट्रक में या उससे अंतरण करने के दौरान संबद्ध खतरों के कारण निम्नलिखित सावधानियां बरती जानी चाहिए।

i. ऐसे क्षेत्र में दहन के किसी स्रोत को अनुमति नहीं दी जानी चाहिए जहां उत्पाद अंतरण प्रचालन किए जाते हैं।

IndiaCode

ii. एलएनजी आग से निपटने के लिए अंतरण प्रचालनों के दौरान टैंक ट्रकों के निकट उपयुक्त अग्निशामक यंत्र लगाए जाने चाहिए।

iii. ट्रक को लगाने के बाद सबसे पहली कार्रवाई टैंकरों की उचित अर्थिंग कनेक्शन उपलब्ध कराना चाहिए। अर्थिंग को ट्रक के जाने से बिलकुल पहले हटाया जाना चाहिए।

iv. आर्म को हटाते समय कनेक्शन को थोड़ा ढीला करना चाहिए ताकि ट्रैपड प्रेशर, यदि कोई हो, निकल जाए।

v. कोल्ड बर्न से बचने के लिए कनेक्शनों को बनाते समय या हटाते समय व्यक्तिगत निवारक उपकरण (क्रायोजेनिक सूट, फ्लेम रिटार्डेंट ओवरआल आदि) का हमेशा प्रयोग किया जाना चाहिए।

vi. ट्रक को पार्क करने के तत्कल बाद मॉस्टर स्विच बंद कर देना चाहिए। अंतरण प्रचालन के दौरान ट्रक पर कोई इलेक्ट्रिक स्विच को "ऑन" या "ऑफ" नहीं किया जाना चाहिए।

vii. लोडिंग क्षेत्र में होने पर किसी ट्रक की कोई मरम्मत नहीं की जानी चाहिए।

viii. व्हील चोक की उपलब्धता

ix. निम्नलिखित के मामले में फिलिंग / अंतरण प्रचालन तत्काल बंद कर देने चाहिए –

क) अनियंत्रित रिसाव होने पर

ख) आसपास आग लगने पर

ग) बिजली गिरने और आंधी-तूफान आने पर

फील्ड और रिमोट स्थल पर फिलिंग / अंतरण प्रचालनों को रोकने के लिए प्रावधान होने चाहिए। फील्ड में स्टॉप स्विच खतरे के स्रोत से किसी सुरक्षित दूरी (न्यूनतम 15 मीटर की दूरी) पर स्थित होना चाहिए।

IndiaCode

7.4 नाली और निकास

नाली और निकास को ड्रेन करने, पर्जिंग, निकासी आदि की सभी आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए उपलब्ध कराया चाहिए। टीएसवी से भी डिस्चार्ज को हैण्डल करने के लिए उपयुक्त प्रणाली उपलब्ध करवाई जानी चाहिए।

7.5 स्थिर अनुप्रयोगों के लिए एएसएमई कंटेनरों का प्रयोग करके एलएनजी स्थापनाओं हेतु आवश्यकताएं

वाहन में ईंधन भरने तथा वाणिज्यिक और औद्योगिक अनुप्रयोगों के लिए *एएसएमई बॉयलर और प्रेशर वेस्सल कोड या गैस सिलेण्डर नियमों* के अनुसार 379 मी.^{3} क्षमता के कंटेनरों के प्रयोग द्वारा एलएनजी स्थापनाओं की स्थापना, डिजाइन, फैब्रिरेशन तथा साइटिंग की आवश्यकता का अनुलग्नक-I में उल्लेख किया गया है।

अनुसूची - 1ख

8.0 इलेक्ट्रिकल प्रणालियां

8.1 डिजाइन रूपरेखा

i. इलेक्ट्रिक उपकरण और प्रणालियों का चयन फिटनेस, सुरक्षा, विश्वसनीयता, रखरखाव योग्यता, विनिर्दिष्ट भावी विस्तार के साथ आजीवन सेवा और सामंजस्य, डिजाइन मार्जिन प्रयोजन हेतु पर्यावरण के लिए उपयुक्तता, आर्थिक क्षेत्र तथा पिछले सर्विस इतिहास से अधिशासित होगा।

ii. इलेक्ट्रिकल स्थापना का डिजाइन और इंजीनियरिंग स्थापित कोड, विशिष्टियों, ठोस इंजीनियरिंग पद्धतियों के अनुसार होना चाहिए तथा यह राष्ट्रीय और स्थानीय विनियमों की सांविधिक आवश्यकताओं को पूरा करेगा।

iii. इलेक्ट्रिकल उपकरण और सामग्रियां उनके संगत विनिर्दिष्टों, डेटा शीट तथा परियोजना विनिदेशों के अनुरूप होंगी तथा निम्नलिखित लागू संहिता और मानकों के नवीनतम संस्करण (किसी संशोधन सहित) का पालन किया जाएगा।

iv. सभी इलेक्ट्रिक उपकरण, प्रणालियां तथा उनकी स्थापना का डिजाइन अपेक्षा अनुसार स्थल स्थितियों के अधीन होना चाहिए।

v. सभी उपकरण और सामग्रियां उष्णकटिबंधीय में तटीय वातावरण वाले क्षेत्रों में एलएनजी संयंत्र की विशिष्ट सेवा शर्तों में प्रचालन हेतु उपयुक्त होनी चाहिए।

vi. स्विच गियर कक्ष में व्यापक रोशनदान, वीएफडी / यूपीएस कक्ष वातानुकूलित होना चाहिए, तथा बैटरी कक्ष में एग्जोस्ट फैन युक्त वैंटिलेटिड होना चाहिए। तथापि, कूलिंग या रोशनदान से हवा निकासी न होने पर इस उपकरण का प्रचालन प्रभावित नहीं होना चाहिए।

vii. विनिर्दिष्ट तापमान बनाए रखने के लिए वीआरएलए बैटरी कक्ष वातानुकूलित होनी चाहिए।

viii. इलेक्ट्रिकल ग्राउंडिंग गणना के उद्देश्य (मृदा इलेक्ट्रिकल रेजिस्टिविटी) तथा केबल रेटिंग गणना (मृदा थर्मल रेजिस्टिविटी) के उद्देश्य के लिए क्षेत्र के आंकड़ों का प्रयोग किया जाएगा।

ix. ऐसे क्षेत्र, जहां मृदा हाइड्रोकार्बन बिखराव होने से दूषित हो जाती है वहां इलेक्ट्रिकल केबल को जमीन के नीचे नहीं लगाया जाएगा अपितु किसी उपयुक्त कंक्रीट डक्ट बंक्स में स्थापित किया जाएगा।

x. बैटरी सीमा के अंतर्गत सभी क्षेत्रों को ज्वलनशील सामग्रियों से खतरे की मात्रा और सीमा के अनुसार वर्गीकृत किया जाएगा। सभी स्थलों के लिए खतरनाक क्षेत्रों का वर्गीकरण क्षेत्र वर्गीकरण ड्राइंग और मार्गदर्शिकाओं के अनुसार किया जाएगा।

8.2 सिस्टम डिजाइन

वितरण प्रणाली का डिजाइन अपनाई जाने वाली प्रणाली की पसंद को प्रभावित करने वाले सभी संभव तथ्यों पर विचार करते हुए तैयार किया जाएगा जैसे आपूर्ति की अपेक्षित निरंतरता, प्रचालन का लचीलापन, उपलब्ध स्रोतों से पावर आपूर्ति की विश्वसनीयता, कुल भार तथा व्यक्तिगत लोड का संकेन्द्रण। इलेक्ट्रिकल प्रणाली के डिजाइन में निम्नलिखित शामिल होंगे:

i. एलएनजी प्राप्ति भण्डारण और पुन: गैसीकरण सुविधा केन्द्र हेतु इलेक्ट्रिकल प्रणाली के डिजाइन में निम्नलिखित शामिल होंगे:

क) स्थल की स्थितियां

ख) विद्युत स्रोत का ब्यौरा

ग) योजना और बेसिक विद्युत वितरण प्रणाली तथा सिंगल लाइन डॉयग्राम

घ) निवारक-मीटरिंग-नियंत्रण

ङ) नए सब-स्टेशन के लिए इलेक्ट्रिकल सब-स्टेशन का डिजाइन

च) इलेक्ट्रिकल उपकरण डिजाइन

छ) प्रकाश व्यवस्था प्रणाली

ज) अर्थिंग प्रणाली

झ) बिजली गिरने से सुरक्षा प्रणाली

ञ) खतरनाक क्षेत्र के लिए इलेक्ट्रिकल उपकरण

ट) सांविधिक अनुमोदन

ठ) केबल का आकार

ii. केबल प्रणाली – भूमिगत और भूमि के ऊपर जिसमें केबल ट्रे सहायता और पाइप रैक्स के जरिए मार्ग शामिल है।

क) पॉवर सिस्टम अध्ययन

ख) यथा अनुप्रयोज्य ताप ट्रेसिंग प्रणाली

iii. डिजाइन इलेक्ट्रिकल प्रणाली में निम्नलिखित सुविधा होनी चाहिए:

IndiaCode

क) मानक उत्पाद अनुप्रयोग

ख) कार्मिक और उपकरण की सुरक्षा

ग) सेवाओं की विश्वसनीयता

घ) निर्माण योग्य उपलब्धता

ङ) केबल की उपलब्धता

च) न्यूनतम अग्नि जोखिम

छ) लागत प्रभावकारिता

ज) प्रचालन के रखरखाव तथा सुविधा की सुलभता

iv. डिजाइन विकास के दौरान परिवर्तन तथा भावी विस्तार और संशोधन (उपयुक्त इंजीनियरिंग मार्जिन या स्पेस प्रावधानों के रूप में) हेतु पर्याप्त प्रावधान।

v. सभी इलेक्ट्रिकल उपकरणों तथा चयनित रिले प्रणालियों का इंटेलिजेंट नियंत्रण उपकरणों के जरिए स्वचालित सुरक्षा।

vi. अन्य अनुशासन प्रणालियों के साथ चयनित उपकरणों हेतु रिमोट कंट्रोल तथा निगरानी सुविधाएं और इंटरफेसिंग।

vii. यथा अनुप्रयोज्य लॉक आउट टैग आउट (एलओटीओ) का प्रावधान।

viii. उपकरण की अधितम परस्पर परिवर्तनीयता

ix. सुरक्षित असफलता विशेषताएं

IndiaCode

8.3 प्रणाली अध्ययन

एलएनजी प्राप्ति, भण्डारण और पुन: गैसीकरण सुविधा केन्द्रों में सभी इलेक्ट्रिकल सुविधा केन्द्र के चयन और आकार के अनुरूप अध्ययन / गणना की जानी चाहिए। अध्ययन में निम्नलिखित शामिल होने चाहिए:

i. संयंत्र और यूनिट इलेक्ट्रिकल लोड

ii. लोड प्रवाह, खराबी का पता लगाने तथा बड़ी मोटर लगाने संबंधी अध्ययन

iii. फीडर और सर्किट वोल्टेज में गिरावट

iv. रिले सेटिंग और समन्वय

v. अर्थिंग

vi. बिजली गिरने का अनुमान तथा अध्ययन (बिजली गिरने से ढांचों की सुरक्षा)।

vii. मार्गस्थ स्थिरता अध्ययन

viii. पुन: वृद्धि और स्वत: परिवर्तन संबंधी अध्ययन

ix. लोड शेडिंग अध्ययन

x. बिजली कारक तथा हार्मोनिक अध्ययन (यदि अपेक्षित हो)

xi. नियंत्रण और सुरक्षा योजनाएं

xii. योजनाओं में सामंजस्य

xiii. फॉयर अलार्म प्रणाली के लिए ब्लॉक डॉयग्राम

xiv. संचार प्रणाली के लिए वाक डॉयग्राम और ब्लॉक डॉयग्राम

xv. क्षेत्र वर्गीकरण ड्राइगें

8.4 विद्युत आपूर्ति

8.4.1 मेन पॉवर आपूर्ति और प्रणालियां

मेन पॉवर स्रोत कैप्टिव पॉवर जेनरेशन होगा या ग्रिड से संबद्ध होगा। प्रस्तावित प्राइमरी वितरण (33 केवी या अन्य) तथा यूटिलिटी ग्रिड का वोल्टेज स्तर संयंत्र उत्पादन के अनुसार और संबंधित ग्रिड आपूर्ति स्तर होगा। इनडोर स्विच बोर्डों की संख्या और योजनाएं विद्युत वितरण क्षमता तथा असामान्य संयंत्र प्रचालन स्थितियों के अंतर्गत प्रोसेस लोडिंग क्षेत्र, दोनों से अधिशासित होंगी।

8.4.2 संयंत्र आपात विद्युत स्रोत और प्रणालियां

मेन पॉवर जाने पर सुरक्षित शटडाउन की अनुमति हेतु संयंत्र क्षेत्र में आपात बिजली गिरने और महत्वपूर्ण सेवाओं को पूरा करने के लिए सब-स्टेशन से आपात एमसीसी तक आपात विद्युत आपूर्ति उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

8.5 विद्युत वितरण

8.5.1 सामान्य

i. एलएनजी प्राप्ति और भण्डारण सुविधाओं के इलेक्ट्रिकल लोड की रिकार्डिंग और गणना करने के लिए एक लोड सार तैयार किया जाएगा। लोड सार में सतत् अबाधित तथा स्टैंडबाई लोड दर्शाया जाएगा।

ii. इसका प्रयोग ट्रांसफार्मरों, स्विच गियरों आदि की रेटिंग और संख्या का सत्यापन करने के लिए किया जाएगा। स्विचबोर्ड बस बार्स की मौजूदा रेटिंग को भी तदनुसार निर्धारित किया जाएगा।

iii. जहां द्वितीयक चयनित प्रणालियां उपलब्ध कराई जाती हैं, वहां प्रत्येक ट्रांसफार्मर / इनकमर की उपर्युक्त अनुसार रेटिंग की जाएगी।

8.5.2 मेन पॉवर वितरण

i. सभी लोड (उदाहरण के लिए भण्डारण टैंक और संयंत्र) को पूरा करने के लिए स्थल पर एक सब-स्टेशन बनाया जाना चाहिए।

ii. प्रत्येक सब-सेक्शन "क" और "ख" में दोहरी अतिरेक विद्युत आपूर्ति उपलब्ध कराई जानी चाहिए (रिवर्क)।

iii. टैंक क्षेत्र में सभी प्रकाश व्यवस्था तथा सुविधा रिसेप्टेकल लोड को बिजली की आपूर्ति के लिए टैंक बैटरी सीमा में 415वी, 3 पीएच, 4 वॉयर की सामान्य और आपात विद्युत आपूर्ति उपलब्ध कराना।

iv. सब-स्टेशन से सभी मोटर पॉवर केबल उपलब्ध कराई जाएंगी और ये दोनों ओर समाप्त होंगी।

v. आपात डीजल इंजन (ईडीजी) द्वारा समर्थित आपात विद्युत आपूर्ति उपलब्ध कराई जाएगी।

8.6 सब-स्टेशन डिजाइन

8.6.1 सामान्य

i. सब-स्टेशन को सुरक्षित क्षेत्र और जोखिम क्षेत्र के बाहर लगाया जाएगा।

ii. वाहन यातायात या अन्य किसी कारण, जिससे सब-स्टेशन का प्रचालन प्रभावित होता हो, पर विचार किया जाएगा।

iii. सब-स्टेशन के भवनों में फिल्टर एयर वाले व्यापक रोशनदान लगे होने चाहिए और इसमें केबल रैंकिंग और नीचे ट्रैज़ के लिए केबल सेलर सहित बॉटम एंट्री स्विच गियर के प्रयोग की अनुमति हेतु ऊपर उठे ढांचे शामिल होने चाहिए।

iv. केबल सेलर संपर्क सड़क स्तर से 300 मी.मी. (न्यूनतम) ऊपर तथा इसका कार्य सिमेंटेड होना चाहिए। केबल सेलर न्यूनतम 2.5 मी. उंचाई पर हो तथा इसमें सभी केबल ट्रे और उनके सहायक उपकरण होने चाहिए।

v. स्थापना के लिए सभी उपकरण में ड्राइंग हेतु रोलिंग शटर के साथ एक पृथक 3.0 मी. प्रवेश उपलब्ध कराया जाना होगा। परिचालन कार्मिकों के लिए मुख्य प्रवेश में अधिमानत: डबल डोर प्रणाली उपलब्ध करवाई जाए । सब-स्टेशन में बाहर की ओर आपात दरवाजा होना चाहिए।

indiacode

vi. ट्रांसफार्मर खण्ड से सटी सब-स्टेशन की दीवार की मोटाई ईंट से निर्माण के मामले में कम से कम 355 मी.मी. तथा आरसीसी निर्माण के मामले में 230 मी.मी. होनी चाहिए।

vii. फीडर ब्रेकर की ट्रिपिंग के लिए प्रत्येक ट्रांसफार्मर खण्ड में पुश बटन उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

viii. सब-स्टेशन भवन में अधिकतम स्थान का उपयोग सुनिश्चित करने के लिए स्विच गियर कक्ष में कोई कॉलम नहीं होना चाहिए।

ix. बड़ी बैटरियों को अलग कमरों में रखा जाना चाहिए परंतु छोटी बैटरियों को स्विच गियर रूम में रखने की अनुमति तभी दी जानी चाहिए जब यह हवादार उपकरण केबिनेट में रखी हों।

x. वीआरएलए बैटरियां एक्स-डी, आईआईसी, टी3 एक्जॉस्ट पंखों का उपयोग करके हवादार बैटरी कक्ष में स्थित होनी चाहिए।

xi. प्रत्येक स्विच रूम से बाहर एक दरवाजा सीधे बाहर की ओर निकलेगा। आंतरिक कार्मिक दरवाजे सटे हुए कमरों से संबद्ध होंगे।

xii. सब-स्टेशन की हवादार प्रणाली आग और गैस का पता लगाने के सिग्नल के सक्रिय होने पर ट्रिप होगी। बैटरी कक्ष में फर्श और दीवारों पर 1.0 मीटर ऊंचाई तक एसिड / एल्केलाइन रोधी निवारक सामग्री कोटिंग / टाइलिंग होगी।

xiii. बैटरी कक्ष में हाइड्रोजन डिटेक्टर, यदि लागू हों, भी होने चाहिए। बैटरी कक्ष में लूमिनायर्स और रिसेप्टेकल्स एक्स-डी, आईआईसी, टी3 टाइप सुरक्षा होनी चाहिए।

xiv. परिवर्तनीय गति ड्राइव जैसे ताप संवेदनशील इलेक्ट्रॉनिक उपकरण वातानुकूलित पृथक कक्ष में होने चाहिए।

xv. बैटरी कक्ष में न्यूनतम दो एग्जॉस्ट पंखे और सामने की दीवार में लोवर्ड ओपनिंग उपलब्ध करवाई जानी चाहिए।

xvi. सब-स्टेशन में सांविधिक आवश्यकताओं के अनुसार अग्निशमन उपकरण, प्राथमिक चिकित्सा बॉक्स तथा अन्य सुरक्षा उपकरण होने चाहिए। सभी स्विच बोर्डों तथा पैनलों के आसपास अपेक्षित रेटिंग वाली वोल्टेज के मैट उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

xvii. सब-स्टेशन भवन का आकार ट्रांसफार्मरों, स्विचगियरों आदि जैसे सभी उपकरणों को रखने के लिए बनाया जाना चाहिए। आईई नियम के अनुसार सब-स्टेशन का आकार उपकरण के बीच पर्याप्त अनुमोदन बनाए रखने के लिए होना चाहिए।

8.6.2 ट्रांसफार्मर बे लेआउट

तेल से भरे ट्रांसफार्मर सब-स्टेशन भवन के निकट बाड़े में ग्रेड स्तर पर स्थित होने चाहिए तथा इसमें तेल नियंत्रण गड्ढे उपलब्ध कराए जाने चाहिए जो आईएस मानक (एनओ) के अनुसार परिकल्पित सामान्य ऑयल सोख्ता गड्ढों से जुड़े होंगे। यह ट्रांसफार्मर खण्ड के बाहर स्थित होंगे। जहां संहिता और भण्डारण अपेक्षित हों वहां फॉयरवाल उपलब्ध कराए जाने चाहिए।

8.7 खतरनाक क्षेत्र

8.7.1 खतरनाक क्षेत्र में इलेक्ट्रिकल उपकरण चयन

i. इलेक्ट्रिकल उपकरण खतरनाक क्षेत्रों के लिए इलेक्ट्रिकल उपकरण के चयन हेतु भारतीय मानक आईस: 5571-गाइड या सुरक्षा प्रेक्टिस के पेट्रोलियम मॉडल कोड संस्थान: भाग 15 की आवश्यकता को पूरा करेंगे, सिवाय उसके आईईसी 60079 भाग 14 गैस समूह आईआईसी क्षेत्रों में प्रयुक्त फ्लोरोसेंट फिटिंग के चयन हेतु अपनाए जाएंगे।

ii. खतरनाक क्षेत्र में स्थापित सभी इलेक्ट्रिकल उपकरण संगत आईएस या आईईसी या सेनेलेक मानकों की आवश्यकताओं को पूरा करेंगे, जिसमें कि इलेक्ट्रिकल प्रणालियों के लिए डिजाइन हेतु अपनाया जाता है।

iii. खतरनाक क्षेत्र के लिए सभी इलेक्ट्रिकल उपकरणों को सीएमआरआई, पीटीबी, बीएएसईईएफए, यूएल या एफएम या समकक्ष स्वतंत्र जांच एजेंसी द्वारा सर्विस और जिस क्षेत्र में इनका प्रयोग किया जाना है, प्रमाणित

किया जाएगा। सभी स्वदेशी फ्लेमप्रूफ उपकरणों का बीआईएस लाइसेंस होना चाहिए। सीसीओई अनुमोदन को गैर-भारतीय मूल के उपकरण के लिए प्राप्त किया जाएगा।

8.8 उपकरण

8.8.1 स्विचगियर / मोटर नियंत्रण केन्द्र / एलवी वितरण बोर्ड

i. स्विचगियर के पैनल सर्किट ब्रेकरों सहित धातु क्लैड टाइप होने चाहिए।

ii. स्विचगियर पैनल में आईईसी-62271 या समकक्ष मानकों के अनुसार आंतरिक आर्क जांच सफल होनी चाहिए। स्विच गियर्स प्रत्येक प्रकार के कम से कम एक स्पेयर फीडर या प्रत्येक प्रकार के 20% से जो भी अधिक से सज्जित होंगें, प्रत्येक बस खण्ड पर प्रदान किया जाएगा।

iii. अर्थ फॉल्ट सुरक्षा के लिए पृथक प्रमुख बकाया करंट ट्रांसफार्मर वाली 22 कि.वाट से अधिक रेटेड मोटर फीडर उपलब्ध करवाई जाएगी।

iv. जहां एचटी और 415वी स्विच बोर्डों में डुप्लीकेट फीड उपलब्ध कराए गए हैं, वहां स्वचालित स्थानांतरण स्कीम उपलब्ध कराई जाएगी ताकि यदि एक सप्लाई फीडर खराब होता है तो वैकल्पिक फीडर में परिवर्तित हो जाए। सर्किट ब्रेकर के डाउनस्ट्रीम में खराबी आने पर स्थानांतरण को रोकने के लिए सुरक्षा उपलब्ध कराई जाएगी। स्वचालित स्थानांतरण प्रणाली प्रत्येक स्विच बोर्ड के लिए स्वतंत्र होगी और इसमें समय विलंब शामिल होगा ताकि एलवी में अंतरण से पहले स्तर पर स्थानांतरण प्रभावी हो सके। मेन पॉवर बहाली के बाद सामान्य होने के लिए मैनुअल कार्रवाई करनी होगी। मामूली समानांतर स्थिति के दौरान स्विच गियर खराबी की रेटिंग को नाममात्र अल्पावधि के लिए अनुमति दी जानी चाहिए।

v. लाइटिंग और लघु विद्युत वितरण बोर्ड भवनों में तथा बाहर निर्धारित स्थलों पर टैंक और बीओपी क्षेत्रों में स्थित होने चाहिए। वितरण बोर्ड आंतरिक या बाहरी प्रयोग तथा खतरनाक क्षेत्र वर्गीकरण के अनुसार उपयुक्त होनी चाहिए जहां उन्हें लगाया जाना है।

vi. वोल्टेज गिरने के बाद ऑटोमेटिक मोटर रि-एक्सीलरेशन / पुन: प्रारंभ करने की अनुमति नहीं दी जानी चाहिए जब तक कि प्रोसेस आवश्यकताओं द्वारा ऐसा विशेष रूप से करने के लिए न कहा जाए।

vii. पॉवर सिस्टम मॉनीटरिंग, नियंत्रण तथा सुरक्षा परियोजना विनिर्देश तथा सुरक्षा रूपरेखा के अनुसार होगी। आपात शटडाउन (ईएसडी) प्रणालियां तथा इमरजेंसी स्टॉप हार्ड वार्यड होना चाहिए जो स्विचगियर / एचसीसी में वापस जाएगा।

viii. पीएमसीसी और एमसीसी में, प्रत्येक रेटिंग के 20% स्पेयर फीडर तथा टाइप या न्यूतनम प्रत्येक रेटिंग और टाइप के न्यूनतम एक फीडर में प्रत्येक बस सेक्शन में सभी घटक होंगे। सभी स्विचगियर डिजाइन के पूर्ण होने के अंत में 80% इनकमर रेटिंग में स्थित होने चाहिए।

ix. इनकमर करंट रेटिंग के लिए स्विचगियर में जाने वाली सभी इनकमिंग केबल उपयुक्त होगी।

8.8.2 सुरक्षात्मक रिले

i. इनकमिंग फीडरों के लिए सुरक्षात्मक रिले, 90 कि.वाट और उससे अधिक बस अनुबंध और मोटर संख्यात्मक प्रकार की होगी। अन्य सहायक रिले, लॉक आउट रिले तथा टाइमर रिले मानक इलेक्टो-यांत्रिक प्रकार के होंगे।

ii. मीटर, सुरक्षा रिले तथा अन्य घटक संगत मीटरिंग तथा सुरक्षा डॉयग्राम के अनुसार होंगे, तथा इनका डिजाइन और खरीद परियोजना विनिर्देशों के अनुसार होगा।

iii. निवारक रिले सिद्धांत कम से कम एकल आकस्मिक योजना पर आधारित होगा ताकि रिले प्रणाली निम्नलिखित में से एक की खराबी दूर कर सके:

क) प्राइमरी या बैकअप रिले कार्य अथव संबंधित नियंत्रण सर्किट में से किसी की भी विफलता,

ख) एक सर्किट ब्रेकर की विफलता एक दोषपूर्ण सर्किट ब्रेकर सहित बाधित करने हेतु।

iv. 220 केवी और 33केवी सिस्टम के लिए रिलेइंग दर्शन के संरक्षणार्थ उपयुक्त मुख्य

मुख्य और बैकअप योजनाएं भी शामिल की जाएंगी।

8.8.3 पॉवर और वितरण ट्रांसफार्मर

i. पॉवर और वितरण ट्रांसफार्मरों का डिजाइन और खरीद परियोजना विनिर्देशों के अनुसार की जाएगी।

ii. ट्रांसफार्मर इंसुलेटिंग ऑयल परियोजना विनिर्देशों के अनुसार होगा।

iii. सभी पॉवर ट्रांसफार्मरों की कूलिंग व्यवस्था ओएनएएन / ओएनएएफ होगी, जिसमें मेन जेनरेटर स्टेप-अप ट्रांसफार्मरों तथा मेन वितरण ट्रांसफार्मरों की संभावित छूट होगी, जिनके संगत डेटा शीटों में विनिर्दिष्ट अनुसार कूलिंग की आवश्यकता होगी। जहां आवयक होगा; ट्रांसफार्मर कूलिंग भी ओएफएएफ टाइप की हो सकती है। कूलिंग की पद्धति डेटा शीटों में विनिर्दिष्ट अनुसार होगी।

iv. डिस्ट्रीब्यूशन ट्रांसफार्मर ओएनएएन टाइप के होंगे।

v. मेन ट्रांसफार्मरों में आवश्यकतानुसार ऑटोमेटिक ऑन लोड टैप चेंजर (ओएलटीसी) उपलब्ध कराए जाएंगे ओसीटीसी (ऑफ सर्किट टैप चेंजर) 2.5% के चरणों में +/-5% होगा। लाइटिंग ट्रांसफार्मर शुष्क टाइप, एयर कूल्ड माउंटेड इनडोर के होंगे।

vi. सामंजस्य उपशमन के लिए, विशेष वेक्टर समूहों वाले ट्रांसफार्मरों के उपयोग पर वीएसडी तथा प्रोसेस हीटरों जैसे बड़े नॉन लीनियर लोड की आपूर्ति पर विचार किया जा सकता है।

8.8.4 आपात डीजल जेनरेटर:

i. आपात डीजल जेनरेटरों की विद्युतीय आवश्यकताओं का डिजाइन और खरीद परियोजना विशिष्टि के अनुसार होगी। उपर्युक्त के अलावा, आल्टरनेटर विशिष्ट आल्टरनेटर डेटा शीट के अनुसार होंगे। आपात डीजल जेनरेटर सेट एक स्वतंत्र पैकेज बनाएगा जिसमें डीजल इंजन, आल्टरनेटर स्थायी चुंबक, ब्रुश रहित तथा सेल्फ-एक्साइटेड टाइप का होगा। स्टेटर और फील्ड वाइंडिंग इंसुलेशन एकसमान तथा वर्ग एफ होगा, लेकिन वाइंडिंग के डिजाइन तापमान में वृद्धि वर्ग ख सीमा की होगी।

ii. सभी बाइंडिंग कॉपर कंडक्टरों की होगी, तथा इंसुलेशपन बिना अर्थिंग वाली प्रणाली पर प्रचालन के लिए उपयुक्त होगी। स्वचालित वोल्टेज रेगुलेटर (एवीआर) स्थिर प्रकृति का होगा तथा समानांतर प्रचालन के लिए उच्च गति वाला होगा। यह दीर्घावधि स्थिरता तथा स्वतंत्र कक्ष प्रवाह होगा। जेनरेटर में रेटेड गति पर प्रचालन करते समय 3 सेकंड की अवधि के लिए बिना क्षति के अचानक तीन फेज, लाइन-टू-लाइन, लाइन-टू-अर्थ या टू-लाइन-टू-अर्थ सर्किट को सहने की क्षमता होनी चाहिए जिसमें बिना लोड के 5% से अधिक वोल्टेज एक्सइटेशन से संबंधित होना चाहिए। आपात डीजल जेनरेटरों में आगे और विपरीत क्रम में तालमेल करने तथा नो-लोड जांच का प्रावधान होना चाहिए। एएमएफ पैनल में स्वचालन तथा नियंत्रण हेतु पीएलसी लगा होना चाहिए।

8.8.5 न्यूट्रल अर्थिंग रेजस्टर

i. रजिस्टर घटक एएसटीएम मानक ए 240-304 या समकक्ष के अनुरूप अटूट, जंग रहित, जोड़-रहित स्टेनलेस स्टील ग्रिड के बने होने चाहिए।

ii. न्यूट्रल अर्थिंग रजिस्टर डिजाइन विनिर्देश के अनुसार होने चाहिए। 6.6 केवी अर्थिंग रजिस्टर की रेटिंग स्टेनलेस स्टील रेजिस्टर घटकों के लिए 790°से. तक सीमित अधिकतम तापमान सहित न्यूनतम 10 सेकेण्ड की अवधि के लिए संभावित अर्थिंग खराबी को सहने की क्षमता होनी चाहिए, जबकि एल्यूमिनियम कंडक्टर / बस वार 350°सें. तापमान तक सीमित होनी चाहिए। ग्रिड स्टील रॉड पर चढ़ी होनी चाहिए जो विशेष ताप रोधी इंसुलेटिंग सामग्री से इंसुलेटेड होनी चाहिए और उपर्युक्त तापमान के लिए उपयुक्त हो। अहाते से रेजिस्टर घटकों को इंसुलेट करने के लिए सेरेमिक / पोर्सिलेन इंसुलेटर का प्रयोग किया जाएगा। इंसुलेटर तथा टर्मिनल बूथिंग की अपेक्षित वोल्टेड ग्रेड के लिए पर्याप्त न्यूनतम क्रीपेज मूल्य (पूर्ण और सुरक्षित) होनी चाहिए।

iii. रेजिस्टर घटकों को न्यूनतम आईपी 31 डिग्री प्रवेश सुरक्षा तथा बाहरी स्थापना के लिए उपयुक्त सहित प्राकृतिक रूप से हवादार शीट स्टील अहाते में रखा जाना चाहिए। अहाते की मोटाई 3मी.मी. से कम नहीं होनी चाहिए।

iv. न्यूट्रल और अर्थिंग कनेक्शनों के लिए टर्मिनल को एक पृथक कृमि प्रूफ, मौसम प्रूफ टर्मिनल बाक्स में रखा जाएगा जिसकी प्रवेश सुरक्षा न्यूनतम आईपी-55 डिग्री होगी। टर्मिनल बाक्स में गैर-चुंबकीय सामग्री की एक पृथक बोल्ट हटाई जाने वाली बिना ड्रिल की ग्लैंड प्लेट उपलब्ध कराई जाएगी।

v. अहाते के दो स्थानों से अर्थ करने के लिए सुविधा उपलब्ध कराई जाएगी। अहाते की सतह पर जमा होने वाले पानी को निकालने के लिए एक निकास प्लग उपलब्ध कराया जाएगा।

vi. न्यूट्रल और अर्थ कनेक्शनों के लिए पर्याप्त रेटिंग के उपयुक्त ईपोक्सी / पोर्सिलेन बुशिंग टाइप टर्मिनल के लिए रेसिस्टर के दोनों सिरे निकाले जाएंगे। यह टर्मिनल केबल / अर्थिंग स्ट्रिप के विनिर्दिष्ट आकार को समाप्त करने के लिए उपयुक्त होगा। नमी का कंडेंसेशन रोकने के लिए एनजीआर अहाते के अंदर उपयुक्त कंडेंसेशन रोधी स्पेस हीटर उपलब्ध कराया जाएगा।

vii. 6.6 के वी सिस्टम के लिए, रेटिंग 250 ए है, और 11 केवी सिस्टम के लिए रेटिंग 250ए (जेनरेटर को छोड़कर) है।

8.8.6 डीसी आपूर्ति यूनिटें

i. डीसी आपूर्ति यूनिटें स्विच मोड पॉवर सप्लाई आधारित होंगी तथा तदनुसार इनका डिजाइन बनाया जाएगा और खरीद की जाएगी। दो बैटरी बैंकों सहित चार्जर के दो सेटों का इस्तेमाल करके अनावश्यक प्रणाली का इस्तेमाल किया जाएगा। बैटरी निकल कैडमियम / फ्लडेड इलेक्ट्रोलाइट लेड एसिड / वीआरएलए टाइप होगी जिसका डिजाइन, डिजाइन विनिर्देशों के अनुसार बनाया जाएगा। प्रत्येक बैटरी बैंक की रेटिंग दो घंटे को बैकअप की होगी तथा इसे कुल लोड के 100% की रेटिंग दी जाएगी।

ii. सब-स्टेशन में एचटी और सीटी स्विचगियर, पीएमसीसी, एमसीसी, ईएमसीसी सुरक्षा, रिमोट आईओ पैनल, ईडीजी एएमएफ पैनल, वीएसडी एमसीसी और ट्रांसफार्मर मार्शलिंग पैनल की ट्रिपिंग आपूर्तियों के लिए एक सामान्य डीसी आपूर्ति यूनिट उपलब्ध कराई जाएगी।

8.8.7 एफएण्डजी, पीएएस और सीसीटीवी लोड के लिए एसी यूपीएस

फॉयर और गैस सिस्टम में आपूर्तियों को बाधारहित बनाने के लिए 6 घंटे के लिए बैटरी बैक-अप सहित दोहरा रिडेडेंट एसी यूपीएस उपलब्ध कराया जाएगा। यूपीएस, एसीडीबी, यूपीएस बैटरियों को डीसीएस नियंत्रण कक्ष विस्तार में लगाया जाएगा।

8.8.8 अलार्म एनुसिएशन्स

सभी खराब, ट्रिप्पड, अलार्म और उपकरण खराबी का संचार रिले से संकेत मिलता है जिसे प्रत्येक स्विचगियर / पीएमसीसी में संचार पोर्ट से संबद्ध कंप्यूटर के जरिए प्राप्त किया जा सकता है। इसके अलावा, कुछ सिग्नल केन्द्रीय नियंत्रण कक्ष (सीसीएस) या डीसीएस में इलेक्ट्रिकल डेटा प्रबंधन प्रणाली पर अलार्म / संकेतक दर्शाएंगे।

8.8.9 परिवर्तनीय गति ड्राइव

i. निम्न और उच्च वोल्टेज परिवर्तनीय गति ड्राइव (वीएसडी) उपकरण अपनाए जाने वाले डिजाइन परियोजना विनिर्देश के अनुसार होंगे।

ii. परिवर्तनीय स्पीड ड्राइव की आवश्यकता पर आर्थिक और तकनीकी आधार पर विचार किया जाएगा बशर्ते कि प्रोसेस आवश्यकता हो।

iii. संयंत्र मोटरों को नियंत्रित करने वाले कंवर्टर उपकरण सब-स्टेशन के अंदर स्थित होंगे जिनमें संबद्ध ट्रांसफार्मर और रिएक्टर शामिल नहीं होंगे, जो सब-स्टेशन बाहर और उसके निकट ट्रांसफार्मर / रिएक्टर खण्ड के अंदर स्थित होंगे। विशिष्ट आवश्यकता के लिए ट्रांसफार्मर और रेक्टिफॉयर को सब-स्टेशन में रखा जाएगा।

iv. 22°से ± 2°सें. तापमान और लगभग 50% सापेक्ष आर्द्रता को वीएफडी कक्ष में बनाए रखा जाएगा। कनवर्टर वातानुकूलन और समान आवश्यकताओं के लिए कनवर्टर उपकरण फीडिंग एयर हैंडलिंग यूनिट को उसी कक्ष में मोटर के निकट या मोटर को इंटेग्रल में रखा जाएगा।

8.8.10 मोटर और मोटर नियंत्रण स्टेशन

i. उच्च वोल्टेज और निम्न वोल्टेज मोटर परियोजना विशिष्टि के अनुसार होंगी।

ii. सामान्यत: मोटर स्किरल केज इंडक्शन टाइप होंगी और विशिष्ट मोटर के लिए डेटा शीट में परिभाषित अनुसार न्यूनतम सेवा कारण होगा, जिसका वर्ग एफ इंसुलेशन तथा वर्ग बी तापमान बढ़ेगा।

iii. सामान्यत: एलवी मोटर का चयन आईईसी 60072 और आईएस 325 में सूचीबद्ध अनुसार प्राथमिक सीरिज के पसंदीदा रेटेड आउटपुट मूल्यों के अनुसार किया जाएगा।

iv. मोटर नियंत्रण स्टेशन का अहाता खतरनाक क्षेत्र के वर्गीकरण के अनुसार होगा। प्रत्येक मोटर का मोटर के निकट उपयुक्त स्टील सहायता पर स्थापित स्टार्ट / स्टॉप स्थानीय नियंत्रण स्टेशन (एलसीएस) उपलब्ध कराया जाएगा। आपात डीसी ल्यूब ऑयल पंपों जैसी महत्वपूर्ण ड्राइव के लिए छूट होगी। रखरखाव पहुंच में सहायता के लिए प्रेशराइजेशन रूम के बाहर प्रत्येक ब्लोअर के लिए एचवीएसी ब्लोअर, लॉक-ऑफ स्टॉप पुश बटन उपलब्ध कराए जाएंगे। एलसीएस में स्टार्ट/स्टॉप के लिए प्रत्येक तत्व को 2 एनओ + 2एनजी संपर्क उपलब्ध कराया जाएगा जो टर्मिनल को वॉयर से जोड़ेगा। टर्मिनल 2.5 वर्ग मी.मी. केबल को जोड़ने के लिए उपयुक्त होगा तथा केज क्लैम्प (स्प्रिंग लोडेड) टाइप का होगा। एलसीएस में स्टे-पुट स्टॉप और लॉक ऑफ स्टॉप विशेषताएं (पैडलॉकिंग) होंगी।

v. सभी एलवी मोटरें आईईसी श्रेणी दक्षता के अनुरूप होंगी जब तक इन्हें मोटर डेटाशीट में अन्यथा विनिर्दिष्ट न किया गया हो। 30 कि.वा. से ऊपर की रेटिंग वाली मोटरों के लिए एलसीएस तथा मोटर ड्राइविंग एजिटेटरों, कंप्रेशरों और ब्लोअरों में अमीटर उपलब्ध कराए जाने चाहिए। एमीटर में सीटी (1 एम्पे. सकेण्डरी) तक एक कनेक्शन होगा जो मोटर स्टार्टर में स्थित होगा।

vi. सभी मोटरों के लिए स्टार्ट / स्टॉप कंट्रोल स्टेशन ग्रेड से 1 मीटर ऊपर स्थित होगा। प्रत्येक इन-टैंक पंप मोटर के लिए भूतल पर एक पृथक लॉक-ऑफ स्टॉप आपात पुश बटन स्थित होगा। कंप्रेशर मोटरों में एलसीपी में आपात स्टॉप नियंत्रण स्टेशन उपलब्ध कराया जाएगा।

vii. ऑटोमेटिक प्रोसेस नियंत्रण वाली मोटरें या एक स्थल से अधिक से प्रारंभ की जाने वाली मोटरों में एलसीएस शामिल करने वाले हैंड / ऑटो सलेक्टर स्विच उपलब्ध कराए जाएंगे।

viii. मोटर चालित वाल्व तथा इलेक्ट्रिक क्रेन पूर्णतया इंटीग्रल मोटर नियंत्रण गीयर से लैस होंगी।

8.8.11 अर्थिंग और लाइटनिंग प्रणाली

i. अर्थिंग प्रणाली अर्थिंग खराबी, स्थिर डिस्चार्ज तथा लाइटनिंग सुरक्षा के लिए न्यून इम्पेडेंस अर्थिंग पाथ उपलब्ध कराएगा। अर्थिंग आईएस : 3043 के अनुसार होगी।

ii. पॉवर प्रणाली, अर्थिंग, लाइटनिंग सुरक्षा और उपकरण बॉडिंग को समग्र सामान्य अर्थिंग प्रणाली द्वारा प्राप्त किया जाएगा। सभी यूनिटों को सिंगल सतत् अर्थिंग प्रणाली बनाने के लिए एक-दूसरे से जोड़ा जाएगा। एलएनजी प्रणाली को संयंत्र अर्थलिंग प्रणाली से कम से कम दो जगहों से जोड़ा जाएगा।

iii. एलएनजी प्राप्ति की अर्थिंग प्रणाली तथा भण्डारण पैकेज में एक-दूसरे से जुड़े ग्लवेनाइज्ड माइल्ड स्टील फ्लैट बार के ग्रिड को दफनाना तथा मानकों के अनुसार 50% संक्षारण की अनुमति सहित 0.5 सेकेण्ड के लिए अधिकतम अर्थ दोष करंट के अनुसार आकार बनाना शामिल है। ऐसी सभी अर्थिंग प्रणाली को एक-दूसरे से जोड़ा जाएगा। प्रत्येक इलेक्ट्रोड को पूरे क्रायोजेनिक पैकेज क्षेत्र में स्थापित किया जाएगा ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि उपकरण तथा अर्थ के सामान्य मास के बीच प्रतिरोध का अपेक्षित मूल्य प्राप्त किया जा सके। जमीन से ऊपर उठने वाले अर्थिंग ग्रिड से कनेक्शनों को माइल्ड फ्लैट स्टील बार से गलवेनाइज्ड किया जाएगा। इस पर स्थानीय नेटवर्क की अर्थिंग तथा इलेक्ट्रिक उपकरण को पीवीसी से कवर एल्यूमिनियम केबल या गलवेनाइज्ड माइल्ड स्टील का प्रयोग करके किया जाएगा।

iv. सभी इलेक्ट्रिक उपकरण के धातु वाले अहातों को सामान्य अर्थिंग ग्रिड से जोड़ा जाएगा और अर्थिंग की जाएगी।

v. खतरनाक क्षेत्रों में या जहां उपकरण में खतरनाक तरल हो, वहां धातु से निर्मित गैर-इलेक्ट्रिकल उपकरण के अहाते, वेस्सल, टैंक, ढांचे, पाइपलाइनें आदि को सामान्य संयंत्र अर्थिंग ग्रिड से जोड़ा जाएगा और अर्थिंग की जाएगी। अर्थ की सामान्य बॉडी के लिए उपकरण अर्थिंग प्रणालियों के प्रतिरोध का अधिकतम मूल्य निम्न प्रकार होगा:

क) सामान्य अर्थिंग : 1 ओएचएम

ख) लाइटनिंग सुरक्षा और स्थिर बोंडिंग के लिए अर्थिंग : 10 ओएचएमएस

vi. सभी नॉन-मेटेलिक और सभी मेटेलिक के लिए लाइटनिंग सुरक्षा सतत् रूप से 20 मीटर ऊंचे वेल्डेड ढांचे तथा सभी ऊंचे संयंत्र भवनों के लिए उपलब्ध करवाई जाएगी।

vii. लाइटनिंग और छोटी विद्युत प्रणालियों की अर्थिंग केबल या कंड्यूइट में अर्थ कंडक्टर इंटीग्रल द्वारा होगी। पॉवर सर्किट की अर्थिंग ग्रिड से जुड़ी पृथक अर्थ वॉयर से अर्थिंग की जाएगी।

8.8.12 एलएनजी टैंक अर्थिंग

आंतरिक एलएनजी टैंक अर्थिंग, इन-टैंक पंप केसिंग अर्थिंग और उपकरण आवरण अर्थिंग दोहरी वॉल एलएनजी टैंक को मुख्य अर्थिंग प्रणाली से जोड़ा जाएगा।

8.8.13 उपकरण अर्थिंग

ट्रैंक और बीओपी एरिया में उपकरण अर्थिंग के लिए सतह से ऊपर पृथक बार उपलब्ध कराया जाएगा। उपकरण अर्थ को अर्थ पिट में ही एक प्वाइंट पर इलेक्ट्रिकल अर्थ से जोड़ा जाएगा।

8.8.14 लाइटनिंग से सुरक्षा

क्रायोजेनिक टैंक के लिए लाइटनिंग सुरक्षा आईईसी-62305 के अनुसार रोलिंग स्फेयर पद्धति का प्रयोग करके किया जाएगा। लाइटनिंग सुरक्षा को आईएस 2309 के अनुसार निकाले गए जोखिम सूचकांक विश्लेषण के अनुसार उपलब्ध कराया जाएगा। 50 x 6 मी.मी. गैलवेनाइज्ड स्टील स्ट्रिप को लाइटनिंग डाउन कंडक्टर के लिए उपलब्ध कराया जाएगा।

8.9. लाइटनिंग प्रणाली

संयंत्र लाइटनिंग परियोजना के विनिर्देशानुसार डिजाइन और खरीद की जाएगी।

8.9.1 सामान्य लाइटनिंग

i. खतरनाक और गैर-खतरनाक क्षेत्रों में लाइटनिंग ढांचे पर लगी फ्लोरोसेंट लाइटें होंगी, जो प्रत्यक्ष रूप से बीच में या प्लेटफार्म पर लगे खंभों के नीचे होंगी।

ii. जहां अपेक्षित हो, गैर-खतरनाक क्षेत्रों में खुले क्षेत्रों के लिए सामान्य लाइटनिंग उच्च दबाव वाली सोडियम फ्लडलाइट होंगी जो पास स्थित ढांचों या कार्यनीतिक रूप से स्थित फ्लडलाइट कॉलमों पर लगी होंगी। जहां उपयुक्त होगा, ऊंची फ्लडलाइटिंग स्थापना का भी उपयोग किया जाएगा।

iii. संयंत्र में सुरक्षा शॉवर्स को उचित पहचान के लिए हरे फ्लोरोसेंट फिक्सचरों में उपलब्ध कराया जाएगा।

iv. क्षैतिज समक्षेत्र में फ्लोर से 1 मीटर ऊपर निम्नलिखित औसत गहन स्तर लाइटनिंग डिजाइन का आधार होगा:

क्षेत्र या सुविधा	**औसत रखा गया प्रकाश व्यवस्था स्तर, लक्स**
प्रचालन क्षेत्र (नियंत्रण, वाल्व और गेज)	100-200
उपकरण में या उसके निकट कंप्रेशर	200
सीढ़ियां, प्लेटफार्म और पैदल मार्ग	60
बाहरी प्रचालनात्मक क्षेत्र (प्रक्रिया क्षेत्र, पाइप रैक्स, ताप एक्सचेंजर, फ्लेयर आदि)	60
बाहरी गैर-प्रचालनात्मक क्षेत्र (ग्रेड में)	10
टैंक फार्म	20
मेन / सकेण्डरी सड़कें	20

IndiaCode

पंप हाउस, शेडस, स्विच		100
स्विचगियर कक्ष और यूपीएस कक्ष		150-200
केबल सेल्लार कक्ष		70
बैटरी रूम और ट्रांसफार्मर खण्ड		100-150
शौचालय और लॉकर कक्ष		150
नियंत्रण कक्ष	सामान्य लाइटिंग / प्रयोगशालाएं	400
	उपकरण पैनल, सहायक और चैनल का पिछला हिस्सा	200-300
	बाहरी, प्रवेश द्वार के निकट	150

8.9.2 टैंक फार्म लाइटिंग

हाई मास्ट फ्लडलाइटिंग कॉलम टैंक फार्म बंद दीवारों के बाहर गैर-खतरनाक स्थलों में स्थित होने चाहिए। नियमित संयंत्र प्रचालनात्मक कार्यकलाप के क्षेत्रों में आवश्यकता अनुसार स्थानीय लाइटिंग उपलब्ध करवाई जाएगी।

