



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΧΗΜΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

**ΤΟΜΕΑΣ ΑΝΑΛΥΣΗΣ, ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ & ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΔΙΕΡΓΑΣΙΩΝ &
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ**

**Ανάλυση και αξιολόγηση κινδύνων κατά τη μεταφόρτωση
υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) μεταξύ πλοίων ή
πλοίου και πλωτού τερματικού σταθμού**

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

ΒΑΣΙΛΙΚΗΣ ΛΑΓΟΥ

Επιβλέπουσα Καθηγήτρια: Κροκίδα Μ.
Καθηγήτρια Χημικών Μηχανικών Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2020

(Υπογραφή)

.....

ΛΑΓΟΥ ΒΑΣΙΛΙΚΗ

Διπλωματούχος Χημικός Μηχανικός Ε.Μ.Π.

© 2020 – All rights reserved

Περίληψη

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας αποτελεί η ανάλυση και η αξιολόγηση των κινδύνων που ενδέχεται να προκύψουν κατά την υπεράκτια μεταφόρτωση Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (LNG), ήτοι μεταξύ πλοίων ή πλοίου και πλωτού τερματικού σταθμού.

Στις μέρες μας η ανάπτυξη της τεχνολογίας του LNG θεωρείται ένα από τα πιο σημαντικά βήματα στην αξιοποίηση των παγκόσμιων ενεργειακών πηγών. Πρόκειται για μία μορφή φυσικού αερίου που σε κρυογενικές θερμοκρασίες (-162°C) και ατμοσφαιρικές πιέσεις μετατρέπεται σε υγρό και με αυτόν τον τρόπο μπορεί να μεταφερθούν σημαντικές ποσότητες αυτού μέσω ειδικά κατασκευασμένων πλοίων σε πολύ μεγάλες αποστάσεις και ποσότητες. Οι εθνικοί και διεθνείς κανονισμοί που αφορούν στις επιπτώσεις των θαλάσσιων μεταφορών στο περιβάλλον τείνουν να γίνονται όλο και αυστηρότεροι, με αποτέλεσμα η τάση της χρήσης φυσικού αερίου στα πλοία ως πηγή ενέργειας για την πρόωση να αυξάνεται σημαντικά. Καθώς η ζήτηση του φυσικού αερίου αυξάνεται, η ώθηση για την δημιουργία υπεράκτιων πλωτών μονάδων διαχείρισης του LNG διαρκώς αυξάνεται, δεδομένου και του μικρού κόστους κατασκευής αλλά και του μειωμένου περιβαλλοντικού αποτυπώματος.

Στα πλαίσια της παρούσας μελέτης πραγματοποιείται ανάλυση των κινδύνων που αφορούν στην διαδικασία της μεταφόρτωσης υγροποιημένου φυσικού αερίου μέσω πλοίου μεταφοράς LNG σφαιρικών δεξαμενών και Πλωτού Σταθμού Αποθήκευσης και Επαναεριοποίησης LNG (FSRU) δεξαμενών μεμβράνης. Ειδικότερα, για την ανάπτυξη των πιθανών σεναρίων ατυχημάτων και αντίστοιχα την εκτίμηση των επιπτώσεων επιλέχθηκε ως περιοχή μελέτης μια υποθετική περιοχή στην ΒΑ Ελλάδα. Πιο συγκεκριμένα, η περιοχή αυτή εξετάζεται ως προς τα τρωτά σημεία της που αφορούν τόσο τις δεξαμενές αποθήκευσης, όσο και το σύστημα σωληνώσεων που την αποτελεί. Η εκτίμηση των επιπτώσεων πραγματοποιείται με την βοήθεια του λογισμικού πακέτου ALOHA v.5.4.7. Ειδικότερα, γίνεται προσομοίωση των ατυχημάτων που αφορούν διαρροές LNG και φυσικού αερίου από τον φέροντα εξοπλισμό, με σκοπό την αξιολόγηση των κινδύνων και των επιπτώσεων που προκαλούν. Παράλληλα, πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας ως προς τα μετεωρολογικά δεδομένα που εκτιμώνται για την εξεταζόμενη περιοχή (ταχύτητα αέρα, θερμοκρασία αέρα, θερμοκρασία θαλασσινού νερού και υγρασίας) με σκοπό την εξαγωγή συμπερασμάτων που αφορούν στην ασφάλεια της δραστηριότητας αυτής.