8.9.3 आपात लाइटिंग

सामान्य मेन लाइटिंग में खराबी होने पर निम्नलिखित स्थलों पर या जहां-कहीं व्यक्तियों या सुविधाओं की सुरक्षा को खतरा होगा, पर्याप्त मात्रा में आपात लाइटिंग उपलब्ध करवाई जाएगी:

i. मेन एक्सेस प्वाइंट

ii. मस्टर क्षेत्र

iii. प्राथमिक चिकित्सा स्टेशन (स)

iv. अग्निशमन क्षेत्र

v. सीढ़ियां और लैंडिंग

8.9.4 लाइटिंग नियंत्रण

सामान्यतया बाहरी लाइटिंग सर्किट को अक्षांश / देशांतर टाइम्ड स्विच (खगोलीय टाइप) के जरिए नियंत्रित किया जाएगा। रखरखाव के लिए मैनुअल ओवरराइड उपलब्ध करवाई जाएगी। आंतरिक लाइटिंग को उपयुक्त रूप लगे स्विच द्वारा स्थानीय रूप से नियंत्रित किया जाएगा।

8.9.5 वायुयान चेतावनी लाइटिंग

वायुयान चेतावनी लाइटों का प्रकार अंतरराष्ट्रीय नागरिक विमानन संगठन और स्थानीय विनियमों के अनुसार होगी। वायुयान चेतावनी लाइटें लाल रंग की फ्रेसनेल लेंस टाइप वाली निरंतर जलने वाली या फ्लैशिंग टाइप होगी और इसमें प्लेफार्म बाधा के उच्चतम प्वाइंट होंगे। इन लाइटों की गहनता 25 से 200 कैन्डेलस के बीच होगी तथा इन्हें इस तरह से लगाया जाएगा कि पायलटों द्वारा कम से कम एक लाइट को देखा जा सके।

8.9.6 पॉवर और सुविधा आउटलेट

i. स्विच सॉकेट टाइप के पर्याप्त संख्या में 415 वी, 63ए, टीपीएण्डएन+ई पॉवर आउटलेट के उपयुक्त स्थलों पर उपलब्ध कराया जाएगा ताकि प्रोसेस क्षेत्र में किसी स्थल पर ट्रेलिंग केबल की 50 मीटर लम्बाई के साथ एक्सेसेबिलिटी सुनिश्चित की जा सके।

ii. उपयुक्त स्थलों पर 240 वी, 16ए, एसपीएण्डएन+ई सुविधा आउटलेट होने चाहिए ताकि सभी मूल उपकरण स्थलों तक 25 मीटर विस्तार केबल के प्रयोग द्वारा पहुंचा जा सके।

IndiaCode

iii. इंटीग्रल ट्रांफार्मर के साथ हैड लैम्प सप्लाई हेतु सुविधा केन्द्र रेटिंग - 100वीए, 240/24वी (केन्द्रीय प्वाइंट अर्थिंग) मेन होल वेस्सल, टैंक कॉलम आदि के निकट उपलब्ध कराया जाएगा। सुविधा आउटलेट को 30 एमए संवेदनशील के अर्थ रिसाव सर्किट ब्रेकरों के जरिए भरा जाएगा।

8.9.7 केबल्स और केबल स्थापना

8.9.7.1 केबल का प्रकार

i. उच्च वोल्टेज और निम्न वोल्टेज केबलों का डिजाइन परियोजना विनिर्देशों के अनुसार डिजाइन बनाया और खरीदा जाएगा। सभी वोल्टेज ग्रेडों की सभी केबलों में एक्सएलपीई इंसुलेशन होगा।

ii. 6 मीमी 2 और इसके अधिक के कंडक्टर सामान्यत: एल्यूमिनियम के होते हैं (तांबे को किफायती या तकनीकी दृष्टि से चुना जा सकता है)। 6 मीमी 2 से कम के कंडक्टर तांबे के हो सकते हैं। लाइटिंग के लिए बिजल और मोटर फीडर केबल का न्यूनतम आकार 4 मीमी 2 और 2.5 मीमी2 होना चाहिए।

iii. औद्योगिक क्षेत्रों में भूमि से ऊपर या भूमिगत इस्तेमाल की जाने वाली सभी केबल में नॉन हाइग्रोस्कोपिक फिल्टर, वॉयर आर्मरिंग, पीवीसी ओवरऑल शीथ और एफआरएलएस टाइप होंगी।

iv. 6.6केवी, 11केवी और 33केवी ग्रेड केबल अर्थ टाइप की होंगी (उदाहरण के लिए 3.8/6.6 केवी, 6.6/11केवी और 19/33 केवी)। बिना अर्थ वाली केबल का प्रयोग वहां किया जाना चाहिए जहां विशिष्ट उपकरण उदाहरण के लिए वीएसडी का प्रयोग अपेक्षित हो। केबल में कंडक्टर स्क्रीन, इंसुलेशन स्क्रीन और नॉन मेटेलिक कॉपर टेप उपलब्ध कराई जानी चाहिए।

v. औद्योगिक क्षेत्रों में भूमि के ऊपर या भूमिगत प्रयोग की जाने वाली सभी केबल में नॉन हाग्रोस्कोपिकि फिल्टर, वॉयर आर्मरिंग और पीवीसी ओवरऑल खोल होना चाहिए। अनआर्म्ड केबल और वॉयरों का इस्तेमाल वहां किया जाना चाहिए जहां उचित यांत्रिक सुरक्षा (उदाहरण के लिए मेटेलिक कंडयूइट) उपलब्ध कराई जाए या जहां शीथेड केबल को गैर-औद्योगिक स्थलों में छत के उपर या फर्श के नीचे स्थापित किया जाता है। भवनों में जहां उचित हो, कंसीलड मेटेलिक कंड्यूइट का इस्तेमाल किया जाना चाहिए।

vi. ओआईएसडी दिशा-निर्देशों / आवश्यकताओं के अनुसार सभी केबल एफआरएलएस टाइप की होंगी। कंड्यूइट स्थापना के लिए केबल एफआरएलएस, पीवीसी इंसुलेटेड, बहु-मानक कंडक्टर होंगी।

vii. लाइटिंग और लघु विद्युत प्रणालियों की अर्थिंग केबल सहित अर्थ कंडक्टर इंटेग्रल की होगी।

8.9.7.2 केबल स्थापना

i. केबल स्थापना की डिफाल्ट पद्धति को भूमि के ऊपर स्थापित किया जाना चाहिए, ओवरहेड पाइप रैक के समर्पित स्तर में ट्रे तथा निम्न सतही पाइप मार्गों के स्लीपरों पर बिछाया जाना चाहिए।

ii. कुछ दृष्टांतों में केबल को भूमिगत मार्ग से ले जाना चाहिए जिनमें निम्नलिखित शामिल हैं:

क) हाई वोल्टेज केबल तथा संबद्ध नियंत्रण केबल

ख) भवनों में प्रवेश करने या उससे निकलने वाली केबल्स

ग) ऐसे क्षेत्रों में केबल जहां भूमि के दूषित होने की संभावना न हो तथा विशेष केबल लगाना किफायती है।

घ) विद्युत सृजन क्षेत्र में केबलिंग।

ङ) सेटलाइट सब-स्टेशन में फीडर केबल।

च) भूमिगत बिछाई जाने वाली केबल को प्रक्रिया क्षेत्रों में कंक्रीट से निर्मित खाई तथा ऑफसाइट क्षेत्रों में सीधे दबाया जाना चाहिए।

iii. पॉवर केबल को सामान्यतया 11 और 6.6 केवी केबलों के लिए 150 मी.मी. जगह के साथ एक परत में ट्रे पर बिछाया जाना चाहिए। कंट्रोल केबल को एक साथ रखा जाना चाहिए। केबल को अपेक्षित अंतराल पर रखा जाना चाहिए।

iv. विद्युत (और संबद्ध नियंत्रण) और इंस्ट्रूमेंटेशन। संचार केबलों को उनके अपने रैक में ले जाया जाना चाहिए। इलेक्ट्रिकल केबल वहां बिछाई जानी चाहिए जहां प्रेक्टिकल को इंस्ट्रूमेंटेशन और दूर-संचार केबल से कम से कम 600 मी.मी. से पृथक किया जाना चाहिए।

v. कुछ दृष्टांतों में केबल को साइट की स्थिति के आधार पर भूमिगत ले जाया जाना चाहिए। भूमिगत ले जाई गई केबल को ऑफसाइट क्षेत्रों में सीधे दबाया जाना चाहिए और प्रक्रिया क्षेत्रों में कंक्रीट की खाइयों में स्थापित किया जाना चाहिए।

vi. 33 केवी केबल को ग्रेड से नीचे 1050 मी.मी. की गहराई में 300 मी.मी. सेंटर पर एकल परत के रूप में बिछाया जाना चाहिए।

vii. 11/6.6 केवी केबल को 100 मी.मी. सेंटर पर एक या दो परतों में तथा ग्रेड से नीचे 900 मी.मी. की न्यूनतम गहराई पर बिछाया जाना चाहिए।

viii. 415 वी केबल को तीन परतों में छूते हुए और न्यूनतम 500 मी.मी. की गहराई पर बिछाया जाना चाहिए। कंट्रोल केबल और हल्के लोड वाली केबल को एक साथ समूह में या लोड केबलों के बीच बिछाया जाना चाहिए।

ix. सभी केबलों को बालू की परत पर तथा आसपास और ऊपर सघन बालू में बिछाया जाना चाहिए। कच्चे क्षेत्रों में केबल के ऊपर कंक्रीट या पकी मिट्टी से निर्मित टाइलें बिछाई जानी चाहिए। जहां केबल को कंक्रीट से निर्मित खाई में बिछाया जाता है वहां टाइलों की आवश्यकता नहीं है। खाइयों का आकार इस प्रकार होना चाहिए कि भविष्य में केबल में 20% की वृद्धि की जा सके जिसे पृथक करके स्पष्ट रूप से चिह्नित किया जाना चाहिए। खोदी गई दीवारों में विशेषकर पर्याप्त बेंडिंग व्यास की अनुमति देते हुए टी-ऑफ पर चैंबरर्ड होने चाहिए।

x. जहां केबल मुख्य खाई से बाहर निकल रही हो और सड़क के पार जा रही हो वहां उन्हें 200 मी.मी. सेंटर पर, ग्रेड स्तर से 1000 मी.मी. की गहराई पर कंक्रीट एनेकेस्ड एचडीपीई डक्टिंग (150 मी.मी.) की डक्ट बैक में ले जाना चाहिए। डक्ट बैक केबल डक्ट और सड़क क्रासिंग के लिए इलेक्ट्रिकल इंसुलेशन मानक के अनुसार होगा।

xi. जहां केबल ग्रेड से ऊपर उठकर उपकरण तक जाती है वहां उसे 150 मी.मी. से ऊपर ग्रेड तक एचडीपीई 'किक' स्लीव तक सुरक्षा प्रदान की जानी चाहिए और वहां से इसे रैक या ट्रे या कुछ अन्य उपयुक्त साधन द्वारा सुरक्षित ले जाया जाना चाहिए।

xii. केबल को न्यूनतम डिरेटिंग की जगह छोड़कर स्थापित किया जाना चाहिए परंतु यह उपलब्ध कुल जगह के अनुरूप होनी चाहिए। सभी केबलों को टर्मिनलों में पहचान के लिए एल्यूमिनियम की परत चढ़ाकर सभी बिंदुओं पर उनकी पूरी लम्बाई में 30 मीटर के अंतराल पर फिट किया जाना चाहिए, जहां से वे डक्ट में प्रवेश करते हैं और निकलते हैं तथा केबल दिशा आदि में बदलते हैं। पहचान बैंड पूर्ण केबल नम्बर को दर्शाएंगे।

xiii. उपयुक्त रूट मार्कर खाई की स्थिति दर्शाने के लिए उपलब्ध करवाया जाएगा और यह 50 मी. के अंतराल पर स्थित होगा तथा जहां खाई दिशा बदलती है। जब खाई पक्के मार्ग में हो, तो लाल रंग के कंक्रीट कवर को सील और मार्क केबल मार्गों में प्रयोग किया जाएगा।

xiv. जहां व्यावहारिक केबल में कोई जोड़ नहीं होना चाहिए, लेकिन जहां आवश्यक हो, वहां केबल जोड़ लगाया जाना चाहिए। केबल जोड़ को रिकार्ड करना चाहिए तथा उनका स्थान 'निर्मित' ड्राइंगों पर सही तरीके से दर्शाया जाना चाहिए। सतह से ऊपर केबल जोड़ को खतरनाक क्षेत्रों में नहीं लगाया जाना चाहिए। सभी भूमिगत जरिए से जोड़ पीयू भराव प्रकार के होंगें। जहां केबल भवन फाउंडेशन, डक्ट या नींव में कोई आपेर्निंग हों, उसका प्रयोग प्रवेश के लिए किया जाएगा। सतह से ऊपर भवन में प्रवेश करने वाली केबल फॉयर रिटार्डेंट बैरियर से होकर गुजरेगी। अग्निरोधी कोटिंग केबल जोड़ पर लगाई जानी चाहिए। जहां उचित हो, वहां विशेष रूप से केबल ट्रांजिशन प्रोसेस यूनिटों, केबल को फॉयर रिटार्डेंट कोटिंग से उपचार किया जाना चाहिए। अग्नि क्षेत्र में सभी रिमोट चालित शट-ऑफ वाल्व, जिसका डिजाइन ईंधन स्रोत को

बंद करके आग की अवधि और गंभीरता को सीमित करने के लिए बनाया गया है; सर्किट अखंडता केबल का प्रयोग करके पॉवर्ड होगा।

xv. विभिन्न सेवाओं के बीच पर्याप्त पृथकता को बनाए रखा जाएगा। सामान्य पॉवर और इंस्ट्रूमेंटेशन / दूरसंचार केबल को उसी खाई में नहीं बिछाया जाना चाहिए। इंस्ट्रूमेंट और इलेक्ट्रिकल केबल की समानांतर के बीच 600 मी.मी. की दूरी बनाए रखी जानी चाहिए। सब-स्टेशन के अंदर पीआईबी और संयंत्र क्षेत्रों, लाइटिंग और लघु विद्युत केबल मल्टी-कोर एक्सएलपीई इंसुलेटेड और टर्मिनेटेड का कंप्रेशन टाइप केबल ग्लैंड होना चाहिए।

xvi. परिवर्तनीय गति ड्राइव से केबल पृथक केबल ट्रे में जानी चाहिए और सिनुसोडियल सप्लाई तथा परिवर्तनीय गति ड्राइव के आउटपुट से संबद्ध केबल के बीच 600 मी.मी. की दूरी बनाई रखी जानी चाहिए। कूलिंग टॉवर और खरापन दूर करने के संयंत्रों के पास स्थित होंगे। केबल रैक और ट्रे यूवी रेजिस्टेंट पाउडर्ड कोटेड गैलवेनाइज्ड माइल्ड स्टील एफआरपी केबल ट्रे का कूलिंग टॉवर और समुद्री सुविधाओं के गैर खतरनाक क्षेत्र में उपयोग किया जा सकता है। सतह के ऊपर केबल, केबल रैक या ट्रे द्वारा समर्थित होंगी। ट्रे के कॉलर के शीर्ष से मापते हुए 250 मी.मी. की स्पष्ट जगह को केबल बिछाने के लिए केबल ट्रे के ऊपर उपलब्ध करवाई जानी चाहिए। सामान्यतया पॉवर केबल को एकल परत में रैक या ट्रे पर बिछाया जाना चाहिए। कंट्रोल केबल को एक साथ बांधकर रखा जाना चाहिए। केबल को अपेक्षित अंतराल पर सुरक्षित रखा जाना चाहिए। केबल रैक और ट्रे को स्टील से बनाया जाएगा और फैब्रिकेशन के बाद गर्म डिप्पड गैलेवेनाइज किया जाएगा। विद्युत (और संबद्ध नियंत्रण) और इंस्ट्रूमेंटेशन / दूरसंचार केबल अपने निजी रैक से चलाई जाएंगी। इलेक्ट्रिकल केबल वहां होंगी जहां वे व्यावहारिक तौर पर स्विचगियर / एमसीसी और सब-स्टेशन को छोड़कर इंस्ट्रूमेंटेशन और दूरसंचार से कम से कम 600 मी.मी. की दूरी पर पृथक होंगी। सभी केबल को एक अनुमोदित दोहरी कंप्रेशन केबल ग्लैंड का प्रयोग करके रद्द किया जाएगा जो निकल प्लेटेड ब्रास की होंगी।

xvii. सभी केबल प्रवेश थ्रेड बीएस कंड्यूइट (ईटी) से बीएस31 तक होने चाहिए। जोन क्षेत्र में स्थित उपकरण के लिए सभी केबल ग्लैंड में एक्स-डी, आईआईसी, टी3 सुरक्षा न्यूनतम आवश्यकता होनी चाहिए।

8.10 इलेक्ट्रिकल हीट ट्रेसिंग

जहां आवश्यक हो,प्रक्रिया पाइपलाइनों के लिए इलेक्ट्रिकल ट्रेस हीटिंग उपलब्ध करवाई जाएगी। इलेक्ट्रिकल हीट ट्रेसिंग का डिजाइन और खरीद परियोजना विनिर्देश के अनुसार किया जाएगा। जहां तक व्यावहारिक होगा, उपयुक्त रूप से प्रमाणित स्व-नियंत्रित हीटिंग टेप लगाई जाएंगी। विशेष अनुप्रयोग में विशेष प्रकार की हीटिंग(उदाहरण के लिए त्वचा प्रभाव, बाधा या इंडक्शन हीटिंग) लगाई जाएगी।

अनुसूची - 1ग

9. प्रक्रिया प्रणाली

9.1 बॉयल ऑफ गैस (बीओजी) और पुन: तरलीकरण

बीओजी प्रणाली में टैंकों, पाइपिंग से बॉयल-ऑफ गैस रिकवरी, पाइपिंग और उसे एलएनजी प्रेषित प्रणाली में अपवर्तित किया जाएगा या उसे पाइपलाइन ट्रांसमिशन नेटवर्क में भेजा जाएगा। अनलोडिंग के दौरान बीओजी का प्रयोग शिप टैंकों में वाष्प की वापसी के लिए किया जाएगा जिससे पोत टैंकों में दबाव गिरने से बचा जा सके। यदि पोत टैंकों में वाष्प के वापसी पर विचार नहीं किया जाता है, तो बीओजी प्रणाली का डिजाइन इस अतिरिक्त मात्रा से निटपने को ध्यान में रखते हुए बनाया जाना चाहिए।

i. रोल-ओवर स्थिति के दौरान, तत्कालिक बीओजी सृजन पर्याप्त रूप से अधिक होता है और टैंक को ओवर प्रेशर से बचाने और सुरक्षित डिस्चार्ज को ध्यान में रखते हुए आवश्यक प्रावधान उपलब्ध कराए जाएंगे।

ii. बीओजी रिकवरी / उपयोग विकल्प:

क) पुन: तरलीकरण और भण्डारण में रिसाइकल: एलएनजी उत्पादन संयंत्र में प्रयुक्त तरलीकरण प्रक्रिया का प्रयोग पुन: तरलीकरण के लिए किया जा सकता है।एलएनजी उत्पादन संयंत्र में प्रयुक्त प्रक्रिया उच्च ऊर्जा खपत के कारण अन्य सुविधाओं की तुलना में कम अनुकूल होती है।

ख) प्रेशराइजेशन और टर्मिनल से गैस डिस्चार्ज के साथ मिश्रण; बॉयल ऑफ गैस की नेटवर्क प्रेशर में कंप्रेस करके पुन: गैसीकरण उत्पाद के साथ मिलाया जाता है। लेकिन बॉयल ऑफ गैस के निम्न क्लोरिफिक मूल्य से नेटवर्क गैस का हीटिंग मूल्य कम हो जाएगा।

ग) रिकंडेंसेशन और पुन: गैसीकृत एलएनजी में निगमन: वेपोराइजेशन के दौरान जारी एलएनजी कोल्ड का प्रयोग करके रिकंडेंसेशन करना। गैसीकरण की बजाय तरल वाष्प में बॉयल ऑफ गैस के प्रेशराइजेशन से ऊर्जा बचत, सुरक्षित प्रचालन होता है।

घ) विद्युत सृजन प्रक्रिया या आंतरिक प्रयोग में ईंधन गैस के रूप में।

iii. संयंत्र की सुरक्षा को बढ़ाने के लिए फ्लेयर प्रणाली में प्राप्ति टर्मिनल उपलब्ध कराया जाना चाहिए। बीओजी की फ्लेयरिंग का प्रयोग अंतिम समाधान के रूप में किया जाना चाहिए जब सामान्य बीओजी हैण्डलिंग प्रणाली उपलब्ध न हो।

9.2 एलएनजी पंपिंग

9.2.1 इन-टैंक पंप

i. टैंकों में इन-टैंक जलमग्न पंप उपलब्ध कराए जाते हैं, जो प्राइमरी पंप के रूप में भी जाने जाते हैं। इन्हें भण्डारण टैंकों के रूप में उपलब्ध कराया जाता है जिसमें नोजल शीर्ष पर लगा होता है। पंप और इलेक्ट्रिक मोटर को एलएनजी में डुबोया जाता है। लूब्रिकेशन और पंप की कूलिंग एलएनजी द्वारा ही की जाती है। इन पंपों को कुंओं में लगाया जाता है, जिसमें फुट वाल्व लगे होते हैं जिन्हें रखरखाव के लिए पंप हटाने हेतु पृथक किया जा सकता है। फुट वाल्व सील पर्ज, कूप पर्ज, कूप-निकासी तथा निकासी की व्यवस्था भी उपलब्ध करवाई जाएगी।

ii. यदि नेटवर्क दबाव बहुत अधिक न हो, तो टैंक पंप अकेले ही वेपोराइजर्स के जरिए नेटवर्क प्रेशर तक लाने के लिए पर्याप्त होंगे। यदि पाइपलाइन नेटवर्क प्रेशर अधिक हो, तो दो स्तरीय पंपिंग की आवश्यकता होगी जो लाइन प्रेशर की तुलना में बीओजी वेपरों की कंप्रेसिंग की बजाय मध्यवर्ती दबाव पर बीओजी पुन: तरलीकरण में भी मदद करेगी।

iii. इन टैंक पंप का डिस्चार्ज दबाव सामान्यत: पुन: कंडेंसर दबाव द्वारा निर्देशित होगा। पंप का डिजाइन प्रेशर पोत अनलोडिंग लाइन के ठंडा होने की आवश्यकताओं पर भी विचार करेगा।

9.2.2 प्रेषण अनुभाग

i. प्रेषण अनुभाग में, एलएनजी को गौण पंपों के जरिए नेटवर्क प्रेशर द्वारा मामूली से अधिक दबाव के लिए पंप और दबाव पर लाया जाता है तथा उपर्युक्त 0°सें. तापमान पर वेपरोराइड और गर्म किया जाता है तथा वितरण हेतु भेजने से पहले इसे मापा जाता है।

ii. गौण पंप: इन पंपों का प्रयोग एलएनजी को वेपोराइजरों के जरिए नेटवर्क प्रेशर में तत्काल दबाव से एलएनजी की पंपिंग के लिए किया जाता है। ये सामान्यत: क्षैतिज या ऊर्ध्वाधर, बहुचरणीय टर्बाइन / सबमर्सिबल पंप होते हैं।

9.2.3 वाष्पीकरण

i. वाष्पीकरण पानी / परिवेशी वायु / प्रक्रिया चरण से ताप के एलएनजी में अंतरण द्वारा पूरा किया जाएगा। वाष्पीकरण प्रक्रिया में, एलएनजी को इसके बबल प्वाइंट पर गर्म, वाष्पीकृत किया जाएगा तत्पश्चात् इसे अपेक्षित तापमान में गर्म किया जाता है।

ii. एलएनजी वेपोराइजर्स का डिजाइन इसके वाष्पीकरण के लिए एलएनजी के साथ आदान-प्रदान की जाने वाली ताप की मात्रा, अधिकतम एलएनजी प्रवाह दर, ताप माध्यम में उपलब्ध ताप की मात्रा, हीटिंग माध्यम के न्यूनतम तापमान के आधार पर बनाया जाता है।

iii. एलएनजी आउटलेट तापमान की मॉनीटरिंग और नियंत्रण नेटवर्क में एलएनजी या ठंडी वाष्प के गुजरने से बचने के लिए सावधानीपूर्वक किया जाना चाहिए।

iv. वाष्पीकरण के मामले में, जहां पानी माध्यम के रूप में उपयोग होता है, वहां पानी का बाहरी तापमान पानी जमाव बिंदु से अधिक रखा जाना चाहिए।

v. जलमग्न दहन वेपोराइजर को बंद ढांचे / भवन में नहीं रखा जाना चाहिए ताकि दहन के खतरनाक उत्पादों के जमा होने से बचा जा सके।

9.2.4 एलएनजी कोल्ड रिकवरी

i. एलएनजी कोल्ड रिकवरी प्रणाली का उद्देश्य एलएनजी में उपलब्ध संभावित कोल्ड ऊर्जा के भाग की वसूली करना है ताकि इसका ठंडे उपयोगी संयंत्रों में प्रभावी इस्तेमाल हो सके।

ii. टर्मिनल में एलएनजी कोल्ड रिकवरी के मामले में एलएनजी वेपोराइजरों के लिए उपलब्ध सभी सुरक्षा पहलू लागू होंगे।

अनुसूची – 1घ

10.0 प्रचालन, रखरखाव और निरीक्षण

प्रत्येक सुविधा केन्द्र में प्रलेखित प्रचालन नियमावली है जिसमें प्रचालन, रखरखाव, प्रशिक्षण प्रक्रियाएं, कूलडाउन, पर्जिंग और रिकार्ड कीपिंग; एलएनजी संयंत्र प्रचालन से संबंधित अनुभव और शर्तें तथा एक प्रलेखित रखरखाव नियमावली शामिल है।

प्रत्येक सुविधा केन्द्र का समान सुविधाओं और शर्तों, जिन पर इसका प्रचालन किया जाता है, के अनुभव और ज्ञान के आधार पर प्रचालन, रखरखाव और प्रशिक्षण की लिखित पद्धतियां हैं।

10.1 मूल आवश्यकताएं

प्रत्येक सुविधा केन्द्र निम्नलिखित आवश्यकताओं को पूरा करेगा:

i. प्रचालन, रखरखाव और प्रशिक्षण के कवर करने की लिखित प्रक्रिया।

ii. संयंत्र उपकरण की अद्यतन ड्राइंग्स रखना जिसमें स्थापना के बाद किए गए सभी संशोधनों को दर्शाया जाए।

iii. प्रचालन स्थितियों या सुविधा केन्द्र उपकरण के रूप में योजनाओं और प्रक्रियाओं में संशोधन करना।

iv. लिखित आपात योजना बनाना।

v. उपयुक्त स्थानीय प्राधिकारियों जैसे पुलिस, अग्निशमन विभाग, या अस्पताल के साथ संपर्क स्थापित करना तथा उन्हें आपात योजनाओं तथा आपात स्थिति में उनकी भूमिका निभाने की जानकारी देना है।

vi. इनके कारणों का पता लगाने तथा इनकी पुनरावृत्ति की संभावना को रोकने के उद्देश्य से सभी सुरक्षा संबंधी खराबी और घटनाओं का विश्लेषण करना तथा उन्हें दर्ज करना।

vii. रखरखाव सिद्धांत के अनुसार, कार्यकलापों की पहचान की जाएगी जिन्हें रखरखाव और सहायता के लिए तृतीय पक्ष ठेकेदारों के साथ अनुबंधित किया जाएगा।

viii. अपेक्षित पर्यवेक्षण के स्तर के अनुसार कार्यकलाप पर्यवेक्षकों की पहचान की जाएगी।

ix. इन पर्यवेक्षकों को विनिर्दिष्ट स्टॉफ द्वारा सुरक्षित पर्यवेक्षक का प्रशिक्षण दिया जाता है और तत्पश्चात् उन्हें कार्य पर लगाया जाता है।

x. ठेकेदार स्टॉफ को टूलबॉक्स वार्ता में भेजा जाता है जो संविदा धारकों और मालिकों के साथ संगत विषयों पर होती हैं।

xi. ओईएम सेवा इंजीनियर बेहतर गुणवत्ता आश्वासन तथा पहली बार किए जाने वाले कार्यकलापों के लिए प्रमुख मरम्मत में शामिल होते हैं।

10.1.1 सभी एलएनजी संयंत्र घटकों को प्रचालन प्रक्रिया नियमावली के अनुसार प्रचालित किया जाएगा।

10.1.2 प्रचालन प्रक्रिया नियमावली सभी संयंत्र कार्मिकों को उपलब्ध होनी चाहिए और इसे प्रचालन नियंत्रण कक्ष में हमेशा उपलब्ध होना चाहिए। प्रचालन नियमावली को उपकरण या प्रक्रियाओं में परिवर्तन होने पर अद्यतन बनाया जाएगा।

IndiaCode

10.1.3 प्रचालन नियमावली में संयंत्र के सभी घटकों को उचित रूप से शुरू और बंद करने की प्रक्रिया शामिल होगी। इसमें एलएनजी संयंत्र की प्रारंभिक शुरूआत शामिल होगी जो यह सुनिश्चित करेगी कि सभी उपकरण संतोषजनक ढंग से कार्य कर रहे हैं।

10.1.4 प्रचालन नियमावली में पर्जिंग घटकों की प्रक्रिया, उपकरण को इनर्ट करना तथा उपकरणों को ठंडा करना शामिल है।

10.1.5 प्रक्रिया द्वारा यह सुनिश्चित किया जाएगा कि उपकरणों की प्रत्येक प्रणाली को ठंडा करना जो क्रायोजेनिक तापमान के अधीन हो, दर और वितरण पैटर्न तक सीमित है जो ठंडा करने की अवधि के दौरान प्रणाली की डिजाइन रूपरेखा के अंदर थर्मल दबाव को बनाए रखती है।

10.1.6 प्रचालन नियमावली में यह सुनिश्चित करने की प्रक्रिया शामिल होगी कि प्रत्येक नियंत्रण प्रणाली को उसकी डिजाइन सीमा के अंदर प्रचालन करने हेतु समायोजित किया जाए।

10.1.7 तरलीकरण सुविधाओं सहित एलएनजी संयंत्रों की प्रचालन नियमावली में तापमान को बनाए रखने की प्रक्रिया, स्तर, दबाव, दबाव अंतर तथा निम्नलिखित के लिए प्रवाह दर शामिल है:

i. बॉयलर

ii. टर्बाइन और अन्य प्राइम मूवर

iii. पंप कंप्रेशर और एक्सपेंडर

iv. शुद्धिकरण और पुनर्सृजन उपकरण

v. ठंडे बाक्स में उनके डिजाइन के अनुसार उपकरण

10.1.8 प्रचालन नियमावली में निम्नलिखित प्रक्रियाएं शामिल हैं:

i. वाष्पीकरण दर, तापमान और दबाव को बनाए रखना ताकि परिणामी गैस वेपोराइजर के डिजाइन की सहनीय सीमा तथा डाउनस्ट्रीम पाइपिंग के अधीन हो।

ii. किसी अपसामान्य स्थिति की मौजूदगी, तथा संयंत्र में इन स्थितियों की प्रतिक्रिया का पता लगाना।

iii. एलएनजी और खतरनाक द्रव्यों का सुरक्षित अंतरण, जिसमें कंटेनरों की ओवरफिलिंग की रोकथाम शामिल है।

iv. सुरक्षा

v. निगरानी प्रचालनों के लिए

vi. आपात तैयारी और रखरखाव

10.1.9 किसी कंट्रोल सेंटर से चेतावनी अलार्म पर नजर रखने तथा सुनकर प्रचालन निगरानी करना तथा लिखित प्रचालन और निरीक्षण प्रक्रियाओं में कम से कम निर्धारित अंतराल पर निरीक्षण आयोजित करना।

10.1.10 जहां बाहरी टैंक का तल जमीन पर रखा हो, वहां ताप प्रणाली की सप्ताह में कम से कम एक बार निगरानी करनी चाहिए ताकि 0°सें. आइसोथर्म मृदा को प्रभावित न कर दें।

10.1.11 डिजाइन में इस अनुमान से अधिक किसी निपटान की जांच की जानी चाहिए और यथापेक्षित सुधार करना चाहिए।

10.1.12 प्रत्येक कंपनी यह सुनिश्चित करेगी कि उसके एलएनजी संयंत्र में उपकरणों की सर्विस लेने के बाद और सर्विस में पुन: भेजने से पहले एकत्रित दहन मिश्रण की पर्जिंग कर दी गई है।

10.1.13 मूल घटक विनिर्माता की आमतौर पर स्वीकृत इंजीनियरिंग पद्धति / सिफारिश के अनुसार आवधिक निरीक्षण और जांच की जानी चाहिए ताकि प्रत्येक घटक अच्छी प्रचालन स्थिति में हो।

10.1.14 प्रत्येक घटक की सहायता प्रणाली या आधार की वर्ष में कम से कम एक बार जांच की जानी चाहिए ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि सहायक प्रणाली या अधार सुदृढ़ हैं।

IndiaCode

10.1.15 सुविधा केन्द्र में प्रत्येक आपात विद्युत स्रोत की प्रचालन योग्यता की दृष्टि से मासिक और वार्षिक जांच की जानी चाहिए ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि वह अपनी वांछित प्रचालन क्षमता पर कार्य-निष्पादन करने में सक्षम है।

10.1.16 प्रत्येक सुविधा ऑपरेटर यह सुनिश्चित करेगा कि जब कोई घटक केवल एकल सुरक्षा उपकरण पर ही कार्य करता है तथा सुरक्षा उपकरण को रखरखाव या मरम्मत के लिए सर्विस की जा रही हो, तो घटक को भी सर्विस से हटा लिया गया हो।

10.1.17 सुविधा ऑपरेटर यह सुनिश्चित करेगा कि जहां किसी घटक का प्रचालन सर्विस में नहीं है, वहां खतरनाक स्थिति उत्पन्न हो सकती है, अत: "प्रचालन न करें" शब्द या इससे मिलते-जुलते शब्द लिखे जाने चाहिए जो घटक के नियंत्रण उपकरण पर लगाए जाने चाहिए। जहां-कहीं संभव हो घटक पर ताला लगा देना चाहिए।

10.1.18 दबाव या वैक्यूम-रिलीफ वाल्वों को पृथक करने के लिए स्टॉप वाल्व को बंद या सील द्वारा खोला जाना चाहिए। प्रत्येक एलएनजी कंटेनर पर एक बार में एक से अधिक स्टॉप वाल्व से बंद नहीं किया जाना चाहिए। इन्हें अधिकृत व्यक्ति के अलावा, अन्य किसी द्वारा नहीं खोला जाना चाहिए।

10.2 समुद्री पोत और प्राप्ति

10.2.1 वाहन यातायात को अंतरण प्रचालन करते समय लोडिंग और अनलोडिंग के 30 मी. के अंदर क्षेत्र में घाट और गोदी पर प्रतिबंध लगाया जाना चाहिए।

10.2.2 चेतावनी संदेश या बेरिकेड लगाकर यह दर्शाया जाना चाहिए कि अंतरण प्रचालन चल रहा है।

10.2.3 स्थानांतरण से पहले, वेस्सल कार्गो अंतरण के प्रभारी अधिकारी और तटीय टर्मिनल के प्रभारी व्यक्ति उनके संबंधित सुविधा केन्द्रों का निरीक्षण करेंगे ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि अंतरण उपकरण उचित प्रचालन में है।

10.2.4 स्थानांतरण से पूर्व, पोत कार्गो अंतरण के प्रभावी अधिकारी और तटीय टर्मिनल के प्रभारी व्यक्ति स्थानांतरण प्रक्रिया को पूरा करेंगे और यह निर्धारण एवं सत्यापन करेंगे कि पोत से तट तक संचार प्रणाली मौजूद है, तथा आपात प्रक्रिया की समीक्षा करेंगे।

10.2.5 जहां थोक अंतरण स्थिर भण्डारण कंटेनरों में किया जाता है, वहां अंतरण की जाने वाली एलएनजी कंटेनर में पहले से मौजूद एलएनजी के संघटन या तापमान और घनत्व के अनुरूप होगी।

10.2.6 जहां संघटन या तापमान और घनत्व अनुकूल न हों, वहां स्तरीकरण रोकने तथा वाष्प बनने के उपाय किए जाएंगे जिससे रोलओवर हो सकता है।

10.2.7 जहां मिक्सिंग नोजल या एजिटेशन प्रणाली उपलब्ध कराई जाती है, वहां इसका रोलओवर रोकने की दृष्टि से डिजाइन किया जाना चाहिए।

10.3 लोडिंग या अनलोडिंग प्रचालन

10.3.1 जब लोडिंग और अनलोडिंग चल रही है तो कम से कम एक योग्य व्यक्ति हमेशा मौजूद रहना चाहिए।

10.3.2 सभी अंतरण प्रचालनों को कवर करने के लिए लिखित प्रक्रिया उपलब्ध होनी चाहिए तथा इसमें आपात स्थिति तथा सामान्य प्रचलन प्रक्रियाएं शामिल होंगी।

10.3.3 लिखित प्रक्रियाओं को अद्यतन बनाया जाना चाहिए और अंतरण प्रचालनों में सभी कार्मिक उम्मीदवार उपलब्ध होने चाहिए।

10.3.4 लोडिंग या अनलोडिंग वाले क्षेत्रों में अंतरण होने के दौरान दहन के स्रोत जैसे वेल्डिंग, ज्वाला और अवर्गीकृत इलेक्ट्रिकल उपकरण चलाने की अनुमति नहीं दी जाएगी।

10.3.5 लोडिंग और अनलोडिंग क्षेत्रों में "धूम्रपान निषेध" का संकेतक लगाया जाना चाहिए।

10.3.6 जहां तक एक ही स्थल पर अनेक उत्पादों की लोडिंग या अनलोडिंग की जा रही हो, वहां लोडिंग आर्म्स, रोजेस या मेनिफोल्ड की पहचान या मार्क को प्रत्येक प्रणाली द्वारा उत्पाद या उत्पादों पर दर्शाया जाना चाहिए।

10.3.7 अंतरण से पूर्व, गेज रिडिंग यह सुनिश्चित करने के लिए ली जानी चाहिए कि भरा जाने वाला पात्र ओवरफिल न हो जाए, तथा अंतरण प्रचालनों के दौरान स्तर की जांच की जाएगी।

10.3.8 उपयोग से पूर्व अंतरण प्रणाली की यह सुनिश्चित करने के लिए जांच की जाएगी कि वाल्व सही स्थिति में हैं, और दबाव और तापमान स्थितियों की अंतरण प्रचालन के दौरान निगरानी की जाएगी।

10.3.9 उपयोग से पूर्व अंतरण प्रणाली की जांच यह सुनिश्चित करने के लिए की जाएगी कि वाल्व अंतरण करने के लिए सही अवस्था में हैं।

10.3.10 अंतरण प्रचालनों को धीरे-धीरे शुरू किया जाएगा और यदि दबाव या तापमान में असामान्य अंतर पाया जाता है, तो अंतरण को तब तक रोक दिया जाएगा जब तक कारण का पता न लग जाए और वह सही हो।

10.3.11 अंतरण प्रचालन के दौरान दबाव और तापमान स्थितियों की निगरानी की जाएगी।

10.3.12 जब टैंक कार या टैंक वाहन में लोडिंग या अनलोडिंग प्रचालन चल रहा हो, तो रेल और वाहन यातायात ट्रैफिक को 7.6 मी. एलएनजी सुविधा केन्द्रों में या 15 मी. रेफ्रिजरेंट, जिनका वाष्प वायु से भारी होता है, को प्रतिबंधित किया जाना चाहिए।

10.3.13 टैंक कार को जोड़ने से पूर्व, कार की जांच की जाएगी और ब्रेक सेट, डिरेलर या स्विच उचित रूप से लगे होने चाहिए तथा आवश्यक्तानुसार चेतावनी संकेत या लाइटें लगी होनी चाहिए।

10.3.14 जब तक अंतरण कार्य पूरा नहीं हो जाता तथा कार को हटा नहीं दिया जाता या रिसेट नहीं कर दिया जाता, तब तक चेतावनी संकेत या लाइटें हटाए नहीं जाएंगें।

10.3.15 यदि अंतरण प्रचालन करने की जरूरत न हो तब तक ट्रक वाहन इंजनों को बंद कर देना चाहिए।

10.3.16 अनलोडिंग या लोडिंग करने के लिए ब्रेक सेट की जाएंगी और पहियों की जांच की जाएगी।

10.3.17 इंजन तब तक स्टार्ट नहीं किया जाना चाहिए जब तक ट्रक वाहन को डिस्कनेक्ट न कर दिया जाए और छोड़े जाने वाली भाप विलीन न हो जाए।

10.3.18 टैंक कार या टैंक वाहन, जो विशेष रूप से एलएनजी सेवा के लिए न हो या उसमें पोजिटिव प्रेशर हो, में एलएनजी की लोडिंग से पूर्व कंटेनर में ऑक्सीजन तत्व का निर्धारण करने के लिए जांच की जानी चाहिए। यदि ऑक्सीजन की मात्रा आयतन में 2 प्रतिशत से अधिक हो, तो कंटेनर को तब तक लोड नहीं किया जाना चाहिए जब तक इसकी मात्रा को 2 प्रतिशत ऑक्सीजन से कम तक पर्ज न कर दिया जाए।

10.3.19 लोडिंग या अनलोडिंग से पूर्व, एक टैंक वाहन तैनात किया जाएगा ताकि यह अंतरण प्रक्रिया पूरी होने तक बैकिंग अप के बिना क्षेत्र को खाली कर दे।

10.3.20 टैंक कार और टैंक वाहन, जो खुले गुंबद के जरिए टॉप-लोडेड हो, को गुंबद खोलने से पूर्व पाइपिंग भरने या जमीन पर लाने के लिए इलेक्ट्रिक रूप से बांधा जाएगा।

10.3.21 लोडिंग और अनलोडिंग स्थलों में संचार प्रणाली उपलब्ध करवाई जाएगी ताकि ऑपरेटर, अन्य दूरस्थ कार्मिक, जो लोडिंग और अनलोडिंग प्रचालन से संबद्ध हो, से संपर्क स्थापित कर सकें।

10.3.22 अन्य प्रचालन

i. प्रेशर को इस तरह से निकाला जाना चाहिए कि उसका कार्मिक या उपकरण पर न्यनूतम प्रभाव पड़े।

ii. एलएनजी कंटेनर को सेवा से हटाने को सामान्य प्रचालन नहीं माना जाना चाहिए।

iii. इन सभी कार्यकलापों के लिए विस्तृत प्रक्रियाओं को तैयार करने की जरूरत होगी।

10.3.23 प्रत्येक प्रचालन कंपनी निम्नलिखित कार्य करेगी:

i. इसके एलएनजी संयंत्र की जमीन को कूड़ा-करकट, मलबे और अन्य सामग्रियों से मुक्त रखेगी, जो आग लगने के लिए खतरा हो सकते हैं।

IndiaCode

ii. यह सुनिश्चित करेगी कि बाहरी सामग्री संदूषण या बर्फ मौजूद न हो या प्रत्येक एलएनजी संयंत्र घटक की प्रचालन सुरक्षा को बनाए रख सके।

iii. इसके एलएनजी संयंत्र के घास वाले क्षेत्र का रखरखाव करना ताकि यह आग लगने के लिए खतरा न बन सके।

iv. यह सुनिश्चित करेगी कि इसके एलएनजी संयंत्र के अंदर अग्नि नियंत्रण तक पहुंचने का मार्ग बाधारहित हो और इसे सभी मौसमों में तर्कसंगत रूप से बनाए रखा जाए।

10.4 रखरखाव नियमावली

10.4.1 प्रत्येक सुविधा केन्द्र ऑपरेटर एक लिखित नियमावली तैयार करेगा जो सुविधा केन्द्र में इस्तेमाल होने वाले प्रत्येक घटक के लिए निरीक्षण और रखरखाव कार्यक्रम निर्धारित करेगा।

10.4.2 सुविधा घटक के लिए रखरखाव नियमावली में निम्नलिखित कार्य शामिल होंगे:

i. विनिर्दिष्ट अनुसार निरीक्षण और जांच करने का तरीका और बारंबारता।

ii. मरम्मत करते समय प्रचालन करने वाले घटक में मरम्मत के दौरान सभी प्रक्रियाओं को अपनाया जाना चाहिए ताकि सुविधा केन्द्र में जान-माल की सुरक्षा सुनिश्चित हो सके।

iii. प्रत्येक सुविधा केन्द्र ऑपरेटर सुविधा घटकों के लिए अपनी लिखित नियमावली के अनुसार इनके रखरखाव कार्यक्रमों का आयोजन करेंगे।

इसके अलावा, सभी महत्वपूर्ण उपकरणों, इंस्ट्रूमेंटस तथा प्रणालियों के विगत कार्ड रखे जाएंगे।

10.5 रखरखाव कार्य प्रवाह

i. कार्य प्रवाह का उद्देश्य एक एकीकृत सह-क्रियाशील और प्रति- क्रियाशील कार्य-योजना उपलब्ध कराना है ताकि मरम्मत कार्य को न्यूनतम हो और विश्वसनीयता तथा उपलब्धता को अधिकतम किया जा सके। रखरखाव निष्पादन कार्य अनुरोध की प्राप्ति पर शुरू होता है और कार्यादेश के पूरा होने पर सम्पन्न होता है।

ii. कार्य की सही प्राथमिकता तथा उच्च गुणवत्ता कार्य तैयारी के जरिए कार्यकलाप तैयार करना, सही अनुसूची के साथ जोड़ने से अधिक स्थिर कार्य माहौल पैदा होगा। इससे आस्थगन और ब्रेकडाउन कम होगा, अखण्डता और सुरक्षा में सुधार होगा, तथा तकनीशियनों को अतिरिक्त कार्य संतुष्टि और मालिकाना अधिकार उपलब्ध होगा।

iii. सभी प्रक्रिया यूनिटों को दैनिक रखरखाव का प्रबंधन और नियंत्रण तथा स्थल की उपयोगिताओं में निम्नलिखित उपलब्ध कराया जाएगा:

क) कार्यक्रम का रखरखाव समय पर करने के आधार पर रखरखाव कार्यनीति के लिए सहायता देना।

ख) रखरखाव कार्य का सुरक्षित, स्वस्थ और पर्यावरण दृष्टि से ठोस निष्पादन करना।

ग) उपकरण की उपलब्धता।

घ) व्यवसाय दक्षता।

iv. विनिर्दिष्ट व्यक्ति कार्य परमिट जारी करने से पूर्व तैयारी कार्यकलापों के निष्पादन का सत्यापन करेगा।

v. रखरखाव कार्य को कार्य परमिट आवश्यकता के अनुसार किया जाएगा।

vi. निरीक्षण कार्मिक को समय पर अधिसूचित किया जाना जाहिए जिससे मौके पर गवाह या निर्धारित प्वाइंट सेट हो सकें।

vii. एचएसई आवश्यकताओं का सत्यापन रखरखाव निष्पादन के रूप में किया जाना चाहिए जिसमें एचएसई समीक्षा तथा वर्क परमिट या वर्क पैक में दर्शाए अनुसार टूल बॉक्स वार्ता होनी चाहिए।

viii. रखरखाव पर्यवेक्षक को यह सुनिश्चित करना चाहिए कि कार्य प्रारंभ होने से पहले टूल बॉक्स वार्ता हो जाए।

ix. कार्य पूरा होने पर, कार्य स्थल को सुरक्षित, स्वच्छ और साफ-सुथरा रखा जाना चाहिए। कोई भी अतिरिक्त सामग्री को स्टोर को लौटाया जाना चाहिए तथा औजारों को साफ करके कार्यशाला को लौटाया जाना चाहिए या सही भण्डारण स्थल में रखा जाना चाहिए।

x. दैनिक आधार पर, कार्य की प्रगति को सूचित करना चाहिए। यदि कार्य पूरा न हुआ हो, तो इसे कार्य परमिट जारी कर्ता कार्मिक से अपेक्षित अनुमति और अनुमोदन प्राप्त करने के बाद अगले कार्य दिवस को जारी रखना चाहिए।

xi. विधिवत हस्ताक्षरित कार्य परमिट को कार्य पूरा होने पर निर्गम प्राधिकारी को लौटाया जाना चाहिए, स्थल से सभी सामग्री हटाई जानी चाहिए तथा प्रयोक्ता को सुविधा केन्द्र को सौंपा जाना चाहिए आदि।

10.6 रखरखाव कार्यनीति

i. सुविधाओं को न्यूनतम रखरखाव कार्यकलाप के अनुसार डिजाइन किया जाना चाहिए।

ii. इन रखरखाव आवश्यकताओं को स्पष्ट रूप से परिभाषित किया जाना चाहिए और इसे औजारों जैसे विश्वसनीयता केन्द्रित रखरखाव, जोखिम आधारित निरीक्षण तथा जोखिम आकलन मैट्रिक्स (आरएएम) का उपयोग करके विस्तृत उपकरण विनिर्देशों का पता लगाने के बाद रखरखाव कार्यनीति के आधार पर आगे अनुकूल बनाया जाना चाहिए।

iii. रखरखाव कार्यनीति चयन के दौरान उपकरण की उपयोगिता को ध्यान में रखा जाना चाहिए।

iv. खराबी का तुरंत पता लगाने और उसमें सुधार करने के लिए उपयुक्त नैदानिक औसत और कुशल स्टॉफ उपलब्ध करवाया जाना चाहिए तथा आउटेज के दौरान अवसर अनुसार रखरखाव भी उपलब्ध कराया जाना चाहिए।

v. रखरखाव कार्यनीतियों में कोई हस्तक्षेप नहीं होगा और ऑन लाइन अधिकतम आंकड़े प्राप्त किए जाएंगे ताकि योजना और विश्लेषण का समर्थन किया जा सके।

vi. विशेष महत्वपूर्ण उपकरणों में ओईएम परिभाषित निष्पादन मानक होंगे।

vii. ढांचागत और पाइपलाइन सर्वेक्षण और रंगाई-पुताई नियमित आधार पर की जाएगी।

10.7 कंपनी निवारक रखरखाव के लिए एक लिखित योजना तैयार करेगी जिसमें कार्यक्षेत्र, संसाधन, आवधिकता आदि शामिल होगी। उपचारी उपायों में निवारक रखरखाव, अनुसूची, निष्पादन और समाप्ति शामिल होनी चाहिए।

10.8 प्रत्येक सुविधा केन्द्र में अतिरिक्त पुर्जों, किसी आपूर्ति श्रृंखला / लोजिस्टिक समस्याओं और जोखिम को न्यूनतम करने के लिए तर्कसंगतता और इष्टतम कार्यकलाप होने चाहिए।

10.9 प्रत्येक मशीन के लिए सुपरिभाषित भूमिका और उत्तरदायित्व मैट्रिक्स तथा कर्मशाला में किए जाने वाले कार्यकलाप उपलब्ध होने चाहिए। कर्मशाला की लेखा-परीक्षा और समीक्षा की प्रक्रिया का प्रलेखन तथा अनुपालन किया जाना चाहिए।

11.0 निरीक्षण

i. प्रत्येक सुविधा केन्द्र में लिखित निरीक्षण, जांच और कमीशनिंग कार्यक्रम होना चाहिए। निरीक्षण स्थापना के दौरान कमीशनिंग से पूर्व, तथा एलएनजी सुविधा केन्द्रों के नियमित प्रचालन के दौरान होना चाहिए।

ii. डिजाइन से संबंधित सभी दस्तावेजों, संबंधित विक्रेताओं की स्थापना प्रक्रिया तथा उपकरण, प्रणालियों, इंस्ट्रूमेंटों, नियंत्रण प्रणालियों आदि की स्थापना से पूर्व और स्थापना के लिए विनिर्माता के अनुदेशों को उचित प्रकार से रखा जाना चाहिए और अनुपालन किया जाना चाहिए।

iii. निरीक्षण में जांच प्रोटोकोल की समीक्षा तथा स्वीकृत मानदण्ड शामिल होगा ताकि ये प्रोटोकोल के अनुरूप हों और ओईएम विशिष्ट आवश्यकताओं के अनुसार इनका विनिर्दिष्ट स्वीकार्य मानदण्ड हो।

iv. निरीक्षण में यह शामिल होगा कि उपकरण की स्थापना उसके डिजाइन के अनुसार की जाए और किसी अपवर्तन को दर्ज और अनुमोदित किया जाए।

v. डिजाइन / ओईएम आवश्यकता के अनुसार सभी सुरक्षा प्रणालियों की स्थापना की जांच की जाती है।

vi. निरीक्षण में यह शामिल होगा कि सभी सुरक्षा उपकरण लगा दिए गए हैं और वे डिजाइन/ ओईएम आवश्यकता के अनुसार चालू अवस्था में हैं।

vii. निरीक्षण में विभिन्न सुरक्षा इंटरलॉक का सत्यापन, डिजाइन में उपलब्ध करवाई गई ईएसडी शामिल होगी।

viii. निरीक्षण में सीलिंग प्रणालियों की पर्याप्तता शामिल होगी।

ix. निरीक्षण में दबाव और वैक्यूम सुरक्षा प्रणाली शामिल होंगी।

x. निरीक्षण में इलेक्ट्रिकल प्रणालियां, इसकी अखंडता की जांच, अर्थिंग प्रतिरोध, बांडिंग आदि शामिल होगी।

xi. निरीक्षण में यांत्रिक और घूर्णन उपकरण की अखंडता शामिल होगी।

xii. गैस का पता लगाने की अखंडता एवं दक्षता, अग्नि सुरक्षा तथा अग्निशमन प्रणाली, संबद्ध उपकरणों को निरीक्षण में शामिल किया जाएगा।

xiii. निरीक्षण में संक्षारण प्रणाली की दक्षता शामिल होगी।

xiv. निरीक्षण में यथापेक्षित बांड्स की स्थापना शामिल होगी तथा पीएण्डआईडी के अनुसार खुली निकासी प्रणाली में कनेक्शन होंगे।

xv. निरीक्षण में यांत्रिक समापन रिकार्ड की कवरेज और समीक्षा शामिल होगी ताकि पीएसवी सही प्रकार का हो और आकार पीएण्डआईडी / डेटा शीट के अनुसार हो।

xvi. निरीक्षण में संभावित बाधाओं (उदाहण के लिए तरल स्तर से ऊपर, आंतरिक वेस्सल आदि) के संबंध में रिलीविंग उपकरणों का इनलेट पाइप-वर्क स्थल शामिल होगा।

xvii. निरीक्षण में रिलीविंग डिवाइस उपकरणों, उनकी क्षमता के लिए पृथक वाल्वों की स्थिति की जांच करने के लिए पीएण्डआईडी की कवरेज और समीक्षा शामिल होगी। इसके अलावा, निपटान प्रणाली से कोई सुरक्षित उपकरण पृथक नहीं किया जाना चाहिए।

xviii. सभी निकास स्थलों (ड्रम या उपकरण सील से वायुमण्डल निकास) की समीक्षा द्वारा पुष्टि का निरीक्षण करना कि वे सुरक्षित स्थान पर निकाले जाएं ताकि तरल के मामले में इसे ऐसे क्षेत्र में न डिस्चार्ज किया जाए जिससे कार्मिकों को खतरा उत्पन्न हो सकता हो।

xix. निरीक्षण में क्षेत्र वर्गीकरण विन्यास तथा संबद्ध अध्ययनों की समीक्षा की जाएगी ताकि यह पुष्टि हो सके कि सभी संभावित खतरों पर उपयुक्त रूप से विचार कर लिया गया है (संभावित पलायन सहित); खतरनाक क्षेत्र की ड्राइंगों में रिलीज के स्रोतों के वास्तविक स्थल के लिए सही लेखा-जोखा हो तथा खतरनाक क्षेत्रों को उपयुक्त रूप से परिभाषित किया गया है।

xx. निरीक्षण में शामिल होगा कि सभी ईएसडी उपकरण सिस्टम आउटपुट हाइड्रूलिक पॉवर और इस्ट्रूमेंट एयर के खराब होने पर उसे सुरक्षित स्थल पर ले जाया जा सके। सभी ईएसडीवी तथा एक्युएटरों को उनके वांछित कार्य का निष्पादन करने की पर्याप्त समयावधि के लिए विस्फोट या आग लगने की स्थितियों के बाद कार्यशील रहना चाहिए।

xxi. रिलीफ प्रणाली की अधिकतम अनुमेय बैक प्रेशर और न्यूनतम डिजाइन तापमान की उच्चतम अनुमेय बैक प्रवाह दर की उपयुक्तता के लिए जांच की जाएगी।

xxii. नियंत्रण प्रणाली में नियंत्रण कक्ष से आने-जाने वाले सभी स्थितियों की मॉनीटरिंग और कार्रवाइयां शामिल होनी चाहिए।

xxiii. निरीक्षण में बचाव और निकासी मार्गों को शामिल किया जाएगा।

xxiv. निरीक्षण में आपात स्थितियों के दौरान उनकी प्रभावकारिता के लिए आपात संचार प्रणाली शामिल होगी।

xxv. प्रत्येक क्रायोजेनिक पाइपिंग प्रणाली की फ्लेंजेस, वाल्वों और सील में रिसाव के लिए कूलडाउन स्थिरता के दौरान और बाद में जांच की जानी चाहिए।

अनुसूची - 1ड.

12.0 दक्षता आश्वासन और आकलन

12.1 प्रत्येक प्रचालन कंपनी निम्नलिखित के संबंध में सभी एलएनजी संयंत्र कार्मिकों को निर्देश देने के लिए एक लिखित प्रशिक्षण योजना विकसित करेगी, उसे कार्यान्वित करेगी और बनाए रखेगी:

i. आपात प्रक्रियाओं को लागू करना जो पद्धति नियमावली में निर्धारित अनुसार एलएनजी संयंत्र में उनके कर्तव्यों से संबंधित हों तथा प्राथमिक चिकित्सा उपलब्ध कराना।

ii. निम्नलिखित के संबंध में स्थायी रखरखाव, प्रचालन और पर्यवेक्षी कार्मिक:

क) एलएनजी संयंत्र में किए गए मूल प्रचालन

ख) एलएनजी संयंत्र के प्रचालन और रखरखाव में शामिल एलएनजी तथा अन्य खतरनाक द्रव्य की विशेषताएं और संभावित खतरे, जिनमें शीतदंश से गंभीर खतरा होना शामिल है जो एलएनजी कोल्ड रेफ्रिजरेटरों के संपर्क में आने से हो सकता है।

ग) प्रक्रियाओं के प्रचालन, रखरखाव और अंतरण की नियमावली में निर्धारित अनुसार एलएनजी संयंत्र के रखरखाव और प्रचालन के अपने कर्तव्यों को पूर्ण करने के तरीके।

घ) अग्नि रोकथाम, जिनमें एलएनजी संयंत्र की अग्नि नियंत्रण योजना को अंतिम रूप देना; आग बुझाना; एलएनजी संयंत्र में आग लगने के संभावित कारण; एलएनजी संयंत्र में लगी आग का प्रकार, आकार तथा संभावित परिणाम शामिल हैं।

ड.) ऐसी स्थितियों की पहचान करना जब व्यक्ति के लिए एलएनजी संयंत्र की सुरक्षा को बनाए रखने के लिए सहायता प्राप्त करना आवश्यक हो।

12.2 प्रत्येक प्रचालन कंपनी अपने कार्मिकों को एलएनजी संयंत्र में प्रणालियों, अग्नि रोकथाम तथा सुरक्षा की कार्यप्रणाली पर अपने एलएनजी संयंत्र की अद्यतन सूचना के बारे में जानकारी देने के लिए लिखित योजना बनाएगी, उसका कार्यान्वयन और रखरखाव करेगी।

12.3 सभी कार्मिकों को ज्ञान और दक्षता प्रदान करने के लिए प्रत्येक 2 वर्ष बाद एक पुनश्चर्या प्रशिक्षण कार्यक्रम आयोजित किया जाएगा।

12.4 प्रत्येक प्रचालन कंपनी अपने एलएनजी संयंत्र के प्रत्येक कर्मचारी का रिकार्ड रखेगी जिसमें इस खण्ड के अंतर्गत कर्मचारी को दिए गए प्रशिक्षण का उल्लेख होगा।

12.5 प्रत्येक प्रचालन कंपनी यह सुनिश्चित करेगी कि एलएनजी संयंत्र कार्मिक को संबंधित प्रशिक्षण दिया जाए तथा उन्हें सौंपे गए कार्यों का संबंधित अनुभव हो। प्रशिक्षण पूरा न करने या बिना अनुभव वाला व्यक्ति प्रशिक्षित कार्मिक के अधीन कार्य करेगा।

12.6 उपकरणों के डिजाइन और फैब्रिकेशन के लिए, प्रत्येक ऑपरेटर कार्मिकों का प्रयोग करेगा जिसने ऐसे ही उपकरणों के डिजाइन में प्रशिक्षण या अनुभव द्वारा फ्रैब्रिकेशन में दक्षता प्राप्त की है।

12.7 निर्माण, स्थापना, निरीक्षण या जांच के लिए लगाए गए सुपरवाइजर और अन्य कार्मिकों ने इस्तेमाल की जाने वाली पद्धतियों और उपकरणों में उपयुक्त प्रशिक्षण या संबंधित अनुभव प्राप्त करके, और कार्य पूरा करके सौंपे गए कार्य को सफलतापूर्वक निष्पादित करने में अपनी क्षमता प्रदर्शित की हो। इसके अलावा, उनकी दक्षता का समय-समय पर आकलन किया जाएगा।

12.8 प्रत्येक ऑपरेटर केवल उन्हीं कार्मिकों के उपकरणों का प्रचालन या रखरखाव करेगा जिन्होंने सौंपे गए प्रचालन या रखरखाव कार्य से संबंधित अनुभव रखने के लिए विनिर्दिष्ट प्रशिक्षण को सफलतापूर्वक पूरा करने के बाद अपनी क्षमता प्रदर्शित की है।

12.9 संक्षारण नियंत्रण प्रक्रिया, जिसमें कैथोडिक सुरक्षा प्रणालियों का डिजाइन, स्थापना, प्रचालन और रखरखाव शामिल है, को संक्षारण नियंत्रण तकनीक में अनुभव और प्रशिक्षण प्राप्त योग्य व्यक्ति द्वारा ही किया जाना चाहिए।

12.10 सुरक्षा कार्य से संबंधित कार्मिक विनिर्दिष्ट प्रशिक्षण को सफलतापूर्वक पूरा करने के बाद उन्हें सौंपे गए कार्यों को करने के योग्य होना चाहिए।

12.11 प्रत्येक ऑपरेटर यह सत्यापित करने के लिए लिखित योजना का अनुपालन करेगा कि एलएनजी संयंत्र में जिस कार्मिक को प्रचालन, रखरखाव, सुरक्षा या अग्नि सुरक्षा कार्य सौंपा गया है, वह उसे सौंपे गए कार्यों के निष्पादन में सुधार कर सके। योजना की रूपरेखा इस तरह से बनाई जानी चाहिए ताकि कमियों का तुरंत पता लगाया जा सके, जैसे शारीरिक विकलांगता या चोट, तथा खोज के लिए व्यावसायिक जांच हेतु अपेक्षित स्थितियां।

12.12 i. प्रत्येक कंपनी सभी स्थायी रखरखाव, प्रचालन और पर्यवेक्षी कार्मिकों को निर्देश देने के लिए प्रारंभिक प्रशिक्षण की लिखित योजना उपलब्ध कराएगी और उसे लागू करेगी-

क) सुविधा केन्द्र में प्रयुक्त या रखरखाव किए जाने वाले एलएनजी तथा अन्य ज्वलनशील द्रव्यों की विशेषताएं और खतरे, जिसमें एलएनजी, न्यून तापमान, वायु गंधहीन वाष्प, बॉयल ऑफ विशेषताएं और पानी छिड़काव से प्रतिक्रिया शामिल हैं, के बारे में;

ख) प्रचालन और रखरखाव कार्यकलापों में शामिल संभावित खतरों के बारे में; और

ग) प्रचालन और रखरखाव प्रक्रियाओं के पहलुओं को लागू करना जो उनके सौंपे गए कार्यों से संबंधित हैं;

ii. एलएनजी स्थापना के सभी कार्मिकों को आपात प्रक्रिया लागू करने के लिए प्रशिक्षित किया जाएगा, जो उन्हें सौंपे गए कार्यों से संबंधित हैं; और प्राथमिक चिकित्सा देना;

iii. एलएनजी स्थापना के सभी प्रचालन तथा उपयुक्त पर्यवेक्षी कार्मिकों को सुविधा प्रचालनों पर विस्तृत अनुदेशों को समझने के लिए प्रशिक्षित किया जाएगा, जिसमें नियंत्रण, कार्य, और प्रशिक्षण प्रक्रियाएं और एलएनजी अंतरण प्रक्रिया को समझना शामिल है।

12.13 एलएनजी संयंत्र में सुरक्षा के लिए जिम्मेदार कार्मिकों को प्रारंभिक अनुदेश की लिखित योजना के अनुसार प्रशिक्षित किया जाना चाहिए ताकि:

i. सुरक्षा में कमी को पहचाना जा सके;

ii. उन्हें सौंपे गए कर्तव्यों से संबंधित सुरक्षा प्रक्रिया लागू की जा सके;

iii. उन्हें सौंपे गए कर्तव्यों को प्रभावी ढंग से करने के लिए आवश्यक बुनियादी संयंत्र प्रचालनों और आपात प्रक्रियाओं की जानकारी हो;

iv. उन स्थितियों का पता लगाया जा सके जहां सुरक्षा सहायता की आवश्यकता है।

12.14 सुपरवाइजरों सहित एलएनजी संयंत्र के रखरखाव और प्रचालन में शामिल सभी कार्मिकों को संयंत्र अग्निकांड अभ्यास सहित प्रारंभिक अनुदेश की लिखित योजना के अनुसार अवश्य प्रशिक्षित किया जाना चाहिए:

i. विनिर्दिष्ट अनुसार अग्नि सुरक्षा प्रक्रियाओं को जानना और उनका अनुपालन करना

ii. संभावित कारणों और आग लगने के निर्धारित क्षेत्रों के बारे में जानना

iii. निर्धारित क्षेत्रों में आग लगने के प्रकार, आकार और अनुमानित परिणामों के बारे में जानना

iv. प्रक्रिया के अनुसार उन्हें सौंपे गए अग्नि नियंत्रण कार्यों के बारे में जानना और निष्पादन करना तथा उपलब्ध कराए गए उपकरण का उचित प्रयोग करना।

v. समुद्री

IndiaCode

vi. टैंक ट्रक दल

12.15 प्रत्येक कंपनी रिकार्ड रखेगी जिससे –

i. यह साक्ष्य मिल सके कि इस उप-भाग द्वारा अपेक्षित प्रशिक्षण कार्यक्रमों को कार्यान्वित किया जा चुका है; और

ii. यह साक्ष्य मिल सके कि कार्मिकों ने अपेक्षित प्रशिक्षण कार्यक्रमों में भाग लिया है और उसे सफलतापूर्वक पूरा किया है।

iii. एलएनजी संयंत्र में कार्मिकों को कार्य न सौंपे जाने के बाद एक वर्ष तक रिकार्ड बनाए रखे जाने चाहिए।

अनुसूची - 1च

13.0 अग्नि रोकथाम, रिसाव का पता लगाना, अग्निशामक सुविधाएं

13.1 सामान्य

i. अग्नि निवारण का प्रावधान सभी एलएनजी सुविधा केन्द्रों पर किया जाएगा। ऐसे निवारण की सीमा का निर्धारण बेहतर अग्नि निवारण इंजीनियरिंग सिद्धांतों, स्थानीय परिस्थितियों के विश्लेषण, सुविधा केन्द्र के भीतर जोखिमों तथा अन्य सम्पत्ति से नजदीकी अथवा सम्पर्क के आधार पर किए गए मूल्यांकन के आधार पर किया जाएगा। मूल्यांकन में न्यूनतम सीमा का निर्धारण किया जाएगा।

ii. अग्नि, रिसाव, एलएनजी का फैलाव, ज्वलनशील प्रशीतक अथवा सभी गैर-प्रक्रियागत संभावित ज्वलनशील गैसों और इलेक्ट्रिक अग्नि का पता लगाने और उसे नियंत्रित करने के लिए आवश्यक उपकरणों के प्रकार, मात्रा और अवस्थिति का निर्धारण करना।

iii. उपकरणों और संरचनाओं के आग के सम्पर्क में आने से होने वाले प्रभावों से बचाव के लिए आवश्यक पद्धतियां।

iv. उपकरणों और प्रक्रियागत प्रणालियों का संचालन आपातकालीन शट-डाऊन (ईएसडी) प्रणाली के साथ किया जाएगा।

v. आपातकालीन शट-डाऊन (ईएसडी) प्रणालियों अथवा इसकी उप-प्रणालियों के स्वत: संचालन के लिए आवश्यक सेंसर्स का प्रकार और अवस्थिति।

vi. आपातकालीन प्रणाली का संचालन करने वाले संयंत्र कार्मिकों की उपलब्धता और कर्त्तव्य एवं बाह्य अनुक्रिया कार्मिकों की उपलब्धता।

vii. संयंत्र कार्मिकों को उनके संबंधित आपातकालीन कर्त्तव्यों को पूरा करने के लिए संरक्षात्मक उपकरण और विशेष प्रशिक्षण।

viii. संभावित आपातकालीन परिस्थितियों को शामिल करने के लिए विस्तृत प्रक्रिया-विधि नियमावली तैयार की जाएगी। ऐसी प्रक्रिया-विधि में निम्नलिखित को शामिल किया जाएगा, परंतु यह निम्नलिखित तक ही सीमित किया जाना अनिवार्य नहीं है :

(क) गैस अथवा तरल पदार्थ के बहाव को बंद करने अथवा यथासंभव कम करने के लिए विभिन्न उपकरणों को आंशिक अथवा पूर्ण तौर पर बंद करना अथवा अलग करना और अन्य लागू कदम उठाना।

(ख) अग्नि संरक्षण सुविधाओं का उपयोग करना।

(ग) सरकारी प्राधिकारियों को अधिसूचित करना।

(घ) प्राथमिक सहायता उपचार और

(ङ) कार्मिकों के कर्तव्य।

(च) आपातकालीन स्थिति में संचार प्रक्रिया-विधि।

ix. सभी कार्मिकों को आपातकालीन नियमावली में निहित उनके संबंधित कर्त्तव्यों के बारे में प्रशिक्षित किया जाएगा। ऐसे कार्मिक, जो अग्नि संरक्षण अथवा अन्य प्रमुख आपातकालीन उपकरणों के उपयोग के लिए उत्तरदायी हैं, को

उपकरणों के उपयोग में प्रशिक्षित किया जाएगा। कार्मिकों का पुनश्चर्या प्रशिक्षण कम से कम वार्षिक आधार पर आयोजित किया जाएगा।

x. प्रभावी अग्नि नियंत्रण उपायों की योजना को उन प्राधिकारियों के साथ समन्वित किया जाएगा, जिनके पास आपातकालीन स्थिति में कार्य करने वाली एजेंसियों जैसे अग्नि और पुलिस विभाग का नियंत्रण एवं अधिकार है और जिनसे ऐसी आपातकालीन स्थितियों में अनुक्रिया की आशा की जाती है।

13.2 फॉयर प्रूफिंग

i. फॉयर प्रूफिंग का उपयोग उपकरणों विशेष तौर पर ईएसडी वाल्व, सुरक्षा के लिए महत्वपूर्ण उपकरणों, तरल हाइड्रोकार्बन और संरचनात्मक सहायता प्रदान करने वाले वाहनों के संरक्षण हेतु किया जाता है, ऐसा न करने पर घटना की तीव्रता बढ़ जाएगी और/अथवा आपातकालीन अनुक्रिया कार्मिकों के कार्यकलापों पर संकट पैदा हो सकता है। ऐसे उपकरण, जो पर्याप्त अवधि तक निम्न परिभाषित से अधिक तापीय विकिरण प्राप्त कर सकते हैं, जो अग्नि का खतरा पैदा करते हैं, उन्हें फॉयर प्रूफिंग संरक्षण प्रदान किया जाएगा। फायर प्रूफिंग जोखिम वाली घटना के दौरान संरक्षण प्रदान करेगी परंतु यह न्यूनतम 90 मिनट संरक्षण प्रदान करेगी।

चारदीवारी के अंदर उपकरण	**अधिकतम तापीय विकिरण प्रवाह (केवी/मी.^{2})**
निकटवर्ती भंडारण टैंकों के पास कंक्रीट की बाह्य सतह	32
निकटवर्ती भंडारण टैंकों के पास धातु की बाह्य सतह	15
निकटवर्ती दबाव भंडारण वेस्सल्स और प्रक्रिया सुविधाओं की बाह्य सतह	15
नियंत्रण कक्ष, अनुरक्षण कारखाने, प्रयोगशालाएं, गोदाम इत्यादि	8
प्रशासनिक भवन	5

IndiaCode

ii. तापरोधन और जल प्लावन के रूप में अग्नि संरक्षण ऐसे दबाव वाले वेस्सल्स के लिए प्रदान किया जाएगा, जो अनुलग्नक-क में परिभाषित मात्रा से अधिक तापीय विकिरण प्रवाह प्राप्त कर सकते हैं, ताकि ऐसे वेस्सल्स को अत्यधिक ताप वाले तरल का प्रवाह करने से रोका जा सके, जो बीएलईवीई में परिवर्तित हो सकता है।

iii. इस बात को महत्व प्रदान किया जाएगा कि किसी मुख्य घटना जैसे एलएनजी टैंक आग के कारण विकिरण के अध्यधीन ऐसे दबाव वेस्सल्स को 90 मिनट से अधिक का संरक्षण प्रदान किया जाए। तापरोधन प्रणाली से दीर्घकालिक घटनाओं के लिए संरक्षण प्रदान नहीं किया जा सकेगा और इनके लिए जल प्लावन प्रणाली अपेक्षित है।

iv. संरचनाओं इत्यादि के लिए अग्नि संरक्षण हेतु जल प्लावन, तापरोधन की गणना की जाएगी क्योंकि अग्नि संरक्षण ऐसे तरल पदार्थों के लिए प्रदान की जाएगी, जिससे सर्वाधिक विकिरण निकलती हों।

v. फायर प्रूफिंग की अभिकल्पना और कार्यान्वयन जीएपी 2.5.1 अथवा एपीआई 2218 या समकक्ष मानकों के अनुरूप किया जाना चाहिए।

13.3 रिसाव का पता लगाना

i. प्रणालियों में संयंत्र में संभावित तरल के फैलाव, रिसाव, धुआं, अग्नि इत्यादि जैसी आकस्मिक घटनाओं का पता लगाने का प्रावधान किया जाएगा।

ii. ऐसी घटनाओं का पता लगाने के लिए नियुक्त व्यक्तियों का प्रबंधन इस प्रकार किया जाएगा कि वे तत्काल जानकारी प्रदान करें तथा झूठी एवं गलत चेतावनियां न दे सकें। मतदान तकनीक प्रबंधन का उपयोग किया जा सकता है। निम्नलिखित घटनाएं शामिल हो सकती हैं:

(क) भूकम्प – जहां प्रयोजनीय सेस्मिक तीव्रता निगरानी का प्रावधान किया जाएगा, जो भूकम्प के पूर्व परिभाषित स्तर तक पहुंचते ही स्वत: संयंत्र को बंद करने के संकेत प्रदान करना प्रारंभ कर देगी। इस पूर्व परिभाषित स्तर का चयन परिचालक द्वारा किया जाएगा।

(ख) एलएनजी का फैलाव, गैस रिसाव, आग की लौ और धुआं।

डिटेक्शन प्रणालियों की स्थापना का आशय संयंत्र में किसी एलएनजी फैलाव अथवा ज्वलनशील गैस रिसाव और आग लगने की स्थितियों का तीव्रता तथा विश्वसनीय ढंग से पता लगाना है।

ऐसे प्रत्येक स्थल, आउटडोर और इनडोर पर सतत् निगरानी डिटेक्शन प्रणालियों की संस्थापना की जाएगी, जहां रिसाव की प्रबल संभावना हो।

iii. जोखिम भरे संयंत्र क्षेत्रों विशेष तौर पर ऐसे संयंत्र क्षेत्रों में मैन्युअल काल प्वाइंट्स प्रदान किए जाएंगे, जो आग की लौ और/अथवा ज्वलनशील गैस डिटेक्टर्स से घिरे हुए हैं तथा इन क्षेत्रों से संभावित बच निकलने वाले मार्गों का भी प्रावधान किया जाएगा।

13.4 सक्रिय संरक्षण

सक्रिय संरक्षण में शामिल हैं :

i. अग्नि जल प्रणाली अर्थात् मुख्य नेटवर्क के साथ हाइड्रेंट्स और मॉनीटर्स;

ii. छिड़काव प्रणालियां;

iii. वाटर करटेंस;

iv. फोम जेनेरेटर्स;

v. फिक्स्ड ड्राई केमिकल पाउडर सिस्टम्स;

vi. अग्निशमन वाहन;

vii. पोर्टेबल/मोबाइल अग्निशमन यंत्र।

IndiaCode

13.4.1 अग्नि जल प्रणाली

i. एलएनजी संयंत्र में जल के विशिष्ट उपयोग हैं। तथापि, एलएनजी पूल में लगने वाली आग न तो जल द्वारा नियंत्रित की जा सकती है और न ही जल से इसका शमन किया जा सकता है। तरल सतह पर जल का उपयोग वाष्पीकरण दर को बढ़ा देगा और इस प्रकार आग नियंत्रण पर नकारात्मक प्रभावों के साथ इसके जलने की दर बढ़ जाएगी। एलएनजी संयंत्र में आग लगने की स्थिति में उन भंडारण टैंकों, उपकरणों और ढांचों को ठंडा रखने के लिए अत्यधिक मात्रा में जल का उपयोग किया जा सकता है, जो आग के कारण ज्वाला अथवा तापीय विकिरणों के सम्पर्क में आ सकते हैं। इसके परिणामस्वरूप, प्रारंभ में ही सघन कूलिंग के कारण आग बढ़ने के जोखिम और उपकरण खराब होने की स्थिति से बचा जा सकता है।

ii. संयंत्र सतही जल और अग्नि जल निकासी प्रणालियों तथा एलएनजी फैलाव एकत्रण प्रणालियों की अभिकल्पना किसी एलएनजी फैलाव की वाष्पीकरण दर में बढ़ोतरी को कम करने के मद्देनजर की जाएगी। इसे संयंत्र क्षेत्र और अग्नि जल प्रणालियों को अलग-अलग करके प्राप्त किया जा सकता है। यदि अग्नि जल प्रवाह दूषित होगा, तो प्राकृतिक जल-प्रवाह को प्रदूषित होने से बचाने के लिए प्रावधान किए जाएंगे।

iii. अग्नि जल नेटवर्क संयंत्र के सभी खंडों के चारों तरफ प्रदान किया जाएगा। जल आपूर्ति प्रणालियों की अभिकल्पना स्वतंत्र खंडों में की जाएगी ताकि किसी एक खंड के रख-रखाव अथवा नुकसान की स्थिति में अन्य खंडों की आपूर्ति बाधित न हो। दोनों अग्नि पम्पों का नेटवर्क प्रवाह एक ही हेडर से नहीं होना चाहिए।

iv. फायर हाइड्रेंट्स सहित इन सभी नेटवर्कों का रख-रखाव जॉकी पम्पों अथवा ऊंचे टैंक के माध्यम से दूर स्थित हाइड्रोलिक बिन्दु से न्यूनतम 7.0 कि.ग्रा./सेमी^{2} दबाव पर किया जाएगा। फ्रीजिंग इत्यादि से होने वाले नुकसान से बचने के लिए विशेष प्रावधान किए जाएंगे।

v. जल आपूर्ति प्रणालियों द्वारा अग्नि शमन संचालन दबाव, स्थलों पर अभिकल्पना के अनुसार के साथ ही हैंड हाजिज के लिए 100 एल/एस सहित अग्नि शमन प्रणालियों के अनुसार जल प्रवाह प्रदान किया जाएगा। घटना पर काबू पाने के लिए अग्नि जल आपूर्ति पर्याप्त होगी परंतु यह चार घंटे से कम नहीं होगी।

vi. पम्पों की संख्या, पम्पों की क्षमता, पम्पों का संचालन प्रकार (डीजल इंजन अथवा मोटर चालित) तथा पम्पों की चालू क्षमता का निर्धारण एलएनजी टर्मिनल और जेट्टी में किसी मुख्य आग की एकल घटना के आधार पर किया जाएगा। संयुक्त अग्नि शमन सुविधाओं के मामले में, अभिकल्पना में जेट्टी एवं एलएनजी टर्मिनल में समकालिक मुख्य आग की घटनाओं पर विचार किया जाएगा।

vii. अग्नि शमन प्रणाली की अभिकल्पना सबसे बड़े जोखिम चार घंटे को ध्यान में रखकर की जाएगी। संयुक्त सुविधाओं के मामले में, यह दोहरे जोखिम अर्थात एलएनजी टर्मिनल और जेट्टी में सबसे बड़े जोखिम प्रत्येक पर आधारित होगी।

viii. चार घंटे की जल भंडारण अभिकल्पना क्षमता जल पम्पों की प्रवाह क्षमता पर आधारित होगी।

ix. एलएनजी संयंत्रों (विशेष तौर पर परिशुद्ध बेसिन) में इन प्रणालियों द्वारा पैदा किए जाने वाले जल की मात्रा के प्रवाह में सक्षम प्रवाह प्रणालियां विकसित की जाएंगी।

x. एलएनजी कैरियर आकार और एलएनजी लोडिंग दर पर ध्यान दिए बिना एलएनजी जेट्टी में अधिकतम अग्नि जल प्रवाह की गणना निम्नलिखित के आधार पर की जाएगी:

(क) 1500 जीपीएम की दर से दो टॉवर मॉनीटर्स प्रदान किए जाएंगे।

(ख) एलएनजी कैरियर और जेट्टी हेड के बीच जेट्टी हेड के आगे की तरफ दो जम्बो करटेन नोजल्स प्रदान किए जाएंगे, जिनमें जेट्टी की 70 एलपीएम / मीटर संचालन की अनुप्रयोग दर होगी।

(ग) 10.2 एलपीएम/एम^2 की दर से जेट्टी मेनीफोल्ड, ड्रेन, वेसल्स की अग्नि सुरक्षा।

(घ) 144 एम^3/घंटा की अनुपूरक होज की आवश्यकता।

13.4.2 छिड़काव प्रणालियां

i. प्रत्येक उपकरण को ठंडा करने का महत्व और अपेक्षित जल की मात्रा जोखिम मूल्यांकन पर आधारित होगी।

ii. जहां-कहीं भी आवश्यक होगा, छिड़काव प्रणालियां अनावृत सतहों पर समान रूप से जल का वितरण करेंगी। इस प्रकार, विकिरण के अध्यधीन उपकरण अस्वीकार्य स्थानीय उच्च तापमान तक नहीं पहुंचेंगे।

iii. जहां-कहीं भी व्यावहारिक हो, प्रयोग में लाए गए जल का पुन: प्रयोग किया जा सकता है और यह यूनिट की समग्रता और कार्य करने की क्षमता को ध्यान में रखते हुए दीर्घकाल तक अंतरित ताप को आग में परिवर्तित होने से रोकने पर निर्भर होगा। यह सुनिश्चित करने के लिए सावधानी बरती जानी चाहिए कि पुन: उपयोग में लाए गए जल के साथ ज्वलनशील पदार्थ न पहुंच पाए।

iv. प्रत्येक यूनिट में घटना के समय जल प्रवाह की गणना संरचना की समग्रता के संगत सतही तापमान को सीमित करने के लिए उपयुक्त वैध मॉडलों का प्रयोग करते हुए प्रत्येक परिदृश्य के लिए प्राप्त विकिरण प्रवाह के आधार पर की जाएगी।

v. एलएनजी भंडारण टैंकों के लिए, टैंक की छत और उपलग्नक सहित टैंक के बाह्य आवरण पर जल का छिड़काव किया जाएगा। एकल टैंक पर काबू करने के लिए टैंक की छत और दीवारों के लिए जल अनुप्रयोग दर की गणना सुरक्षित प्रक्रिया के आईपी मॉडल कोड के परिशिष्ट-5 और एनएफपीए 15 के भाग 9 में उल्लिखित पद्धति का प्रयोग करते हुए की जाएगी। इस कोड के अनुसार उपलग्नकों पर जल अनुप्रयोग की दर 10.2 एलपीएम/एम^2 होगी। दोहरे/पूर्ण नियंत्रण टैंकों के लिए, टैंक छत/बाह्य आवरण के लिए जल अनुप्रयोग दर 3 एलपीएम/एम^2 होगी। कंक्रीट के बाह्य टैंकों वाले टैंकों के बाह्य आवरण के लिए कूलिंग हेतु किसी शीतलन की आवश्यकता नहीं है।

vi. अन्य उपकरण के लिए लागू जल घनत्व निम्नानुसार होगा :

(क) वेस्सल्स, संरचनात्मक पाइपिंग एवं वाल्व बहुरूपता : 10.2 एलपीएम/एम^2

(ख) पम्प : 20.4 एलपीएम/एम^2

vii. टैंकों, पंपों, कम्प्रेशर्स, वेस्सल आदि पर जल छिड़काव प्रणालियों पर जल प्लावन वाल्व सुविधाओं के आस-पास संस्थापित आग पता लगाने वाली प्रणाली के माध्यम से स्वत: परिचालित होंगे, परंतु इनमें नियंत्रण कक्ष अथवा स्थल पर स्थानीय तौर पर हाथ से संचालन का प्रावधान भी होगा।

13.4.3 वाटर करटेंस

13.4.3.1 सामान्य

i. वाटर करटेंस का प्रयोग गैस के रिसाव को कम करने और रेडियंट ताप से सुरक्षा के लिए किया जा सकता है।

ii. वाटर करटेंस प्रणाली का उद्देश्य हवा में गैस की ज्वलन सीमा को कम करने के लिए एलएनजी वेपर क्लाउड की गैस संघनन तीव्रता से कमी करना है।

iii. वाटर करटेंस एलएनजी वेपर्स और जल बूंदों के बीच सम्पर्क के माध्यम से ताप को शीतल प्राकृतिक गैस क्लाउड में अंतरित करते हैं।

iv. इसके अतिरिक्त वाटर करटेंस काफी हवा फेंकते हैं, जो अतिरिक्त गर्मी को अंतरित करती है, एलएनजी वेपर क्लाउड को खंडित करती है और इस प्रकार इसकी प्लवनशीलता को बढ़ाते हुए इसका बिखराव करती है।

v. हवा की गति बढ़ने के साथ ही वाटर करटेन का प्रभाव कम हो जाता है, परंतु उच्च वायु वेग के साथ प्राकृतिक बिखराव बढ़ जाता है।

vi. वाटर करटेंस का प्रभावी कार्य-निष्पादन कई परिस्थितियों अर्थात नोजल का प्रकार, पानी का दबाव, नोजल की स्थिति, नोजल की दूरी पर निर्भर करता है।

vii. वाटर करटेंस ऊष्मा विकिरण और गैस क्लाउड फैलाव की घटनाओं को कम करने के लिए जाने जाते हैं। हालांकि, प्राथमिक सुरक्षा उपायों के तौर पर उन पर निर्भर नहीं रहा जा सकता।

13.4.3.2 विशेषताएं और अवस्थिति

i. वाटर करटेंस जोखिम मूल्यांकन के आधार पर लगाए जाएंगे।

ii. वाटर करटेंस संयंत्र की आवश्यकताओं को ध्यान में रखते हुए एलएनजी संघनन और संभावित फैलाव के क्षेत्र में यथासंभव निकटतम स्थान पर लगाए जाएंगें। एलएनजी वाष्पीकरण दर में वृद्धि से बचने के लिए वाटर करटेंस की बूंदों की प्रतिषेध क्षेत्र में प्रवेश की संभावना को न्यूनतम रखना चाहिए।

iii. वाटर करटेंस प्रतिषेध क्षेत्र के आस-पास लगाए जा सकते हैं। इस प्रकार वे एलएनजी रिसाव से पैदा होने वाले ठंडे प्राकृतिक गैस क्लाउड्स के लिए अवरोध का कार्य करते हैं।

iv. नोजल की दूरी विक्रेता की अनुशंसा के अनुसार होनी चाहिए।

13.4.4 झाग पैदा होना

i. अग्नि शामक झागों का उपयोग एलएनजी पूल से ऊष्मा विकिरण को कम करने और रिसाव न होने पाए, इसलिए सुरक्षित गैस फैलाव में सहायता के लिए किया जा सकता है। ऐसे में रिसाव प्रज्वलित नहीं करता। उनके उपयोग की सीमा जोखिम मूल्यांकन पर निर्भर होगी।

ii. झाग बनने की अभिकल्पना विशिष्ट तौर पर एलएनजी आग में फंस जाने की स्थिति में की जाएगी, जब तक कि प्रणाली की अभिकल्पना ऐसी न हो कि जेनेरेटर अत्यधिक ऊष्मा प्रवाह से सुरक्षित रह सके। प्रणाली की अभिकल्पना तरल रूप में पानी को प्रतिषेध क्षेत्र में प्रवेश करने से रोकेगी।

iii. प्रयोग में लाया जाने वाला झाग ईएन 12065 के अनुरूप एलएनजी आग में उपयोग हेतु अनुकूल और उपयुक्त पाया गया शुष्क पाउडर होगा। इसका विशिष्ट विस्तार अनुपात 500:1 होना चाहिए।

iv. तीव्र अनुक्रिया और दूर से सक्रिय बनाने के लिए एलएनजी प्रतिषेध क्षेत्र अथवा बेसिन में झाग जेनेरेटर्स लगे हुए होने चाहिए।

v. एक जेनेरेटर फेल होने की संभावना और आग के कारण झाग समाप्त होने की दर को ध्यान में रखते हुए ऊष्मा विकिरण को कम करने के लिए एलएनजी प्रतिषेध क्षेत्र अथवा बेसिन में झाग प्रवाह की मात्रा ईएन 12065 के अनुसार होगी। जिन क्षेत्रों में हवा के कारण झाग समाप्त होने का जोखिम हो, वहां प्रतिषेध क्षेत्र अथवा बेसिन के चारों तरफ झाग बनाए रखने वाले उपकरण लगाए जा सकते हैं।

vi. झाग बनाने वाले कारकों का भंडार ऊष्मा विकिरण (आग और सूर्य की गर्मी से) से ढंके हुए स्थान पर किया जाएगा। झाग बनाने वाले कारक की भंडारण क्षमता (क्यू) कम से कम निम्नलिखित मात्राओं के योग के बराबर होगी :

$क्यू = + क्यू_1 + क्यू_2 + क्यू_3$

जहां

$क्यू_1 = टी \times आर \times एस$

टी झाग कारक अधिप्राप्ति समय है (घंटे) (48 घंटे की अधिकतम सीमा के साथ);

आर झाग कारक समाप्ति दर है (मीटर/घंटा) (उदाहरण के लिए आर = 0,11 एम/एच);

$क्यू = क्यू_1 + क्यू_2 + क्यू_3$

जहां

$क्यू_1 = टी \times आर \times एस$

टी झाग कारक अधिप्राप्ति समय है (घंटे) (48 घंटे की अधिकतम सीमा के साथ);

आर झाग कारक समाप्ति दर है (मीटर/घंटा) (उदाहरण के लिए आर = 0,11 एम/एच);

एस कवर किया जाने वाला सबसे बड़ा क्षेत्र है (वर्ग मीटर में);

$क्यू_2$ आवधिक झाग प्रणाली परीक्षणों के लिए आवश्यक मात्रा है। अन्य सूचना के अभाव में, इस मात्रा के निर्धारण हेतु झाग कारक पम्पों का संचालन अधिकतम प्रवाह 15 मिनट दर पर किया जाना चाहिए;

$क्यू_3$ प्रथम परत के निर्माण हेतु आवश्यक मात्रा है।

13.4.5 पोर्टेबल झाग उपकरण

पोर्टेबल झाग उपकरण की आवश्यकता जोखिम मूल्यांकन द्वारा परिभाषित की जाएगी। प्रदान किए जाने पर अग्नि जल आपूर्ति से जुड़े हुए पोर्टेबल झाग पैदा करने वाले उपकरण को पर्याप्त होज से सुसज्जित किया जाएगा ताकि वे अधिकतम दूरी पर स्थित उन जोखिम वाले स्थानों पर पहुंच सके, जहां उनके द्वारा संरक्षण किए जाने की संभावना है।

13.5 शुष्क पाउडर के साथ एलएनजी अग्नि उपशमन

13.5.1 सामान्य

i. एलएनजी अग्नि उपशमन के लिए उपकरण संगत कूटों और/अथवा मानकों के अनुरूप होंगे। एलएनजी आग के लिए अनुशंसित उपशमक शुष्क पाउडर हैं।

ii. एलएनजी के जलते हुए पूल का उपशमन करने के लिए, शुष्क पाउडर का उपयोग तरल पदार्थ की सतह के ऊपर किया जाएगा, जबकि पाउडर को सतह तक पहुंचने और आग को और भड़कने से रोका जाएगा।

iii. तरल सतह का आवेग आग का उपशमन करने की बजाय वाष्प बनने में बढ़ोतरी के कारण जलने की दर को बढ़ाएगा।

iv. एलएनजी आग को बुझाने में इष्टतम परिणाम प्राप्त करने के लिए, आग के कुल क्षेत्र को शीघ्रता से और एक बार में ही कवर किया जाएगा। अन्यथा एलएनजी पूल क्षेत्र की शेष ज्वालाएं उपशमित क्षेत्रों से निकलने वाली गैस में शीघ्रता से आग भड़का सकती हैं। इसके अतिरिक्त, ऐसी किसी भी संरचना सतह को ठंडा करने के प्रावधान किए जाएंगे, जो गैस में पुन: अग्नि पैदा कर सकते हैं।

v. पुन: आग पकड़ने की स्थिति में दोबारा प्रयोग हेतु पाउडर की पर्याप्त मात्रा प्रयोग की जाए।

13.5.2 शुष्क पाउडर के प्रकार

गैस में लगने वाली आग के उपशमन हेतु शुष्क पाउडर उपयुक्त होना चाहिए; झाग अनुकूलता ईएन 12065 के अनुरूप होगी।

13.5.3 शुष्क पाउडर प्रणालियों की अवस्थिति

एलएनजी संयंत्र में शुष्क पाउडर प्रणालियां जोखिम मूल्यांकन के संदर्भ में संभावित एलएनजी और हाइड्रोकार्बन रिसाव वाले बिन्दुओं तथा विशेष तौर पर निम्नलिखित यूनिटों के नजदीक स्थापित की जाएगी:

i. ईएन 1532 के अनुसार लोडिंग / अनलोडिंग क्षेत्र;

ii. एलएनजी पम्प;

iii. ईएसडी वाल्व;

iv. टैंक पीएसवी (निर्धारित प्रणालियां) के पाइपों के अंतिम सिरे, वैकल्पिक तौर पर नाइट्रोजन स्टफिंग प्रणालियों का उपयोग किया जा सकता है।

13.5.4 पोर्टेबल / मोबाइल अग्नि उपशमक

i. निम्नलिखित प्रकार के अग्निशामक देखे जाते हैं :

(क) क्षेत्र जहां तेल की मौजूदगी हो सकती है (कम्प्रेशर भवन, जेट्टी में अंतरण वाले क्षेत्रों में हाइड्रोलिक यूनिट) झाग वाले अग्निशामक ;

(ख) इलेक्ट्रिकल और इंस्ट्रूमेंटेशन भवनों में कार्बन डाइ आक्साइड प्रकार के अग्नि शामक;

(ग) प्रोसेस क्षेत्रों में शुष्क रसायन पाउडर शामक।

ii. अग्नि शामकों में स्थानीय विनियमों की अपेक्षाओं की अनुपालना की जाएगी।

iii. इन अग्नि शामकों की संस्थापना परिचालन मार्गों और/अथवा मंचों के साथ महत्वपूर्ण स्थानों पर की जाती है। उनकी अवस्थिति उन चिन्हित किए गए जोखिम वाले स्थानों के बचाव मार्ग पर होनी चाहिए, जिन्हें कम करने के लिए उनकी संस्थापना की गई है।

13.5.5 अग्नि शामक वाहन

i. जहां आपातकालीन स्थिति में बाह्य एलएनजी अनुभव वाली सहायता उपलब्ध न हो, वहां संयंत्र में आपातकालीन स्थिति में अपेक्षित अनुक्रिया हेतु कम से कम एक अग्नि शामक वाहन रखा जाएगा।

ii. अग्नि शामक वाहन सुसज्जित होगा :

(क) संभावित प्रकार की अग्नि के लिए उपयुक्त झाग प्रणाली;

(ख) शुष्क रासायनिक पाउडर।

iii. एलएनजी सेवा (छिड़काव और अग्नि) के लिए उपयुक्त फायरमैन संरक्षात्मक वस्त्र उपलब्ध करवाए जाएंगे।

iv. वाहन में ऑफ-साइट सहायता के लिए तत्पर आपातकालीन अनुक्रिया प्रदान करने के लिए पर्याप्त साजो-सामान और लोगों की तैनाती की जाएगी।

13.6 अन्य अपेक्षाएं

13.6.1 भवनों में जोखिमों को कम करने के लिए प्रावधान

i. ऐसा लक्ष्य प्रक्रिया क्षेत्र के भीतर स्थित भवनों के इलेक्ट्रिकल और इंस्ट्रूमेंटेशन कक्षों में अनवरत सकारात्मक दबाव से हवा के आवागमन द्वारा प्राप्त किया जा सकता है।

ii. प्रक्रिया क्षेत्र में गैस का पता लगने पर नियंत्रण कक्ष में संचालकों द्वारा प्रभावित भवनों की एचवीएसी को दूर स्थित स्थान से बंद किया जा सकता है।

iii. भवन में गैस का पता लगने पर बाह्य पंखों को चला दिया जाता है और लूवर्स को बंद कर दिया जाता है ताकि आग लगने के जोखिम वाले इलेक्ट्रिकल और इंस्ट्रूमेंटेशन कक्षों में गैस के प्रवाह को रोका जा सके।

13.6.2 फायर केबिनेट्स/होजिज बॉक्सिज

i. अग्नि उपशमन उपकरण की सुलभ आपूर्ति उन स्थानों पर अवस्थित की जाएगी, जहां संयंत्र कार्मिकों अथवा स्थानीय फायर ब्रिगेड द्वारा उनका उपयोग किए जाने की संभावना है।

ii. उपकरण को ऐसे केबिनेट्स में रखा जाएगा, जो :

(क) स्पष्ट तौर पर पहचाने जा सकते हों;

IndiaCode

(ख) उपकरण के सुरक्षित भंडारण वाले साधन हों;

(ग) संयंत्र के स्थानीय परिवेश के लिए उपयुक्त तौर पर निर्मित और संरक्षित हों;

(घ) प्राकृतिक तौर पर हवा का निकास हो;

(ङ) इस प्रकार अवस्थित हो ताकि कार्मिक सुरक्षित क्षेत्र से उन्हें प्राप्त कर सकें।

iii. जहां-कहीं भी केबिनेट्स और उनकी अपेक्षित विषय-वस्तु हो, जिन्हें स्थानीय अग्नि शामक प्राधिकारी द्वारा अनुमोदित किया गया हो। प्रत्येक केबिनेट में न्यूनतम साजो-सामान निम्नवत होना चाहिए :

(क) दो समायोजनीय मिस्ट / सॉलिड स्ट्रीम नोजल्स;

(ख) एक हाइड्रेंट स्पैनर;

(ग) चार कपलिंग स्पैनर;

(घ) दो होज कपलिंग गास्केट्स;

(ङ) चार x 15 मीटर लम्बे फायर होज;

(च) साजो-सामान की एक वेदरप्रूफ सूची।

अनुसूची - 1छ

14.0 सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली

14.1 संगठन द्वारा एक सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली स्थापित की जाएगी, जो कि समग्र प्रबंधन प्रणाली का एक अभिन्न भाग होगी। सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली पीडीसीए (योजना, लागू करो, जांचों और कार्य करो) चक्र पर आधारित होगी, जिसमें शामिल होगा:

i) नीति निर्धारण – इसमें नीति, कारपोरेट द्वारा उत्तरदायित्व की स्वीकार्यता, उद्देश्य, आवश्यकताएं, रणनीतियां शामिल हैं;

ii) संगठन – इसमें संरचना, जवाबदेही और सुरक्षा संस्कृति, कार्यबल की भागीदारी, जोखिम मूल्यांकन कार्य हेतु प्रणालियां शामिल हैं;

iii) योजना एवं कार्यान्वयन – इसमें जोखिमों को नियंत्रित करने के लिए कार्य संचालन मानक और प्रक्रिया-विधियां, कार्य करने की अनुमति, दक्षता और प्रशिक्षण, ठेकेदारों का चयन और नियंत्रण, बदलाव का प्रबंधन, आपातकालीन स्थितियों के लिए नियंत्रण और व्यावसायिक स्वास्थ्य शामिल हैं;

iv) मापन और मूल्यांकन – इसमें सक्रिय मॉनीटरिंग, घटनाओं/दुर्घटनाओं की रिकार्डिंग और जांच, लेखांकन, असंगतता की हैंडलिंग शामिल है;

v) सतत् सुधार – इसमें सीखे गए अनुभवों की समीक्षा और अनुप्रयोग शामिल हैं। सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली केवल कागजी प्रक्रिया नहीं होनी चाहिए, इसका आयोजन केवल विनियामक अपेक्षाओं को पूरा करने के लिए किया जाना चाहिए।

14.2 सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली के पहलू

सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली में कम से कम निम्नलिखित मूलभूत पहलू शामिल होने चाहिए:

i) **सुरक्षा संगठन** – सुरक्षा प्रबंधन प्रणाली (एसएमएस) में नेतृत्व और प्रबंध समिति स्पष्ट तौर पर कार्यरत दिखाई देनी चाहिए। प्रबंधन को कंपनी की सुरक्षा और पर्यावरणीय नीतियों तथा ऐसी सांगठनिक संरचना का लिखित ब्यौरा तैयार करते हुए इसका समर्थन करना चाहिए, जो उत्तरदायित्वों, प्राधिकारियों एवं प्रबंधन कार्यक्रम को कार्यान्वित करने के लिए अपेक्षित संचार लाइनों को परिभाषित करें। प्रबंधन को यह निर्धारण करने के लिए सुरक्षा और पर्यावरणीय प्रबंध कार्यक्रम की समीक्षा करनी चाहिए कि यह पूर्व निर्धारित आवृति पर उपयुक्त, पर्याप्त और प्रभावी तौर पर जारी है। प्रबंधन समीक्षा में कार्यक्रम लेखा-परीक्षा परिणामों, बदलती हुई परिस्थितियों और सतत् सुधार की प्रतिबद्धता के आलोक में नीतियों, लक्ष्यों और कार्यक्रम के अन्य पहलुओं में बदलावों की संभावित आवश्यकता का समाधान किया जाना चाहिए। प्रबंधन समीक्षा के अवलोकनों, निष्कर्षों और अनुशंसाओं को प्रलेखित किया जाना चाहिए।

ii) **सुरक्षा सूचना -** सुविधा के लिए व्यापक सुरक्षा और पर्यावरणीय सूचना, जिसमें प्रक्रिया पर प्रलेखन, यांत्रिक और सुविधा अभिकल्पना शामिल है, सुविधा के सम्पूर्ण जीवन काल के लिए विकसित और अनुरक्षित की जानी चाहिए।

iii) **प्रक्रिया जोखिम विश्लेषण** – प्रक्रिया जोखिम विश्लेषण (पीएचए) का प्रयोजन खतरनाक पदार्थों को पैदा करने वाली घटनाओं की पहचान, मूल्यांकन और नियंत्रण करते हुए ऐसे पदार्थों की संभावित प्राप्ति तथा परिणामों को न्यूनतम करना है। प्रक्रिया जोखिम विश्लेषण किसी भी सुविधा के लिए अनियंत्रित प्रवाह और अन्य सुरक्षा अथवा पर्यावरणीय घटनाओं की पहचान करने, मूल्यांकन करने और संभावित परिणामों को कम करने और/अथवा न्यूनतम करने के लिए किया जाना चाहिए। इस विश्लेषण में मानवीय पहलू पर भी विचार किया जाना चाहिए।

प्रक्रिया जोखिम विश्लेषण का एक ऐसे दल द्वारा अद्यतन और पुन:वैधीकरण किया जाना चाहिए, जिसकी अपेक्षित पृष्ठभूमि हो, प्रारंभिक प्रक्रिया जोखिम विश्लेषण के पूरा होने के बाद कम से कम 5 वर्ष का अनुभव होना चाहिए। पीएचए के परिणामस्वरूप प्राप्त होने वाली सिफारिशों को नई प्रक्रिया अथवा सुविधा या मौजूदा सुविधा में आशोधन से पहले पूरा किया जाना चाहिए।

iv) **प्रचालन प्रक्रिया-विधियां** – सुरक्षित प्रचालन के लिए लिखित प्रचालन प्रक्रिया-विधियां उपलब्ध होंगी, जिनमें किए जाने वाले कार्यों, अभिलिखित किए जाने वाले आंकड़ों, अनुरक्षित की जाने वाली प्रचालन स्थितियों, एकत्रित किए जाने वाले नमूनों और बरती जाने वाली सुरक्षा सावधानियों का उल्लेख किया जाएगा। प्रचालन प्रक्रिया-विधियां प्रक्रिया सुरक्षा सूचना पर आधारित होनी चाहिए ताकि सभी ज्ञात जोखिमों का ध्यान रखा जा सके। संभावित प्रक्रियागत त्रुटि को न्यूनतम करने के लिए फार्मेट, विषय-वस्तु और आशयित उपयोग से जुड़े हुए मानवीय पहलुओं पर विचार किया जाना चाहिए।

प्रचालन प्रक्रिया-विधियों में ऐसे संयंत्र विशिष्ट अनुदेशों का प्रावधान किया जाएगा कि स्टार्टअप प्रारंभ करते समय, सामान्य संचालन, सामान्य शटडाऊन और आपातकालीन संचालन एवं शटडाऊन करते समय क्या कदम उठाए जाने चाहिए अथवा अनुपालना की जानी चाहिए।

कर्मचारियों को प्रचालन प्रक्रिया-विधियों की नियमावली उपलब्ध करवाई जाएगी। प्रचालकों को प्रचालन प्रक्रिया-विधियों का प्रशिक्षण प्रदान किया जाएगा और उन्हें बतौर सक्षम प्रमाणित किया जाएगा।

ऑपरेटिंग प्लान में सभी दस्तावेज नियत प्रमाणीकरण के साथ नियंत्रित और संशोधित किए जाएंगे। जब भी कोई नया दस्तावेज़ निर्धारित किया गया हो, सभी पुराने दस्तावेज नष्ट कर दिए जाएगें।

जब सुविधाओं में बदलाव किया जाएगा तो परिवर्तन प्रक्रिया के प्रबंधन के एक भाग के तौर पर प्रचालन प्रक्रिया-विधियों की समीक्षा की जाएगी। इसके अतिरिक्त, यह सत्यापित करने के लिए प्रचालन प्रक्रिया-विधियों की समीक्षा की जानी चाहिए कि वे वर्तमान और वास्तविक प्रचालन प्रक्रियाओं को दर्शाती हैं। सक्षम/प्राधिकृत व्यक्ति द्वारा प्रत्येक वर्ष प्रचालन नियमावलियों को अद्यतन सत्यापित किया जाना चाहिए।

v) **सुरक्षित कार्य प्रक्रियाएं** – कंपनी में ऐसी प्रक्रियाओं की अनुपालना की जाएगी जो सुरक्षित कार्य प्रक्रियाओं का समाधान करती हो ताकि सुरक्षित प्रचालन, अनुरक्षण और आपातकालीन अनुक्रिया कार्यकलापों को सुनिश्चित किया जा सके तथा सुरक्षा निहितार्थ वाली सामग्रियों को नियंत्रित किया जा सके। ये सुरक्षित कार्य प्रक्रियाएं बहु-स्थलों पर लागू की जा सकती हैं और सामान्यत: लिखित प्रारूप (सुरक्षा नियमावली, सुरक्षा मानक, कार्य नियमावली इत्यादि) में होंगी परंतु स्थल विशिष्ट कार्य प्रक्रियाओं को तैयार करके उनकी अनुपालना की जाएगी। जिन मामलों में कोई कर्मचारी यह विश्वास करता है कि प्रक्रिया-विधि की अनुपालना करने से असुरक्षित स्थिति पैदा होगी, तो उसके पास कार्य रोकने और उसकी अनुपालना न करने की अनुमति प्राप्त करने का प्राधिकार होगा। भविष्य के विश्लेषण के लिए ऐसे विचलन को प्रलेखित किया जाएगा।

vi) **प्रशिक्षण** – प्रशिक्षण कार्यक्रम में कार्यक्रमों का विकास और कार्यान्वयन किया जाएगा ताकि सभी कामिकों को सुरक्षित रूप से कार्य करने के लिए प्रशिक्षित किया जा सके तथा वे अपने कर्त्तव्यों और उत्तरदायित्वों के अनुरूप पर्यावरणीय मामलों के प्रति जागरूक रहें।

प्रशिक्षण में प्रचालन प्रक्रिया-विधियों, सुरक्षित कार्य प्रक्रियाओं और आपातकालीन अनुक्रिया तथा नियंत्रण उपायों को शामिल किया जाएगा। नई और मौजूदा प्रचालन प्रक्रिया-विधियों में आशोधन की अपेक्षा वाली किसी भी सुविधाओं में परिवर्तन के लिए प्रशिक्षण प्रदान किया जाएगा ताकि उन प्रक्रिया-विधियों का सुरक्षित कार्यान्वयन किया जा सके। प्रशिक्षण अर्हता प्राप्त अनुदेशकों द्वारा प्रदान किया जाना चाहिए और इसे प्रलेखित किया जाना चाहिए।

संविदा कर्मियों को प्रदान किए गए प्रशिक्षण में प्रयोजनीय स्थल विशिष्ट सुरक्षा और पर्यावरणीय प्रक्रिया-विधियों एवं सुविधा संबंधी नियमावली तथा आपातकालीन कार्य योजना के लागू प्रावधानों को शामिल किया जाना चाहिए।

कंपनी को विभिन्न पद्धतियों का प्रयोग करते हुए अनुबंधकर्ता के प्रशिक्षण का सत्यापन करना चाहिए, जिसमें अनुबंधकर्ता के पर्यावरणीय, स्वास्थ्य और सुरक्षा प्रशिक्षण कार्यक्रमों की लेखा-परीक्षा और अनुबंधकर्ता के कार्य-निष्पादन के संबंध में संचालक के अवलोकन शामिल हो सकते हैं।

vii) **परिवर्तन प्रबंधन (एमओसी) –** परिवर्तन के साथ जुड़े हुए जोखिमों की पहचान और नियंत्रण तथा सुरक्षा सूचना की सटीकता के निर्धारण हेतु प्रक्रिया-विधि होनी चाहिए। प्रत्येक एमओसी के लिए संचालक परिवर्तन के साथ जुड़े हुए संभावित जोखिमों की पहचान करने के साथ ही ऐसे परिवर्तनों को लागू करने से पूर्व किसी अपेक्षित अनुमोदन की पहचान करेगा। एमओसी प्रक्रिया-विधि में शामिल किए जाने वाले परिवर्तनों में शामिल होगा :

(क) तकनीकी,

(ख) भौतिक,

(ग) प्रक्रियागत, और

(घ) सांगठनिक।

इस प्रक्रिया-विधि में स्थायी अथवा अस्थायी परिवर्तनों पर विचार किया जाएगा। इस प्रक्रिया में ऐसी प्रत्येक स्थिति में बदलावों को लागू करने के लिए योजना को शामिल किया जाएगा। इन परिवर्तनों में निम्नलिखित शामिल होने चाहिए :

क) प्रस्तावित परिवर्तन के लिए प्रक्रिया-विधि और यांत्रिक अभिकल्पना आधार।

ख) प्रस्तावित परिवर्तन में यथा उपयुक्त जोखिम विश्लेषण सहित सुरक्षा, स्वास्थ्य और पर्यावरणीय पहलुओं का विश्लेषण।

ग) प्रचालन प्रक्रिया-विधियों, सुरक्षित कार्य प्रक्रियाओं और प्रशिक्षण कार्यक्रमों का आवश्यक संशोधन।

घ) प्रस्तावित परिवर्तनों और उनके परिणामों की जानकारी उपयुक्त कार्मिकों को प्रदान करना।

ङ) सुरक्षा और पर्यावरणीय सूचना का आवश्यक संशोधन।

च) परिवर्तन की अवधि, यदि अस्थायी हो।

छ) परिवर्तन लागू करने के लिए अपेक्षित प्राधिकार।

viii) **अनुबंधकर्ता** – अनुबंधकर्ता का चयन करते समय, संचालकों को अनुबंधकर्ता की सुरक्षा और पर्यावरणीय प्रबंधन नीतियों और प्रक्रियाओं तथा उनके तहत कार्य-निष्पादन के संबंध में जानकारी प्राप्त कर उनका मूल्यांकन करना चाहिए और अनुबंधकर्ता द्वारा उप-अनुबंधकर्ताओं के चयन हेतु अपनाई जाने वाली प्रक्रिया-विधियों की भी जानकारी लेनी चाहिए। कंपनी सुरक्षा और पर्यावरणीय प्रबंधन प्रणाली के संबंध में अपनी अपेक्षाओं की सूचना अनुबंधकर्ता को प्रदान करेगी और उनके द्वारा अनुबंधकर्ताओं के लिए निर्धारित विशिष्ट सुरक्षा अथवा पर्यावरणीय प्रबंधन अपेक्षाओं की पहचान करेगी।

विभिन्न कंपनियों के एसएमएस का अंतरापृष्ठ (संचालक, अनुबंधकर्ता/सेवा प्रदाता, उप-अनुबंधकर्ता और तृतीय पक्ष) एक सुलिखित पूरक दस्तावेज के माध्यम से सुनिश्चित किया जाना चाहिए। कंपनी अपने अनुबंधकर्ताओं के साथ भूमिकाओं और उत्तरदायित्वों का स्पष्ट प्रलेखन करेगी।

ix) **महत्वपूर्ण उपकरणों की गुणवत्ता और यांत्रिक सत्यनिष्ठा का आश्वासन** – निर्धारित प्रक्रिया-विधियों को कार्यान्वित किया जाना चाहिए ताकि किसी भी सुविधा के महत्वपूर्ण उपकरणों की अभिकल्पना, निर्माण, संस्थापना, परीक्षण, निरीक्षण, निगरानी और अनुरक्षण उपयुक्त सेवा अपेक्षाओं, निर्माता की अनुशंसाओं अथवा उद्योग मानकों के संगत तरीके से की जा सके। कंपनी सुरक्षा संबंधी उपकरण के लिए निरीक्षण और परीक्षण प्रक्रिया-विधियों का अनुरक्षण करेगी। मानवीय पहलू विशेष तौर पर संचालन, अनुरक्षण और परीक्षण हेतु सुलभता पर ध्यान दिया जाना चाहिए।

x) **प्रारंभ किए जाने से पूर्व सुरक्षा समीक्षा** – नई और संशोधित यूनिट प्रारंभ किए जाने से पूर्व एक सुव्यवस्थित जांच की जानी चाहिए ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि निर्माण और उपकरण विनिर्दिष्टों के अनुरूप हैं; प्रचालन

प्रक्रिया-विधियों की समीक्षा की गई है; जोखिम विश्लेषण अनुशंसाओं पर विचार किया गया है, उनका समाधान करते हुए कार्यान्वयन किया गया है; और कार्मिकों को प्रशिक्षित किया गया है। यह सुनिश्चित किया जाना चाहिए कि परिवर्तन प्रबंधन का समाधान करने के लिए कार्यक्रम लागू किए गए हैं।

xi) **कार्य अनुमति (पीटीडब्ल्यू) प्रणाली** – पीटीडब्ल्यू एक ऐसी लिखित औपचारिक प्रणाली है, जिसका उपयोग कतिपय ऐसे प्रकार के कार्यों हेतु किया जाता है जिनकी पहचान संभावित जोखिम के तौर पर की गई है। कार्य अनुमति प्रणालियों की मुख्य विशेषताएं निम्नानुसार हैं :

क) इस बात की स्पष्ट पहचान की जाती है कि किसे विशिष्ट कार्यों (और उनके प्राधिकार की कोई सीमा) का प्राधिकार दिया जा सकता है और आवश्यक सावधानियों के विनिर्दिष्टिकरण के लिए कौन उत्तरदायी है;

ख) अनुमति के मुद्दों, उपयोग और समापन कार्य में प्रशिक्षण और अनुदेशन;

ग) यह सुनिश्चित करने के लिए निगरानी और लेखा-परीक्षा की प्रणाली आशयित कार्य कर रही है;

घ) जोखिम भरे समझे जाने वाले कार्यों के प्रकारों की स्पष्ट पहचान;

ङ) कार्यों, जोखिम मूल्यांकनों, अनुमत्य कार्य अवधि और अनुपूरक समय अथवा समानांतर कार्यकलापों और नियंत्रण उपायों की स्पष्ट एवं मानक तौर पर पहचान।

xii) **आपातकालीन योजना और अनुक्रिया** – पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन की आचरण पद्धति (ईआरडीएमपी)) विनियम, 2010 के अनुरूप एक व्यापक आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) तैयार की जाएगी। जेट्टी सहित एलएनजी सुविधाओं के लिए ईआरडीएमपी की प्रतियां प्रत्येक संस्थापना पर रखी जाएंगी। आपातकालीन प्रतिक्रिया योजना में संभावित आपातकालीन स्थितियों के दौरान किए जाने वाले कार्यों को स्पष्ट तौर पर लिखित प्रक्रिया-विधियों के तौर पर होगा। आपातकालीन प्रतिक्रिया योजना में संस्थापना के लिए प्रासंगिक विभिन्न आपातकालीन परिदृश्यों हेतु प्रचालनात्मक एवं प्रक्रियागत अपेक्षाओं को शामिल किया जाएगा।

आपातकालीन प्रक्रिया-विधियों में कम से कम ऐसी आपात स्थितियों को शामिल किया जाएगा, जो प्रचालन अपक्रिया, एलएनजी संयंत्र के किसी भाग का संरचनात्मक ध्वंस, मानवीय त्रुटि, प्राकृतिक बलों तथा संयंत्र के नजदीक किए जाने वाले कार्यकलापों से संभावित हों।

i. आपातकालीन प्रक्रिया-विधियों में निम्नलिखित सहित नियंत्रण योग्य आपात स्थितियों की प्रतिक्रिया हेतु प्रक्रिया-विधियां शामिल होंगी, परंतु यह उन्ही तक सीमित नहीं होगा :

क) कार्मिकों का अधिसूचित किया जाना

ख) आपात स्थिति से निपटने के लिए उपयुक्त उपकरण का उपयोग करना

ग) उपकरण को बंद करना अथवा इसके विभिन्न भागों को अलग करना

घ) यह सुनिश्चित करने के लिए अन्य कदम उठाना कि गैस अथवा तरल पदार्थ का रिसाव शीघ्रता से बंद किया जाए अथवा यथासंभव कम किया जाए

ii. आपातकालीन प्रक्रिया-विधियों में निम्नलिखित की प्राप्ति हेतु कार्रवाई करने सहित नियंत्रित न की जा सकने वाले आपातकाल की पहचान हेतु प्रक्रिया-विधियों को शामिल किया जाएगा :

क) एलएनजी संयंत्र में उपस्थित कार्मिकों और आम जनता को कम से कम नुकसान हो।

ख) आपात स्थितियों की अधिसूचना एलएनजी संयंत्र के निकट लोगों को हटाए जाने की संभावित आवश्यकता सहित उपयुक्त स्थानीय अधिकारियों को शीघ्रता से प्रदान की जाए।

iii. आपातकालीन प्रक्रिया-विधियों में आपातकाल स्थिति में बचाव योजना की तैयारी सहित, जिसमें आपात स्थिति में लोगों को बचाने के लिए आवश्यक कदम उठाने का निर्धारण, स्थानीय अधिकारियों के साथ समन्वय और निम्नलिखित को शामिल किया जाएगा :

क) पूरे एलएनजी संयंत्र में अग्निशमन उपकरणों की मात्रा और अवस्थिति

ख) एलएनजी संयंत्र में संभावित जोखिम

ग) एलएनजी संयंत्र में संचार और आपात-नियंत्रण क्षमताएं

घ) प्रत्येक आपात स्थिति की स्थिति

xiii) **घटना की जांच और विश्लेषण** – सभी घटनाओं की जांच के लिए प्रक्रिया-विधियां पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन की आचरण पध्दति (ईआरडीएमपी)) विनियम, 2010 के अनुसार तैयार की जाएंगी। घटना की जांच घटना स्थल को सुरक्षित रखने तथा लोगों एवं पर्यावरण के संरक्षण की आवश्यकता को ध्यान में रखते हुए यथाशीघ्र प्रारंभ की जानी चाहिए। जांच का आशय घटना से सबक सीखना और इसी प्रकार की घटनाओं पर रोक लगाना होना चाहिए। ऐसी घटना की पुनरावृत्ति पर रोक लगाने के लिए जांच निष्कर्षों के आधार पर एक उपचारात्मक कार्य संबंधी कार्यक्रम प्रारंभ किया जाना चाहिए।

xiv) **अनुपालना लेखा-परीक्षा** – सुरक्षा लेखा-परीक्षा सुरक्षा प्रणाली की कार्यप्रणाली की आवधिक जांच है। यह हमें यह बताती है कि सुरक्षा प्रणाली का कितने प्रभावी तौर पर कार्यान्वयन किया गया है और उन्हें कैसे पूरा किया जा रहा है। यह एक फीडबैक तंत्र है जो प्रबंधन को विभिन्न सुरक्षा प्रणाली पहलुओं और कार्यकलापों की प्रभावशीलता का अनुमान लगाने और उनकी स्थिति जानने का अवसर प्रदान करने के साथ ही इन प्रयासों पर उपयुक्त नियंत्रण स्थापित करने में सहायता प्रदान करती है।

लेखा-परीक्षा कार्यक्रम और प्रक्रिया-विधियों में शामिल होना चाहिए :

क) लेखा-परीक्षाओं में विचार किए जाने वाले कार्यकलाप और क्षेत्र

ख) लेखा-परीक्षाओं की आवृति

ग) लेखा-परीक्षा दल

घ) लेखा-परीक्षा किस प्रकार की जाएगी

ङ) लेखा-परीक्षा रिपोर्टिंग

लेखा-परीक्षा के निष्कर्ष प्रबंधन को प्रस्तुत किए जाने चाहिए। प्रबंधन द्वारा निष्कर्षों के संबंध में उपयुक्त प्रतिक्रिया और संतोषजनक समाधान सुनिश्चित करने के लिए इसका निर्धारण तथा प्रलेखन किया जाएगा। लेखा-परीक्षा रिपोर्ट कम से कम आगामी लेखा-परीक्षा पूरी होने तक सुरक्षित रखी जानी चाहिए।

14.3 अनुसूची 1 में संदर्भित मानकों और संदर्भों की सूची यथा अनुलग्नक III में प्रदान की जाएगी।

अनुलग्नक I

<u>स्थिर अनुप्रयोगों के लिए एएसएमई कंटेनरों का उपयोग करने वाली एलएनजी संस्थापनाओं हेतु आवश्यकताएं</u>

1.0 कार्यक्षेत्र

1.1 इस अध्याय में 379 एम^3 क्षमता के कंटेनर्स का उपयोग करने वाली और वाहन फ्यूलिंग एवं वाणिज्यिक तथा औद्योगिक अनुप्रयोगों के लिए पूर्ण तौर पर *एएसएमई बायलर और प्रेशर वेस्सल कोड अथवा गैस सिलेंडर नियमावली* के अनुरूप तैयार नहीं की गई संस्थापनाओं की स्थापना, अभिकल्पना, निर्माण और एलएनजी संस्थापनाओं की स्थिरता अपेक्षाओं का उल्लेख किया गया है।

1.2 अधिकतम समग्र भंडारण क्षमता 1060 एम^3 होगी।

2.0 सामान्य अपेक्षाएं

2.1 स्थल तैयारी में संयंत्र सम्पत्ति की सीमाओं के भीतर फैली हुई एलएनजी को बनाए रखने तथा सतही जल निकासी के प्रावधान शामिल होंगे।

2.2 आपातकालीन सेवाएं उपकरण के लिए स्थल पर सभी मौसम में जाने की सुलभता प्रदान की जानी चाहिए।

2.3 छेड़छाड़ से बचाने के लिए अरक्षित सुविधाओं के भंडारण और अंतरण उपकरणों को सुरक्षित किया जाएगा।

IndiaCode

2.4 सुविधा क्षेत्र में आपातकालीन नियंत्रण स्थलों की पहचान और संचालन हेतु प्रचालन अनुदेशों को स्पष्ट तौर पर लिखा जाएगा।

2.5 एलएनजी सुविधा उपकरणों की अभिकल्पना, संरचना और निर्माण करने वाले व्यक्ति एलएनजी कंटेनर्स, क्रायोजेनिक उपकरण, पाइप प्रणाली, अग्नि संरक्षण उपकरण और सुविधा के अन्य संघटकों की अभिकल्पना, संरचना और निर्माण में दक्ष होने चाहिए।

2.6 यह सुनिश्चित करने के लिए कि सुविधाएं मानकों के अनुरूप हैं, सुविधा संघटकों की संरचना, निर्माण और स्वीकार्यता परीक्षणों के लिए पर्यवेक्षण का प्रावधान किया जाएगा।

2.7 रात्रिकाल में एलएनजी अंतरित करने वाली सुविधाओं में अंतरण स्थल पर अनुसूची 1ख के खंड 8.9.1 में यथा विनिर्दिष्ट पर्याप्त प्रकाश का प्रबंध होगा।

2.8 सभी प्रेशर संघटकों के लिए अधिकतम अनुमत्य कार्य दबाव विनिर्दिष्ट किया जाएगा।

3.0 कंटेनर्स

3.1 आंतरिक और बाह्य कंटेनर्स के बीच पाइप प्रणाली सहित एलएनजी कंटेनर्स के भाग के तौर पर सभी पाइप प्रणालियां या तो एएसएमई *बॉयलर और प्रेशर वेस्सल कोड* के खंड VIII अथवा एएसएमई बी 31.3, *प्रोसेस पाइपिंग* के अनुरूप होंगी।

3.2 आंतरिक टैंक और बाह्य टैंक के बीच और इन्सुलेशन स्थल के भीतर आंतरिक पाइप प्रणाली की अभिकल्पना अनुमत्य तापीय दबाव के साथ आंतरिक टैंक के अधिकतम अनुमत्य कार्य दबाव के लिए की जाएगी।

3.3 इन्सुलेशन स्थल के भीतर धौकंनी (बेलोज) की अनुमति नहीं होगी।

3.4 कंटेनर्स दोहरी दीवार वाले होंगे, आंतरिक टैंक में एलएनजी होगी, जिसके चारों तरफ बाह्य टैंक के भीतर इन्सुलेशन होगी।

3.5 आंतरिक टैंक वेल्ड की गई संरचना के होंगें और यह एएसएमई बॉयलर और `कोड, *खंड VIII अथवा स्थिर और गतिशील दाब पात्र नियमावली* के अनुरूप और यह स्टैम्पड व प्रमाणित होगी ।

3.6 आंतरिक टैंक सपोर्ट की अभिकल्पना पोत परिवहन, सेसमिक और प्रचालन भार के लिए की जाएगी।

3.7 आंतरिक टैंक के विस्तार और संकुचन को समायोजित करने के लिए सपोर्ट प्रणाली की अभिकल्पना इस प्रकार की जाएगी ताकि आंतरिक और बाह्य टैंकों के लिए परिणामी दबाव अभिकल्पना के अनुसार अनुमत्य सीमाओं के भीतर हो।

3.8 बाह्य टैंक वेल्ड की गई संरचना होगी, जिसमें निम्नलिखित में से कोई एक सामग्री प्रयोग में लाई जाएगी:

i. एएसएमई बॉयलर एंड पेशर वेस्सल कोड अथवा समकक्ष के यूसीएस भाग के खंड VIII में निहित कार्बन स्टील्स में से कोई एक स्टील, जो एएसएमई बॉयलर एंड प्रेशर वेस्सल कोड, खंड II, भाग-घ की सारणी 1क में न्यूनतम अनुमत्य तापमान अथवा इससे अधिक तापमान का प्रयोग करके उपयोग किया जाए।

ii. जहां कंटेनर दबाए अथवा थाक किए जाते है, वहां 1093° सेंटीग्रेट से नीचे गलनांक सामग्री हो।

3.9 जहां वेक्यूम इन्सुलेशन का उपयोग किया जाता है, वहां बाह्य टैंक की अभिकल्पना निम्नलिखित में से किसी एक द्वारा की जाएगी :

i. एएसएमई बॉयलर और *प्रेशर वेस्सल कोड,* खंड VIII, भाग यूजी-28, -29, -30 और -33 अथवा इसके समकक्ष जिसमें न्यूनतम 15 पीएसआई (100 केपीए) बाह्य दबाव का प्रयोग किया जाएगा, की जाएगी ।

ii. सीजीए 341, *क्रायोजेनिक तरल पदार्थों के लिए इन्सुलेटिड कार्गो टैंक विशिष्टताओं के लिए मानक।*

3.10 खंडों में निर्मित और वेल्डिंग द्वारा जोड़े जाने वाले हेड एंड गोलाकार बाह्य टैंकों की अभिकल्पना एएसएमई बॉयलर और प्रेशर वेस्सल कोड, खंड VIII, भाग यूजी-28, -29, -30 और -33 अथवा इसके समकक्ष जिसमें 15 पीएसआई (100 केपीए) बाह्य दबाव का प्रयोग किया जाएगा, की जाएगी।

3.11 बाह्य टैंक में आंतरिक दबाव में कमी करने के लिए रिलीफ उपकरण अथवा अन्य डिवाइस लगाई जाएगी।

i. **3.11.1** स्राव क्षेत्र न्यूनतम, आंतरिक टैंक की जल क्षमता का 0.0034 सेमी^{2}/किग्रा. होगा परंतु यह क्षेत्र 2000 सेमी^{2} से अधिक नहीं होगा।

ii. **3.11.2** रिलीफ डिवाइस बाह्य टैंक के आंतरिक अभिकल्पना दबाव से अधिक दबाव या आंतरिक टैंक के बाह्य अभिकल्पना दबाव अथवा 25 पीएसआई (172 केपीए), जो भी कम हो, पर कार्य करेगी।

3.12 बाह्य टैंक को इसके अभिकल्पित तापमान से ऊपर बनाए रखने के लिए तापीय अवरोधक लगाए जाएंगे।

3.13 भूकंपीय अभिकल्पना

3.13.1 एएसएमई बॉयलर और प्रेशर वेसल कोड अथवा इसके समकक्ष के अनुरूप अभिकल्पित और निर्मित कंटेनर्स और उनकी सहायक प्रणालियों की अभिकल्पना निम्नानुसार संबंधित क्षैतिज और ऊर्ध्वाधर त्वरणों के गतिशील बलों हेतु की जाएगी :

क्षैतिज बल के लिए वी = *जेडसी* × *डब्ल्यू*

ऊर्ध्वाधर बल के लिए पी = 2/3 × *जेडसी* × *डब्ल्यू*

जहां :

जेडसी = 0.60 एस$_{डीएस}$ के समकक्ष सेसमिक कोएफिसिएंट

एस$_{डीएस}$ = नए भवनों और अन्य संरचनाओं के लिए सेसमिक विनियमन हेतु एनईएचआरपी अनुशंसित प्रावधानों के गैर-भवन संरचना उपबंधों के अनुरूप निर्धारित अधिकतम डिजाइन स्पेक्ट्रल एक्सीलरेशन, जिसमें उस स्थल परिस्थिति, जहां एलएनजी सुविधा स्थापित है, को सर्वाधिक दर्शाने वाले 1.0 के महत्वपूर्ण कारक *I* का प्रयोग किया जाता है।

डब्ल्यू = कंटेनर और इसकी सामग्रियों का कुल भार

3.13.2 उपयोग

i. 3.13.1 में उल्लिखित अभिकल्पना पद्धति का उपयोग केवल वहीं किया जाएगा, जहां शॉप निर्मित कंटेनर और इसकी सहायक प्रणाली की स्वाभाविक अवधि *T 0.06* सेकंड से कम है।

ii. यदि स्वाभाविक अवधि *T* 0.6 या इससे अधिक हो, तो आईएस 1893 के भूकंपीय डिजाइन प्रावधान लागू होंगे।

3.13.3 कंटेनर और इसकी सहायक सामग्रियों की अभिकल्पना प्रचालन भार के साथ परिणामी भूकंपीय बलों के लिए की जाएगी, जिसमें कंटेनर अथवा इसकी सहायक सामग्रियों की अभिकल्पना हेतु संहिता अथवा मानक में अनुमत्य दबाव वृद्धि का उपयोग किया जाएगा।

3.14 प्रत्येक कंटेनर की पहचान निम्नलिखित द्वारा चिन्हित एवं सुलभ स्थल पर उपलब्ध नेमप्लेट लगाकर की जाएगी:

i. निर्माता का नाम और निर्माण की तारीख

ii. नाममात्र तरल क्षमता

iii. कंटेनर के ऊपरी सिरे पर डिजाइन प्रेशर

iv. अधिकतम अनुमत्य तरल घनत्व

v. अधिकतम भराव स्तर

vi. अधिकतम अभिकल्पना तापमान

3.15 भंडारण कंटेनर्स के सभी व्यापनों की पहचान की जाएगी।

4.0 कंटेनर भराव

15 पीएसआई (100 केपीए) दबाव में संचालन के लिए अभिकल्पित कंटेनरों में एक ऐसा उपकरण लगाया जाएगा, जो कंटेनर को तरल पदार्थ से पूरी तरह भरने से रोकेगा अथवा रिलीफ डिवाइस के इनलेट को सभी परिस्थितियों में निर्धारित दबाव तक पहुंचने पर तरल पदार्थ में परिवर्तित होने से रोकेगा।

5.0 कंटेनर की नींव और सपोर्ट्स

5.1 एलएनजी कंटेनर की नीवं की अभिकल्पना और निर्माण एनएफपीए 5000, भवन निर्माण और सुरक्षा संहिता अथवा समकक्ष के अनुरूप तैयार किए जाएंगे।

5.2 सेडल्स और लेग्स की अभिकल्पना में शिपिंग लोड, इरेक्शन लोड, विंड लोड और थर्मल लोड शामिल होगा।

5.3 नींव और सपोर्ट्स में न्यूनतम 2 घंटे की अग्नि प्रतिरोधक रेटिंग होगी और यह होज स्ट्रीम्स द्वारा डिस्लाजमेंट की प्रतिरोधी होगी।

5.4 बाढ़ प्रवण क्षेत्र में संस्थापित एलएनजी भंडारण कंटेनर्स को एलएनजी के रिसाव पर रोक लगाने अथवा बाढ़ की स्थिति में कंटेनर के तैरने पर रोक लगाने के लिए, इसे सुरक्षित किया जाएगा।

6.0 कंटेनर संस्थापना

6.1 3.8 एम^3 के एलएनजी कंटेनर्स की संस्थापना निम्नानुसार की जाएगी:

i. 0.47 एम^3 अथवा इससे कम, भवन और निकटवर्ती सम्पत्ति की लाइन से शून्य मीटर।

ii. 3.8 एम^3 अथवा इससे कम, भवन और निकटवर्ती सम्पत्ति की लाइन से 3.0 मीटर।

6.2 न्यूनतम दूरी

6.2.1 इम्पाउन्डमेंट अथवा भूमि से ऊपर कंटेनर जल निकासी प्रणाली और 3.8 एम^3 से बड़े माउंडिड कंटेनर्स की भवन अथवा सम्पत्ति से न्यूनतम दूरी तथा कंटेनर्स के बीच की न्यूनतम दूरी सारणी 1 के अनुसार होगी।

सारणी 1 - इम्पाउन्डमेंट क्षेत्र से निर्मित की जाने वाली सम्पत्ति लाइनों की दूरी

कंटेनर की जल क्षमता	**इम्पाउन्डमेंट के किनारे अथवा कंटेनर जल निकासी प्रणाली से निर्मित की जाने वाली सम्पत्ति की लाइनों की न्यूनतम दूरी**	**भंडारण कंटेनर्स के बीच न्यूनतम दूरी**
एम^3	मीटर	मीटर
3.8–7.6	4.6	1.5
7.6–56.8	7.6	1.5
56.8–114	15	1.5
114–265	23	निकटवर्ती कंटेनर्स के व्यास के योग का ¼ [न्यूनतम 1.5 मीटर]
>265 और 379 तक	कंटेनर के व्यास (न्यूनतम 30 मीटर) से 0.7 गुणा	

6.2.2 इम्पाउन्डमेंट के किनारे अथवा भवन से भवन में कंटेनर की जल निकासी प्रणाली या कंक्रीट की दीवारों अथवा निर्मित निर्माण से दूरी प्राधिकारी के अनुमोदन से सारणी 1 में दी गई दूरी से घटाई जा सकती है, जो न्यूनतम 3 मीटर होगी।

6.3 भूमिगत एलएनजी टैंकों की संस्थापना सारणी 2 के अनुसार की जाएगी।

सारणी 2 – भूमिगत एलएनजी कंटेनर्स के बीच दूरी

कंटेनर की जल क्षमता (गैलन)	**भवनों और निर्मित की जा सकने वाली निकटस्थ सम्पत्ति की लाइनों से न्यूनतम दूरी (मीटर)**	**कंटेनर्स के बीच दूरी (मीटर)**
< 57	4.6	4.6
57 – ≤114	7.6	4.6

>114 और 379 तक	12	4.6

6.4 दबाए गए और भूमिगत कंटेनर्स के लिए मिट्टी में 0° सेंटीग्रेट समताप को रोकने के लिए तौर-तरीकों का प्रावधान किया जाएगा।

6.5 जहां तापन प्रणालियों का प्रयोग किया जाता है, वहां उनकी संस्थापना इस प्रकार की जाएगी कि नियंत्रण हेतु उपयोग में लाए गए किसी तापन तत्व अथवा तापमान सेंसर को प्रतिस्थापित किया जा सके।

6.6 सभी दबाए गए अथवा मिट्टी के सम्पर्क में आने वाले माउंडिड संघटकों का निर्माण ऐसी सामग्रियों से किया जाएगा, जो मिट्टी क्षय प्रतिरोधी हो अथवा क्षय को न्यूनतम करने के लिए संरक्षित हो।

6.7 बहु कंटेनर्स में काम आने वाले सभी पृथक वाल्वज की सुलभता के लिए कम से कम 0.9 मीटर की न्यूनतम दूरी होनी चाहिए।

6.8 0.5 एम^3 क्षमता से बड़े एलएनजी कंटेनर्स को भवनों में स्थापित नहीं किया जाएगा।

6.9 अंतरण बिन्दुओं की स्थापना निम्नलिखित से 7.6 मीटर से कम दूरी पर नहीं की जाएगी :

i. सबसे नजदीकी महत्वपूर्ण भवन, जो एलएनजी सुविधा से जुड़ा हुआ न हो

ii. निर्मित की जा सकने वाली निकटवर्ती सम्पत्ति की लाइन

6.10 एलएनजी टैंकों और उनके सम्बद्ध उपकरण को ऐसे स्थानों पर स्थापित नहीं किया जाएगा, जहां ऊपर से गुजरने वाली 600 वोल्ट की ओवरहेड इलेक्ट्रिक पावर लाइनों के फेल होने की संभावना हो।

India Code

7.0 स्वचालित उत्पाद प्रतिधारण वाल्व

7.1 सभी तरल और वाष्प कनेक्शनों में, रिलीफ वाल्व और इंस्ट्रूमेंट कनेक्शन के अतिरिक्त, स्वचालित सुरक्षित उत्पाद प्रतिधारण वाल्व लगाए जाएंगे।

7.2 स्वचालित वाल्व की अभिकल्पना निम्नलिखित में से कोई भी स्थिति पैदा होने पर बंद होने के लिए की जाएगी:

i. आग लगने अथवा उसका पता लगने पर

ii. कंटेनर से एलएनजी का अनियंत्रित प्रवाह होने पर

iii. स्थानीय और दूरस्थ स्थल से हस्तचालित संचालन

7.3 केवल कंटेनर में प्रवाह के लिए प्रयोग में लाए गए कनेक्शंस में या तो श्रंखलाबद्ध तौर पर दो बैकफ्लो वाल्व अथवा एक उत्पाद प्रतिधारण वाल्व लगाया जाएगा।

7.4 उपलग्नकों को कंटेनर के यथासंभव नजदीक स्थान पर संस्थापित किया जाएगा ताकि बाह्य दबाव से पैदा होने वाली दरार उपलग्नक के पाइप की तरफ हो जबकि उपलग्नक की कंटेनर साइड पर वाल्व और पाइपलाइन अखंड रहे।

8.0 एलएनजी बिखराव पर नियंत्रण

8.1 एलएनजी बिखराव को सुरक्षित स्थल की तरफ धकेलने तथा एलएनजी बिखराव को जल निकासी, सीवर, जलमार्गों अथवा किसी अवरूद्ध-टाप चेनल में प्रवेश से रोकने के लिए इम्पाउंडमेंट (डाइक्स), टोपोग्राफी अथवा अन्य पद्धतियों का प्रयोग किया जाएगा।

8.2 ज्वलनशील तरल भंडार वाले टैंकों को एलएनजी कंटेनर इम्पाउंडमेंट क्षेत्र के भीतर स्थापित नहीं किया जाएगा।

8.3 भूमि तल पर और माउंडिड एलएनजी कंटेनर्स वाले इम्पाउंडिंग क्षेत्रों में जल निकासी क्षेत्र के लिए किसी उपयोगी धारिता क्षमता और हिम संघनन, अन्य कंटेनर्स और उपकरण को हटाने के लिए स्थल सहित निम्नलिखित के अनुरूप न्यूनतम मात्रात्मक धारिता क्षमता होगी :

i. जहां डाइक (सेतु) क्षेत्र में कंटेनर्स का निर्माण अथवा संरक्षण डाइक में अग्नि तथा बिखरी हुई एलएनजी को रोकने के लिए किया जाता है, वहां डाइक की न्यूनतम धारिता डाइक के सबसे बड़े कंटेनर की मात्रा के समान होगी।

ii. जहां डाइक (सेतु) क्षेत्र में कंटेनर्स का निर्माण अथवा संरक्षण डाइक में अग्नि तथा बिखरी हुई एलएनजी को रोकने के लिए नहीं किया जाता है, वहां डाइक की न्यूनतम धारिता डाइक के सबसे बड़े कंटेनर की मात्रा के समान होगी।

8.4 इम्पाउंडिंग क्षेत्र की अभिकल्पना अथवा संरचना वर्षा या अन्य जल को साफ करने के लिए की जाएगी।

8.4.1 जहां स्वचालित नियंत्रित सोखने वाले पम्पों का प्रयोग किया जाता है, वहां उनमें स्वचालित कटऑफ उपकरण लगाया जाएगा, जो उन्हें एलएनजी तापमान तक पहुंचने पर बंद कर देता है।

8.4.2 पाइपलाइन, वाल्व और फिटिंग, जिनमें टूट-फूट अथवा दरार होने पर इम्पाउंडिंग क्षेत्र से तरल पदार्थ बह सकता है, की अभिकल्पना एलएनजी तापमान को अनवरत सहन करने के लिए तैयार की जाएगी।

8.4.3 जहां पानी को हटाने के लिए गुरुत्वाकर्षण ड्रेनेज का प्रयोग किया जाता है, वहां गुरुत्वाकर्षण ड्रेनेज प्रणाली की अभिकल्पना ड्रेनेज प्रणाली से एलएनजी रिसाव को रोकने के लिए की जाएगी।

9.0 निरीक्षण

9.1 प्रारंभिक संचालन से पूर्व,यह सुनिश्चित करने के लिए कंटेनर्स की जांच की जाएगी कि वे इंजीनियरिंग डिजाइन और सामग्री, संरचना एकीकरण और अध्याय के परीक्षण प्रावधानों की अनुपालना करते हैं।

9.2 कंटेनर के लिए लागू संहिता अथवा मानक और इस मानक में दिए गए विनिर्दिष्टों के अनुरूप निरीक्षक अर्हता प्राप्त होने चाहिए।

10.0 एलएनजी कंटेनर्स का फैक्ट्री परीक्षण

10.1 बाह्य टैंक का रिसाव परीक्षण होना चाहिए।

10.2 कंटेनर पाइपलाइन का परीक्षण एएसएमई बी 31.3, प्रोसेस पाइपिंग के अनुरूप होगा।

11.0 एलएनजी कंटेनर्स का नौभार – कंटेनर्स को न्यूनतम आंतरिक दबाव 10 पीएसआई (69 केपीए) इनर्ट गैस के तहत नौभारित किया जाएगा।

12.0 एलएनजी कंटेनर्स का क्षेत्रीय परीक्षण

12.1 कंटेनर्स और संबंधित पाइपलाइनों में एलएनजी भरने से पूर्व उनका रिसाव परीक्षण किया जाएगा।

12.2 स्वीकार्यता परीक्षण पूरे किए जाने के बाद, एलएनजी कंटेनर्स में कोई क्षेत्रीय वेल्डिंग नहीं होगी।

13.0 कंटेनर्स पर वेल्डिंग

13.1 क्षेत्रीय वेल्डिंग केवल इस प्रयोजनार्थ प्रदत्त सेडल प्लेट्स अथवा ब्रेकेट्स पर ही की जाएगी।

13.2 जहां मरम्मत अथवा कोई बदलाव करने के लिए वेल्डिंग की आवश्यकता हो, वहां कंटेनर की संरचना के अंतर्गत संहिता अथवा मानक पर ध्यान दिए बिना ऐसा किया जाएगा।

13.3 मरम्मत अथवा संशोधन के लिए उपयुक्त पद्धति द्वारा पुन: परीक्षण की आवश्यकता केवल तभी होगी जब मरम्मत अथवा संशोधन का स्वरूप इस प्रकार का हो कि पुन: जांच द्वारा वास्तव में प्रभावित पहलुओं की जांच की जाए और मरम्मत अथवा संशोधन की प्रभावशीलता को दर्शाने के लिए ऐसा किए जाने की आवश्यकता हो।

14.0 पाइपिंग

14.1 क्रायोजेनिक तरल अथवा ज्वलनशील तरल पदार्थ के रख-रखाव हेतु एलएनजी कंटेनर और कंटेनर के साथ सम्बद्ध सुविधाओं की सभी पाइपलाइनें एएसएमई बी 31.3, प्रोसेस पाइपिंग अथवा समकक्ष के अनुरूप होंगी और निम्न की अनुपालना की जाएगी :

i. टाइप एफ पाइपिंग, स्पाइरल वेल्डिड पाइपिंग, और फरनेस बट-वेल्डिड स्टील उत्पादों की अनुमति नहीं दी जाएगी।

ii. सभी वेल्डिंग अथवा ब्रेजिंग उन कर्मियों द्वारा की जाएगी, जो एएसएमई बॉयलर एंड प्रेशर वेस्सल कोड, खंड IX अथवा समकक्ष की अपेक्षाओं के अनुरूप अर्हता प्राप्त हों।

iii. ऑक्सीजन ईंधन गैस वेल्डिंग की अनुमति नहीं दी जाएगी।

iv. ब्रेजिंग फिलर धातु का गलनांक बिन्दु 538° सेंटीग्रेट से अधिक होना चाहिए।

v. सभी पाइपलाइनें और ट्यूब सभी सेवाओं के लिए -29° सेंटीग्रेट से कम आस्टेनिटिक स्टेनलेस स्टील होनी चाहिए।

vi. सभी पाइपलाइनें और पाइपिंग संघटक, सिवाय गैसकेट्स, सील और पैकिंग के अतिरिक्त, का न्यूनतम गलनांक बिन्दु 816° सेंटीग्रेट होगा।

vii. वाष्पीकृत सेवा में उत्पाद प्रतिधारण के लिए केवल डाऊनस्ट्रीम एलुमिनियम का प्रयोग किया जाएगा।

viii. -29° सेंटीग्रेट से नीचे तापमान के अध्यधीन केवल कम्प्रेशन प्रकार के कपलिंग्स का प्रयोग किया जाएगा, जो एएसएमई बी 31.3, प्रोसेस पाइपिंग, खंड 315 अथवा समकक्ष की अपेक्षाओं को पूरा करती हों।

ix. स्टेब-इन ब्रांच कनेक्शंस की अनुमति प्रदान नहीं की जाएगी।

x. सभी क्रायोजेनिक तरल पदार्थ सेवाओं के लिए विस्तारित बोनेट वाल्व का प्रयोग किया जाएगा और उनकी संस्थापना इस प्रकार की जाएगी कि बोनेट सीधी ऊर्ध्वाधर स्थिति से 45 डिग्री के कोण से अधिक न हो।

14.2 पाइपलाइन के निरीक्षण का स्तर विनिर्दिष्ट किया जाएगा।

15.0 कंटेनर इंस्ट्रूमेंटेशन

15.1 सामान्य

एलएनजी सुविधाओं के लिए इंस्ट्रूमेंटेशन की अभिकल्पना इस प्रकार की जाएगी कि विद्युत अथवा उपकरण एयर फेल्योर की स्थिति में प्रणाली ऐसी सुरक्षित स्थिति में पहुंच जाए, जब तक कि संचालक पुन: सक्रियता अथवा प्रणाली को सुरक्षित करने संबंधी कार्रवाई कर सकें।

15.2 स्तर मापन

एलएनजी कंटेनर्स निम्नानुसार तरल स्तर उपकरणों से सज्जित होंगे:

i. 3.79 एम^3 वाले कंटेनर्स में दो स्वतंत्र तरल स्तर उपकरण लगाए जाएंगे।

ii. 3.79 एम^3 से छोटे कंटेनर्स में या तो निश्चित लम्बाई वाली डिप ट्यूब लगाई जाएगी अथवा अन्य स्तर उपकरण लगाए जाएंगे।

iii. 3.79 एम^3 वाले कंटेनर्स में एक तरल उपकरण होगा, जो पूरा भरा होने से खाली होने तक अनवरत स्तर संकेत प्रदान करेगा और कंटेनर को सेवा से हटाए बिना उसका अनुरक्षण और प्रतिस्थापन किया जा सकेगा।

15.3 दबाव मापन एवं नियंत्रण

15.3.1 प्रत्येक कंटेनर में एक दबाव मापी यंत्र लगाया जाएगा, जो कंटेनर में अधिकतम तरल पदार्थ स्तर से ऊपर एक बिन्दु से जुड़ा होगा और इसमें एक स्थायी चिन्ह होगा जो कंटेनर के अधिकतम अनुमत्य कार्यगत दबाव (एमएडब्ल्यूपी) को दर्शाएगा।

15.3.2 ऐनुलर स्पेस में दबाव की जांच करने के लिए उपकरणों अथवा कनेक्शंस के साथ वैक्यूम-जैकेटिड उपकरण लगाया जाएगा।

15.3.3 सुरक्षा राहत वाल्व का आकार प्रचालनात्मक खराबी, वाष्प विस्थापन और पम्प पुनर्चक्रण एवं आग के परिणामस्वरूप अत्यधिक वाष्पीकरण के परिणामस्वरूप पैदा होने वाली स्थितियों के अनुसार निर्धारित किया जाएगा।

15.4 दबाव राहत वाल्व का सीधा सम्पर्क वातावरण से होगा।

15.5 दबाव राहत वाल्व का आकार इन विनियमों के नियम 2.3.6 अथवा सीजीए एस-1.3, दबाव राहत उपकरण मानक – भाग 3 – कम्प्रेस्ड गैस भंडारण कंटेनर्स अथवा डिजाइन मानक के अनुसार होगा।

15.6 आंतरिक कंटेनर दबाव राहत वाल्व में मेनुअल फुल ओपनिंग स्टाप वाल्व होगा, जो इसे कंटेनर से अलग करने का कार्य करेगा।

15.6.1 स्टाप वाल्व पूर्ण खुली स्थिति में लॉक करने या सील करने की स्थिति में होगा।

IndiaCode

15.6.2 दबाव राहत वाल्व की संस्थापना इन विनियमों के नियम 2.3.6 में निर्धारित पूर्ण राहत क्षमताओं को बनाए रखते हुए परीक्षण अथवा अनुरक्षण हेतु प्रत्येक वाल्व को अलग करने के दृष्टिगत की जाएगी।

15.6.3 जहां एक दबाव राहत वाल्व की आवश्यकता हो, वहां या तो दबाव राहत वाल्व और इसके अपेक्षित स्पेयर के अंतर्गत फुल पोर्ट ओपनिंग थ्री-वे वाल्व अथवा प्रत्येक दबाव राहत वाल्व के नीचे अलग-अलग वाल्व संस्थापित किए जाएंगे।

15.7 अलग-अलग सुरक्षा राहत वाल्व के नीचे स्टाप वाल्व को जब खोला जाएगा तो उन्हें लॉक अथवा सील किया जाएगा और इन्हें प्राधिकृत व्यक्ति के अतिरिक्त किसी अन्य व्यक्ति द्वारा खोला या बंद नहीं किया जाएगा।

15.8 सुरक्षा राहत वाल्व डिस्चार्ज स्टेक्स अथवा वेंट्स की अभिकल्पना और संस्थापना जल, बर्फ, स्नो अथवा अन्य पदार्थों के संघनन को रोकने के लिए की जाएगी और यदि इन्हे सीधे वातावरण में प्रवाहित करने का प्रबंध किया जाता है, तो इन्हें ऊपर की तरफ ऊर्ध्वाधर छोड़ा जाएगा।

16.0 अग्नि संरक्षण और सुरक्षा। इन विनियमों के खंड 1च की अनिवार्यताएं लागू होंगी।

17.0 गैस डिटेक्टर्स – संचालक पोर्टेबल ज्वलनशील गैस संकेतक सुलभता से उपलब्ध होगा।

18.0 प्रचालन और अनुरक्षण

प्रत्येक सुविधा के लिए अनुभव, समान सुविधाओं के लिए जानकारी और उनकी कार्यगत परिस्थितियों के आधार पर लिखित प्रचालन, अनुरक्षण और प्रशिक्षण प्रक्रिया-विधियां होंगी।

18.1 मूलभूत प्रचालन अपेक्षाएं

प्रत्येक सुविधा निम्नलिखित अनिवार्यताओं को पूरा करेगी :

i. प्रचालन, अनुरक्षण और प्रशिक्षण को शामिल करते हुए लिखित प्रक्रिया-विधियां

ii. संस्थापना के पश्चात् किए गए सभी संशोधनों को दर्शाते हुए संयंत्र उपकरण के अद्यतन आरेखण को रखा जाना

iii. प्रचालन परिस्थितियों अथवा सुविधा उपकरण अपेक्षा के अनुसार योजनाओं और प्रक्रिया-विधियों का संशोधन करना

iv. प्रचालन नियमावली के एक भाग के तौर पर लिखित आपातकालीन योजना तैयार करना

v. उपयुक्त स्थानीय प्राधिकारियों जैसे पुलिस, अग्नि शामक विभाग अथवा नगरपालिका कार्य विभाग के साथ सम्पर्क स्थापित किए जाएंगे और उनको आपातकालीन योजनाओं की सूचना प्रदान करने के साथ ही आपातकालीन स्थितियों में उनकी भूमिका का निर्धारण किया जाना

vi. सभी सुरक्षा संबंधी गड़बड़ियों और घटनाओं का विश्लेषण एवं प्रलेखन करना ताकि उनके कारणों और उनके दोबारा घटित ``होने की संभावना पर रोक लगाई जा सके ।

18.2 प्रचालन प्रक्रिया-विधि नियमावली

18.2.1 प्रत्येक सुविधा के लिए प्रचालन विधियों की लिखित नियमावली होगी, जिसमें निम्नलिखित शामिल होगा:

i. सुविधा के सभी संघटकों का उपयुक्त स्टार्टअप और शटडाऊन करना, इसमें एलएनजी सुविधा के प्रारंभिक स्टार्टअप भी शामिल होंगे, ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि सभी संघटक संतोषजनक ढंग से कार्य करेंगे

ii. संघटकों की परजिंग एंड इनरटिंग

iii. संघटकों की कूलिंग डाऊन

iv. यह सुनिश्चित करना कि प्रत्येक नियंत्रण प्रणाली इसकी अभिकल्पित सीमाओं के भीतर संचालन हेतु उपयुक्त तौर पर समायोजित हो

v. वाष्पीकरण दर, तापमान और दबाव का अनुरक्षण करना ताकि परिणामी गैस वेपोराइजर और डाऊनस्ट्रीम पाइपिंग की अभिकल्पित सहन-सीमा के भीतर हो

vi. किन्ही असामान्य परिस्थितियों का निर्धारण करना और इन परिस्थितियों की प्रतिक्रिया को दर्शाना

vii. चाहे उपकरण कार्य कर रहा हो अथवा नहीं, मरम्मत करते समय कार्मिकों और सम्पत्ति की सुरक्षा सुनिश्चित करना

IndiaCode

viii. जोखिम वाले तरल पदार्थों का सुरक्षित अंतरण सुनिश्चित करना

ix. एलएनजी संयंत्र में सुरक्षा सुनिश्चित करना

x. परिचारित नियंत्रण केन्द्र से विभिन्न चेतावनियों को देखकर अथवा सुनकर और योजनाबद्ध, आवधिक आधार पर निरीक्षण कर प्रचालन की मॉनिटरिंग करना

xi. साप्ताहिक तौर पर प्रतिष्ठान तापन प्रणाली की मॉनिटरिंग

18.2.2 यह नियमावली प्रचालन और अनुरक्षण कर्मियों के लिए सुलभ होगी।

18.2.3 जब उपकरण अथवा प्रक्रिया-विधियों में बदलाव किया जाता है तो नियमावली को अद्यतन किया जाएगा।

18.2.4 प्रचालन नियमावली में निम्नलिखित सुनिश्चित करने के लिए प्रक्रिया-विधियां होंगी :

i. इसके नियंत्रणाधीन और क्रायोजेनिक तापमानों के अध्यधीन संघटकों की प्रत्येक प्रणाली का कूलडाऊन, इसकी दर और वितरण प्रणाली को कूलडाऊन अवधि के दौरान प्रणाली की डिजाइन सीमाओं के भीतर तापीय दबावों को सहन करने की सीमा तक बनाए रखा जाएगा परंतु विस्तार और संकुचन उपकरणों के कार्य-निष्पादन का ध्यान रखा जाएगा।

ii. प्रत्येक सुविधा में कूलडाऊन स्थिरीकरण के दौरान अथवा उसके पश्चात् फ्लैंजिस, वाल्व और सील वाले क्षेत्रों में रिसाव को रोकन के लिए इसके नियंत्रणाधीन प्रत्येक क्रायोजेनिक पाइपिंग प्रणाली की जांच हेतु एक प्रक्रिया-विधि होगी।

18.2.5 प्रत्येक प्रचालन नियमावली में परजिंग प्रक्रिया-विधि शामिल होगी, जिसके कार्यान्वयन से संयंत्र पाइपलाइनों अथवा उपकरणों में उस समय ज्वलनशील मिश्रण को कम करेगी, जब किसी प्रणाली को स्थापित किया जा रहा हो अथवा प्रचालन से हटाया जा रहा हो।

18.2.6 प्रचालन नियमावली में सभी अंतरणों के लिए लागू लोडिंग अथवा अनलोडिंग प्रचालनों के लिए प्रक्रिया-विधि शामिल होगी, जिसमें निम्नलिखित शामिल होंगे:

i. लिखित प्रक्रिया-विधियों में सभी अंतरण प्रचालन कवर होंगे तथा इनमें सामान्य और आपातकालीन प्रचालन प्रक्रिया-विधियां कवर होंगी।

ii. लिखित प्रक्रिया-विधियों को अद्यतन रखा जाएगा तथा ये अंतरण प्रचालनों में कार्यरत सभी कार्मिकों के लिए उपलब्ध होंगी।

iii. अंतरण से पूर्व, गेज रीडिंग प्राप्त की जाएंगी अथवा सम्पत्ति सूची तैयार की जाएगी ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि रिसीविंग वेस्सल सीमा से अधिक न भरा जाए।

iv. अंतरण प्रचालनों के दौरान रिसीविंग वेस्सल के स्तरों की जांच की जाएगी।

v. उपयोग से पूर्व अंतरण प्रणाली की जांच की जाएगी ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि वाल्व सही स्थिति में है।

vi. अंतरण प्रचालनों के दौरान दबाव और तापमान परिस्थितियों की निगरानी की जाएगी।

18.2.7 कार्गो टैंक वाहन अथवा टैंक कार में एलएनजी का अंतरण अथवा कार्गो टैंक वाहन या टैंक कार से एलएनजी का अंतरण करने वाली प्रत्येक सुविधा के लिए प्रत्येक प्रचालन नियमावली में निम्नलिखित सहित टैंक कार अथवा टैंक वाहन की लोडिंग अथवा अनलोडिंग प्रक्रिया-विधियां शामिल होंगी:

i. जब टैंक कार अथवा टैंक वाहन का लोडिंग अथवा अनलोडिंग कार्य प्रगति पर हो, तो एलएनजी सुविधा के 25 फिट (7.6 मीटर) के भीतर अथवा वायु से भारी वाष्प वाले रेफ्रीजिरेंट्स के 50 फिट (15 मीटर) के दायरे में रेल और यातायात को रोक दिया जाएगा।

ii. टैंक कार को कनेक्ट किए जाने से पूर्व, कार की जांच की जाएगी और ब्रेक सेट, डिरेलर अथवा स्विच सही स्थिति पर होने चाहिए तथा चेतावनी संकेत और लाइटें अपेक्षित हैं।

iii. अंतरण पूरा होने और कार को डिस्कनेक्ट किए जाने तक चेतावनी संकेतों अथवा लाइटों को हटाया अथवा पुनर्निर्धारित नहीं किया जाएगा।

IndiaCode

iv. जब तक अंतरण प्रचालनों के लिए आवश्यक न हो, ट्रक वाहन के इंजन को बंद कर दिया जाएगा।

v. लोडिंग अथवा अनलोडिंग के लिए कनेक्ट किए जाने से पूर्व ब्रेक लगाए जाएंगे और पहियों की जांच की जाएगी।

vi. ट्रक वाहन को डिसकनेक्ट किए जाने और कोई निर्गत वाष्प को हटाने तक उसका इंजन चालू नहीं किया जाएगा।

vii. ऐसी टैंक कार अथवा टैंक वाहन, जो विशिष्ट तौर पर एलएनजी सेवा में नहीं है, में लोडिंग से पूर्व कंटेनर में ऑक्सीजन की मात्रा का निर्धारण करने के लिए एक जांच की जाएगी।

viii. यदि विशेष तौर पर एलएनजी सेवा में लगी हुई टैंक कार अथवा टैंक वाहन में सकारात्मक दबाव नहीं है, तो इसकी ऑक्सीजन मात्रा के लिए जांच की जाएगी।

ix. यदि ऑक्सीजन मात्रा किसी भी मामले में मात्रा का 2 प्रतिशत से अधिक हो, तो कंटेनर में ऑक्सीजन मात्रा 2 प्रतिशत से कम होने तक इसकी लोडिंग नहीं की जाएगी।

18.3 आपातकालीन प्रक्रिया-विधियां

18.3.1 प्रत्येक सुविधा में प्रचालन नियमावली में शामिल आपातकालीन प्रक्रिया-विधियों की लिखित नियमावली होगी, जिसमें संचालन खराबी, सुविधा के किसी भाग के संरचनात्मक ध्वंस, कार्मिक त्रुटि, प्राकृतिक आपदाओं और निम्नलिखित सहित सुविधा के नजदीक किए जाने वाले कार्यकलापों से संभावित आपातकालीन स्थितियों के प्रकारों को शामिल किया जाएगा:

i. कार्मिकों को अधिसूचना तथा आपात स्थिति से निपटने के लिए उपयुक्त उपकरण के उपयोग एवं सुविधा के विभिन्न भागों को बंद करना या अलग करना और यह सुनिश्चित करने के लिए अन्य लागू कदम उठाना कि गैस अथवा तरल पदार्थ के रिसाव को यथासंभव शीघ्रता से रोका जा सके या कम किया जा सके, सहित नियंत्रणीय आपात स्थितियों के लिए प्रतिक्रिया प्रक्रिया-विधियां

ii. कि गैस की निकासी या तरल का संबंध विच्छेद अथवा कम होना जितना अधिक संभव हो

iii. नियंत्रित न की जा सकने वाली आपात स्थितियों की पहचान और नुकसान सुनिश्चित करके कार्रवाई करने से सुविधा स्थल पर मौजूद लोगों और आम लोगों को कम से कम किया जा सके

iv. उपयुक्त स्थानीय प्राधिकारियों को आपात स्थिति की शीघ्रता से सूचना प्रदान करने और सुविधा स्थल के निकटस्थ लोगों को निकालने की संभावित आवश्यकता सहित तत्संबंधी प्रक्रिया-विधियां

v. आपातकालीन निकासी योजना की तैयारी में स्थानीय अधिकारियों के साथ समन्वय की प्रक्रिया-विधि, जिसमें आपातकालीन स्थिति में लोगों की सुरक्षा हेतु आवश्यक कदमों का निर्धारण किया जाता है

18.3.2 जब आपात स्थितियों में स्थानीय प्राधिकारियों से सम्पर्क किया जाता है, तो इस प्रक्रिया-विधि में निम्नलिखित की अधिसूचना की पद्धति को शामिल किया जाएगा :

i. सुविधा स्थल में अग्निशामक उपकरणों की संख्या और अवस्थिति

ii. सुविधा स्थल पर संभावित जोखिम

iii. सुविधा स्थल की संचार और आपात स्थिति नियंत्रण क्षमताएं

iv. प्रत्येक आपातकाल की स्थिति

18.3.3 पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी)) विनियम, 2010 के अनुसार एक व्यापक आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना तैयार की जाएगी।

18.4 अनुरक्षण

प्रत्येक सुविधा के लिए अनुभव आधारित इसी प्रकार की सुविधाओं की जानकारी और उसकी अनुरक्षण परिस्थितियों के आधार पर लिखित अनुरक्षण प्रक्रिया-विधि तैयार की जाएगी।

18.4.1 प्रत्येक सुविधा संचालक यह सत्यापित करने के लिए सुविधा के प्रत्येक संघटक और इसकी सहायक सेवा प्रणालियों का आवधिक निरीक्षण अथवा जांच या दोनों करेगा कि इसका अनुरक्षण उपकरण निर्माता की सिफारिशों और निम्नलिखित के अनुरूप किया जाए:

IndiaCode

i. प्रत्येक संघटक की सहायक प्रणाली अथवा फाउंडेशन का कम से कम वार्षिक तौर पर निरीक्षण किया जाएगा ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि सहायक प्रणाली अथवा फाउंडेशन उम्दा स्थिति में है।

ii. सुविधा स्थल पर प्रत्येक आपातकालीन विद्युत स्रोत की मासिक जांच की जाएगी ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि यह इसकी आशयित संचालन क्षमता के अनुरूप कार्य करने में सक्षम है।

iii. जब एकल संघटक में कार्यरत सुरक्षा उपकरण को मरम्मत अथवा अनुरक्षण के लिए निकाला जाता है, तो संघटक को बंद कर दिया जाएगा, सिवाय वैकल्पिक साधनों द्वारा सुरक्षा प्रदान किए जाने वाले मामलों को छोड़कर।

iv. यदि बंद किए गए संघटक का प्रचालन जोखिम भरी स्थिति पैदा कर सकता है, तो उस पर "कृपया संचालन न करें" या इसी तरह का टैग लगा दिया जाएगा अथवा संघटक पर ताला लगा दिया जाएगा।

v. पृथक दबाव के लिए स्टाप वाल्व अथवा वैक्यूम रिलीफ वाल्व को लॉक कर दिया जाएगा अथवा सील लगाई जाएगी और इनका संचालन केवल प्राधिकृत व्यक्तियों द्वारा ही किया जाएगा।

vi. एलएनजी कंटेनर में एक समय पर एक से अधिक प्रेशर अथवा वैक्यूम रिलीफ वाल्व, स्टाप वाल्व को बंद नहीं किया जाएगा।

18.4.2 अनुरक्षण नियमावली

i. प्रत्येक सुविधा संचालक एक लिखित नियमावली तैयार करेगा, जिसमें इसकी सुविधा में उपयोग में लाए जाने वाले प्रत्येक संघटक के लिए निरीक्षण और अनुरक्षण कार्यक्रम का निर्धारण किया जाएगा।

ii. सुविधा संघटकों के लिए अनुरक्षण नियमावली में निम्नलिखित शामिल होगा :

क) जैसाकि 18.4.1 में विनिर्दिष्ट किया गया है, निरीक्षणों और जांचों की आवृति और उनके तरीके।

ख) इस मानक के अनुरूप सुविधा को बनाए रखने के लिए आवश्यक, 18.4.2 ii (क) में उल्लिखित के अतिरिक्त, किसी अन्य कार्य का ब्यौरा।

ग) प्रचालनात्मक संघटक की मरम्मत के दौरान अनुपालन की जाने वाली सभी प्रक्रिया-विधियों का अनुपालन हो ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि सुविधा स्थल पर लोगों और सम्पत्ति की सुरक्षा कायम रहे।

iii. प्रत्येक सुविधा संचालक सुविधा संघटकों के लिए लिखित नियमावली के अनुरूप अपने अनुरक्षण कार्यक्रमों का आयोजन करेगा।

18.4.3 सुविधा अनुरक्षण

i. प्रत्येक सुविधा संचालक अपने सुविधा स्थल को क्षय, कूड़े और अन्य ऐसी सामग्रियों से मुक्त रखेगा जो आग लगने का जोखिम पैदा करती हों।

ii. प्रत्येक सुविधा संचालक यह सुनिश्चित करेगा कि इसकी सुविधा के संघटक बर्फ तथा अन्य बाह्य सामग्रियों से मुक्त रहें, जो उनके कार्य-निष्पादन में अवरोध पैदा कर सकती हों।

iii. प्रत्येक सुविधा संचालक अपनी सुविधा में घास का क्षेत्र बनाए रखेगा ताकि यह आग का जोखिम पैदा न करे।

iv. एलएनजी सुविधा में सभी अग्नि-नियंत्रण सुलभ मार्गों को सभी मौसमी परिस्थितियों में निर्बाध रखा जाएगा।

18.4.4 इसकी सुविधा के संघटकों में की जाने वाली मरम्मत इस प्रकार की जानी चाहिए कि यह निम्नलिखित सुनिश्चित करे :

i. संघटक की अखंडता इस मानक के अनुसार बनाई रखी जाए।

ii. संघटक सुरक्षित तरीके से संचालित हों।

iii. मरम्मत कार्यकलाप के दौरान कार्मिकों और सम्पत्ति की सुरक्षा कायम रहे।

18.4.5 प्रत्येक सुविधा संचालक यह सुनिश्चित करेगा कि 30 दिन अथवा इससे अधिक समय तक बंद रहने वाली नियंत्रण प्रणाली को दोबारा चालू करने से पूर्व इसकी जांच की जानी चाहिए ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि यह कार्य करने की उचित स्थिति में है।

i. प्रत्येक सुविधा संचालक यह सुनिश्चित करेगा कि इस खंड में निरीक्षण एवं जांच विनिर्दिष्ट अंतराल पर किए जाएं।

ii. समयानुकूल प्रयोग में लाई जाने वाली नियंत्रण प्रणालियों का प्रत्येक सत्र में उपयोग से पूर्व जांच और निरीक्षण किया जाएगा।

iii. सुविधा स्थल पर अग्नि शामक प्रणाली के एक भाग के तौर पर प्रयोग में लाई जाने वाली नियंत्रण प्रणालियों का निरीक्षण और परीक्षण लागू अग्नि शामक संहिता के अनुरूप किया जाएगा।

iv. रिलीफ वाल्व का निरीक्षण और निर्धारण बिन्दु परीक्षण कम से कम दो कैलेंडर वर्ष में एक बार किया जाएगा, यह अंतर 30 माह से अधिक नहीं होना चाहिए ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि प्रत्येक वाल्व का उपयुक्त निर्धारण किया गया है।

v. एलएनजी भण्डारण टैंकों की बाह्य सतहों का निरीक्षण और परीक्षण निम्नानुसार अनुरक्षण नियमावली में निहित निर्धारण के अनुसार किया जाएगा :

क) आंतरिक टैंक रिसाव

ख) इन्सुलेशन की दृढ़ता

ग) टैंक फाउंडेशन हीटिंग यह सुनिश्चित किए जा सकने के लिए कि टैंकों की संरचनात्मक अखंडता अथवा सुरक्षा प्रभावित न हो

vi. एलएनजी भण्डारण संयंत्र और विशेष तौर पर भण्डारण कंटेनर तथा इसकी फाउंडेशन का प्रत्येक मुख्य मौसम संबंधी व्यवधान के बाद बाह्य निरीक्षण किया जाना चाहिए ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि संयंत्र की संरचनात्मक अखंडता सुरक्षित है।

18.4.6 अनुरक्षण अभिलेख

i. प्रत्येक सुविधा संचालक निष्पादित किए गए प्रत्येक अनुरक्षण कार्यकलाप की तारीख और प्रकार का रिकार्ड रखेगा।

ii. अनुरक्षण रिकार्ड तब तक सुरक्षित रखा जाएगा, जब तक कि सुविधा प्रचालन में हो।

18.5 प्रशिक्षण

इन विनियमों की अनुसूची 1ड. में उल्लिखित अनिवार्यताएं लागू होंगी।

अनुलग्नक II

सारणी – ब्लॉकों/सुविधाओं के बीच दूरी

(सभी दूरी मीटर में)

क्र.सं.	से/तक	1	2	3	4	5	6	7	8
1	प्रोसेस यूनिट (पुनर्गैसीकरण सुविधाएं)	नोट-1	नोट -2	30	90	45	60	60	15
2	प्रोसेस नियंत्रण कक्ष (नोट-2) (मुख्य नियंत्रण कक्ष)	नोट -2	एक्स	नोट -3	90	45	30	30	0
3	एलएनजी भंडारण टैंक (टी-107)	30	नोट -3	(डी1+डी2)/4=42.4	90	30	60	0.7डी=59.4	60
4	फ्लेयर (नोट-4) (चरण-।।। क के लिए फ्लेयर)	90	90	90	एक्स	90	90	90	90
5	बल्क लोडिंग एलपीजी (रेल/सड़क) (एलएनजी	45	45	30	90	T6	90	30	30

	टैंकर लोडिंग बे)								
6	फायर स्टेशन/फर्स्ट एड सेंटर (मुख्य/अनुपूरक)	60	30	60	90	90	एक्स	12	0
7	संस्थापना की चारदीवारी	60	30	0.7डी=59.4	90	30	12	एक्स	15
8	विद्युत उपकेन्द्र (चरण-।।। क और ख के लिए)	15	0	60	90	30	0	15	एक्स

सारणी के लिए सामान्य टिप्पणी:

i. सभी दूरियां मीटर में हैं। "टी" का अर्थ संदर्भित सारणी संख्या को दर्शाती है। "एक्स" का अर्थ है निर्माण संबंधी अथवा प्रचालन सुविधा के लिए उपयुक्त कोई दूरी।

ii. सभी दूरियों को प्रत्येक सुविधा के पेरीमीटर के नजदीकी बिन्दुओं के बीच मापा जाएगा सिवाय - (i) टैंक वाहन लोडिंग/अनलोडिंग क्षेत्र के मामले में, जहां दूरी नजदीकी बे के केन्द्र से मापी जाएगी। (ii) ( ) ब्रेकेट्स में दी गई दूरियां हीटर/बॉयलर/फरनेस/स्टील के आवरण से होंगी।

सारणी के लिए विशिष्ट टिप्पणी:

टिप्पणी-1: यह केन्द्र से गुजरने वाली 6 मीटर चौड़ी सड़क का ध्यान रखते हुए 36 मीटर होगी।

सड़क का किनारा यूनिट के किनारे से 15 मीटर से कम नहीं होगा।

टिप्पणी-2: प्रक्रिया यूनिटों/बॉयलर यूनिटों/हीटर्स की प्रक्रिया हेतु प्रक्रिया नियंत्रण कक्ष के बीच

न्यूनतम दूरी 30 मीटर होगी। किसी एकल प्रक्रिया यूनिट अथवा बॉयलर यूनिट या हीटर से जुड़े हुए नियंत्रण कक्ष के लिए दूरी 16 मीटर होगी। गैस प्रसंस्करण संयंत्रों के लिए यह दूरी इस बात पर ध्यान दिए बिना 30 मीटर होगी कि भले ही यह एक या एक से अधिक यूनिट्स के लिए हो।

टिप्पणी-3: गैर-विस्फोटक निर्माण के लिए 60 मीटर और विस्फोट प्रतिरोधी निर्माण के लिए यह

दूरी 30 मीटर होगी।

टिप्पणी-4: विनिर्दिष्ट दूरियां एलिवेटिड फ्लेयर के लिए हैं। स्थल फ्लेयर के लिए ये दूरियां 150 मीटर होंगी। अन्वेषण और उत्पादन संस्थापनाओं के लिए यह ऑयल माइन्स विनियमों के अनुरूप होंगी।

अनुलग्नक III

मानकों और संदर्भों की सूची

मानक संख्या	मानक का शीर्षक
एपीआई 620	डिजाइन एंड कंस्ट्रक्शन आफ लार्ज वेल्डिड लो प्रेशर स्टोरेज टैंक्स
एपीआई 625	टैंक सिस्टम्स फार रेफ्रिजिरेटिड लिक्विफाइड गैस स्टोरेज
एएसएमई बी31.3	प्रोसेस पाइपिंग
सीजीए 341	स्पेसिफिकेशन फार इन्सुलेटिड कार्गो टैंक फार नान-फ्लेमेबल क्रायोजेनिक लिक्विड्स
ईएन 14620	डिजाइन एंड मैन्यूफैक्चर ऑफ साइट बिल्ट, वर्टिकल, सिलिंड्रिकल, फ्लैट-बाटम्ड स्टील टैंक्स फॉर द स्टोरेज ऑफ रेफ्रिजिरेटिड, लिक्विफाइड गैसिज विद आपरेटिंग टेम्पेरेचर्स बिटवीन 0° सेंटीग्रेट एंड (-)165° सेंटीग्रेट
एनएफपीए 59ए	तरलीकृत प्राकृतिक गैस (एलएनजी) के उत्पादन, भण्डारण और रख-रखाव हेतु मानक

एनएफपीए 5000	भवन निर्माण और सुरक्षा संहिता
आईएस 3043	भूयोजन (अर्थिंग) हेतु प्रक्रिया संहिता
आईएस 1893	संरचनाओं की भूकंपरोधी अभिकल्पना हेतु मानदंड
आईएस 5571	जोखिम वाले क्षेत्रों में इलेक्ट्रिक उपकरणों के चयन और संस्थापना हेतु गाइड
आईएस 325	थ्री-फेज इंडक्शन मोटर्स
आईएस 2309	भवनों और सहायक संरचनाओं की लाइटिंग से सुरक्षा-प्रक्रिया संहिता
आईईसी 60072	इलेक्ट्रिकल मशीनों के चक्रण हेतु आयाम और आऊटपुट श्रंखला
आईईसी 60079	विस्फोटक वातावरण
आईईसी 62271	हाई-वोल्टेज स्विचगियर एंड कंट्रोल गियर
आईईसी 62305	प्रोटेक्शन अगेंस्ट लाइटिंग
बीएस 31	स्पेसिफिकेशन फॉर स्टील कंडुइट एंड फिटिंग फॉर इलेक्ट्रिकल वायरिंग
जीएपी 2.5.1	फायरप्रूफिंग फॉर हाइड्रोकार्बन फायर एक्सपोजर्स
एपीआई 2218	पेट्रोलियम और पेट्रो रसायन प्रोसेसिंग यूनिटों में फायरप्रूफिंग प्रैक्टिसिज
एनएफपीए 15	अग्नि संरक्षण हेतु वाटर स्प्रे निर्धारित प्रणालियों हेतु मानक
ईएन 12065	तरलीकृत प्राकृतिक गैस के लिए संस्थापनाएं एवं उपकरण। फोम परीक्षण का मुख्य उद्देश्य मध्यम और उच्च विस्तार वाले फोम (झाग) के पैदा होने तथा तरलीकृत प्राकृतिक गैस आग के लिए प्रयोग किए जाने वाले अग्निशामक पाउडर्स की अभिकल्पना तैयार करना है।
ईएन 1473	तरलीकृत प्राकृतिक गैस के लिए संस्थापनाएं एवं उपकरण। तटवर्ती संस्थापनाओं की अभिकल्पना।
ईएन 12434	क्रायोजेनिक वेस्सल्स। क्रायोजेनिक फ्लेक्सिबल होजिज।
ईएन 1532	तरलीकृत प्राकृतिक गैस के लिए संस्थापनाएं एवं उपकरण। जहाज से तट इंटरफेस।
एसआईजीटीटीओ	अंतरराष्ट्रीय गैस टैंकर्स और टर्मिनल आपरेटर्स सोसायटी
आईईसी	अंतरराष्ट्रीय इलेक्ट्रोटेक्निकल कमीशन
आईई नियमावली	भारतीय विद्युत नियमावली
आईपी माडल कोड ऑफ सेफ प्रैक्टिसिज	इंस्टीट्यूट ऑफ पैट्रोलियम माडल कोड ऑफ सेफ प्रैक्टिसिज
पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना के लिए प्रक्रिया संहिताएं) विनियम, 2010	
एएसएमई बॉयलर एंड प्रेशर वेस्सल कोड	

MyiasCode

वन्दना शर्मा, सचिव

[विज्ञान-III/4/असा./402/17]

PETROLEUM AND NATURAL GAS REGULATORY BOARD

NOTIFICATION

New Delhi, the 18th January, 2018

F. No. INFRA/T4S/LNG/05.—In exercise of the powers conferred by section 61 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Act, 2006 (19 of 2006), the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board hereby makes the following Regulations, namely:-

1. Short title and commencement.

(1) These regulations may be called the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Liquefied Natural Gas Facilities) Regulations, 2018.

(2) They shall come into force on the date of their publication in the Official Gazette.

2. Definitions.

(1) In these regulations, unless the context otherwise requires,-

(a) "Act" means the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board Act, 2006;

(b) "Board" means the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board established under sub-section (1) of section 3 of the Act;

(c) "Boil off gas" (BOG) means the gas produced due to vaporisation of cryogenic liquid by heat conducted through the insulation;

(d) "bunkering" means the loading of a ship's bunker or tank with liquid fuel for use in connection with propulsion or auxiliary equipment;

(e) "container" means a vessel for storing liquefied natural gas - such a vessel may be above, partially below, or totally below ground and may consist of an inner and outer tank;

(f) "container, pre-stressed concrete" means a concrete container which is considered to be pre-stressed when the stresses created by the different loading or loading combinations do not exceed allowable stresses;

(g) "compressed gas" means any permanent gas, liquefable gas, or cryogenic liquid under pressure or gas mixture which in a closed pressure vessel exercise a pressure exceeding one atmosphere (gauge) at the maximum working temperature and includes Hydrogen Fluoride. In case of vessel without insulation or refrigeration, the maximum working temperature shall be considered as 55 ^{0}C ;

(h) "critical temperature" means the temperature above which gas cannot be liquefied by the application of pressure alone;

(i) "cryogenic liquid" means liquid form of permanent gas having normal boiling point below minus 150 ^{0}C;

(j) "cryogenic pressure vessel" means a pressure vessel irrespective of water capacity intended for storage or transportation of cryogenic liquid and includes cold converters, vacuum insulated vessels, vacuum insulated storage or transport tanks and thermosyphon tanks";

(k) "design" includes drawings, calculations, specifications, codes and all other details necessary for complete description of the pressure vessel and its construction;

(l) "design pressure" means the pressure used in the design of equipment, a container, or a vessel for the purpose of determining the minimum permissible thickness or physical characteristics of its different parts. Where applicable, static head shall be included in the design pressure to determine the thickness of any specific part;

(m) "dyke" means a structure used to establish an impounding area;

(n) "Emergency Release Coupler" (ERC) means the coupler fitted in each arm together with quick

– acting flanking (double blocked) valves so that a dry-break release can be achieved in emergency situations;

(o) "Emergency Shutdown System" (ESD) means a system that safely and effectively stops whole plant or an individual unit during abnormal situation or in emergency;

(p) "failsafe" means a design feature that provides for the maintenance of safe operating conditions in the event of a malfunction of control devices or an interruption of an energy source;

(q) "fired equipment" means any equipment in which the combustion of fuels takes place and includes, among others, fired boilers, fired heaters, internal combustion engines, certain integral heated vaporisers, the primary heat source for remote heated vaporisers, gas-fired oil foggers, fired regeneration heaters and flared vent stacks;

(r) "flammability range" means the difference between the minimum and maximum percentage by volume of the gas in mixture with air that forms a flammable mixture at atmospheric pressure and ambient temperature;

(s) "gas free" means the concentration of flammable or toxic gases or both if it is within the safe limits specified for persons to enter and carry out hot work in such vessels;

(t) "hazardous fluid" means a LNG or liquid or gas that is flammable or toxic or corrosive;

(u) "ignition source" means any item or substance capable of an energy release of type and magnitude sufficient to ignite any flammable mixture of gases or vapours that could occur at the site;

(v) "impounding basin" means impounding basin container within or connected to an impounding area or spill collection area where liquid hydrocarbon spills can be collected and safely confined and controlled;

(w) "impounding area" means an area that may be defined through the use of dykes or the topography at the site for the purpose of containing any accidental spill of LNG or flammable refrigerants;

(x) "Liquefied Natural Gas" (LNG) means a fluid in the liquid state composed predominantly of methane (CH_4) and which may contain minor quantities of ethane, propane, nitrogen, or other components normally found in natural gas;

(y) "LNG facility" means a group of one or more units or facilities, that is, unloading or loading, storage, regasification, associated systems like utilities, blow down, flare system, fire water storage and fire water network, control room and administration service buildings like workshop, fire station, laboratory, canteen etc.;

(z) "Maximum Allowable Working Pressure" means the maximum gauge pressure permissible at the top of equipment, a container or a pressure vessel while operating at design temperature;

(aa) "NDT" means Non Destructive Testing methods like Dye Penetration Inspection, Wet Fluorescent Magnetic Particle Inspection, Ultrasonic thickness checks, Ultrasonic Flaw Detection, Radiography, Hardness Test and other relevant Inspection procedures carried out to detect the defects in the welds and parent metal of the pressure vessel;

(bb) "pressure vessel" means any closed metal container of whatever shape, intended for the storage and transport of any compressed gas which is subjected to internal pressure and whose water capacity exceeds one thousand liters and includes inter connecting parts and components thereof upto the first point of connection to the connected piping and fittings;

(cc) "primary components" include those whose failure would permit leakage of the LNG being stored, those exposed to a temperature between (-51^0C) and (-168^0C) and those subject to thermal shock but shall not be limited to the following parts of a single-wall tank or of the inner tank in a double-wall tank, namely, shell plates, bottom plates, roof plates, knuckle plates, compression rings, shell stiffeners, manways, and nozzles including reinforcement, shell anchors, pipe tubing, forging, and bolting. These are the parts of LNG containers that are stressed to a significant level;

(dd) "process plant" means the systems required to condition, liquefy or vaporise natural gas in all areas of application;

(ee) "safety relief device" means an automatic pressure relieving device actuated by the pressure upstream of the valve and characterized by fully opened pop action intended to prevent the rupture of a pressure vessel under certain conditions of exposure;

(ff) "secondary components" include those which will not be stressed to a significant level, those whose failure will not result in leakage of the LNG being stored or those exposed to the boil off gas and having a design metal temperature of (-51°C) or higher;

(gg) "source of ignition" means naked lights, fires, exposed incandescent materials, electric welding arcs, lamps, other than those specially approved for use in flammable atmosphere, or a spark or flame produced by any means;

(hh) "transfer area" is that portion of an LNG plant containing piping systems where LNG, flammable liquids, or flammable refrigerants are introduced into or removed from the facility, such as ship unloading areas, or where piping connections are routinely connected or disconnected. Transfer areas do not include product sampling devices or permanent plant piping;

(ii) "transfer system" includes transfer piping and cargo transfer system;

(jj) "vaporiser" means a heat transfer facility designed to introduce thermal energy in a controlled manner for changing a liquid to vapour or gaseous state;

(kk) "vessel" means a pressure vessel and includes a cryogenic pressure vessel;

(ll) "water capacity" means capacity in litres of the pressure vessel when completely filled with water at 15^0 C;

(1) Words and expressions used and not defined in these regulations, but defined in the Act or in the rules or regulations made thereunder, shall have the meanings respectively assigned to them in the Act or in the rules or regulations, as the case may be;

3. Application.

Definitions of design, material and equipment, piping system components and fabrication, installation and testing, commissioning, corrosion control, operation and maintenance and safety of LNG facilities including jetty facilities shall be in accordance with the requirements of these regulations.

4. Scope.

(1) Requirements of these regulations shall apply to all LNG facilities including terminals.

(2) These regulations lay down minimum requirements of layout within the plant boundary for unloading or loading, storage, regasification, transfer and handling and tank truck loading facilities for LNG facilities.

(3) These regulations covers safety in design and operational aspects of process systems, storage tanks, regasification facilities, ship shore interlock, berthing conditions for the ship, receiving facilities including jetty and port.

(4) These regulations also cover engineering considerations in design, operations, maintenance, inspection and installations including fire protection and safety systems.

5. Objective.

These standards are intended to ensure uniform application of design principles and to guide in selection and application of materials and components, equipment and systems and uniform operation and maintenance of the LNG terminals or facilities and shall primarily focus on safety aspects of the employees, public and facilities associated with LNG terminals.

6. The standard.

Technical standards and specifications including safety standards (hereinafter referred to as standards) for Liquefied Natural Gas Facilities shall be as specified in Schedule - 1 which cover design and layout, electrical systems, process system, maintenance, inspection, competency assessment, fire prevenvtion, leak detection, fighting system and safety management system.

7. Compliance to these regulations.

(1) The Board shall monitor the compliance to these regulations either directly or through an accredited third party as per separate regulations on third party conformity assessment.

(2) Any entity intending to set up LNG facilities shall make available its detailed plan including design consideration conforming to these regulations to PESO for their approval prior to seeking registration with the Board.

(3) If an entity has laid, built, constructed, under construction or expanded the LNG terminal based on some other standard or is not meeting the requirements specified in these regulations, the entity shall carry out a detailed Quantitative Risk Analysis (QRA) of its infrastructure. The entity shall thereafter take approval from its Board for non-conformities and mitigation measures. The entity's Board approval along with the compliance report, mitigation measures and implementation schedule shall be submitted to the Board within six months from the date of notification of these regulations.

8. Default and Consequences.

(1) There shall be a system for ensuring compliance to the provision of these regulations through conduct of technical and safety audits during the construction, commissioning and operation phase.

(2) In case of any deviation or shortfall including any of the following defaults, the entity shall be given time limit for rectification of such deviation, shortfall, default and in case of non-compliance, the entity shall be liable for any penal action under the provisions of the Act or termination of operation or termination of authorization.

9. Requirements under other statutes.

It shall be necessary to comply with all statutory rules, regulations and Acts in force as applicable and requisite approvals shall be obtained from the relevant competent authorities for LNG facilities.

10. Miscellaneous.

(1) If any question arises as to the interpretation of these regulations, the same shall be decided by the Board.

(2) The Board may at any time effect appropriate modifications in these regulations.

(3) The Board may issue guidelines consistent with the Act to meet the objective of these regulations as deemed fit.

SCHEDULE 1

(see regulation 6)

Schedule - 1A : DESIGN AND LAYOUT OF FACILITIES

Schedule - 1B : ELECTRICAL SYSTEMS

Schedule - 1C : PROCESS SYSTEM

Schedule - 1D : MAINTENANCE AND INSPECTION

Schedule - 1E : COMPETENCY ASSURANCE AND ASSESSMENT

Schedule - 1F : FIRE PREVENTION, LEAK DETECTION AND FIGHTING SYSTEM

Schedule - 1G : SAFETY MANAGEMENT SYSTEM

Schedule - 1A

1.0 DESIGN AND LAYOUT OF FACILITIES

1.1. Philosophy

LNG Terminal lay out philosophy must consider location of the facilities at a site of suitable size, topography and configuration with a view to designing the same to minimise the hazards to persons, property and environment due to leaks and spills of LNG and other hazardous fluids at site. Before selecting a site, all site related characteristics which could affect the integrity and security of the facility shall be determined. A site must provide ease of access so that personnel, equipment, materials from offsite locations can reach the site for firefighting or controlling spill associated hazards or for the evacuation of the personnel.

1.2. Basic Information

1.2.1. Information on following items should be collected before proceeding with the development of overall plot plan.

i. Terminal capacity
ii. Process units and capacities
iii. Process flow diagram indicating flow sequence
iv. Utility requirements
v. Unloading system along with tanker berthing system with capacity
vi. LNG storage tanks, sizes and type of storage tanks
vii. Other storage tanks
viii. LNG transfer and vaporisation
ix. Tank truck loading/unloading
x. No. of flares
xi. Provision for spill containment and leak control
xii. Inter distances between the equipment
xiii. Operating and maintenance philosophy for grouping of utilities
xiv. Plant and non-plant buildings
xv. Environmental considerations
xvi. Fire station
xvii. Chemical storage
xviii. Ware house and open storage areas.

1.2.2. Information related to each item should include, but not limited to, following:

i. Extreme temperatures and pressures for normal operations as well as emergency conditions.
i. Concrete structures subject to cryogenic temperatures
ii. Fail safe design
iii. Structural requirement
iv. Requirement of dyke and vapour barrier
v. Shut off valves and relief devices.

1.2.3. Data on terminal and infrastructure facilities should be identified and collected before detailed layout activity is taken up. Due consideration should be given while deciding/finalising terminal layout to the following:

IndiaCode

i. Site location map
ii. Seismic characteristics and investigation report.
iii. Soil characteristics
iv. Prevailing wind speed and direction over a period
v. Meteorological data including corrosive characteristics of the air and frequency of lightening
vi. Area topography contour map
vii. High flood level in the area and worst flood occurrence.
viii. Source of water supply and likely entry / exit point
ix. Electric supply source and direction of entry point
x. LNG entry point/ Gas exit point
xi. Minimum inter distances between facilities as well as between facilities & boundaries
xii. Storm water disposal point and effluent disposal point
xiii. Approach roads to main Terminal areas
xiv. Surrounding risks
xv. Air routes and the proximity of the Airports.
xvi. Environment impact assessment

1.2.4. Emergency communications equipment shall not be adversely affected by the operation of other devices/equipment in close proximity (electromagnetic compatibility). Emergency communications equipment shall not create additional hazards during an emergency situation GA control systems to be protected against fire, blast and credible accident events, by location or otherwise, such that its ability to function is not impaired for the time taken to muster after a major accident event.

1.2.5. Facilities with the potential to generate waste e.g. process waste water, sanitary sewage or storm water should incorporate necessary precautions to avoid, minimize and control adverse impacts to health, safety or the environment.

1.2.6 Plans shall be developed that considers prevention, reduction, reuse, recovery, recycling, removal and disposal of wastes (including hazardous waste) generated during all project phases and modes of operation.

1.2.7 The project to address potential environmental impacts on existing conditions such as surface, groundwater and soils.

1.2.8 Plans shall be developed to minimize or reduce emissions as far as reasonably practicable, resulting from commissioning, testing activities and operation.

1.2.9 All escape routes including emergency exit doors to be readily accessible, non-slip, marked, signposted and clear of obstructions.

1.2.10 Markings and signs to be clearly visible if there is loss of artificial lighting outside daylight hours.

1.2.11 All escape doors shall be of a type that can easily be opened in an emergency situation.

1.2.12 Rescue breathing apparatus sets and other equipment necessary shall be located at strategic locations around the facilities to allow prompt rescue of personnel.

1.2.13 The communication systems shall be protected by, location of equipment, spatial diversity and equipment redundancy. Internal and external telecommunications in order to perform the emergency function defined by project requirements shall be confirmed between the Control Room, vessel/s and storage / pumping locations and Muster area.

1.2.14 PA / GA cables should be located so that they are protected against accidental loads as far as possible and shall be fire resistant to specifications. PA/GA system shall provide a means of alerting all

personnel to the existence of an emergency situation, provide the means to communicate additional information to personnel during an emergency and shall be capable of operating without impairment for the minimum time required to escape to muster locations and then to evacuate to a place of safety after the start of a major accident.

1.2.15 The provision and minimum alarm noise level above local ambient is in accordance with design requirements. In areas with greater ambient noise levels, visual alarms shall also be provided.

1.3. Blocks

1.3.1. In addition to points indicated in (NFPA 59A), as applicable, containment of potential spills of LNG or other hazardous liquid, especially in case of LNG storage and jetty area should also be considered.

1.3.2. Layout of Blocks / Facilities

The LNG may consist of the following basic blocks / facilities:

i. The Jetty for berthing of ship and unloading/loading of LNG.

ii. Unloading/loading line from Jetty to shore terminal.

iii. LNG Storage

iv. Re-gasification consisting of pumping and vaporisation.

v. Tank truck loading/unloading

vi. Utility Block

vii. Fire Station

viii. Flare system

ix. Control Room

x. Administrative Block

xi. Workshop

xii. Warehouse

xiii. Electrical Substation.

xiv. Laboratory

xv. Road loading

1.4. Roads

Access to the moored ships shall be provided. If necessary, a separate road should lead to the berths in order to provide the crew with a free access to the ship.

i. All process units and dyked enclosures of storage tanks shall be planned in separate blocks with roads all around for access and safety.

ii. Primary traffic roads in the installation should be outside hazardous areas. Roads separating the blocks shall act as firebreaks.

iii. Pedestrian pathways should be provided / marked alongside the primary traffic roads.

iv. Alternative access shall be provided for each facility so that it can be approached for fire fighting in the event of blockage on one route.

v. Road widths, gradient and turning radii at road junctions shall be designed to facilitate movement of the largest fire-fighting vehicle in the event of emergency.

vi. Layout of the facilities shall be made to minimize truck traffic ingress in the plant.

vii. Two road approaches from the highway / major road should be provided. Both these approaches should be available for receipt of assistance in emergency.

viii. Conflict of people movement and vehicle movement shall be avoided.

IndiaCode

1.5. Location

i. The receiving terminal should be as close as possible to the unloading jetty.

ii. The location shall minimize the level of risk outside the boundary plant taking into account adjacent existing and identified future developments

1.6. General Considerations

The layout shall consider two specific zones i.e. Gas Zone and Non-Gas Zone and identify the applicable blocks within each zone. Minimum inter-distances between blocks / facilities shall be maintained as specified in the regulations or as per the risk analysis studies whichever is higher.

1.7. Spacing requirement of LNG Tanks and Process Equipment

1.7.1. LNG Tank Spacing

i. LNG tanks with capacity more than 265 m^3 should be located at minimum distance of 0.7 times the container diameter from the property line but not less than 30 meters. Minimum distance between adjacent LNG tanks should be 1/4 of sum of diameters of each tank. The distance between tanks should be further reviewed in accordance with Hazard assessment, but in no case it shall be less than the criteria mentioned above.

ii. Inter distances between LNG Storage tank shall be as under:

Table - 1 Distances from Impoundment Areas to Buildings and Property Lines

Container Water Capacity (m^3)	Minimum Distance from Edge of Impoundment or Container Drainage System to Buildings and Property Lines (m)	Minimum distance between adjacent containers (m)
<0.5	0	0
0.5-1.9	3	1
1.9-7.6	4.6	1.5
7.6-63	7.6	1.5
63-114	15	1.5
114-265	23	1/4 of the sum of the diameters of adjacent containers but not less than 1.5 m
>265	0.7 times the container diameter but not less than 30 m	

Table – 2 Distances from underground containers and Exposures

Container Water Capacity (m^3)	Minimum Distance from Edge of Impoundment or Container Drainage System to Buildings and Property Lines (m)	Minimum distance between adjacent containers (m)
< 68.1	4.6	4.6
68.1 -114	7.6	4.6
> 114	12.2	4.6

Note : i. A clear space of at 0.9 m shall be provided for access to all isolation valves serving multiple containers.

ii. Any LNG storage / process equipment of capacity more than 0.5 M^3 shall not be located in buildings.

1.7.2. Vaporiser Spacing

Vaporisers and their primary heat sources unless the intermediate heat transfer fluid is non-flammable shall be located at least 15 m from any other source of ignition. In multiple vaporiser installations, an adjacent vaporiser or primary heat source is not considered to be a source of ignition. Integral heated vaporisers shall be located at least 30 m from a property line that may be built upon and at least 15 m from any impounded LNG, flammable liquid, flammable refrigerant or flammable gas storage containers or tanks. Remote heated, ambient and process vaporisers shall be located at least 30 m from a property line that can be built upon. Remote heated and ambient vaporisers may be located within impounding area. The inter distances in multiple heated vaporisers a clearance of at least 2 m shall be maintained.

1.7.3. Process Equipment Spacing

i. For Process equipment spacing shall be in line with process design requirements keeping in view the operation, maintenance and safety considerations.

ii. Fired equipment and other sources of ignition shall be located at least 15 m from any impounding area or container drainage system.

The minimum separation distances between various blocks, process units and other facilities shall be as per Annexure- II.

1.7.4. Unloading Facilities

1.7.4.1 General Requirements

i. The LNG jetty should comply with the requirement as specified in "Site Selection and Design for LNG Ports and Jetties"- Information paper no. 14, February 1997 and also "Liquefied Gas Handling Principles on Ships and in Terminals" published by Society of International Gas Tankers and Terminals Operators (SIGTTO).

ii. General cargo, other than ships' stores for the LNG tanker, shall not be handled over a pier or dock within 30 m of the point of transfer connection while LNG are being transferred through piping systems. Ship bunkering shall not be permitted during LNG unloading operations.

iii. Vehicle traffic shall be prohibited on the berth within minimum 30 m of the loading and unloading manifold while transfer operations are in progress. Warning signs or barricades shall be used to indicate that transfer operations are in progress.

iv. Prior to transfer, the officer in charge of vessel cargo transfer and the officer in charge of the shore terminal shall inspect their respective facilities to ensure that transfer equipment is in the proper operating condition. Following this inspection, they shall meet and determine the transfer procedure, verify that adequate ship-to-shore communications exist, and review emergency procedures.

v. Interlocking between ship and terminal control room to be established and the control of unloading operations shall be monitored from the terminal control room.

vi. Terminal Security. An effective security regime should be in place to enforce the designated ignition exclusion zone and prevent unauthorised entry of personnel into the terminal and jetty area, whether by land or by sea.

vii. Operating Limits. Operating criteria, expressed in terms of wind speed, wave height and current should be established for each jetty. Such limits should be developed according to ship size, mooring restraint and hard arm limits. Separate sets of limits should be established for:

IndiaCode

(a) berthing,

(b) stopping cargo transfer,

(c) hard arm disconnection, and

(d) departure from the berth.

1.7.4.2 The ships should be berthed in such way that in case of emergency the ship can sail out head on immediately. All other instructions and procedures of Port Regulatory Authority are to be observed.

i. A jetty shall be earmarked for LNG unloading/loading and if other liquefied gases and petroleum products are also proposed to be handled at the same jetty, risk assessment shall be carried out for consideration in design basis as well as the minimum inter distance requirements between various facilities at jetty. Further, the minimum distance between the jetties shall be finalized based on the risk analysis or recommendations of port authorities whichever is higher.

ii. The number and size of the berths should be determined by the quantity of LNG delivered, the size of the ships, time intervals between two ships & site conditions. The berths may be installed either parallel or perpendicular to the bank at the end of the jetty depending on the water depth, prevailing wind speed and the location of the basin.

iii. The berth may include either simple dolphins or sophisticated platform which includes the unloading arms. Access to the moored ships shall be provided. If necessary, a separate road may lead to the berths in order to provide the crew with a free access to the ship.

iv. Mooring layout. The jetty should provide mooring points of strength and in an array which would permit all LNG carriers using the terminal to be held alongside in all conditions of wind and currents.

v. Exclusion of ignition Sources: No uncontrolled ignition source should be within a predetermined safe area, centred on the LNG carrier's cargo manifold. The minimum area from which all ignition sources must be excluded should be determined from the design considerations and dispersion studies envisaged in the risk analysis report.

vi. A pier or dock used for pipeline transfer of LNG shall be located so that any marine vessel being loaded or unloaded is at least 30 m from any bridge crossing a navigable waterway. The loading or unloading manifolds shall be at least 60m from such a bridge.

vii. LNG and flammable refrigerant loading and unloading connections shall be at least 15 m from uncontrolled sources of ignition, process areas, storage containers, control room and important plant structures. This does not apply to structures or equipment directly associated with the transfer operation.

viii. Quick Release Hooks. All mooring points should be equipped with quick release hooks. Multiple hook assemblies should be provided at those points where multiple mooring lines are deployed so that not more than one mooring line is attached to a single hook.

1.8. LNG Road Tanker Loading / Unloading Facilities

i. The layout of the LNG facilities including the arrangement and location of plant roads, walkways, doors and operating equipment shall be designed to permit personnel and equipment to reach any area affected by fire rapidly and effectively. The layout shall permit access from at least two directions.

ii. LNG tank lorry loading gantry shall be covered and located in a separate block and shall not be grouped with other facilities.

iii. Adequate space for turning of tank Lorries shall be provided which is commensurate with the capacities of the tank trucks. However, the space for turning of tank Lorries with minimum radius of 20 M to be provided.

iv. Maximum number of LNG tank lorry bays shall be restricted to 8 in one group. Separation distance between the two groups shall not be less than 30 M.

v. The layout of the loading location shall be such that tank truck being loaded shall be in drive out position.

vi. The weigh bridge of adequate capacity shall be provided and proper manoeuvrability for vehicles.

vii. The consideration to be given for the dedicated parking area for LNG tank trucks with controlled access of other vehicles. The parking area shall be located in a secured area and provided with adequate no. of hydrants / monitors to cover the entire parking area. The suitable arrangement for safe venting of vapor generated during waiting period in the parking area, preferably to a closed system should be considered.

viii. Escape routes shall be specified and marked in LNG plants for evacuation of employees in emergency. Properly laid out roads around various facilities shall be provided within the installation area for smooth access of fire tenders etc. in case of emergency.

1.8.1. Confinement

Confined or partially confined zones shall be avoided as far as possible, in particular:

i. Gas and LNG pipe-work shall not be situated in enclosed culverts when it is possible to avoid this for example where road bridges cross pipe ways;

ii. The space situated under the base slab of raised tanks, if any, shall be sufficiently high to allow air to circulate;

iii. Where cable culverts are used they shall be filled with compacted sand and covered with flat slabs featuring ventilation holes to minimise the possibility of flammable gases travelling along the culverts through voids above the sand. As the sand settles the slabs will sink. They can be restored to their original elevation by adding sand.

IndiaCode

1.8.2. Impounding basin

The extent of the impounding basins and spillage collection channel for LNG and hydrocarbon pipe-work and equipment shall be evaluated as a part of the hazard assessment . In general it has been found that the collection of spill from interconnecting LNG and hydrocarbons piping, without branch, flanges or instrument connections, is not justified by hazard assessment. If required, it shall be designed to accommodate potential leaks that will be identified in the hazard assessment. Possible LNG spills should be drained into impounding basins, with foam generators or other measures for improved evaporation control. The location of the impounding basin with respect to adjacent equipment shall have regard to the hazard assessment and heat flux. In addition, means for limiting evaporation and reducing the rate of burning of ignited spills and consequences should be considered.

1.8.3. Control Room And Substation:

i. The minimum distance of 60 m shall be maintained from control room and substation to LNG Storage Tank and process area

ii. In case, control room and/ or substation is within 60 metres from LNG Storage Tank and process area due to operational requirement, it shall be made blast proof and safety measures as recommended in risk assessment study shall be taken.

1.8.4. Buildings And Structures

Buildings or structural enclosures in which LNG, flammable refrigerant and gases are handled shall be of lightweight, non-combustible construction with non-load-bearing walls.

2.0 STORAGE TANK

The Liquefied Natural gas is stored at about –159°C to –168 °C. LNG tanks are required to be designed to ensure proper liquid retention, gas tightness, thermal insulation and environment safety.

2.1. Selection Criterion

2.1.1 The selection of storage tanks shall be decided based on the location, adjacent installations, habitation on the surrounding, operational, environmental, safety and reliability considerations. The main criteria for

selection of the type of tank shall be decided based on the risk analysis study and the level of risk it is posing on the surrounding.

2.1.2 The following list summarises a number of loading conditions and considerations that have influence on the selection of the type of storage tank.

i. The factors which are not subjected to control:

a) Wind

b) Snow, Climate

c) Objects flying from outside the plant.

ii. The factors that are subjected to limited control

a) Earth quake – OBE/SSE event

b) In plant flying objects

c) Maintenance Hazards

d) Pressure waves from internal plant explosions

e) Fire in bund or at adjacent tank or at plant.

f) Overfill, Overpressure (process), block discharge

g) Roll over

h) Major metal failure e.g. brittle failure

i) Minor metal failure e.g. leakage

j) Metal fatigue, Corrosion

k) Failure of pipe work attached to bottom ,shell or roof

l) Foundation collapse.

iii. The factors that are subjected to full control

a) Proximity of other plant

b) Proximity of control rooms, offices and other buildings within plant

c) Proximity of habitation outside plant

d) National or local authority requirements

e) Requirements of the applied design codes.

2.1.3 There is no limit on the height of the tank envisaged other than engineering and aviation considerations.

2.1.4 No capacity restriction for LNG tank is envisaged considering the technological developments in this area.

2.2. The tanks shall be designed as per EN14620 or API 620 and API 625.The impounding Area and Drainage System and Capacity shall be in accordance with NFPA 59A.

2.3. Maximum allowable working pressure should include a suitable margin above the operating pressure and maximum allowable vacuum.

2.3.1. Material of construction:

The material for various parts of LNG container which will be in contact with LNG or cold vapour shall be physically and chemically compatible with LNG. Any of the materials authorised for service at (-) 168^{o}C by the ASME Boiler and Pressure Vessel Code shall be permitted. Normally, for single containment tank, improved 9% Ni steel / Austenitic stainless steel / Aluminium Magnesium alloy are used. For double, or full containment tanks, 9% Ni steel with impact testing is used. In case of membrane tanks, normally austenitic stainless steel is used as material of construction for membranes.

IndiaCode

2.3.2. Liquid loading

i. The maximum filling volume of LNG container must take into consideration the expansion of the liquid due to reduction in pressure to avoid overfilling.

ii. For double containment and full containment, the primary container shall be designed for a liquid load at the minimum design temperature specified. The design level shall be the maximum liquid level specified or the level 0.5 m below the top of the shell, whichever is lower.

iii. The outer tank for Double containment, Full containment and membrane tanks, shall be designed to contain the maximum liquid content of the primary container at the minimum design temperature specified. Outer concrete tank shall have 9% nickel steel secondary bottom and 9% nickel steel insulated 'Thermal Corner Protection' (TCP) alternatively, austentic stainless steel can be used for membrane tanks as specified in EN 14620. These are linked together. The top of the TCP is anchored into pre-stressed concrete wall, at least 5 meters above the base slab.

2.3.3. Insulation

i. The LNG tanks shall be adequately insulated in order to minimise the boil off gas generation due to heat leak from ambient. The extent of insulation depends on boil off considerations for which the storage tank is designed. Proper insulation shall be ensured in tank base, tank shell, tank roof, suspended deck etc.

ii. The possibility of an adjacent tank fire must be taken into consideration when designing insulation for LNG storage tanks. Tank spacing, water deluge systems, quantity and hazard index of LNG contents must be considered when specifying insulating materials

2.3.4. Soil Protection

i. The soil under the on ground LNG storage tank shall not be allowed to become cold.. To prevent such occurrence heating system shall be provided in the foundation to maintain the tank foundation at its coldest location within acceptable temperature range i.e. +5°C to +10°C with an automatic on/off switch system. As an alternative to electrical bottom heating system free ventilated tank bottom by elevated structure is also used. Also slope shall be ensured for the paved portion below the tank from centre to periphery to avoid accumulation of liquid. Gas detectors shall be provided for detection of any leakage and accumulation below the tank.

ii. Electrical heating system shall consist of a number of independent parallel circuits so designed that electrical failure of any one circuit does not affect power supply to the remaining circuits. Electrical heating shall be so designed that in the case of electrical failure of a main power supply cable or a power transformer, sufficient time is available to repair before damage occurs due to excessive cooling. Alternatively, provision for connecting a standby heating power source should be made.

2.3.5. Leak Detection

Leak detection facility shall be provided in the space between primary container and secondary container. Liquid may be present in the annular/ insulated space due to spillage from inner tank or leak of the inner tank. Temperature sensors shall be used for leak detection. A system alarm shall be provided if there is a malfunction in the monitoring system.

2.3.6. Pressure and Vacuum relief system

The following guidelines for the design of pressure and vacuum relief system of cryogenic LNG tanks shall be provided;

i. Pressure relief valve shall be entirely separate from the vacuum relief valve. Pressure relief valve shall relieve from inner tank. In order to take care of mal-function/ maintenance of any of the relief valves due to blockage in the sensor line, one extra relief valve (n+1) shall be installed. Pilot operated pressure relief valves are preferred over pallet operated relief valves.

Suitable system/ mechanical interlocks shall be provided to ensure that the requisite no of PRV in line all the time.

ii. Vacuum relief valves (n+1 philosophy) shall relieve into the space between the outer roof and suspended roof. Pilot operated vacuum relief valves are not acceptable for vacuum protection as the valve action is not fail safe against main valve diaphragm or bellows rupture. Conventional pallet type vacuum relief valves shall only be used. Suitable system/ mechanical interlocks shall be provided to ensure that the requisite no of VRV in line all the time.

iii. Relief valves or rupture disc to atmosphere should be adequately sized which shall be capable of discharging flow rates from any likely combination of the following :

a) evaporation due to heat input in tank, equipment and recirculation lines;

b) displacement due to filling at maximum possible flow-rate or return gas from carrier during loading;

c) flash at filling;

d) variations in atmospheric pressure;

e) vapourised LNG in de-super heaters;

f) recirculation from a submerged pump;

g) roll-over.

to relieve the worst case emergency flows, assuming that all outlets from the tank are closed, including the outlet to flares and also boil off gas. Vapours may safely be disposed to atmosphere, provided that this can be accomplished without creating problems like, formation of flammable mixture at ground level or on elevated structure where personnel are likely to be present and in no case it shall be less than 3 m from nearest platform.

iv. Provision shall be made to inject nitrogen or dry chemical powder at the mouth of pressure safety relief valve discharge.

v. Vacuum relief should be based on: withdrawal of liquid at the maximum rate, withdrawal of vapour at the maximum compressor suction rate, variation in atmospheric pressure etc.

vi. A hot flare shall be provided for system to maintain pressure. The flare stack should be continuously purged in order to avoid air ingress and shall be provided with pilot burner.

vii. Provision shall be made to maintain the internal pressure of LNG container within the limits set by the design specification by releasing to flare via a pressure control valve installed in the BOG line from tank to compressor. Factors that shall be considered in sizing of flare system shall include the following:

viii. Operational upsets, such as failure of control device / BOG compressor tripping etc.

ix. Vapour displacement and flash vaporisation during filling

x. Drop in barometric pressure

xi. Reduction in vapour pressure resulting from the introduction of sub cooled LNG into vapour space.

xii. For the pressurised systems, the safety relief valve vent shall be so positioned to release the hydrocarbon at safe height.

xiii. Relief from tank PSV shall not form a cloud on the tank and the PSV discharge shall be routed to safe height in accordance with dispersion study and risk analysis.

2.3.7. Tank Roll Over

2.3.7.1. Under certain conditions "roll over" of the liquid in the LNG tank can occur resulting in the rapid evolution of a large quantity of vapour with the potential to over pressurise the tank. Stratification can occur in an LNG tank if the density of the liquid cargo charged to the tank is significantly different from the left over LNG in the tank. Inlet piping must be designed to avoid stratification of LNG. This can be done by having top and bottom fill lines to inject denser LNG at the top and lighter LNG at bottom. This can also be done by providing distribution holes along the fill line extending to the bottom. Temperature sensors are put to monitor the temperature of the liquid throughout the liquid height at regular intervals. Provision for density measurement on tank shall be provided for the entire height of the tank.

2.3.7.2. For taking care of over pressurisation due to roll over, one of the following options shall be provided, namely :-

i. Calculation of pressure relief valves or Flare/vent system shall to be designed to account for rollover scenario;

ii. Rupture disc if provided on the tank with isolation valve (lock open condition) releasing to atmosphere;

a) Means to check rupture disc integrity should be provided. Fragments of the rupture disc should not fall into the tank;

b) Failure of the rupture disc shall trip all the boil off gas compressors automatically.

2.3.8. Over-Fill of Inner Tank

i. Two independent type level measuring instruments shall be provided. The level instrument shall be equipped to provide remote reading and high level alarm signals in the control room. In addition, an independent transmitter for high level alarm and high - high level alarm with cut off shall be provided. The high - high level should be hard wired directly to close the liquid inlet valves to the tank.

ii. The tank shall not be provided with overflow arrangement.

2.3.9. The membrane containment tank systems shall also meet the additional requirements as specified in NFPA 59A.

2.3.10. Dyke

i. Dyke shall be provided for the following types of LNG storage tanks

a) Single containment tank

b) Double containment with metallic outer tank

c) Full containment with metallic outer tank

d) Membrane tank with metallic outer tank

Dyke is not required for full containment or membrane containment tanks with pre stressed concrete wall.

2.3.11. Other Considerations

i. Where cryogenic storage tanks are located near process plants with a likelihood of exploding process equipment, the impact of flying object on the tank, one 4" valve travelling at 160 km/h (object of 50 kg weight with a speed of 45 m/sec) shall be considered.

ii. For the tank located within the flight path of an airport, the impact of a small aircraft or component shall be taken care of.

iii. Impact of explosion wave due to major leak from a nearby natural gas pipeline or a major spill of LNG may also be considered.

iv. Failure of inner tank: Where a sudden failure of inner tank is considered, the outer tank shall be designed to withstand the consequent impact loading.

v. Earthquakes: The risk level is determined on the basis of the seismic classification of the location. The data pertaining to the seismic activity level having been ascertained, the structure is to be designed taking into consideration of IS–1893 and other relevant codes.

vi. Rainfall runoff from the tank roof should be directed to a curbing and collecting system around the outer edge of the roof. Collected rainwater shall be carried by a drainage piping system that directs the rainwater away from any LNG spill carrying surfaces and to graded drainage areas that are beyond (outside) the ring road.

2.3.12. Nozzles

There shall be no penetrations except for anchor straps, of the primary and secondary container base or shell walls for LNG tanks to ensure fluid tightness

In addition to the nozzles used for regular operations like liquid inlet, pump outlet, vapour outlet and instrument connections the following provision shall also be provided.

i. Nitrogen connections for:

a) inertisation of inner tank

b) outer tank and insulating material.

ii. Chill down connections for the inner tank.

iii. Depressurisation and purging of the in-tank pump column.

2.4 Instrumentation and Process Control for Tanks

The instrumentation shall be suitable for the temperature at which LNG is stored. All instrumentation shall be designed for replacement or repair under tank operating conditions in a hazardous gas zone area. Instrumentation for storage facilities shall be designed in such a way that the system attains fail-safe condition in case of power or instrument air failure.

The Level instrumentation for ESD function shall be separate and independent of the device for monitoring.

2.4.1. Level

i. LNG containers shall be equipped with two independent liquid level gauging devices to monitor tank levels .

ii. Each system shall have High and High High Level alarms.

iii. Local Level indication should be available at grade apart from remote indication in the control room.

iv. Density variation shall be considered in the selection of gauging devices.

2.4.2. Pressure

i. The storage tank shall be provided with pressure transmitters to continuously monitor and control pressure with an indication in the control room and indication in field at grade level.

ii. Instrument for detecting High Pressure shall be independent of the tank pressure monitoring instrument.

iii. The sequence for over pressure control and protection shall be as follows:

a) High pressure alarms

b) Increasing the BOG system to the full load.

c) Further increase in pressure shall be controlled by releasing to Flare.

d) Further increase in pressure shall be controlled by closing of inlet automated valve.

e) The final over pressure protection shall be PSV and tank design pressure.

All the above pressure control and actuation shall be on independent pressure transmitters.

iv. Independent Pressure transmitters shall be provided for low pressure detection that will trip the boil off gas compressors.

v. In the event of continued drop in tank pressure, three layers of protection against vacuum shall be provided.

a) The trip of the BOG compressors.

b) The trip of the pumps.

c) Automatic admission of natural gas from outside source into the tank vapour space.

d) In the unlikely event this is not sufficient, a set of vacuum breakers installed will admit air into the space between the suspended deck and outer roof to prevent permanent damage to the tank.

vi. The independent pressure transmitters shall be provided for the natural gas admission for vacuum protection.

2.4.3. Temperature

i. As LNG is a product of varied compositions, it would be necessary to measure temperature of liquid and vapour over the full tank height; the sensors being located at 2 meter intervals or every 10% interval of the tank height, whichever is less.

ii. Measuring and recording the formation of layers of liquid with different temperatures should warn the operator of a possible roll over phenomenon.

iii. In addition, for monitoring of the initial chill down operation, temperature elements are required to be provided at tank base and shell of both the primary and secondary containers.

iv. These temperature elements must be provided at various heights and at various locations of the base to ensure monitoring and proper chilling of the tanks.

indiacode

2.4.4. Gas Detectors

Automatic gas detection system for monitoring leakage of LNG to be installed. Adequate number of gas alarm sensors shall be placed on the tank roof in the vicinity of roof nozzles and locations where the possibility of gas or liquid release exists including below elevated tanks. The facility shall be equipped with Emergency shutdown system. The ESD should be able to operate remotely / locally. Need for any automatic actuation of ESD may be assessed based on risk perceptions.

2.4.5. Leak Detectors

i. Monitoring leaks through the primary container in double containment systems shall be provided by one of the following means :

a) Temperature measurement sensors in annular/insulated space.

b) Gas detection

ii. The arrangement shall have redundancy to prevent spurious alarms.

iii. Tank external leak / spillage detection shall be installed at every location where leaks are credible. These detectors may activate appropriate process shutdowns or isolation, activate remote operated fire protection systems or initiate emergency actions by Operators.

iv. The following leak detection devices shall be considered:

a) Low temperature sensors for LNG spills.

b) Flammable gas detection of IR type. Battery limit fences shall have open path type detectors.

c) Flame detectors of the UV/IR type

d) Heat temperature detectors for protection of tank relief valve fires and activation of tail pipe extinguishing packages, if provided.

e) Smoke detectors of the ionisation type

f) CCTV systems in unmanned areas and unloading Jetty, capable of detecting vapour clouds, fitted with motion sensor alarms.

g) Communication system between field operators, Jetty terminal and pipeline dispatching centre.

2.4.6. Density Meters

i. Density Meters shall be provided on the storage tanks to check the homogeneity of LNG.

ii. The density of LNG in the Tank shall be monitored at all levels and analysis performed to alert the operator of any density layering.

2.4.7. The Linear and Rotational inner tank movement should be considered in the design for the relative movement of the liquid container with respect to outer tank.

2.4.8. A provision in the tank for endoscopic inspection (through insertion of camera) should also be considered. This will be helpful to know the health of the tank in the absence of visual inspection of the tank.

2.4.9. An Uninterruptible Power Supply (UPS), with battery back-up shall be provided to all critical instrumentation control and safety (F&G) systems so that plant may be kept safe in case of emergencies.

3.0 REGASSIFICATION FACILITY

3.1. Vaporisers and Connected Piping

i. Vaporisers shall be designed for working pressure at least equal to the maximum discharge pressure of the LNG pump or pressurized container system supplying them, whichever is greater.

ii. Manifold vaporisers shall have both inlet and discharge block valves at each vaporiser.

iii. The outlet valve of each vaporiser, piping components and relief valves installed upstream of each vaporiser outlet valve shall be suitable for operation at LNG temperature

iv. Suitable automatic equipment shall be provided to prevent the discharge of either LNG or vaporized gas into a distribution system at a temperature either above or below the design temperature of the send out system. Such automatic equipment shall be independent of all other flow control systems and shall incorporate shut down valves used only for contingency purposes.

v. Isolation of an idle manifold vaporiser to prevent leakage of LNG into that vaporiser shall be accomplished with two inlet valves with safe bleed arrangement in between.

vi. Each heated vaporiser shall be provided with safety interlock to shut off the heat source from a location at least 15 m distant from the vaporiser. The device shall also be operable at its installed location.

vii. A shutoff valve to be installed on the LNG line inlet to a heated vaporiser to be at least 15 m away from the vaporiser. This shutoff valve shall be operable either at installed location or from a remote location and the valve shall be protected from becoming inoperable due to external icing conditions.

viii. If a flammable intermediate fluid is used with a remote heated vaporiser, shutoff valves shall be provided on both the hot and cold lines of the intermediate fluid system. The controls for these valves shall be located at least 15 m from the vaporiser.

ix. The vaporisers shall be fitted with local as well as control room indications for pressure and temperature of both fluid streams at inlet and outlet.

x. Instrumentation for storage, pumping and vaporization facilities shall be designed for failsafe condition in case of power or instrument air failure.

3.2. Relief Devices on Vaporisers

i. Each vaporiser shall be provided with safety relief valves sized in accordance with the following as applicable :

a) The relief valve capacity of heated or process vaporisers shall be such that the relief valves will discharge 110 percent of rated vaporiser natural gas flow capacity without allowing the pressure to rise more than 10 percent above the vaporiser maximum allowable working pressure.

b) The relief valve capacity of ambient vaporisers shall be such that the relief valves will discharge at least 150 percent of rated vaporiser natural gas flow capacity without allowing the pressure to rise more than 10 percent above the vaporiser maximum allowable working pressure.

ii. Relief valves on heated vaporisers shall be so located that they are not subjected to temperature exceeding 60 °C during normal operation unless designed to withstand higher temperature.

iii. The discharges from the relief valves shall be located at a safe height from adjoining operating platform.

iv. The safety relief valves may discharge directly to the atmosphere to a safe location. If this is not possible, the discharge of the safety relief valves shall be routed to the flare or to the vent.

4.0 LOADING / UNLOADING ARM AND MARINE FACILITIES

4.1. Loading / Unloading Arms

i. Unloading arm consist of pipe length connected to each other by swivel joints, moved by hydraulic actuators. The connection of the arm end to the ship crossovers flange shall be provided with a special automatic ERC (Emergency Release Coupler) device. During emergency this automatic device will come into operation and de-coupling system gets activated.

ii. Each unloading arm shall be fitted with an Emergency Release System (ERS) able to be interlinked to the ship's ESD system. This system must operate in two stages; the first stage stops LNG pumping and closes block valves in the pipelines; the second stage entails automatic activation of the dry-break coupling at the ERC together with its quick-acting flanking valves. The ERS System should conform to an accepted industry standard.

iii. Provision should be given to collect the LNG from the unloading arm to a closed system by way of providing blow down vessel or any other suitable arrangement. No drain shall be open to atmosphere.

iv. The size of the arms depends on the unloading flow rate.

4.1.1 Flexible Hoses

i. Flexible hoses may be used to make small temporary connections for the transfer of LNG and other cryogenic liquids such as refrigerant and liquid nitrogen, for example when emptying or filling road tankers of LNG or liquid nitrogen and they can also be used for transfer operations between small LNG carriers and LNG satellite plants. The use of flexible hoses shall be in accordance with the hazard assessment as per EN-1473.

ii. Flexible hoses shall not exceed 15 m in length and 0.5 m^3 in volume. Their design pressure shall be limited to PN 40.

iii. Flexible hoses shall not be used for the routine transfer of LNG between large LNG carriers and shore at conventional LNG terminals.

iv. Flexible hoses shall be designed in accordance with relevant codes and/or standards, such as EN 12434.

4.2. Loading/ Unloading Line

i. The unloading and transfer lines for LNG should have minimum number of flange joints (expansion bellow system should be avoided, expansion loop shall be provided). Consideration should be given to provide cold sensors for flanges of size 200 mm and above as well as where there are clusters of flanges.

ii. Length of the unloading line should be kept minimum. In case it is not feasible, alternative options available are:

a) To have additional line running parallel

b) To have booster pump

c) Increase size of line

iii. The unloading line should be kept in cold condition to avoid stress and cyclic fatigue due to frequent warm-up and cooling down operation.

iv. In case of unloading line is used for loading also adequate safety measures to be provided in engineering and design and risk assessment should be done in addition to the requirements as specified in clause 6.0 - Piping.

a) Quantative risk analysis (QRA)

b) Hazarad and Operability study (HAZOP)

c) Standard Operating Procedures (SOP)

d) Surge analysis

e) Interlock logics

5.0 FLARE

The following major process components and function shall comprise pressure relief and blow down system.

i. Emergency/operational flare system for LNG regasification system (vapour)

ii. Flare equipment including stack, tip and flame front generator.

iii. Flare System with flare stack

The following shall be the criteria for designing various equipment under these systems.

5.1 Flare Header

5.1.1. Following systems are connected to flare header:

i. Blow-down from LNG vaporisers

ii. Relief from LNG recondenser

iii. Relief from BOG compressors

iv. Relief from Fuel Gas System

v. Blow-down from LNG Tanks vapor system

vi. Blow-down from Natural gas send out header.

5.1.2. However the relief from the following system shall be given to atmosphere to avoid increase of flare load:

i. LNG vaporisers (SCV, Shell & Tube)

ii. LNG Storage Tanks

iii. Natural gas send out header

5.2 Emergency Depressuring

5.2.1 A depressurising system shall be provided to reduce the internal pressure, reduce the effect of leakage and avoid the risk of failure of LNG, hydrocarbon refrigerant or gas filled pressure vessels and piping from external radiation.

IndiaCode

5.2.2 Devices for depressurising high pressure equipment shall allow the pressure of one or more item of equipment to be reduced quickly. These gases shall be sent to the flare system which shall be capable of handling the low temperatures generated during depressurising.

6.0 PIPING

6.1. All Nozzles for the Piping requirements for an LNG tank shall be from the top. Side penetration shall be avoided to minimise risk of serious leakage. The piping requirements includes the following but not limited to:

i. Fill lines

ii. Withdrawal line (Intank pump column)

iii. Boil-off line to remove LNG vapour.

iv. Cool down line for initial cooling of tanks during commissioning of the tank.

v. Nitrogen purge lines to purge the inner tank and annular space.

vi. Nitrogen purging line for pump column and foot valve sealing.

vii. Instrument nozzles.

viii. Pressure make-up line.

ix. Pump re-circulation line.

x. Purge release vent line.

xi. Pressure relief valve line

xii. Vacuum relief line

IndiaCode

6.2. LNG lines are normally fully filled lines. However, during specific operating conditions could result in differential temperatures at the top and bottom of the pipe causing bowing of pipes and potential spills. Piping design should include stress analysis, expansion loops, and supports as well as proper piping and equipment cool down procedures should address differential contraction covering all anticipated operation and upset conditions.

6.3. Physical phenomenon such as surge pressure in LNG receipt and transfer lines, flashing and two phase flow shall be addressed in the piping and equipment design. ESD valves shall be fail-safe and fire safe.

6.4. Piping loads and thermal expansion / contraction of piping should not be transferred to the Tank nozzle connections. Bellows expansion joints should be avoided in LNG lines.

6.5. Valves shall be designed and manufactured for Cryogenic service. Extended bonnet valves are used in cryogenic service with stems in the vertical position.

6.6. LNG heats up and expands, if confined to a fixed volume. Hence any potentially blocked piping or equipment should be provided with thermal expansion relief valves with discharge to closed system.

6.7. Inlet piping shall be designed to minimize stratification/ layering of LNG [Stratification occurs when heavier LNG has been added at the bottom of a tank with partially filled lighter LNG or lighter LNG added at the top of the heavier LNG or due to ageing (storing for long duration) of LNG. This leads to sudden and rapid release of vapour, called Roll-over].

i. This can be prevented by having two fill lines one ending at the top of the tank and other extending to the bottom, to inject denser LNG at the top and lighter LNG at the bottom. Mixing nozzles may also be used to avoid stratification.

ii. Rollover conditions shall be prevented by active management of stored LNG which includes monitoring temperatures and densities, mixing the tank contents by appropriate top and bottom filling or by circulation.

6.8. Vaporiser piping involves high flow rates, pressures as well as transition from cryogenic piping materials to carbon steel material. This could result in embrittlement failure if cold gas or liquid were to come in contact with carbon steel , in case of failure of process interlocks.

6.9. The effect of low temperature fluid spills on adjacent plant, equipment and structural steel shall be assessed and measures taken to prevent incident escalation and/or endangerment of emergency response personnel, through suitable selection of materials of construction or by embrittlement protection.

Such protection shall be achieved by an appropriate material selection (concrete, stainless steel etc.) or by a insulating with material that will protect the equipment and structural supports from cold shock. Insulation shall be designed and installed in accordance with appropriate standards and provision taken to protect outer surfaces from wear and tear.

6.10. Equipment and structural support elements should be protected in such a way that their function and form are not adversely affected during the plant operation.

7.0 DESIGN OF LNG TRUCK LOADING FACILITY

7.1. Description

7.1.1. The purpose of LNG road loading system is to transfer LNG from the storage tanks to tank truck to deliver LNG to other sites via road transportation. The LNG road loading shall be manually operated system, where all activities shall be done in presence of trained personnel. LNG for loading into the tank trucks shall be tapped off from the LNG In-tank Pump discharge. LNG vapour return from the tanker shall be routed to the BOG suction header. When no loading will be in progress the recirculation will be maintained in the LNG filling line, through a recirculation line for maintaining chilled condition. The loading facility to be provided with the LNG liquid loading arm and vapour return arm. For monitoring of uniform chilling of the LNG feed line during no-loading situation, suitable number of skin temperature indications with alarm shall be provided in the control room.

7.1.2. The LNG road tanker shall be double walled vacuum insulated cryogenic vessels suitable for transport at cryogenic conditions. The tank truck for road movement shall be designed, constructed and tested in accordance with the Static and Mobile Pressure Vessels (Unfired) Rules, 2016 as amended from time to time.

7.1.3. Truck Loading facility should consist of the following:

i. LNG filling line, Vapor return line & a recirculation line with adequate instrumentation

ii. Liquid/Vapour Loading arm, Batch Flow meter & Control Valve

iii. Weigh Bridge/ Flow meter for Custody transfer

iv. Sick Tanker unloading facility

7.2. Design Considerations of LNG Loading / Unloading Facilities

7.2.1 Loading Facility

Each loading station shall consist of the following:

i. Automatic flow control valve or suitable control mechanism meeting similar functional requirements & non return valve shall be provided in LNG loading lines.

ii. A vapour return line with an isolation valve connected back to the storage vessel/ BOG line with NRV.

iii. The proper tanker earthing connection shall be provided.

iv. Properly designed loading arm shall be provided at the end of filling and vapour return lines for connecting to the tank truck. The loading arm end connection type shall be CGA LNG 300 or flanged type. The loading arms shall be provided with breakaway couplings. These arms shall be of approved type and tested as per OEM recommendations.

v. Weigh bridges of suitable capacity for tanker weighment shall be provided.

7.2.2 Tanker Unloading Facility

i. The tanker unloading shall be done by any of the following methods:

a) Utilising vapours from BOG compressors discharge.

b) Utilizing the gas from the pressurized gas (send out) network with proper pressure control.

c) Utilizing tanker pressure building coil.

d) Dedicated unloading compressors/pumps.

ii. A suitable protection shall be considered for tanker / system over-pressurization and due considerations of impact of high temperature.

iii. All drains, vents and safety valve discharges shall be routed to the closed system/flare system. In case of non-availability of flare system, the discharge from safety valve shall be vented to atmosphere at a safe location minimum at an elevation of 3 meter above the nearest working platform for effective dispersion of hydrocarbons. The dedicated drain and vent connections to be provided for the loading and vapour arms. Operational requirement is that after every loading operation, before disconnection, the liquid holdup in the LNG liquid and vapor arms are required to be drained, depressurized and purged. The provision of Drain Pipe can be considered. The liquids collected in the Drain Pipe would gradually vaporize. Nitrogen connection can be provided to facilitate the vaporization process.

7.3. Other Considerations

7.3.1 Safety System

i. The gantry shall have gas and spill detector at potential spillage and gas emission locations. There shall be flame detectors which shall cover the entire gantry and detect any fire. In addition, there shall be manual call points at appropriate locations.

ii. The fire and gas detection shall be considered as follows:

a) Fire detectors

b) Gas detectors

c) Low temperature (spill) detector

i. The signals generated from the detectors shall be integrated with the ESD system.

ii. The shutdown valves to be provided for all the process incoming and outgoing lines to/from loading gantry and shall be located at least 15 meters away from the loading gantry at an easily accessible location.

iii. The Emergency Shutdown (ESD) philosophy shall be designed to initiate appropriate shutdown action on detection of any emergency situation or through detector signal.

iv. Emergency push button or hand switch shall be provided in Control room and also in field at safe location for manual actuation of ESD system and fire water spray system by operator in case of emergency. The field related button/switch to be provided on either end of the gantry at easily accessible locations.

v. ESD shall be caused in case of either of the following:

a) Signals from two detectors of different types of gas or spill or flame

b) Initiation of manual call points

c) Hand switches provided in the field as well as in the Operator Console & Control Room.

In addition, the following logic shall also be performed to stop individual tanker filling operation

a) Gas detection will stop filling operation.

b) Earth relay contact indicating inadequate earthing of the truck will stop filling operation.

IndiaCode

In addition to above, fire water spray with deluge system shall also provided in the gantry which is activated either automatically (either Flame/Fire detector or Quartzoid bulb assembly) or manually by manual switches.

7.3.2 Safety Precautions

Following precaution should be taken due to associated hazards during transfer of LNG to or from a tank truck.

i. No source of ignition must be allowed in the area where product transfer operations are carried out.

ii. Fire extinguishers suitable for combating LNG fires shall be placed near the tank trucks during transfer operations.

iii. The first operation after positioning the truck should be to provide proper earthing connection of the tanker. Earthing shall be disconnected just before the release of the truck.

iv. While disconnecting arm, connections shall be loosened only slightly at first to allow release of trapped pressure, if any.

v. Always use personal protective equipment (Cryogenic suits, flame retardant overalls etc) while making or breaking the connections to avoid cold burns.

vi. The master switch shall be put off immediately after parking the truck in position. No electrical switch on the truck shall be turned “on" or “off" during the transfer operation.

vii. No repairs shall be made on the truck while it is in the loading area.

viii. Availability of wheel chokes.

ix. Filling/transfer operations shall be stopped immediately in the event of -

a) Uncontrolled leakage occurring

b) A fire occurring in the vicinity

c) Lightning and thunder storm

Provision to stop the Filling/transfer operations shall be available from field as well as remote location. Stop switch in field shall be located at a safe distance (minimum 15 meters away) from the source of hazard to be protected.

7.4. Drain and Vents

Drain and vents shall be provided to meet all the requirement of draining, purging, venting etc. Appropriate system shall be provided to handle the discharge from the TSV's also.

7.5 Requirements for LNG Installations using ASME Containers for stationary applications

The requirements for installation, design, fabrication, and siting of LNG installations using containers of 379 m^3 capacity and less constructed in accordance with the ASME *Boiler and Pressure Vessel Code or Gas Cylinder Rules* for vehicle fueling and commercial and industrial applications shall be as specified in Annexure- I.

Schedule – 1B

8.0 Electrical Systems

8.1 Design Philosophy

i. The selection of electrical equipment and systems shall be governed by fitness for purpose, safety, reliability, maintainability, during service life and compatibility with specified future expansion, design margins, suitability for environment, economic considerations and past service history.

ii. The design and engineering of the electrical installation shall be in accordance with established codes, specifications, sound engineering practices and shall meet the statutory requirements of National and Local Regulations.

iii. Electrical equipment and materials shall comply with their relevant Specification, Data sheet and Project Specification and the latest edition of the following codes and standards (including any amendments) applicable shall be followed.

iv. All Electrical equipment, systems and their installation shall be designed for operation under site conditions as required.

v. All equipment and materials shall be suitable for operation in service conditions typical of a LNG plant within a coastal environment in the tropics.

vi. Switchgear Room shall be forced ventilated, VFD/UPS Room shall be Air-Conditioned, and Battery Room shall be ventilated with Exhaust Fans. However failure of cooling or ventilation shall not affect the operation of this equipment.

vii. VRLA battery room shall be air conditioned to maintain specified temperature.

viii. For the purpose of electrical grounding calculations (soil electrical resistivity) and cable rating calculations (soil thermal resistivity), the data of the area shall be used.

ix. In areas where the soil may become contaminated due to hydrocarbon spillage electrical cables shall not be installed underground or shall be installed in suitable concrete duct banks.

x. All areas within battery limits shall be classified for the degree and extent of hazard from flammable materials. Classification of hazardous areas for all locations shall be done in accordance with area classification drawing and guidelines indicated therein.

8.2 System Design

The distribution system shall be designed considering all possible factors affecting the choice of the system to be adopted such as required continuity of supply, flexibility of operation, reliability of supply from available power sources, total load and the concentration of individual loads. The design of electrical system shall include the following :

i. The design of electrical system for LNG receipt storage and re-gasification facility shall include the following:

a) Site Conditions

b) Details of power source

c) Planning and basic power distribution system and single line diagram

d) Protection-metering-control

e) Electrical substation Design for New substation

f) Electrical equipment design

g) Illumination system

h) Earthing system

i) Lightning protection system

j) Electrical equipment for hazardous area

k) Statutory approvals

l) Cable sizing

ii. Cabling system – underground and above ground including cable tray support and routing through pipe racks

a) Power system studies

b) Heat tracing system as applicable

iii. The designed electrical system shall facilitate and provide:

a) Standard products application

b) Safety to personnel and equipment

c) Reliability of services

d) Constructability access

e) Cabling access

f) Minimum fire risk

g) Cost effectiveness

h) Ease of maintenance and convenience of operation

iv. Adequate provision for changes during design development and for future expansion and modification (as appropriate engineering margins and or space provisions)

v. Automatic protection of all electrical equipment and isolation of faulty system through selective relaying systems or intelligent control devices.

vi. Remote control and monitoring facilities & interfacing for selected devices with other discipline systems.

vii. Lock out Tag out (LOTO) provisions as applicable.

viii. Maximum interchangeability of equipment.

ix. Fail safe features.

8.3 System Studies

Study / Calculation shall be carried out to substantiate the selection and sizing of all electrical facilities in the LNG receipt, storage and regasification facilities. Study should include minimum but not limited the following:

i. Plant and Unit electrical load

ii. Load Flow, Fault calculation and large motor starting studies.

iii. Feeder and circuit voltage drop

iv. Relay settings and coordination

v. Earthing

vi. Lighting calculation and lightning study (Protection of structures against lightning)

vii. Transient stability study

viii. Reacceleration and auto changeover study

ix. Load shedding study

x. Power factor and Harmonic study (if required).

xi. Control and protection schemes

xii. Synchronizing Scheme

xiii. Block diagram for fire alarm system

xiv. Speech diagram and block diagram for communication system

xv. Area classification drawings

8.4 Power Supply

8.4.1 Main Power Sources and Systems:

The main power source shall be captive power generation or connected to the grid. The voltage level of proposed primary distribution (33KV or other) and utility grid shall be as per plant generation and respective grid supply level. The number and schemes of indoor switchboards shall be governed both

IndiaCode

from considerations of power distribution capacity and also from considerations of process loading under abnormal plant operating conditions.

8.4.2 Plant Emergency Power Sources and Systems

Emergency power supply shall be provided from Substation up to Emergency MCC to meet the Emergency lighting and critical services in plant area to permit safe shutdown in the event of main power failure.

8.5 Power Distribution

8.5.1 General

i. A load summary shall be prepared for recording and calculating the electrical loads of the LNG receipt and storage facilities. The load summary shall indicate continuous, intermittent and stand-by loads.

ii. This shall be used to verify the rating and numbers of transformers, switchgears etc. The current rating of switchboard bus bars shall also be determined accordingly.

iii. Where secondary selective systems are provided, each transformer / incomer shall be rated in accordance with the above.

8.5.2 Main Power Distribution

i. A substation shall be built at the site to cater all load (e.g. the storage tank and plant) requirement.

ii. It should be provide with dual redundant power supply from, in its each Bus sections "A" & "B". (Rework)

iii. Provide Normal and Emergency power supply of 415 V, 3ph, 4 wires to the lighting & Small power Distribution boards in the Tank battery limit to supply power to all lighting and convenience receptacle loads in tank area.

iv. All Motor power cables from the Substation shall be provided and terminated on both sides.

v. Emergency power supply backed by Emergency Diesel Engine (EDG) shall be provided.

8.6 Sub-station Design

8.6.1 General

i. The substation shall be located in a safe area and outside the risk zone.

ii. Consideration shall be given to vehicular traffic or any other factor that might affect the operation of the substation.

iii. Substation buildings shall be force ventilated with filtered air and shall comprise elevated structures permitting the use of bottom entry switchgear with cable cellar for cable racking and trays below.

iv. The cable cellar shall be 300 mm (minimum) above the approach road level and shall be paved and cemented. The cable cellar have a minimum clear height of 2.5 m and shall house all the cable trays and their supports.

v. A separate entry of 3.0 m with rolling shutter shall be provided for drawing in all equipment for installation. The main entry for operating personal shall be preferably provided with double door system. The substation shall also have an emergency door opening outward.

vi. Substation wall adjacent to the transformer bays shall be at-least 355 mm thick in case of brick construction or 230 mm thick in case of RCC construction.

vii. Push button shall be provided in each transformer bay for tripping of the feeder breaker.

viii. Substation building shall be without any columns within the switchgear room to ensure optimum space utilization.

ix. Large batteries shall be housed in separate rooms but small batteries when enclosed in ventilated equipment cabinets shall be permitted in the switch room.

IndiaCode

x. VRLA batteries shall be located in Battery Room ventilated using Ex-d, IIC, T3 Exhaust Fans.

xi. An access door shall lead directly to the outside from each switch room. Internal personnel doors may connect adjacent rooms.

xii. Ventilation system of substation shall trip on activation of fire and gas detection signal. Flooring to the Battery room and walls up to 1.0 m height shall have acid / alkaline resistant protective material coating / tiling.

xiii. Battery Room shall also house hydrogen detectors if applicable. Luminaires and Receptacles in Battery Room shall be Ex-d, IIC, T3 Type of protection.

xiv. Heat sensitive electronic equipment like variable speed drives shall be located in a separate room provided with air conditioning.

xv. The battery room shall be provided with minimum two exhaust fans and louvered opening in opposite wall.

xvi. Substation shall have firefighting equipment, first aid boxes and other safety equipments as per statutory requirements. Mats of required voltage rating shall be provided around all switchboards and panels.

xvii. The substation building shall be sized for housing all equipment like transformers, switchgears etc. The substation shall be sized to maintain adequate clearances between equipment as per IE rule.

8.6.2 Transformer Bay Layout

Oil filled transformers shall be located at grade level in fenced enclosures adjacent to the substation building and shall be provided with oil containment pits which shall be connected to the Common Oil soak pit is envisaged as per IS standard (NO.). This shall be located outside transformer bay. Firewalls shall be provided where required by codes and standards.

8.7 Hazardous Area

8.7.1 Electrical Equipment Selection in Hazardous Area

i. Electrical equipment shall meet the requirements of the Indian Standard IS: 5571 – Guide for selection of electrical equipment for hazardous areas or the institute of petroleum model code of safe practice: Part 15, except that IEC 60079 Part 14 shall be followed for the selection of fluorescent fitting used in Gas Group IIC areas.

ii. All the electrical equipment installed in hazardous area shall meet the requirements of relevant IS or IEC or CENELEC standards, whichever is followed for design for electrical systems.

iii. All electrical equipment for hazardous area shall be certified by CMRI, PTB, BASEEFA, UL or FM or equivalent independent testing agency for the service and the area in which it is to be used. All indigenous flameproof equipments shall have BIS license. CCOE approval shall be obtained for equipment of non-Indian origin.

8.8 Equipment

8.8.1 Switchgear / Motor Control Centres / LV Distribution Boards

i. Switchgear panels shall be of metal clad type with circuit breakers.

ii. Switch gear panels shall have successfully passed internal arc test as per IEC-62271 or equivalent standards. Switch gears shall be equipped with at-least one spare feeder of each type or 20% of each type whichever is higher shall be provided on each bus section.

iii. Motor feeders rated greater than 22 kW shall be provided with a separate core-balance current transformer for earth fault protection.

iv. Where duplicate feeds are provided in HT and 415Vswitchboards,an automatic transfer scheme will be provided in order to switch to the alternative feeder if a failure occurs in one supply feeder. Protection shall be provided to prevent transfer in the case of a fault downstream of the

circuit breaker. The automatic transfer systems shall be independent for each switchboard and shall include time delay such that transfer takes place at level before transfer at LV is affected. Return to normal after main power restoration shall be manual. Exceeding the switchgear fault rating during momentary paralleling shall be permitted for a nominal short duration.

v. Lighting and small power distribution boards shall be located in buildings and at strategic locations outdoor around the Tank & BOP areas. The distribution boards shall be suitable for indoor or outdoor use and the hazardous area classification in which they are to be installed.

vi. Automatic motor re-acceleration/ restarting following voltage dips shall not be provided unless specifically warranted by process requirements.

vii. Power system monitoring, control and protection shall be in accordance with project specifications and protection philosophy shall be in accordance. Emergency Shut Down(ESD) systems and emergency stops shall be hard wired back to the switchgear/MCC.

viii. In PMCC&MCC, 20%spare feeders of each rating and type or minimum one feeder of each rating and type having all components in each bus section. All switchgear shall be loaded to80%of incomer rating at the end of design completion.

ix. All incoming cable to switchgear shall be suitable for the incomer current rating.

8.8.2 Protective Relays

i. Protective relays for incoming feeders, bus ties and motors having rating 90kW and above shall be numerical type. Other Auxiliary relays, lock-out relays and Timer relays considered will be of standard Electro-mechanical type.

ii. Meters, Protection relays and other components shall be as per relevant metering and protection diagrams and designed and procured as per project specification.

iii. Protective relaying philosophy shall be based on at-least a single contingency planning so that the relay system will provide fault clearing for one of the following:

a) Failure of either primary or backup relay function or the related control Circuit

b) Failure of a circuit breaker to interrupt, including a faulty circuit breaker.

iv. The protection relaying philosophy for 220 kV and 33 kV systems shall also include suitable main and backup schemes.

8.8.3 Power & Distribution Transformers

i. Power and distribution transformers shall be designed and procured in accordance with project specification.

ii. Transformer insulating oil shall be in accordance with project specification.

iii. The cooling arrangement of all power transformers shall be ONAN/ONAF with the possible exception of the main generator step-up transformers and main distribution transformers, which will have cooling requirements as specified on the relevant data sheets. Where required, transformer cooling can also be of the OFAF type. The method of cooling shall be as specified in the data sheets.

iv. The distribution transformers shall be ONAN type.

v. Automatic on-load tap changers (OLTCs) shall be provided on the main transformers as required. OCTC (Off Circuit Tap Changer) shall be +/-5% in steps of 2.5%. Lighting transformers shall be Dry type, Air cooled mounted indoor.

vi. For harmonic mitigation, use of transformers with special vector groups may be considered for supplying large non-linear loads such as VSD's and process heaters.

8.8.4 Emergency Diesel Generators:

i. The electrical requirements for Emergency Diesel Generators shall be designed and procured in accordance with project specification. In addition to the above, Alternators shall be in accordance

with typical Alternator data sheet. Emergency Diesel Generator set shall form an independent package, consisting of diesel engine, alternator, control panel and other auxiliary systems. Alternators shall be of Permanent magnet, Brushless and self-excited type. The stator and field winding insulation shall be uniform and Class F throughout, but the design temperature rise of the windings shall be to Class B limit.

ii. All windings shall be with copper conductors, and the insulation shall be suitable for operation on an unearthed system. The automatic voltage regulator (AVR) shall be of the static type and shall be high speed compounded for parallel operation. It shall exhibit long term stability and freedom room drift. Generators shall be capable of withstanding without damage, a sudden three phase, a line-to-line, a line-to-earth or two-line-to-earth short-circuit, for a period of 3 seconds when operating at rated speed and with the excitation corresponding to 5% over voltage at no load. Emergency Diesel Generators shall have provision for forward and reverse synchronization and no-load test runs. The AMF panel shall be equipped with a PLC for automation and control.

8.8.5 Neutral Earthing Resistors

i. The resistor elements shall be made of unbreakable, corrosion proof, joint-less stainless steel grid conforming to ASTM standard A240-304 or equivalent.

ii. Neutral earthing resistors shall be in accordance with design specification.6.6 KV earthing resistors shall be rated to withstand the maximum prospective earth fault current for duration of not less than 10 seconds with maximum temperature limited to 790 °C for stainless steel resistor elements, while limiting the temperature of aluminum conductor / bus bar to 350°C. Grids shall be mounted on steel rods insulated by special heat resistant insulating materials, suitable for the above temperature. Ceramic / porcelain insulator shall be used to insulate the resistor elements from the enclosure. The insulators and terminal bushings shall have adequate minimum creepage value (total and protected) for the required voltage grade.

iii. The resistor elements shall be housed in a naturally ventilated sheet steel enclosure with minimum IP 31degree of ingress protection and suitable for outdoor installation. The enclosure thickness shall not be less than 3mm.

iv. The terminal for neutral and earthing connections shall be housed in a separate vermin proof, weatherproof terminal box with minimum IP-55 degree of ingress protection. The terminal box shall be provided with a separate bolted re-movable undrilled gland plate of non-magnetic material.

v. Facility shall be provided to earth the enclosure at two points. The bottom of the enclosure shall be provided with a drain plug to remove water that may get collected in the enclosure.

vi. Two ends of the resistor shall be brought out to suitable epoxy / porcelain bushing type terminals of adequate rating for the neutral and earth connections. The terminal shall be suitable for terminating the specified size of cables / earthing strip. Suitable anti-condensation space heater shall be provided inside the NGR enclosure to prevent condensation of moisture.

vii. For the 6.6 kV system, the rating is 250 A, and for the 11 kV system (except generation) the rating is 250 A.

8.8.6 DC Supply Units

i. DC supply units shall be switch mode power supply based and designed and procured accordingly. Redundant system using two sets of charger with two battery banks shall be utilized. Battery shall be Nickel Cadmium / flooded electrolyte Lead Acid/ VRLA type designed as per design specifications. Each battery bank shall be rated to give two hours back-up and shall be rated for 100% of the total load.

ii. A common DC supply Unit shall be provided in substation for HT & LT Switchgear, PMCC, MCC, EMCC protection, Remote IO panel, EDG AMF panel, VSD MCC and tripping supplies of Transformer marshalling panel.

8.8.7 AC UPS for F&G, PAS and CCTV loads

Dual redundant AC UPS with battery back-up for 6hrs shall be provided to provide no break supplies to the Fire and gas system. UPS, ACDB, UPS batteries shall be located in DCS Control Room Extension.

8.8.8 Alarm Annuciations

All fault, tripped, alarm and equipment malfunction signals from the communicable relays should be accessible via a computer connected to the communication port in each switchgear/PMCC. In addition, certain signals shall bring up alarms/ indications on the Electrical Data Management System in a Central Control Centre (CCC) or in the DCS.

8.8.9 Variable Speed Drives

i. Low & high voltage variable speed drive (VSD) equipment shall be in accordance with design project specification to be followed.

ii. The requirement of variable speed drives shall be considered based on an economic and technical basis subject to process requirements.

iii. Converter equipment controlling plant motors shall be located inside the substation, except the associated transformers and reactors, which shall be located outside within a transformer/reactor bay adjacent to the substation. For specific requirement, the transformer and rectifier may be housed within the substation.

iv. Temperature of 22°C ± 2°C & approximately 50% relative humidity to be maintained in VFD room. Converter equipment feeding air handling units for comfort air-conditioning and similar requirements maybe located close to the motor in the same room or may be mounted integral to the motor.

India Code

8.8.10 Motors and Motor Control Stations

i. High voltage and low voltage motors shall be in accordance with project specification.

ii. Motors generally shall be of the squirrel cage induction type and shall have a minimum service factor as defined in the data sheet for the specific motor, with Class F insulation and Class B temperature rise.

iii. LV motors shall normally be selected to have ratings in accordance with the preferred rated output values of the primary series as listed in IEC 60072 and IS 325.

iv. The enclosure of motor control station shall be in accordance with the hazardous area classification. Each motor shall be provided with a start/stop local control station (LCS) installed on suitable steel support adjacent to the motor. There shall be exceptions for critical drives such as emergency dc lube oil pumps. For HVAC blowers, lock-off stop push buttons shall be provided for each blower outside the pressurization room in order to aid maintenance access. Each element for Start / Stop in LCS shall be provided with 2NO + 2NC contacts which shall be wired to terminals. Terminals shall be suitable to connect 2.5 sq.mm cables and shall be of cage clamp (spring loaded) type. LCS shall have stay-put stop and lock off stop features (padlocking).

v. All LV motors shall be complying to IE2 Class of efficiency unless otherwise specified in Motor Datasheet.LCS for motors rated above 30 KW and motors driving agitators, compressors and blowers shall be provided with Ammeter. Ammeter shall have connection to a CT (1 amp secondary) located within the motor starter.

vi. Start/stop control stations for all motors shall be located at about 1 meter above grade. A separate lock- off stop emergency pushbutton shall be located at ground level for each in-tank pump motor. Compressor motors shall be provided with emergency stop control station in the LCP.

vii. Motors which have automatic process control or motors which are started from more than one location shall be provided with LCS incorporating Hand/Auto selector switch.

viii. Motor operated valves and electric cranes shall be fully equipped with integral motor control gear.

8.8.11 EARTHING & LIGHTNING SYSTEM

i. Earthing system shall provide low impedance earth paths for earth faults, static discharge and lightning protection. Earthing shall be as per IS : 3043.

ii. Power system earthing, lightning protection and equipment bonding shall be achieved by overall common earthing system. All units shall be bonded together to form a single continuous earthing system. LNG system shall be connected with Plant earthling system at least two places.

iii. The earthing system of LNG receipt and storage package shall comprise a buried grid of galvanized mild steel flat bar bonded together and sized to suit the maximum earth fault current for 0.5 second plus a 50% corrosion allowance as per standards. All such earthing system shall be bonded together. Each electrode shall be installed throughout cryogenic package area to ensure that the requisite value of resistance between equipment and the general mass of earth is obtained. Connections from the earthing grid rising above ground shall be galvanized mild flat steel bar. Thereon, earthing to local network and electrical equipment shall be carried out using PVC covered aluminum cable or galvanized mild steel

iv. The metallic enclosure of all electrical equipment shall be bonded and earthed to the common earthing grid.

v. In hazardous areas or where the equipment contains a hazardous liquid, the metallic enclosures of non- electrical equipment, vessels, tanks, structures, pipeline, etc., shall be bonded and earthed to the common plant earthing grid. Maximum values of resistance of equipment earthing systems to the general body of earth shall be as under :

a) General Earthing: 1 ohm

b) Earthing for Lightning Protection & Static Bonding: 10 ohms

vi. Lightning protection shall be provided for all non-metallic and all metallic on continuously welded structures over 20 meters high and for all tall plant buildings.

vii. Earthing of lighting and small power systems shall be by means of an earth conductor integral within the cable or conduit. Power circuits shall be earthed by a separate earth wire connected to the earthing grid.

8.8.12 LNG Tank earthing

Internal LNG tank earthing, In-tank pump casing earthing and Instrument casing earthing within the double wall LNG tank shall be connected to the main earthing system.

8.8.13 Instrument earthing

Separate earth bars above ground shall be provided for Instrument earthing in Tank & BOP area. Instrument earth may be connected to electrical earth at one point in earth pit only.

8.8.14 Lightning Protection

Lightning protection for cryogenic tank shall be carried out by using rolling sphere method as per IEC-62305.Lightning protection shall be provided as per the risk index analysis worked as per IS 2309. 50 x 6 mm Galvanized steel strip shall be provided for Lightning down conductor.

8.9 Lighting System

Plant lighting shall be designed and procured in accordance with project specification.

8.9.1 General Lighting

i. Lighting in industrial plant hazardous and non-hazardous areas should be by means of fluorescent luminaries mounted on the structures, directly beneath beams or on platform mounted poles.

ii. Where required general lighting for open areas with in non-hazardous areas shall be by means of high pressure sodium floodlight luminaries mounted on adjacent structures or on strategically located floodlight columns. High mast floodlighting installations shall also be used where appropriate.

iii. Safety showers in plant areas shall be provided with green fluorescent fixtures for proper identification.

iv. The following average intensity levels, measured 1 m above the floor level in a horizontal plane shall form the basis for the lighting design:

Area or Facility		**Average Maintained Illumination Level, lux**
Operating areas (Controls, Valves & Gauges)		100 - 200
Compressor houses at or near equipment		200
Stairways, platforms and walkways		60
Outdoor operational areas (Process areas, pipe racks, heat exchanger, flare etc.)		60
Outdoor Non-operational areas (At grade)		10
Tank farms		20
Main / Secondary roads		20
Pump houses, Sheds, Switches		100
Switchgear Room & UPS Room		150-200
Cable cellar Room		70
Battery rooms & transformer bays		100-150
Toilets and locker rooms		150
Control Room	General lighting/laboratories	400
	Rear of instrument panels, aux. and panel	200-300
	Outside, near entrances	150

IndiaCode

8.9.2 Tank Farm Lighting

High mast floodlighting columns shall be located in non-hazardous locations outside tank farm bund walls. Local lighting may be provided as necessary in areas of regular plant operational activity.

8.9.3 Emergency Lighting

Emergency lighting of adequate intensity shall be provided at following locations or where ever the safety of persons or facilities may be endangered in the event of loss of normal main lighting :

i. main access points

ii. muster area

iii. first aid station(s)

iv. fire fighting area

v. stairways and landings.

8.9.4 Lighting Control

Outdoor lighting circuits shall generally be controlled via latitude/longitude timed switches (astronomical type). Manual override shall be provided to permit maintenance. Indoor lighting shall be controlled locally by suitably located switches.

8.9.5 Aircraft Warning Lighting

The type of Aircraft warning lights shall be in accordance to International Civil Aviation Organization and local regulations. The aircraft warning lights shall be steady burning or flashing type with Fresnel lens type of red colour and shall be fitted at the highest points of the platform obstacles. These lights shall have intensity between25 to 200 candelas and shall be installed in such a way that at least one light can be seen by pilots.

8.9.6 Power and Convenience Outlets

i. Adequate no. of 415 V, 63 A, TP&N+E power outlets of switched socket type shall be provided at suitable locations to ensure accessibility with a 50 meters length of trailing cable to any point in the process area.

ii. 240 V, 16 A, SP&N+E convenience outlets at suitable locations such that all principal equipment locations can be reached by use of 25 meters of extension cable.

iii. Convenience outlets for hand lamp supplies with integral transformer, rating – 100 VA, 240/24 V (Centre point earthed), shall be provided near to the man holes of vessels, tanks columns etc. Convenience outlets shall be fed through earth leakage circuit breakers of 30 mA sensitivity.

8.9.7 Cables and Cable Installation

8.9.7.1 Cable Types

i. High voltage and low voltage cables shall be designed and procured in accordance with project specification. All cables of all voltage grades shall have XLPE insulation.

ii. Conductors 6 mm2 and greater shall generally be aluminum (Copper may be selected on economic or technical considerations). Conductors smaller than 6 mm2 shall be copper. Minimum size of power & motor feeder cable shall be 4 mm2 and 2.5 mm2 for lighting

iii. All cables used above or below ground in industrial areas shall have non hygroscopic fillers, wire armoring, PVC overall sheath and FRLS type.

iv. 6.6 KV, 11KV and 33KV grade cables shall be of earthed type (e.g. 3.8/6.6KV, 6.6/11KV & 19/33KV). Unearthed cables shall be used wherever required by specialized equipment e.g. VSD. Cables shall be provided with Conductor screen, insulation screen, and nonmetallic copper tape.

v. All cables used above or below ground in industrial areas shall have non hygroscopic fillers, wire armoring and PVC overall sheath. Unarmored cables and wires may be used where proper mechanical protection (e.g. metallic conduit) is provided or where sheathed cables are installed above ceilings or below floors in non-industrial locations. Concealed metallic conduits shall be used for buildings where appropriate.

vi. All cables shall be of FRLS type as per OISD guidelines/requirements. Cables for conduit installation shall be FRLS, PVC insulated, multi-stranded conductor.

vii. Earthing of lighting and small power systems shall be by means of an earth conductor integral with the cable.

8.9.7.2 Cable Installation

i. The default method of cable installation is to be installed above ground, laid on trays within dedicated levels of overhead pipe racks and on the sleepers of low level pipe ways.

ii. In certain instances cables may be routed underground, these include:

a) High voltage distribution cables and associated control cables

IndiaCode

b) Cables entering or leaving buildings

c) Cables in areas where ground contamination is unlikely and economic consideration precludes the erection of special cable supports

d) Cabling within the power generation area

e) Feeder cables to satellite substations.

f) Cables routed underground shall be direct buried within offsite areas and installed in formed concrete trenches within process areas.

iii. Power cables shall generally be laid on trays in a single layer with 150mm spacing for 11&6.6kV cables& bunched for 415V cables. Control cables may be bunched together. Cables shall be secured at required intervals.

iv. Power (and associated control) and instrumentation. Telecommunication cables shall be run in their own racks. Electrical cables shall be where practical separated by at least 600 mm from instrumentation and telecommunication cables.

v. In certain instances cables may be routed underground based on the site conditions. Cables routed underground shall be direct buried within offsite areas and installed in formed concrete trenches within process areas.

vi. 33 kV cables shall be laid in a single layer at 300 mm center at a depth of 1050mm below grade.

vii. 11/ 6.6 kV cables shall be laid in one or two layers at 150 mm centers and at a minimum depth of 900 mm below grade.

viii. 415 V cables should be laid in up to three layers touching and at a minimum depth of 500 mm. Control cables and lightly loaded cables may be grouped together or laid between loaded cables.

ix. All cables shall be laid on a sand bed with well compacted sand around and above. Concrete or earthenware tiles shall be laid above the cables in unpaved areas. Tiles are not required where cables are laid in formed concrete trenches. Trenches shall be sized to allow for a future 20% increase in cabling which shall be segregated and clearly marked. Trench walls preferably shall be chamfered at tee-offs to allow adequate bending radius.

x. Where cables leave the main trenches and for road crossings they shall be run in duct banks of concrete encased HDPE ducting (150mm) spaced at 200mm centers, at a depth of 1000mm from grade level. Duct bank shall be as per Electrical Installation Standard for Cable Duct and Road Crossing

xi. Where cables rise above grade to equipment they shall be protected by HDPE 'kick' sleeve up to 150 mm above grade and from there shall be run on rack or tray or secured by some other suitable means.

xii. Cables shall be installed with spacing to minimize derating but consistent with the total space available. All cables shall be fitted with aluminum engraved identification tags at terminations, at 30m intervals over their entire length, at all points where they enter and leave ducts and at changes in cable direction etc.. The identification band shall show the complete cable number.

xiii. Suitable route markers shall be provided to indicate trench locations and shall be located at 50m intervals and where the trench changes direction. When the trench is within paved areas, a red colored concrete cover shall be used to seal and mark cable routes.

xiv. Cables shall be in one length where practical but cable joints may be installed when necessary. Cable joints shall be recorded and their locations accurately on 'as built' drawings. Above ground cable joints shall not be installed in hazardous areas. All underground through joints shall be PU filler type. Where cables pass through a building foundation, ducts, or an opening in the foundation, shall be used to permit entry. Cables

IndiaCode

entering a building aboveground shall pass through fire retardant barriers. Fire retardant coating shall be applied on cable joints. Where appropriate, particularly where cables transition process units, cables shall be treated with fire retardant coating. All remote operated shut-off valves within a fire zone, which are designed to limit the duration and severity of a fire by shutting off the fuel source, shall be powered using circuit integrity cables.

xv. Adequate segregation shall be maintained between different services. In general power and instrumentation/telecommunication cable shall not be laid in the same trench. A separation of 600mm shall be maintained between parallel runs of instrument and electrical cables. Within substations, PIBs and plant areas, lighting and small power cables shall be multi-core XLPE insulated and terminated using compression type cable glands.

xvi. Cables from variable speed drives shall be run in separate cables trays and a separation of 600 mm shall be maintained between cables operating on sinusoidal supplies and cables connected to the output of variable speed drives. Cable racks and trays within close proximity of the cooling towers and desalination plants shall be UV resistant powdered coated galvanized mild steel. FRP cable trays can be utilized in non-hazardous areas of cooling towers and marine facilities. Above ground cables shall be supported by cable racks or trays. A clear space of 250 mm, measured from the top of the collar of the tray, shall be provided above cable trays to facilitate cable laying. Power cables shall generally be laid on racks or trays in a single layer. Control cables may be bunched together. Cables shall be secured at required intervals. Cable racks and trays shall be fabricated from steel and hot dipped galvanized after fabrication. Power (and associated control) and instrumentation/telecommunication cables shall be run in their own racks. Electrical cables shall be where practical separated by at least 600 mm from instrumentation and telecommunication cables except at switchgear/MCC and substations. All cables shall be terminated using an approved double compression cable gland which shall be nickel plated brass.

xvii. All cable entry threads shall be BS conduit (ET) to BS 31. All Cable glands for Equipment located in zoned area shall be provided with Ex-d, IIC,T3 protection as a minimum requirement.

8.10 Electrical Heat Tracing

Where necessary, electrical trace heating shall be provided for process pipelines. Electrical heat tracing shall be designed and procured in accordance with project specification. As far as practical, suitably certified self-regulating heating tapes shall be employed. Special types of heating (e.g. skin effect, impedance or induction heating) may be employed in particular application.

Schedule – 1C

9.0 PROCESS SYSTEM

9.1 Boil off Gas (BOG) & Reliquefication

BOG system consists of boil – off gas recovery from the tanks, piping and to divert it into the LNG send out system or inject it into the pipeline transmission network. BOG is also used for vapour return to the ship tanks during unloading thereby avoiding pressure drop in the ship tanks. If vapour return to the ship tanks is not considered, the BOG system should be designed to handle this additional quantity also.

i. During roll-over condition, the instantaneous BOG generation is substantially high and necessary provision shall be provided to protect the tank from overpressure as well as to take care of the safe discharge.

ii. BOG Recovery/Utilisation Options:

a) Re-liquefaction & Recycle to Storage: Liquefaction process used in the LNG production plant may be used for re-liquefaction. Re-liquefaction process is less favourable compared to other facilities due to higher energy consumption.

b) Pressurisation & Mixing with gas discharged from the Terminal: The boil – off gas is compressed to the network pressure and mixed with the re-gasified product. But while mixing, low calorific value of the boil – off gas may reduce the heating value of the network gas.

c) Recondensation & incorporation into the regassified LNG: The recondensation is carried out using LNG cold released during vaporisation. Pressurisation of boil – off gas in the liquid phase instead of gaseous phase leads to energy savings, safer operation.

d) As a fuel gas in power generation process or internal use.

iii. The receiving terminal shall be provided with flare system to enhance the plant safety. The flaring of BOG should be done only as a final solution when the normal BOG handling system is not available.

9.2 LNG Pumping

9.2.1. In-Tank Pumps

i. The tanks are provided with in-tank submerged pumps, which are also known as primary pumps. These are provided as storage tanks have nozzles only at the top. Pumps as well as the electric motor are submerged in LNG. Lubrication and the cooling of the pump are done by LNG itself. These pumps are installed in wells, equipped with foot valves, which can be isolated to enable pump removal for maintenance. Arrangement for foot valve seal purge, well purge, well-draining and venting shall be provided.

ii. If the network pressure is not too high, in tank pumps alone may be sufficient to bring up to the network pressure through vaporisers. If the pipeline network pressure is high, two stage pumping may be needed which also helps in BOG re liquefaction at intermediate pressure instead of compressing BOG vapours to the line pressure.

iii. The discharge pressure of the in tank pump is usually guided by the re-condenser pressure. The design pressure of the pump would also consider the chill down requirements of the ship unloading line.

9.2.2. Send out Section

i. In send out section, LNG is pumped and brought to a pressure slightly higher than the network pressure through secondary pumps and vaporised & warmed to a temperature above 0^0C and metered before it is sent for distribution.

ii. Secondary Pumps: These Pumps are used for pumping the LNG from the intermediate pressure to the network pressure through vaporisers. These are generally either horizontal or vertical, multistage turbine / submersible pumps.

9.2.3 Vaporisation

i. Vaporisation is accomplished by the transfer of heat to LNG from water / ambient air / process stream. In the vaporisation process, LNG is heated to its bubble point, vaporised and then warmed up to the required temperature.

ii. LNG vaporisers are to be designed based on the quantity of heat to be exchanged with LNG for its vaporisation, maximum LNG flow rate, amount of heat available in the heating medium, lowest temperature of the heating medium.

iii. LNG outlet temperature should be monitored and controlled carefully in order to avoid any LNG or cold vapour passing into the network.

iv. In case of vaporisers, where water is used as a medium, water outer temperature should be maintained higher than water freezing point.

v. Submerged combustion vaporiser shall not be located in an enclosed structure / building to avoid accumulation of hazardous products of combustion.

9.2.4 LNG Cold Recovery

i. LNG cold recovery system aims at recovering the part of the potential cold energy available in LNG so as to use it effectively in cold utilising plants.

ii. In case of LNG cold recovery facility at the terminal, all the safety features provided on the LNG vaporisers shall be applicable.

SCHEDULE – 1D

10.0 OPEARTION, MAINTENANCE AND INSPECTION

Each facility shall have a documented operating manual including operations, maintenance, training procedures, cooldown, purging, and record keeping, based on experience and conditions under which the LNG plant is operated, and a documented maintenance manual.

Each facility shall have written operating, maintenance, and training procedures based on experience, knowledge of similar facilities, and conditions under which they will be operated.

10.1 Basic Requirements

Each facility shall meet the following requirements:

i. Have written procedures covering operation, maintenance, and training.

ii. Keep up-to-date drawings of plant equipment, showing all revisions made after installation.

iii. Revise the plans and procedures as operating conditions or facility equipment require.

iv. Establish a written emergency plan.

v. Establish liaison with appropriate local authorities such as police, fire department, or hospitals and inform them of the emergency plans and their role in emergency situations.

vi. Analyze and document all safety-related malfunctions and incidents for the purpose of determining their causes and preventing the possibility of recurrence.

vii. As per maintenance philosophy, the activities should be identified that would be contracted to third party contractors for maintenance and support.

viii. The activity supervisors shall be identified according to the level of supervision required.

ix. These supervisors are given Safe supervisor training by designated staff and then they are put on the job.

x. The contractors staff shall be engaged in toolbox talk given on relevant topics are held with the Contract holders and owners.

xi. OEM service engineers are involved in critical overhauls for better quality assurance and for first time activities.

10.1.1 All LNG plant components shall be operated in accordance with the operating procedures manual.

10.1.2 The operating procedures manual shall be accessible to all plant personnel and shall be kept readily available in the operating control room. The operating manual shall be updated when there are changes in equipment or procedures.

10.1.3 The operating manual shall include procedures for the proper startup and shutdown of all components of the plant, including those for an initial startup of the LNG plant that will ensure that all components operate satisfactorily.

10.1.4 The operating manual shall include procedures for purging components, making components inert, and cooldown of components.

IndiaCode

10.1.5 Procedures shall ensure that the cooldown of each system of components that is subjected to cryogenic temperatures is limited to a rate and distribution pattern that maintains the thermal stresses within the design limits of the system during the cooldown period.

10.1.6 The operating manual shall include procedures to ensure that each control system is adjusted to operate within its design limits.

10.1.7 The operating manual of LNG plants with liquefaction facilities shall include procedures to maintain the temperatures, levels, pressures, pressure differentials, and flow rates for the following:

i. Boilers

ii. Turbines and other prime movers.

iii. Pumps, compressors, and expanders.

iv. Purification and regeneration equipment.

v. Equipment within cold boxes, within their design limits.

10.1.8 The operating manual shall include procedures for the following:

i. Maintaining the vaporization rate, temperature, and pressure so that the resultant gas is within the design tolerance of the vaporizer and the downstream piping.

ii. Determining the existence of any abnormal conditions, and the response to these conditions in the plant.

iii. The safe transfer of LNG and hazardous fluids, including prevention of overfilling of containers.

iv. Security.

v. For monitoring operations.

vi. Emergency preparedness and handling.

IndiaCode

10.1.9 Operation monitoring shall be carried out by watching or listening for warning alarms from an attended control center and by conducting inspections at least at the intervals set out in the written operating and inspection procedures.

10.1.10 Where the bottom of the outer tank is in contact with the soil, the heating system shall be monitored at least once a week to ensure that the 0°C isotherm is not penetrating the soil.

10.1.11 Any settlement in excess of that anticipated in the design shall be investigated and corrective action taken as required.

10.1.12 Each entity shall ensure that components in its LNG plant that could accumulate combustible mixtures are purged after being taken out of service and before being returned to service.

10.1.12 The periodic inspections and tests shall be carried out in accordance with generally accepted engineering practice / recommendations of Original Equipment Manufacturer to ensure that each component is in good operating condition.

10.1.13 The support system or foundation of each component shall be inspected at least annually to ensure that the support system or foundation is sound.

10.1.14 Each emergency power source at the facility shall be tested monthly for operability and annually to ensure that it is capable of performing at its intended operating capacity.

10.1.15 Each facility operator shall ensure that when a component is served by a single safety device only and the safety device is taken out of service for maintenance or repair, the component is also taken out of service.

10.1.16 The facility operator shall ensure that where the operation of a component that is taken out of service could cause a hazardous condition, a tag bearing the words “Do Not Operate,” or the equivalent thereto, is attached to the controls of the component. Wherever possible, the component shall be locked out.

10.1.17 Stop valves for isolating pressure or vacuum-relief valves shall be locked or sealed open. On each LNG container, no more than one stop valve shall be closed at one time. They shall not be operated except by an authorized person.

10.2 Marine Shipping and Receiving

10.2.1 Vehicle traffic shall be prohibited on the pier or dock within 30 m of the loading and unloading manifold while transfer operations are in progress.

10.2.2 Warning signs or barricades shall be used to indicate that transfer operations are in progress.

10.2.3 Prior to transfer, the officer in charge of vessel cargo transfer and the person in charge of the shore terminal shall inspect their respective facilities to ensure that transfer equipment is in the proper operating condition.

10.2.4 Prior to transfer, the officer in charge of vessel cargo transfer and the person in charge of the shore terminal shall meet and determine the transfer procedure, verify that ship-to-shore communications exist, and review emergency procedures.

10.2.5 Where making bulk transfers into stationary storage containers, the LNG being transferred shall be compatible in composition or temperature and density with the LNG already in the container.

10.2.6 Where the composition or temperature and density are not compatible, means shall be taken to prevent stratification and vapor evolution that could cause rollover.

10.2.7 Where a mixing nozzle or agitation system is provided, it shall be designed to prevent rollover.

10.3 Loading or Unloading Operations

10.3.1 At least one qualified person shall be in constant attendance while loading or unloading is in progress.

10.3.2 Written procedures shall be available to cover all transfer operations and shall cover emergency as well as normal operating procedures.

10.3.3 Written procedures shall be kept up-to-date and available to all personnel engaged in transfer operations.

10.3.4 Sources of ignition, such as welding, flames, and unclassified electrical equipment, shall not be allowed in loading or unloading areas while transfer is in progress.

10.3.5 Loading and unloading areas shall be posted with signs that read "No Smoking."

10.3.6 Where multiple products are loaded or unloaded at the same location, loading arms, hoses, or manifolds shall be identified or marked to indicate the product or products to be handled by each system.

10.3.7 Prior to transfer, gauge readings shall be obtained or inventory established to ensure that the receiving vessel cannot be overfilled, and levels shall be checked during transfer operations.

10.3.8 The transfer system shall be checked prior to use to ensure that valves are in the correct position, and pressure and temperature conditions shall be observed during the transfer operation.

10.3.9 The transfer system shall be checked prior to use to ensure that valves are in the correct position for transfer.

10.3.10 Transfer operations shall be commenced slowly and if any unusual variance in pressure or temperature occurs, transfer shall be stopped until the cause has been determined and corrected.

10.3.11 Pressure and temperature conditions shall be monitored during the transfer operation.

10.3.12 While tank car or tank vehicle loading or unloading operations are in progress, rail and vehicle traffic shall be prohibited within 7.6 m of LNG facilities or within 15 m of refrigerants whose vapors are heavier than air.

10.3.13 Prior to connecting a tank car, the car shall be checked and the brakes set, the derailer or switch properly positioned, and warning signs or lights placed as required.

IndiaCode

10.3.14 The warning signs or lights shall not be removed or reset until the transfer is completed and the car disconnected.

10.3.15 Truck vehicle engines shall be shut off if not required for transfer operations.

10.3.16 Brakes shall be set and wheels checked prior to connecting for unloading or loading.

10.3.17 The engine shall not be started until the truck vehicle has been disconnected and any released vapors have dissipated.

10.3.18 Prior to loading LNG into a tank car or tank vehicle that is not in exclusive LNG service or contain a positive pressure, a test shall be made to determine the oxygen content in the container. If the oxygen content exceeds 2 percent by volume, the container shall not be loaded until it has been purged to below 2 percent oxygen by volume.

10.3.19 Prior to loading or unloading, a tank vehicle shall be positioned so that it can exit the area without backing up when the transfer operation is complete.

10.3.20 Tank cars and tank vehicles that are top-loaded through an open dome shall be bonded electrically to the fill piping or grounded prior to opening the dome.

10.3.21 Communications shall be provided at loading and unloading locations so that the operator can be in contact with other remotely located personnel who are associated with the loading or unloading operation.

10.3.22 Other Operations

i. The discharge from depressurizing shall be directed to minimize exposure to personnel or equipment.

ii. Taking an LNG container out of service shall not be regarded as a normal operation.

iii. All such activities shall require the preparation of detailed procedures.

10.3.23 Each operating company shall do the following:

i. Keep the grounds of its LNG plant free from rubbish, debris, and other materials that could present a fire hazard.

ii. Ensure that the presence of foreign material contaminants or ice is avoided or controlled to maintain the operational safety of each LNG plant component.

iii. Maintain the grassed area of its LNG plant so that it does not create a fire hazard.

iv. Ensure that fire control access routes within its LNG plant are unobstructed and reasonably maintained in all weather conditions.

10.4 Maintenance Manual

10.4.1 Each facility operator shall prepare a written manual that sets out an inspection and maintenance programme for each component that is used in its facility.

10.4.2 The maintenance manual for facility components shall include the following:

i. The manner of carrying out and the frequency of the inspections and tests as specified.

ii. All procedures to be followed during repairs on a component that is operating while it is being repaired to ensure the safety of persons and property at the facility

iii. Each facility operator shall conduct its maintenance programme in accordance with its written manual for facility components.

In addition, the history card of all critical equipments, instruments and systems shall be maintained.

10.5 Maintenance Workflow

i. The objective of the work flow is to provide an integrated proactive and reactive work plan so that repair work is minimized and reliability and availability are optimized. Maintenance execution begins with the receipt of a work request and concludes with the close out of the work order.

ii. Correct prioritization of work and proactively preparing activities through high quality work preparation, combined with accurate scheduling, will lead to a more stable work environment.

IndiaCode

This will reduce deferments and breakdowns, improve integrity and safety, and provide additional job satisfaction and ownership to technicians.

iii. The management and control of day-to-day maintenance on all process units and utilities of a site is to provide:

a) Support for a maintenance strategy based on doing programmemed maintenance on time.

b) Safe, healthy and environmentally sound execution of maintenance work.

c) Availability of equipment.

d) Business efficiency.

iv. The designated person for issue of work permit shall verify the execution of preparation activities before issue of the work permit.

v. Maintenance work shall be undertaken in accordance with work permit requirements.

vi. Inspection personnel should be notified on time at which moment witness or hold points set.

vii. A verification of the HSE requirements should be carried as the maintenance execution includes HSE review and a toolbox talk as outlined in the work permit or work pack.

viii. The maintenance supervisor should ensure that a toolbox talk is held before work commences.

ix. Upon completion of the job, the job site should be left safe, clean and tidy. Any excess materials should be returned to the stores and tools should be cleaned and returned to the workshop or put away in the correct storage place.

x. On a daily basis, the progress of work should be reported. If the work is not completed, it should continue the next working day after taking requisite permission and approval from work permit issuing personnel.

xi. The work permit duly signed shall be returned to issuing authority on completion of job, removal of all material from site and handing over of facilities to user etc.

10.6 Maintenance Strategy

i. The facilities should be designed for minimum maintenance intervention.

ii. These maintenance requirements should be clearly defined and further optimized based on maintenance strategy reviews using tools such as reliability centred maintenance, Risk Based Inspection and Risk Assessment Matrix (RAM), after detailed equipment specifications are known.

iii. The criticality of the equipment shall be taken into account during the maintenance strategy selection.

iv. Appropriate diagnostic tools and staff competencies shall be provided to facilitate rapid fault finding and rectification and also to provide opportunistic maintenance during outages.

v. Maintenance strategies shall maximize non-intrusive & on line data acquisition to support planning & analysis.

vi. Special Critical Equipments shall have OEM defined performance standards which shall be periodically tested and verified.

vii. Structural and pipeline survey and painting shall be done on a regular basis.

10.7 The entity shall prepare a written plan for preventive maintenance covering the scope, resources, periodicity etc. The corrective measures should include the preventive maintenance, scheduling, execution and closure.

10.8 Each facility should have well defined system for identification of spare part, rationalization and optimization to minimize any supply chain/logistics constraints & risks.

10.9 Well defined Roles & Responsibilities matrix should be available made for each machine as well as activity to be carried out in the workshop. The procedure for Audits and Review of the workshop shall be documented and adhered to.

11.0 Inspection

i. Each facility shall have written inspection, testing and commissioning programme in place. Inspection shall include before commissioning during installation as well as during regular operation of the LNG facilities.

ii. All documents related to design, installation procedure of the respective vendors and the manufacturer's instruction for pre-commissioning and commissioning of the equipment, systems, instruments, control systems etc. shall be properly stored and followed.

iii. Inspection shall cover the review of test protocols and acceptance criteria that these are in accordance with the protocols and acceptance criteria specified in line with OEM specific requirements.

iv. Inspection shall cover that the equipment is installed in accordance with design, and any deviations documented and approved.

v. All safety systems are installed inspected and tested as per design /OEM requirement.

vi. Inspection shall cover that all safety devices are installed and are in working condition as per the design/ OEM requirements.

vii. Inspection shall cover the verification of various safety interlocks, ESD provided in the design.

viii. Inspection shall cover the adequacy of sealing systems.

ix. Inspection shall cover the pressure and vacuum protection system.

x. Inspection shall cover the electrical systems, check its integrity, earthing resistance, bonding etc.

xi. Inspection shall cover the integrity of mechanical and rotating equipment.

xii. The integrity and efficacy of gas detection, fire protection and fighting system, connected equipments shall be covered in the inspection.

xiii. Inspection shall cover the efficacy of corrosion system.

xiv. Inspections shall cover the bunds are installed where required and have connections to the open drainage system in accordance with the P&IDs.

xv. Inspection shall cover and review the mechanical completion records that the PSVs are of the correct type and sizing as per the P&IDs/data sheets.

xvi. Inspection shall cover location of inlet pipe-work to relieving devices in relation to potential restrictions (e.g. above liquid levels, vessel internals, etc.)

xvii. Inspection shall cover and review P&IDs to check the position of isolation valves for relieving devices, their capacities. Further, no protected equipment may be isolated from the disposal system.

xviii. Inspection to confirm by review of all vent locations (atmospheric vent from drums or equipment seals) that they vent to safe location and in the event of liquid carry over will not discharge to areas that may cause a hazard to personnel.

xix. Inspection shall review the area classification layouts and associated studies to confirm that all possible hazards have been appropriately considered (including possible migration), the hazardous area drawings correctly account for the actual location of the sources of release the hazardous areas have been appropriately defined.

xx. Inspection shall cover that all ESD devices move to their safe condition on loss of system output, hydraulic power or instrument air. All ESDVs and actuators shall remain functional following an explosion or under fire conditions for a sufficient time period to perform their intended function.

indiaCode

xxi. The maximum allowable back pressure and minimum design temperature of the relief system shall be checked for suitability for the highest identified flow rate.

xxii. Control System shall include all status monitoring and actions to and from the Control Rooms.

xxiii. Inspection to cover the escape and evacuation passages.

xxiv. Inspection shall cover the emergency communication system for its effectiveness during emergency situations.

xxv. Each cryogenic piping system shall be checked during and after cooldown stabilization for leaks in flanges, valves, and seals.

Schedule – 1E

12.0 Competence Assurance and Assessment

12.1 Every operating company shall develop, implement, and maintain a written training plan to instruct all LNG plant personnel with respect to the following:

i. Carrying out the emergency procedures that relate to their duties at the LNG plant as set out in the procedure manual and providing first aid.

ii. Permanent maintenance, operating, and supervisory personnel with respect to the following:

a) The basic operations carried out at the LNG plant.

b) The characteristics and potential hazards of LNG and other hazardous fluids involved in operating and maintaining the LNG plant, including the serious danger from frostbite that can result upon contact with LNG or cold refrigerants.

c) The methods of carrying out their duties of maintaining and operating the LNG plant as set out in the manual of operating, maintenance and transfer procedures.

d) Fire prevention, including familiarization with the fire control plan of the LNG plant; fire fighting; the potential causes of fire in an LNG plant; the types, sizes, and likely consequences of a fire at an LNG plant.

e) Recognizing situations when it is necessary for the person to obtain assistance in order to maintain the security of the LNG plant.

12.2 Each operating company shall develop, implement, and maintain a written plan to keep personnel of its LNG plant up-to-date on the function of the systems, fire prevention, and security at the LNG plant.

12.3 The Refresher programmes for training of all personnel shall be conducted an interval not exceeding 2 years to keep personnel current on the knowledge and skills.

12.4 Every operating company shall maintain a record for each employee of its LNG plant that sets out the training given to the employee under this section.

12.5 Each operating company shall ensure that LNG plant personnel receive applicable training and have experience related to their assigned duties. Any person who has not completed the training or received experience shall be under the control of trained personnel.

12.6 For the design and fabrication of components, each operator shall use personnel who have demonstrated competence by training or experience in the design of comparable components and for fabrication who have demonstrated competence by training or experience in the fabrication of comparable components.

12.7 Supervisors and other personnel utilized for construction, installation, inspection, or testing must have demonstrated their capability to perform satisfactorily the assigned function by appropriate training in the methods and equipment to be used or related experience and accomplishments. Further their capability shall be assessed periodically.

12.8 Each operator shall utilize for operation or maintenance of components only those personnel who have demonstrated their capability to perform their assigned functions by successful completion of the training as specified an possess experience related to the assigned operation or maintenance function.

12.9 Corrosion control procedures including those for the design, installation, operation, and maintenance of cathodic protection systems, must be carried out by, or under the direction of, a person qualified by experience and training in corrosion control technology.

12.10 Personnel having security duties must be qualified to perform their assigned duties by successful completion of the training as specified.

12.11 Each operator shall follow a written plan to verify that personnel assigned operating, maintenance, security, or fire protection duties at the LNG plant do not have any physical condition that would impair performance of their assigned duties. The plan must be designed to detect both readily observable disorders, such as physical handicaps or injury, and conditions requiring professional examination for discovery.

12.12 i. Each entity shall provide and implement a written plan of initial training to instruct all permanent maintenance, operating, and supervisory personnel —

a) About the characteristics and hazards of LNG and other flammable fluids used or handled at the facility, including, with regard to LNG, low temperatures, flammability of mixtures with air, odorless vapor, boil off characteristics, and reaction to water and water spray;

b) About the potential hazards involved in operating and maintenance activities; and

c) To carry out aspects of the operating and maintenance procedures that relate to their assigned functions;

ii. All personnel of an LNG installation shall be trained to carry out the emergency procedures that relate to their assigned functions; and to give first-aid;

iii. All operating and appropriate supervisory personnel of an LNG installation shall be trained to understand detailed instructions on the facility operations, including controls, functions, and operating procedures; and to understand the LNG transfer procedures.

12.13 Personnel responsible for security at an LNG plant must be trained in accordance with a written plan of initial instruction to:

i. Recognize breaches of security;

ii. Carry out the security procedures that relate to their assigned duties;

iii. Be familiar with basic plant operations and emergency procedures, as necessary to effectively perform their assigned duties; and

iv. Recognize conditions where security assistance is needed.

12.14 All personnel involved in maintenance and operations of an LNG plant, including their immediate supervisors, must be trained in accordance with a written plan of initial instruction, including plant fire drills, to:

i. Know and follow the fire prevention procedures as specified.

ii. Know the potential causes and areas of fire determined.

iii. Know the types, sizes, and predictable consequences of fire determined and.

iv. Know and be able to perform their assigned fire control duties according to the procedures and by proper use of equipment provided.

v. Marine .

vi. TT Crew.

12.15 Each entity shall maintain a system of records which —

IndiaCode

i. Provide evidence that the training programmes required by this subpart have been implemented; and

ii. Provide evidence that personnel have undergone and satisfactorily completed the required training programmes.

iii. Records must be maintained for one year after personnel are no longer assigned duties at the LNG plant.

Schedule – 1F

13.0 Fire Prevention, Leak Detection, Fire Fighting Facilities

13.1 General

i. Fire protection shall be provided for all LNG facilities. The extent of such protection shall be determined by an evaluation based upon sound fire protection engineering principles, analysis of local conditions, hazards within the facility and exposure to or from other property. The evaluation shall determine as a minimum:

ii. The type, quantity and location of equipment necessary for the detection and control of fires, leaks and spills of LNG, flammable refrigerants or flammable gases all potential fires non process and electrical fires.

iii. The methods necessary for protection of the equipment and structures from the effects of the fire exposure.

iv. The equipment's and process systems to be operated with the emergency shutdown (ESD) system.

v. The type and location of sensors necessary for automatic operation of the emergency shutdown (ESD) systems or its subsystems.

vi. The availability and duties of individual plant personnel and the availability of external response personnel operating an emergency.

vii. The protective equipment and special training necessary by the individual plant personnel for their respective emergency duties.

viii. The detailed procedure manual shall be prepared to cover the potential emergency conditions. Such procedure shall include but not necessarily be limited to the followings:

a) Shutdown or isolation of various equipment in full or partial and other applicable steps to ensure that the escape of gas or liquid is promptly cut off or reduced as much as possible.

b) Use of fire protection facilities.

c) Notification of public authorities.

d) First aid and

e) Duties of personnel.

f) Communication procedure in case of emergency.

ix. All personnel shall be trained in their respective duties contained in the emergency manual. Those personnel responsible for the use of fire protection or other prime emergency equipment shall be trained in the use of equipment. Refresher training of personnel shall be conducted at least on annual basis.

x. The planning of effective fire control measures be co-ordinated with the authority having jurisdiction and emergency handling agencies such as fire and police departments who are expected to respond to such emergencies.

13.2 Fire proofing

i. Fire proofing shall be used to protect equipment, typically: ESD valves, safety critical control equipment, vessels containing quantities of liquid hydrocarbon and structural supports, which

IndiaCode

on failure would escalation the incident and/or endanger the activities of emergency response personnel. Equipment which can receive thermal radiation, in excess of that defined below for a sufficient period to cause failure shall be provided with fire proofing protection. The fire proofing shall provide protection for the duration of the hazard event but shall as a minimum provide 90 min protection.

EQUIPMENT INSIDE BOUNDARY	**MAXIMUM THERMAL RADIATION FLUX** (kW/m^2)
Concrete outer surface of adjacent storage tanks	32
Metal outer surface of adjacent storage tanks	15
The outer surfaces of adjacent pressure storage vessels and process facilities	15
Control rooms, Maintenance workshops, laboratories, warehouses etc.	8
Administrative buildings	5

ii. Fire protection in the form of insulation or water deluge shall be provided for pressure vessels, which can receive thermal radiation fluxes in excess of that defined in Annex A, to prevent such vessels failing and releasing superheated liquid, which can result in a BLEVE.

iii. It shall be recognised that pressure vessels subject to radiation from a major incident such as an LNG tank fire shall require protection for much more than 90 min. Protection for long duration incidents may not be achieved by insulation and a water deluge system is required.

iv. The calculation of water deluge, insulation for fire protection of structures, etc. as protection against fires shall be performed for the fluid which gives rise to the highest radiation flux.

v. Fire proofing should be designed and executed in accordance with GAP 2.5.1 or API 2218 or equivalent standards.

13.3 Leak detection

i. Systems shall be provided to detect possible accidental events i.e. spillage, leakage, smoke, fire etc. which could occur in the plant.

ii. The arrangement of detectors shall be such as to always provide redundancy and to prevent false and spurious alarms. Voting technique arrangement may be used. Events may include:

a) Earthquake - Where applicable seismic acceleration monitoring shall be provided, giving signals to automatically initiate the plant shutdown when the earthquake reaches a pre-defined level. This pre-defined level is chosen by the operator.

b) LNG spillage, gas leakage, flame and smoke.

These detection systems are intended to rapidly and reliably detect any LNG spillage or flammable gas leakage and any fire condition in the plant.

Continuously operating detection systems shall be installed at every location, outdoors and indoors, where leaks are credible.

iii. Manual call points shall be provided in the hazardous plant areas, typically those plant areas covered by flame and/or combustible gas detectors, and provided on likely escape routes from these areas.

13.4 Active Protection

The active protection includes:

i. fire water system i.e. mains network with hydrants and monitors;

ii. spraying systems;

iii. water curtains;

iv. foam generators;

v. fixed dry chemical powder systems;

vi. fire fighting vehicle(s);

vii. Portable/mobile fire extinguishers.

13.4.1 Fire water system

i. Water has particular uses on an LNG plant. However, LNG pool fires are neither controlled nor extinguished by water. Application of water on a liquid surface will increase the vapour formation rate thus increasing the burning rate with negative consequences on fire control. In an LNG plant, under fire conditions, water may be used in great quantities for cooling storage tanks, equipment and structures which are subject to flame impingement or heat radiation due to a fire. As a result, the risk of escalation of the fire and deterioration of equipment can be reduced by early and concentrated cooling.

ii. Plant surface water and fire water drainage systems and LNG spill collection systems shall be designed to minimize the possibility of fire water increasing the vaporization rate of any LNG spill. This may be achieved by plant area and fire water systems segregation. In the event that firewater run–off is contaminated provision shall be made to prevent the pollution of natural water-courses.

iii. Fire water networks shall be provided around all sections of the plant. Water supply systems shall be designed in independent sections so that in case of maintenance or damage of a section the water supply to other sections is not interrupted. Both fire pumps should not discharge to the network through a single header.

iv. All these networks, including fire hydrants shall be maintained primed under a minimum pressure of at least 7.0 kg/cm2 at hydraulically farthest point by means of jockey pumps or an elevated tank. Special provisions shall be taken to avoid any damage due to freezing etc.

v. Water supply systems shall be able to provide, at fire fighting system operating pressure, a water flow not less than that required by the fire fighting systems as per design plus an allowance of 100 l/s for hand hoses. The fire water supply shall be sufficient to address this incident, but shall not be less than 4 hour.

vi. Number of pumps, Capacity of pumps, type of drive of pumps (diesel engine or motor driven) and stand by requirements of pumps shall be in worked out on the basis of single major fire at LNG Terminal and Jetty each. In case of combined fire fighting facilities, the design shall consider simultaneous major fires at jetty and LNG terminal.

vii. The fire fighting system shall be designed to handle the largest risk for 4 hours. In case of combined facilities, it shall be based on double risk i.e. one largest risk at LNG Terminal and Jetty each.

viii. The water storage capacity of 4 hours shall be based on the design discharge capacity of fire water pumps.

ix. LNG plants (particularly impounding basins) shall be equipped with drainage systems capable of draining the volumes of water generated by these systems.

x. The maximum fire water flow rate at the LNG jetty irrespective of the LNG carrier size and LNG unloading rate, shall be calculated based on following :

a) Two tower monitors shall be provided @ 1500 GPM.

b) Two Jumbo curtain nozzles shall be provided at the front side of jetty head between LNG carrier and jetty head having application rate of 70 lpm/meter run of the jetty.

c) Fire Protection of jetty manifold, drain, vessels @of 10.2 lpm/m^2.

d) Supplementary hose requirement of 144 M^3/hr.

13.4.2 Spraying system

i. The importance of cooling each equipment item and the amount of water required shall depend on the hazard assessment.

ii. Where required, spraying systems shall distribute the water flow evenly onto the exposed surfaces. In this way equipment subjected to radiation shall not reach unacceptably high local temperatures.

iii. Recirculation of used water may be considered where practicable and shall depend on its ability to remove the transferred heat in a fire of long duration while keeping the integrity and working ability of the unit. Precautions should also be taken to ensure that flammable materials are not returned with the re-circulated water.

iv. The calculation of the incident water flow on each unit shall be carried out on basis of received radiation flux for each scenario using appropriate validated models in order to limit the surface temperature consistent with the integrity of the structure.

v. For the LNG storage tanks, water sprays shall be provided on the tank shell including the roof and the appurtenances on the tank. For single containment tanks, water application rate for the tank roof and walls shall be calculated using method detailed in Appendix 5 of IP Model Code of Safe Practice Part 9 of NFPA 15. The water application rate on the appurtenances shall be 10.2 lpm / m2 as per this code. For double/full containment tanks, the water application rate for the tank roof/ outer shell shall be 3 lpm / m2. No cooling is required for cooling the outer shell of tanks having concrete outer tank .

vi. The water densities applicable to other equipment shall be as follows:

a) Vessels, structural members piping & valves manifolds: 10.2 lpm / m^2

b) Pumps : 20.4 lpm / m^2

vii. The deluge valves on the water spray systems on the tanks as well as the pumps, compressors, vessels etc. shall be actuated automatically through a fire detection system installed around the facilities with provisions of manual actuation from Control Room or locally at site.

13.4.3 Water curtains

13.4.3.1 General

i. Water curtains may be used to mitigate gas releases and protect against radiant heat.

ii. The aim of a water curtain system is to rapidly lower the gas concentration of an LNG vapour cloud in order to attain the lower flammability limit of gas in air.

iii. Water curtains transfer heat to the cold natural gas cloud through contact between LNG vapours and water droplets.

iv. In addition water curtains entrain large volumes of air that transfer additional heat, dilute the LNG vapour cloud, thus enhance its buoyancy thus facilitating its dispersion.

v. The effectiveness of a water curtain is reduced as the wind speed increases, but natural dispersion is increased at high wind velocities.

vi. Effective performance of water curtains is dependent on many different conditions, i.e. nozzle type, water pressure, nozzle location, nozzle spacing.

vii. Water curtains are known to mitigate heat radiation and gas cloud dispersion incidents. However they cannot be relied upon as the primary means of protection.

13.4.3.2 Characteristics and location

i. Water curtains shall be positioned as per the hazard assessment.

ii. Water curtains can be located as close as possible to the area of possible spill and concentration of LNG taking into account plant requirements. The possibility of water curtain droplets entering the impounding areas should be minimised in order to avoid an increase in the LNG evaporation rate.

iii. Water curtains may be positioned around the impounding areas. In this way they act as a barrier for cold natural gas clouds originating from LNG leaks.

iv. Nozzle spacing should follow vendors' recommendations.

13.4.4 Foam generation

i. Fire fighting foams can be used to reduce the heat radiation from LNG pool fires and aid safer gas dispersion in the event that the leak does not ignite. The extent of their use will depend on the hazard assessment.

ii. Foam generators shall be specifically designed to operate when engulfed in an LNG fire, unless the design of the system is such that the generator is protected from excessive heat flux. The design of the system shall prevent water in a liquid form from entering the impounding area.

iii. Foam to be used shall be dry powder compatible and proven suitable with LNG fires in accordance with EN 12065. Typical expansion ratios should be in the order of 500:1.

iv. LNG impounding basins or areas should be fitted with fixed foam generators to enable rapid response and remote activation.

v. The volume of foam flow for LNG impounding basins or areas shall be determined in accordance with EN 12065 in order to reduce heat radiation, taking into account the possible failure of one generator and also the destruction rate of the foam due to fire. A foam retention device may be placed around the impounding basin or area where there is a risk of foam loss due to wind.

vi. Foam agent reserves shall be situated in a place sheltered from heat radiation (from fire and solar). The foam agent storage capacity (Q) shall be at least equal to the sum of the following quantities:

$$Q = Q\ 1+Q2+Q3$$

Where

$$Q_1 = t \times r \times S$$

t is the foam agent procurement time (hours), (with a ceiling at 48 h);

r is the foam agent destruction rate (metres/hour) (for example r = 0,11 m/h);

$$Q = Q\ 1+ Q2+Q3$$

Where

$$Q1 = t \times r \times S$$

t is the foam agent procurement time (hours), (with a ceiling at 48 h);

r is the foam agent destruction rate (metres/hour) (for example r = 0,11 m/h);

S is the largest area to be covered (square meters);

Q2 is the quantity necessary for periodic foam system tests. In the absence of other information, operation of the foam agent pumps at the maximum flow rate for 15 min is to be taken for determining this quantity;

Q3 is the quantity necessary for first layer build-up

13.4.5 Portable foam equipment

The requirement for portable foam equipment shall be defined by the Hazard Assessment, when provided, portable foam – generating equipment connected to the firewater supply shall be equipped with enough hose to reach the most distant hazard they are expected to protect.

13.5 LNG fire extinguishing with dry powder

13.5.1 General

i. Equipment for LNG fire fighting shall be in accordance with relevant codes and/or standards. The recommended extinguishing medium for LNG fires is dry powder.

ii. To extinguish a burning pool of LNG, dry powder shall be applied above the surface of the liquid without allowing the powder to impinge and agitate the surface.

iii. Agitation of the liquid surface will increase the burning rate due to the increase in vapour formation instead of extinguishing the fire.

iv. To achieve optimum results in extinguishing an LNG fire, the fire's total area shall be covered immediately and all at once. Otherwise residual flames of LNG pool sectors can rapidly re-ignite gas emanating from the extinguished sectors. In addition, provisions shall be taken to cool any structure surfaces which could re-ignite the gas.

v. Enough quantity of powder to allow a second shot in case of a re-ignition.

13.5.2 Types of dry powder

The dry powder shall be proven suitable for gas fire extinguishing; foam compatibility shall be in accordance with EN 12065.

13.5.3 Location of dry powder systems

Dry powder systems should be installed in an LNG plant near points of possible LNG and hydrocarbon leakage with regard to the hazard assessment and typically near the following units:

i. loading/unloading areas as per EN 1532 ;

ii. LNG pumps;

iii. ESD valves;

iv. tail pipes of tank PSV (fixed systems) alternatively nitrogen stuffing systems may be used.

13.5.4 Portable/mobile fire extinguishers

i. The following types of extinguishers are foreseen:

a) foam type extinguishers in area where oil may be present (compressors building, hydraulic unit of transfer arms at the jetty);

b) carbon dioxide type extinguishers in electrical and instrumentation buildings;

c) dry chemical powder extinguishers in process areas.

ii. The fire extinguishers shall comply with the requirements of the local regulations.

iii. These extinguishers are installed in the critical locations along the circulation paths and/or platforms. Their position shall be on a recognised escape path from the identified hazard they are installed to mitigate.

13.5.5 Fire fighting vehicle

i. Where external LNG experienced assistance in case of emergency is not available the plant shall be equipped with at least one fire fighting vehicle to give the required response in case of emergency.

ii. This fire fighting vehicle will be fitted with:

a) foam system suitable for the anticipated type of fire;

IndiaCode

b) dry chemical powder

iii. Fireman protective clothing suitable for LNG service (splash and fire) shall be provided.

iv. The vehicle shall be sufficiently equipped and manned to provide emergency response whilst waiting for off- site support.

13.6 Other requirements

13.6.1 Provisions to minimise hazards in buildings

i. This is achieved by maintaining a continuous positive pressure ventilation in the electrical and instrumentation rooms of the buildings located inside the process areas.

ii. In case of gas detection in the process areas, the operators in the control rooms have the possibility to shutdown remotely the HVAC of the affected buildings.

iii. In case of gas detection at the building air inlet, the external fans are tripped and the louvers closed in order to prevent any gas entrance in the electrical and instrumentation rooms where a risk of ignition exists.

13.6.2 Fire cabinets / hoses boxes

i. An accessible supply of fire fighting equipment shall be located where hydrants are intended for use by either plant personnel or the local fire brigade.

ii. Equipment shall be stored in cabinets which are:

a) clearly identifiable

b) provided with means to securely store equipment;

c) suitably constructed and protected for the plant local environment;

d) naturally ventilated;

e) located so that personnel can gain access from a safe area.

iii. Where provide cabinets and their required contents should be approved by the local fire authority. As a minimum each cabinet should be equipped with:

a) two adjustable mist/solid stream nozzles:

b) one hydrant spanner;

c) four coupling spanners;

d) two hose coupling gaskets;

e) four x 15 m lengths of fire hose;

f) a weatherproof list of contents.

Schedule – 1G

14.0 Safety Management System

14.1 The organization should establish a safety management system which shall be an integral part of the overall management system. Safety Management System (SMS) should be based on PDCA (Plan, Do, Check and Act) cycle which comprises of:

i) Policy setting – includes policy, corporate acceptance of responsibility, objectives, requirements, strategies;

ii) Organization – includes structure, accountability and safety culture, involvement of the workforce, systems for performing risk assessment;

iii) Planning and execution – includes operational standards and procedures for controlling risks, permit to work, competence and training, selection & control over contractors, management of change, planning & control for emergencies and occupational health;

IndiaCode

iv) Measuring and evaluating – includes active monitoring, recording and investigation of incidents / accidents, auditing, handling of non-conformities;

v) Continuous improvement – includes review and application of the lessons learnt. Safety management system should not degenerate into a paper exercise only, conducted solely to meet regulatory requirements.

14.2 Elements of Safety Management system

Safety management system should include at least the following basic elements:

i) **Safety Organization**- Leadership and Management Commitment should be clearly visible in the SMS. Management should develop and endorse a written description of the company's safety and environmental policies and organizational structure that define responsibilities, authorities, and lines of communication required to implement the management programme. Management should review the safety and environmental management programme to determine if it continues to be suitable, adequate and effective at predetermined frequency. The management review should address the possible need for changes to policy, objectives, and other elements of the programme in light of programme audit results, changing circumstances and the commitment to continual improvement. Observations, conclusions and recommendations of management review should be documented.

ii) **Safety Information**- Comprehensive safety and environmental information for the facility, which include documentation on process, mechanical and facility design, should be developed and maintained throughout the life of the facility.

iii) **Process Hazard Analysis**-The purpose of Process Hazard Analysis (PHA) is to minimise the likelihood of the occurrence and the consequences of a dangerous substance release by identifying, evaluating and controlling the events that could lead to the release. Process hazards analysis should be performed for any facility to identify, evaluate, and reduce the likelihood and/or minimize the consequences of uncontrolled releases and other safety or environmental incidents. Human factors should also be considered in this analysis.

The process hazard analysis should be updated and revalidated by a team, having requisite back ground, at least every 5 years after the completion of initial process hazard analysis. Recommendations resulting from the PHA should be completed before start-up for a new process or facility, or modification in existing facility.

iv) **Operating Procedures**- Written down operating procedures shall be available describing tasks to be performed, data to be recorded, operating conditions to be maintained, samples to be collected and safety and health precautions to be taken for safe operation. Operating procedures should be based on process safety information so that all known hazards are taken care of. The human factors associated with format, content, and intended use should be considered to minimize the likelihood of procedural error.

The operating procedures shall provide plant specific instructions on what steps to be taken or followed while carrying out Startup, Normal operation, Temporary operation, Normal shut-down and Emergency operation and shut-down.

Manuals of operating procedures shall be made available to the employees. Training shall be imparted to the operators on operating procedures and should be certified as competent.

All the documents in operating plan shall be controlled and amended with due authorisation. Whenever new document has been prescribed, all the old documents shall be destroyed.

When changes are made in facilities, operating procedures should be reviewed as part of the management of change procedure. In addition, operating procedures should be reviewed periodically to verify that they reflect current and actual operating practices. Operating manuals should be certified as updated by authorized / competent person every year.

v) **Safe Work Practices** - The entity shall maintain procedures that address safe work practices to ensure the safe conduct of operating, maintenance, and emergency response activities and the control of materials that impact safety. These safe work practices may apply to multiple locations

and will normally be in written form (safety manual, safety standards, work rules, etc.) but site-specific work practices shall be prepared and followed. In cases where an employee believes that following a procedure will cause an unsafe condition, one shall have authority to stop work and get permission to deviate. Deviations should be documented for future analysis.

vi) **Training-** The training programme shall establish and implement programmes so that all personnel are trained to work safely and are aware of environmental considerations, in accordance with their duties and responsibilities.

Training shall address the operating procedures, the safe work practices, and the emergency response and control measures. Any change in facilities that requires new or modification of existing operating procedures may require training for the safe implementation of those procedures. Training should be provided by qualified instructors and documented.

The training provided to contract personnel should include applicable site-specific safety and environmental procedures and rules pertaining to the facility and the applicable provisions of emergency action plans.

The entity should verify contractor training utilizing a variety of methods, which may include audits of the contractor's environmental, health and safety training programmes; and operator observation of contractor work performance.

vii) **Management of Change (MOC)** -There should be procedures to identify and control hazards associated with change and to maintain the accuracy of safety information. For each MOC, the operator shall identify the potential risks associated with the change and any required approvals prior to the introduction of such changes. The types of changes that a MOC procedure addresses shall include:

a) technical,

b) physical,

c) procedural, and

d) organizational.

This procedure shall consider permanent or temporary changes. The process shall incorporate planning for the effects of the change for each of these situations. These procedures should cover the following:

a) The process and mechanical design basis for the proposed change.

b) An analysis of the safety, health, and environmental considerations involved in the proposed change, including, as appropriate, a hazards analysis.

c) The necessary revisions of the operating procedures, safe work practices, and training programme.

d) Communication of the proposed change and the consequences of that change to appropriate personnel.

e) The necessary revisions of the safety and environmental information.

f) The duration of the change, if temporary.

g) Required authorizations to effect the change.

viii) **Contractors -**When selecting contractors, operators should obtain and evaluate information regarding a contractor's safety and environmental management policies and practices, and performance thereunder, and the contractor's procedures for selecting sub-contractors. The entity shall communicate their safety and environmental management system expectations to contractors and identify any specific safety or environmental management requirements they have for contractors.

Interfacing of SMS of various entities (operator, contractor / service provider, subcontractor and third-party) should be ensured through a well written bridging document. Entity shall document the clear roles and responsibilities with its contractors.

ix) **Assurance of quality and mechanical integrity of critical equipment**- Procedures in place should be implemented so that critical equipment for any facility is designed, fabricated, installed, tested, inspected, monitored, and maintained in a manner consistent with appropriate service requirements, manufacturer's recommendations or industry standards. Entity shall maintain inspection and testing procedures for safety-related equipment. Human factors should be considered, particularly regarding equipment accessibility for operation, maintenance and testing.

x) **Pre-startup Safety Review-**Before a new or modified unit is started, a systematic check should be made to ensure that the construction and equipment are in accordance with specifications; operating procedures have been reviewed; hazards analysis recommendations have been considered, addressed and implemented; and personnel have been trained. It should be ensured that programmes to address management of change are in place.

xi) **Permit to Work (PTW) System-** PTW system is a formal written system used to control certain types of work which are identified as potentially hazardous. Essential features of permit-to-work systems are:

a) clear identification of who may authorize particular jobs (and any limits to their authority) and who is responsible for specifying the necessary precautions;

b) training and instruction in the issue, use and closure of permits;

c) monitoring and auditing to ensure that the system works as intended;

d) clear identification of the types of work considered hazardous;

e) clear and standardized identification of tasks, risk assessments, permitted task duration and supplemental or simultaneous activity and control measures.

xii) **Emergency Planning and Response-** A comprehensive Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP) shall be developed in accordance to the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Regulations, 2010. The copies of the ERDMP for the LNG facilities including jetty shall be maintained at each installation. The emergency response planning shall have clear written procedures for expected actions during anticipated emergencies. Emergency response plan shall include operational and procedural requirements for various emergency scenarios that are relevant for the installation.

The emergency procedures shall include, at a minimum, emergencies that are anticipated from an operating malfunction, structural collapse of part of the LNG plant, personnel error, forces of nature, and activities carried on adjacent to the plant.

i. The emergency procedures shall include but not be limited to procedures for responding to controllable emergencies, including the following:

a. The notifying of personnel

b. The use of equipment that is appropriate for handling of the emergency

c. The shutdown or isolation of various portions of the equipment

d. Other steps to ensure that the escape of gas or liquid is promptly cut off or reduced as much as possible

ii. The emergency procedures shall include procedures for recognizing an uncontrollable emergency and for taking action to achieve the following:

a. Minimize harm to the personnel at the LNG plant and to the public

b. Provide prompt notification of the emergency to the appropriate local officials, including the possible need to evacuate persons from the vicinity of the LNG plant

iii. The emergency procedures shall include procedures for coordinating with local officials in the preparation of an emergency evacuation plan that sets forth the steps necessary to protect the public in the event of an emergency, including the following:

a. Quantity and location of fire equipment throughout the LNG plant

b. Potential hazards at the LNG plant

c. Communication and emergency-control capabilities at the LNG plant

d. Status of each emergency

xiii) **Incident Investigation and Analysis**- Procedures for investigation of all incidents as per the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Regulations, 2010 shall be developed. Incident investigations should be initiated as promptly as possible, considering the necessity of securing the incident scene and protecting people and the environment. The intent of the investigation should be to learn from the incident and help prevent similar incidents. A corrective action programme should be established based on the findings of the investigation to prevent recurrence.

xiv) **Compliance Audit**- Safety Audits are the periodic examination of the functioning of safety system. It gives an idea about how effectively the safety system is implemented and how they are being accomplished. It is the feed back mechanism that provides management with the status and measurement of effectiveness of the various safety system elements and activities and leads to the appropriate control over these efforts.

The audit programme and procedures should cover:

a) The activities and areas to be considered in audits

b) The frequency of audits

c) The audit team

d) How audits will be conducted

e) Audit Reporting

The findings and conclusions of the audit should be provided to the management. Management should establish a system to determine and document the appropriate response to the findings and to assure satisfactory resolution. The audit report should be retained at least until the completion of the next audit.

14.3 List of Standards and References referred to in Schedule 1 shall be as given in Annexure III.

ANNEXURE I

Requirements for LNG Installations using ASME Containers for stationary applications

1.0 Scope

1.1 This chapter provides requirements for the installation, design, fabrication, and siting of LNG installations using containers of 379 m^3 capacity and less constructed in accordance with the ASME *Boiler and Pressure Vessel Code or Gas Cylinder Rules* for vehicle fueling and commercial and industrial applications.

1.2 The maximum aggregate storage capacity shall be 1060 m^3.

2.0 General Requirements.

2.1 Site preparation shall include provisions for retention of spilled LNG, within the limits of plant property, and for surface water drainage.

2.2 All-weather accessibility to the site for emergency services equipment shall be provided.

2.3 Storage and transfer equipment at unattended facilities shall be secured to prevent tampering.

IndiaCode

2.4 Operating instructions identifying the location and operation of emergency controls shall be posted conspicuously in the facility area.

2.5 Designers, fabricators, and constructors of LNG facility equipment shall be competent in the design, fabrication, and construction of LNG containers, cryogenic equipment, piping systems, fire protection equipment, and other components of the facility.

2.6 Supervision shall be provided for the fabrication, construction, and acceptance tests of facility components necessary to ensure that facilities are in compliance with this standard.

2.7 Facilities transferring LNG during the night shall have adequate lighting at the transfer area as specified in clause 8.9.1of Schedule 1 B.

2.8 The maximum allowable working pressure shall be specified for all pressure-containing components.

3.0 Containers

3.1 All piping that is a part of an LNG container, including piping between the inner and outer containers, shall be in accordance with either Section VIII of the ASME *Boiler and Pressure Vessel Code*, or ASME B 31.3, *Process Piping*.

3.2 Internal piping between the inner tank and the outer tank and within the insulation space shall be designed for the maximum allowable working pressure of the inner tank, with allowance for thermal stresses.

3.3 Bellows shall not be permitted within the insulation space.

3.4 Containers shall be double-walled, with the inner tank holding LNG surrounded by insulation contained within the outer tank.

3.5 The inner tank shall be of welded construction and in accordance with the ASME *Boiler and Pressure Vessel Code*, Section VIII, or Static and Mobile Pressure Vessels Rules and shall be stamped and certified.

3.6 The inner tank supports shall be designed for shipping, seismic, and operating loads.

3.7 The support system to accommodate the expansion and contraction of the inner tank shall be designed so that the resulting stresses imparted to the inner and outer tanks are within allowable limits as per design.

3.8 The outer tank shall be of welded construction using any of the following materials:

i. Any of the carbon steels in Section VIII, Part UCS of the ASME *Boiler and Pressure Vessel Code or equivalent* at temperatures at or above the minimum allowable use temperature in Table 1A of the ASME *Boiler and Pressure Vessel Code*, Section II, Part D.

ii. Materials with a melting point below 1093°C where the container is buried or mounded.

3.9 Where vacuum insulation is used, the outer tank shall be designed by either of the following:

i. The ASME *Boiler and Pressure Vessel Code*, Section VIII, Parts UG- 28, -29, -30, and -33 or equivalent, using an external pressure of not less than 15 psi (100 kPa) .

ii. The CGA 341, *Standard for Insulated Cargo Tank Specification for Cryogenic Liquids.*

3.10 Heads and spherical outer tanks that are formed in segments and assembled by welding shall be designed in accordance with the ASME *Boiler and Pressure Vessel Code*, Section VIII, Parts UG-28, -29, -30, and -33 or equivalent, using an external pressure of 15 psi (100 kPa).

3.11 The outer tank shall be equipped with a relief device or other device to release internal pressure.

i. **3.11.1** The discharge area shall be at least 0.0034 cm^2/kg of the water capacity of the inner tank, but the area shall not exceed 2000 cm2.

ii. **3.11.2** The relief device shall function at a pressure not exceeding the internal design pressure of the outer tank, the external design pressure of the inner tank, or 25 psi (172 kPa), whichever is less.

3.12 Thermal barriers shall be provided to prevent the outer tank from falling below its design temperature.

3.13 Seismic Design.

3.13.1 Shop-built containers designed and constructed in accordance with the ASME *Boiler and Pressure Vessel Code or equivalent*, and their support systems, shall be designed for the dynamic forces associated with horizontal and vertical accelerations as follows:

$V = Zc \times W$ for horizontal force

$P = 2/3 \times Zc \times W$ for vertical force

where:

Zc = the seismic coefficient equal to 0. 60 S_{DS}

S_{DS} = the maximum design spectral acceleration determined in accordance with the non building structures provisions of the *NEHRP Recommended Provisions for Seismic Regulation for New Buildings and Other Structures*, using an importance factor, *I*, of 1.0, for the site class most representative of the site conditions where the LNG facility is located

W = the total weight of the container and its contents

3.13.2 Usage.

i. The method of design described in 3.13.1 shall be used only where the natural period *T* of the shop-built container and its supporting system is less than 0.06 second.

ii. If the natural period *T* is 0.6 or greater, than seismic design provisions of IS 1893 shall apply.

3.13.3 The container and its supports shall be designed for the resultant seismic forces in combination with the operating loads, using the allowable stresses increase shown in the code or standard used to design the container or its supports.

3.14 Each container shall be identified by the attachment of a nameplate(s) in an accessible location marked with the following:

i. Manufacturer's name and date built

ii. Nominal liquid capacity

iii. Design pressure at the top of the container

iv. Maximum permitted liquid density

v. Maximum filling level

vi. Minimum design temperature

3.15 All penetrations of storage containers shall be identified.

4.0 Container Filling

Containers designed to operate at a pressure in excess of 15 psi (100 kPa) shall be equipped with a device(s) that prevents the container from becoming liquid full or from covering the inlet of the relief device(s) with liquid when the pressure in the container reaches the set pressure of the relieving device(s) under all conditions.

5.0 Container Foundations and Supports

5.1 LNG container foundations shall be designed and constructed in accordance with *NFPA 5000, Building Construction and Safety Code or equivalent*.

5.2 The design of saddles and legs shall including shipping loads, erection loads, wind loads, and thermal loads.

5.3 Foundations and supports shall have a fire resistance rating of not less than 2 hours and shall be resistant to dislodgement by hose streams.

5.4 LNG storage containers installed in an area subject to flooding shall be secured to prevent the release of LNG or flotation of the container in the event of a flood.

IndiaCode

6.0 Container Installation

6.1 LNG containers of 3.8 m^3 and smaller shall be located as follows:

i. 0.47 m^3 or less, zero m from buildings and the line of adjoining property.

ii. 3.8 m^3 or less, 3.0 m from buildings and the line of adjoining property.

6.2 Minimum Distance

6.2.1 The minimum distance from edge of impoundment or container drainage system serving aboveground and mounded containers larger than 3.8 m^3 to buildings and property lines that can be built upon and between containers shall be in accordance with Table 1.

Table 1- Distances from Impoundment Areas to Property Lines That Can be Built Upon

Container Water Capacity	**Minimum Distance from Edge of Impoundment or Container Drainage System to Property Lines that can be Built Upon**	**Minimum Distance Between Storage Containers**
m^3	**m**	**m**
3.8–7.6	4.6	1.5
7.6–56.8	7.6	1.5
56.8–114	15	1.5
114–265	23	1/4 of the sum of the diameters of adjacent containers [1.5 m minimum]
>265 and upto 379	0.7 times the container diameter [30 m minimum]	

6.2.2 The distance from edge of impoundment or container drainage system to buildings to buildings or walls of concrete or masonry construction shall be reduced from the distance in Table 1 with the approval of the authority having jurisdiction with a minimum of 3 m.

6.3 Underground LNG tanks shall be installed in accordance with Table 2.

Table 2 Spacing of Underground LNG Containers

Container Water Capacity (gal)	**Minimum Distance from Buildings and the Adjoining Property Line That can be Built Upon (m)**	**Distance Between Containers (m)**
< 57	4.6	4.6
57 – ≤114	7.6	4.6
>114 and upto 379	12	4.6

6.4 Buried and underground containers shall be provided with means to prevent the 0°C isotherm from penetrating the soil.

6.5 Where heating systems are used, they shall be installed such that any heating element or temperature sensor used for control can be replaced.

IndiaCode

6.6 All buried or mounded components in contact with the soil shall be constructed from material resistant to soil corrosion or protected to minimize corrosion.

6.7 A clear space of at least 0.9 m shall be provided for access to all isolation valves serving multiple containers.

6.8 LNG containers of greater than 0.5 m3 capacity shall not be located in buildings.

6.9 Points of transfer shall be located not less than 7.6 m from the following:

i. the nearest important building not associated with the LNG facility

ii. the line of adjoining property that can be built upon

6.10 LNG tanks and their associated equipment shall not be located where exposed to failure of overhead electric power lines operating at over 600 volts.

7.0 Automatic Product Retention Valves

7.1 All liquid and vapor connections, except relief valve and instrument connections, shall be equipped with automatic failsafe product retention valves.

7.2 Automatic valves shall be designed to close on the occurrence of any of the following conditions:

i. Fire detection or exposure

ii. Uncontrolled flow of LNG from the container

iii. Manual operation from a local and remote location

7.3 Connections used only for flow into the container shall be equipped with either two backflow valves, in series, or a product retention valve.

7.4 Appurtenances shall be installed as close to the container as practical so that a break resulting from external strain shall occur on the piping side of the appurtenance while maintaining intact the valve and piping on the container side of the appurtenance.

8.0 LNG Spill Containment

8.1 Impoundment (dikes), topography, or other methods to direct LNG spills to a safe location and to prevent LNG spills from entering water drains, sewers, waterways, or any closed-top channel shall be used.

8.2 Flammable liquid storage tanks shall not be located within an LNG container impoundment area.

8.3 Impounding areas serving aboveground and mounded LNG containers shall have a minimum volumetric holding capacity including any useful holding capacity of the drainage area and with allowance made for the displacement of snow accumulation, other containers, and equipment, in accordance with the following:

i. Where containers in the dike area are constructed or protected to prevent failure from spilled LNG and fire in the dike, the minimum holding of the dike shall be the volume of the largest container in the dike.

ii. Where containers in the dike area not are constructed or protected to prevent failure from spilled LNG and fire in the dike, the minimum holding of the dike shall be the volume of the largest container in the dike.

8.4 Impounding areas shall be designed or equipped to clear rain or other water.

8.4.1 Where automatically controlled sump pumps are used, they shall be equipped with an automatic cutoff device that prevents their operation when exposed to LNG temperatures.

8.4.2 Piping, valves, and fittings whose failure could allow liquid to escape from the impounding area shall be designed to withstand continuous exposure to the temperature of LNG.

IndiaCode

8.4.3 Where gravity drainage is employed for water removal, the gravity draining system shall be designed to prevent the escape of LNG by way of the drainage system.

9.0 Inspection

9.1 Prior to initial operation, containers shall be inspected to ensure compliance with the engineering design and material, fabrication, assembly, and test provisions of the chapter.

9.2 Inspectors shall be qualified in accordance with the code or standard applicable to the container and as specified in this standard.

10.0 Factory Testing of LNG Containers

10.1 The outer tank shall be leak tested.

10.2 Container piping shall be tested in accordance with ASME B 31.3, *Process Piping.*

11.0 Shipment of LNG Containers. Containers shall be shipped under a minimum internal pressure of 10 psi (69 kPa) inert gas.

12.0 Field Testing of LNG Containers

12.1 Containers and associated piping shall be leak tested prior to filling with LNG.

12.2 After acceptance tests are completed, there shall be no field welding on the LNG containers.

13.0 Welding on Containers.

13.1 Field welding shall be done on saddle plates or brackets provided for the purpose only.

13.2 Where repairs or modifications incorporating welding are required, they shall comply without the code or standard under which the container was fabricated.

13.3 Retesting by a method appropriate to the repair or modification shall be required only where the repair or modification is of such a nature that a retest actually tests the element affected and is necessary to demonstrate the adequacy of the repair or modification.

14.0 Piping

14.1 All piping that is part of an LNG container and the facility associated with the container for handling cryogenic liquid or flammable fluid shall be in accordance with ASME B 31.3, *Process Piping or equivalent*, and the following:

i. Type F piping, spiral welded piping, and furnace butt-welded steel products shall not be permitted.

ii. All welding or brazing shall be performed by personnel qualified to the requirements of the ASME *Boiler and Pressure Vessel Code*, Section IX or equivalent.

iii. Oxygen-fuel gas welding shall not be permitted.

iv. Brazing filler metal shall have a melting point exceeding 538°C.

v. All piping and tubing shall be austenitic stainless steel for all services below -29°C.

vi. All piping and piping components, except gaskets, seals, and packing, shall have a minimum melting point of 816°C.

vii. Aluminum shall be used only downstream of a product retention valve in vaporiser service.

viii. Compression-type couplings used where they can be subjected to temperatures below -29°C shall meet the requirements of ASME B 31.3, *Process Piping*, Section 315 *or equivalent* .

ix. Stab-in branch connections shall not be permitted.

x. Extended bonnet valves shall be used for all cryogenic liquid service, and they shall be installed so that the bonnet is at an angle of not more than 45 degrees from the upright vertical position.

14.2 The level of inspection of piping shall be specified.

15.0 Container Instrumentation

15.1 General

Instrumentation for LNG facilities shall be designed so that, in the event of power or instrument air failure, the system will go into a failsafe condition that can be maintained until the operators can take action to reactivate or secure the system.

15.2 Level Gauging

LNG containers shall be equipped with liquid level devices as follows:

i. Containers of 3.79 m^3 shall be equipped with two independent liquid level devices.

ii. Containers smaller than 3.79 m3 shall be equipped with either a fixed length dip tube or other level devices.

iii. Containers of 3.79 m3 shall have one liquid level device that provides a continuous level indication ranging from full to empty and shall be maintainable or replaceable without taking the container out of service.

15.3 Pressure Gauging and Control

15.3.1 Each container shall be equipped with a pressure gauge connected to the container at a point above the maximum liquid level that has a permanent mark indicating the maximum allowable working pressure (MAWP) of the container.

15.3.2 Vacuum-jacketed equipment shall be equipped with instruments or connections for checking the pressure in the annular space.

15.3.3 Safety relief valves shall be sized to include conditions resulting from operational upset, vapor displacement, and flash vaporization resulting from pump recirculation and fire.

15.4 Pressure relief valves shall communicate directly with the atmosphere.

15.5 Pressure relief valves shall be sized in accordance with 2.3.6 of these Regulations or CGA S-1.3, Pressure Relief Device Standards — Part 3 — Compressed Gas Storage Containers or as per design standard.

15.6 Inner container pressure relief valves shall have a manual full opening stop valve to isolate it from the container.

15.6.1 The stop valve shall be lockable or sealable in the fully open position.

15.6.2 The installation of pressure relief valves shall allow each relief valve to be isolated individually for testing or maintenance while maintaining the full relief capacities determined in 2.3.6 of these Regulations.

15.6.3 Where only one pressure relief valve is required, either a full-port opening three-way valve used under the pressure relief valve and its required spare or individual valves beneath each pressure relief valve shall be installed.

15.7 Stop valves under individual safety relief valves shall be locked or sealed when opened and shall not be opened or closed except by an authorized person.

15.8 Safety relief valve discharge stacks or vents shall be designed and installed to prevent an accumulation of water, ice, snow, or other foreign matter and, if arranged to discharge directly into the atmosphere, shall discharge vertically upward.

16.0 Fire Protection and Safety. The requirements of Sections 1F of these Regulations shall apply.

17.0 Gas Detectors. An operating portable flammable gas indicator shall be readily available.

18.0 Operations and Maintenance.

IndiaCode

Each facility shall have written operating, maintenance, and training procedures based on experience, knowledge of similar facilities, and conditions under which they will be operated.

18.1 Basic Operations Requirements.

Each facility shall meet the following requirements:

i. Have written procedures covering operation, maintenance, and training

ii. Keep up-to-date drawings of plant equipment, showing all revisions made after installation

iii. Revise the plans and procedures as operating conditions or facility equipment require

iv. Establish a written emergency plan as part of the operations manual

v. Establish liaison with appropriate local authorities such as police, fire department, or municipal works and inform them of the emergency plans and their role in emergency situations

vi. Analyze and document all safety-related malfunctions and incidents for the purpose of determining their causes and preventing the possibility of recurrence

18.2 Operating Procedures Manual

18.2.1 Each facility shall have a written manual of operating procedures, including the following:

i. Conducting a proper startup and shutdown of all components of the facility, including those for an initial startup of the LNG facility that will ensure that all components will operate satisfactorily

ii. Purging and inerting components

iii. Cooling down components

iv. Ensuring that each control system is properly adjusted to operate within its design limits

v. Maintaining the vaporization rate, temperature, and pressure so that the resultant gas is within the design tolerance of the vaporiser and the downstream piping

vi. Determining the existence of any abnormal conditions and indicating the response to these conditions

vii. Ensuring the safety of personnel and property while repairs are carried out whether or not equipment is in operation

viii. Ensuring the safe transfer of hazardous fluids

ix. Ensuring security at the LNG plant

x. Monitoring operation by watching or listening for warning alarms from an attended control center and by conducting inspections on a planned, periodic basis

xi. Monitoring the foundation heating system weekly

18.2.2 The manual shall be accessible to operating and maintenance personnel.

18.2.3 The manual shall be updated when changes in equipment or procedures are made.

18.2.4 The operations manual shall contain procedures to ensure the following:

i. The cooldown of each system of components that is under its control, and that is subjected to cryogenic temperatures, is limited to a rate and distribution pattern that maintains the thermal stresses within the design limits of the system during the cooldown period, having regard to the performance of expansion and contraction devices.

ii. Each facility has procedures to check each cryogenic piping system that is under its control during and after cooldown stabilization for leaks in areas where there are flanges, valves, and seals.

18.2.5 Each operations manual shall include purging procedures that when implemented minimize the presence of a combustible mixture in plant piping or equipment when a system is being placed into or taken out of operation.

18.2.6 The operations manual shall contain procedures for loading or unloading operations applicable to all transfers, including the following.

IndiaCode

i. Written procedures shall cover all transfer operations and shall cover emergency as well as normal operating procedures.

ii. Written procedures shall be kept up-to-date and available to all personnel engaged in transfer operations.

iii. Prior to transfer, gauge readings shall be obtained or inventory established to ensure that the receiving vessel cannot be overfilled.

iv. Levels of the receiving vessel shall be checked during transfer operations.

v. The transfer system shall be checked prior to use to ensure that valves are in the correct position.

vi. Pressure and temperature conditions shall be observed during the transfer operation

18.2.7 Each operations manual for a facility that transfers LNG from or to a cargo tank vehicle or a tank car shall contain procedures for loading or unloading of tank car or tank vehicles, including the following:

i. While tank car or tank vehicle loading or unloading operations are in progress, rail and vehicle traffic shall be prohibited within 25 ft (7.6 m) of LNG facilities or within 50 ft (15 m) of refrigerants whose vapors are heavier than air.

ii. Prior to connecting a tank car, the car shall be checked and the brakes set, the derailer or switch properly positioned, and warning signs or lights placed as required.

iii. The warning signs or lights shall not be removed or reset until the transfer is completed and the car disconnected.

iv. Unless required for transfer operations, truck vehicle engines shall be shut off.

v. Brakes shall be set and wheels checked prior to connecting for unloading or loading.

vi. The engine shall not be started until the truck vehicle has been disconnected and any released vapors have dissipated.

vii. Prior to loading LNG into a tank car or tank vehicle that is not in exclusive LNG service, a test shall be made to determine the oxygen content in the container.

viii. If a tank car or tank vehicle in exclusive LNG service does not contain a positive pressure, it shall be tested for oxygen content.

ix. If the oxygen content in either case exceeds 2 percent by volume, the container shall not be loaded until it has been purged to below 2 percent oxygen by volume.

18.3 Emergency Procedures.

18.3.1 Each facility shall have a written manual of emergency procedures included in the operations manual that shall include the types of emergencies that are anticipated from an operating malfunction, structural collapse of part of the facility, personnel error, forces of nature, and activities carried on adjacent to the facility, including the following:

i. Procedures for responding to controllable emergencies, including notification of personnel and the use of equipment that is appropriate for handling of the emergency and the shutdown or isolation of various portions of the equipment and other applicable steps to ensure

ii. that the escape of gas or liquid is promptly cut off or reduced as much as possible

iii. Procedures for recognizing an uncontrollable emergency and for taking action to ensure that harm to the personnel at the facility and to the public is minimized

iv. Procedures for the prompt notification of the emergency to the appropriate local officials, including the possible need to evacuate persons from the vicinity of the facility

v. Procedures for coordinating with local officials in the preparation of an emergency evacuation plan that sets forth the steps necessary to protect the public in the event of an emergency

18.3.2 When local officials are contacted in an emergency, procedures shall include the method of notification of the following:

IndiaCode

i. The quantity and location of fire equipment throughout the facility

ii. Potential hazards at the facility

iii. Communication and emergency control capabilities of the facility

iv. The status of each emergency

18.3.3 A comprehensive Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP) shall be developed in accordance to the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Regulations, 2010.

18.4 Maintenance

Each facility shall have written maintenance procedures based on experience, knowledge of similar facilities, and conditions under which they will be maintained.

18.4.1 Each facility operator shall carry out periodic inspection, tests, or both, as required on every component and its support system in service in its facility, to verify that it is maintained in accordance with the equipment manufacturer's recommendations and the following:

i. The support system or foundation of each component shall be inspected at least annually to ensure that the support system or foundation is sound.

ii. Each emergency power source at the facility shall be tested monthly to ensure that it is operational and annually to ensure that it is capable of performing at its intended operating capacity.

iii. When a safety device serving a single component is taken out of service for maintenance or repair, the component shall also be taken out of service, except where the safety function is provided by an alternate means.

iv. Where the operation of a component that is taken out of service could cause a hazardous condition, a tag bearing the words "Do Not Operate," or the equivalent thereto, shall be attached to the controls of the component, or the component shall be locked out.

v. Stop valves for isolating pressure or vacuum-relief valves shall be locked or sealed open and shall be operated only by an authorized person.

vi. No more than one pressure or vacuum relief valve stop valve shall be closed at one time on an LNG container.

18.4.2 Maintenance Manual

i. Each facility operator shall prepare a written manual that sets out an inspection and maintenance programme for each component that is used in its facility.

ii. The maintenance manual for facility components shall include the following:

a) The manner of carrying out and the frequency of the inspections and tests as specified in 18.4.1.

b) A description of any other action in addition to those referred to in 18.4.2.ii. a) that is necessary to maintain the facility in accordance with this standard.

c) All procedures to be followed during repairs on a component that is operating while it is being repaired to ensure the safety of persons and property at the facility

iii. Each facility operator shall conduct its maintenance programme in accordance with its written manual for facility components.

18.4.3 Facility Maintenance

i. Each facility operator shall keep the grounds of its facility free from rubbish, debris, and other materials that could present a fire hazard.

ii. Each facility operator shall ensure that the components of its facility are kept free from ice and other foreign materials that could impede their performance.

iii. Each facility operator shall maintain the grassed area of its facility so that it does not create a fire hazard.

iv. All fire-control access routes within an LNG facility shall be maintained and kept unobstructed in all weather conditions.

18.4.4 Repairs that are carried out on components of its facility shall be carried out in a manner that ensures the following:

i. The integrity of the components is maintained, in accordance with this standard.

ii. Components will operate in a safe manner.

iii. The safety of personnel and property during a repair activity is maintained.

18.4.5 Each facility operator shall ensure that a control system that is out of service for 30 days or more is tested prior to returning it to service to ensure that it is in proper working order.

i. Each facility operator shall ensure that the inspections and tests in this section are carried out at the intervals specified.

ii. Control systems that are used seasonally shall be inspected and tested before use each season.

iii. Control systems that are used as part of the fire protection system at the facility shall be inspected and tested in accordance with the applicable fire code.

iv. Relief valves shall be inspected and set point tested at least once every 2 calendar years, with intervals not exceeding 30 months, to ensure that each valve relieves at the proper setting.

v. The external surfaces of LNG storage tanks shall be inspected and tested as set out in the maintenance manual for the following:

a) Inner tank leakage

b) Soundness of insulation

c) Tank foundation heating to ensure that the structural integrity or safety of the tanks is not affected

vi. LNG storage plants and, in particular, the storage container and its foundation shall be externally inspected after each major meteorological disturbance to ensure that the structural integrity of the plant is intact.

18.4.6 Maintenance Records

i. Each facility operator shall maintain a record of the date and type of each maintenance activity performed.

ii. Maintenance records shall be retained for as long as the facility is in service.

18.5 Training

The requirements as given in Schedule 1 E of these Regulations shall apply.

ANNEXURE II

Table - Distance between Blocks/Facilities

(all distance in metre)

Sr no	From / To	1	2	3	4	5	6	7	8
1	Process Units (Regasification Facilities)	Note-1	Note-2	30	90	45	60	60	15
2	Process Control Room (Note –2) (Main Control Room)	Note-2	X	Note-3	90	45	30	30	0
3	LNG Storage Tanks (T-107)	30	Note-3	(D1+D2)/4=42.4	90	30	60	0.7D=59.4	60

4	Flare (Note-4) (Flare for Phase - IIIA)	90	90	90	X	90	90	90	90
5	Bulk Loading LPG (Rail /Road) (LNG Tanker Loading Bay)	45	45	30	90	T6	90	30	30
6	Fire Station / First Aid Center (Main / Supplementary)	60	30	60	90	90	X	12	0
7	Boundary wall around installation	60	30	0.7D=59.4	90	30	12	X	15
8	Electrical Sub Station (For Phase-IIIA & B)	15	0	60	90	30	0	15	X

General Notes to Table ;

i. All distances are in meters. "T" indicates the table number to be referred. "x" means any distance suitable for constructional or operational convenience.

ii. All distances shall be measured between the nearest points on the perimeter of each facility except (i) In case of tank vehicle loading / unloading area where the distance shall be from the center of nearest bay. (ii) The distances given in the brackets ( ) are from the shell of the Heater / Boiler / Furnace / Still.

Specific notes to Table :

Note-1: This shall be 36 meters considering the 6-meter wide road passing through the center. The edge of the road shall not be less than 15 meters away from the edge of the unit.

Note-2: Process control room to Process units / boiler house / heaters the minimum separation distance shall be 30 m. For a control room attached to single process unit or a boiler or a heater, the minimum separation distance shall be 16 m. For Gas processing plants, it shall be minimum 30 meters irrespective of whether it is for one or more units.

Note-3: Shall be 60 m for non-blast construction and 30 m for blast resistant construction.

Note-4: The distances specified are for the elevated flare. For ground flare, these distances shall be 150 m. For Exploration & Production installations, this shall be in line with Oil Mines Regulations.

ANNEXURE III

LIST OF STANDARDS AND REFERENCES

Standard Number	Title of Standard
API 620	Design and Construction of Large Welded Low Pressure Storage Tanks
API 625	Tank Systems for Refrigerated Liquefied Gas Storage
ASME B31.3	Process Piping
CGA 341	Specification For Insulated Cargo Tank For Nonflammable Cryogenic Liquids
EN 14620	Design and manufacture of site built, vertical, cylindrical, flat-bottomed steel tanks for the storage of refrigerated, liquefied gases with operating temperatures between 0°C and

	(-)165°C
NFPA 59A	Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)
NFPA 5000	Building Construction and Safety Code
IS 3043	Code of Practice for Earthing
IS 1893	Criteria for Earthquake Resistant Design of Structures
IS 5571	Guide for selection and installation of electrical equipment in hazardous areas
IS 325	Three-Phase Induction Motors
IS 2309	Protection Of Buildings And Allied Structures Against Lightning - Code Of Practice
IEC 60072	Dimensions and output series for rotating electrical machines
IEC 60079	Explosive Atmospheres
IEC 62271	High-voltage switchgear and controlgear
IEC 62305	Protection against lightning
BS 31	Specification for Steel Conduit and Fittings for Electrical Wiring
GAP 2.5.1	Fireproofing for Hydrocarbon Fire Exposures
API 2218	Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants
NFPA 15	Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection
EN 12065	Installations and Equipment for Liquefied Natural Gas. Testing of foam concentrates designed for generation of medium and high expansion foam and of extinguishing powders used on liquefied natural gas fires
EN 1473	Installation and equipment for liquefied natural gas. Design of onshore installations
EN 12434	Cryogenic vessels. Cryogenic flexible hoses
EN 1532	Installation and Equipment for Liquefied Natural Gas. Ship to Shore Interface
SIGTTO	Society of International Gas Tankers and Terminals Operators
IEC	The International Electrotechnical Commission
IE Rules	Indian Electricity Rules
IP Model code of Safe Practices	Institute of Petroleum Model code of Safe Practices
Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan) Regulations, 2010	
ASME Boiler and Pressure Vessel Code	

VANDANA SHARMA, Secy.

[ADVT.-III/4/Exty./402/17]

Uploaded by Dte. of Printing at Government of India Press, Ring Road, Mayapuri, New Delhi-110064
and Published by the Controller of Publications, Delhi-110054.