Από την επεξεργασία των αποτελεσμάτων που προέκυψαν, διαπιστώθηκε πως εν γένει πρόκειται για μία θαλάσσια δραστηριότητα η οποία θεωρείται ασφαλής, δηλαδή ακόμα και στην περίπτωση του δυσμενέστερου σεναρίου από άποψη επιπτώσεων δεν αποτελεί κίνδυνο για τον πληθυσμό που βρίσκεται στην κοντινότερη ακτή, ούτε επηρεάζει της υποδομές της περιφέρειας που υπάγεται η εγκατάσταση. Συγκεκριμένα, με βάση τα επικινδυνότερα σενάρια ατυχημάτων που προέκυψαν, η ασφαλής ζώνη που μπορεί να θεωρηθεί ότι δεν χρήζει κανένα μέτρο προστασίας, βρίσκεται σε απόσταση πάνω από 1,7 km από το σημείο διαρροής. Τα αποτελέσματα της εργασίας αυτής θα μπορούσαν να φανούν χρήσιμα για την διαμόρφωση ή της εσωτερικής μελέτης ασφαλείας ενός πλωτού σταθμού με απώτερο σκοπό την κατάρτιση ή επικαιροποίηση του αντίστοιχου Σχεδίου Αντιμετώπισης Τεχνολογικών Ατυχημάτων Μεγάλης Έκτασης (ΣΑΤΑΜΕ) της περιφέρειας που υπάγεται η εγκατάσταση, με στόχο την έγκαιρη προειδοποίηση και πρόληψη από πιθανές καταστροφές, καθώς και τον μετριασμό των επιπτώσεών τους.

Λέξεις κλειδιά

υγροποιημένο φυσικό αέριο, LNG πλοία, πλωτός σταθμός, FSRU, μεταφόρτωση, ALOHA, ανάλυση κινδύνων

Abstract

The purpose of this dissertation is to analyze and evaluate the risks that may arise during offshore LNG overload between ships or ships and a floating terminal.

Nowadays, the development of LNG technology is considered one of the most important steps in the use of global energy sources. It is a form of natural gas that at cryogenic temperatures (-162°C) and atmospheric pressures is converted into a liquid and in this way significant quantities of it can be transferred through specially constructed ships at very long distances and quantities. National and international regulations on the impact of maritime transport on the environment are becoming increasingly stringent, with the result that the trend of using natural gas on ships as a source of energy for propulsion is increasing significantly. As the demand for natural gas increases, the need for the creation of offshore LNG floating control units is constantly increasing, given both the low cost of construction and the reduced environmental footprint.

The present study analyzes the risks associated with bunkering liquefied natural gas through an LNG cargo tank towards an FSRU. In particular, for the development of possible accident scenarios and, respectively, the assessment of the effects, a hypothetical area in NE Greece was selected as the study area. More specifically, this area is considered in terms of its vulnerabilities that concern both the storage tanks and the piping system that constitutes it. The impact assessment is performed using the ALOHA v.5.4.7 software package. In particular, accidents involving LNG and gas leaks are simulated by the load-bearing equipment, in order to assess the risks and effects they cause. At the same time, a sensitivity analysis is performed for the meteorological data estimated for the examined area (air speed, air temperature, sea water temperature and humidity) in order to draw conclusions regarding the safety of this activity.

The results show that, even in the case of the worst-case scenario, this is generally a maritime activity that is considered safe and it does not pose a risk to the population on the nearest coast, nor does it affect the infrastructure of the region to which the facility belongs. In particular, based on the most dangerous accident scenarios that emerged, the safe zone, which there is no need of any protection measures, is located at a distance of more than 1.7 km from the point of leakage. The results of this work could be useful for the design or internal security study of a floating station with the ultimate goal of drawing up or updating the corresponding Large-Scale Technological Disaster Management Plan of the region under which the facility belongs, aiming at early warning and prevention of possible disasters, as well as mitigating their effects.

Key words

liquefied natural gas, LNG ships, floating unit, FSRU, bunkering, ALOHA, risk analysis

Πρόλογος

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε στη σχολή Χημικών Μηχανικών ΕΜΠ κατά την διάρκεια του έτους 2020, υπό την επίβλεψη της Καθηγήτριας κ. Μαγδαληνής Κροκίδας. Με το πέρας της εν λόγω διπλωματικής εργασίας ολοκληρώνεται μία μεγάλη και δύσκολη 5ετής πορεία μάθησης και εμπειριών που για πάντα θα μου μείνει αξέχαστη. Σε αυτό σημείο, λοιπόν, θα ήθελα να ευχαριστήσω όλους όσους συνέβαλλαν στο να πραγματοποιηθεί τόσο αυτή η εργασία, όσο και φοίτησή μου σε αυτή την σχολή.

Αρχικά να ευχαριστήσω ιδιαίτερω την υπεύθυνη καθηγήτρια, κα Μαγδαληνή Κροκίδα για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε και την ευκαιρία να ασχοληθώ με το συγκεκριμένο θέμα. Στην συνέχεια, θα ήθελα να εκφράσω την τεράστια ευγνωμοσύνη μου στα μέλη ΕΔΙΠ, Σοφία Κάρμα και Νίκο Παναγιώτου για την πολύτιμη βοήθειά τους και την συνεχή καθοδήγησή τους στην οργάνωση και την εκτέλεση της παρούσας μελέτης, καθώς και για την υποστήριξη και στην συμπαράστασή τους καθ' όλη τη διάρκεια. Χωρίς εσάς δεν θα ήταν εφικτό το αποτέλεσμα αυτό.

Συγχρόνως, θέλω να ευχαριστήσω ιδιαίτερα την φίλη μου Άννα Φιλιππική για την συμβολή της στα γραφιστικά του υπολογιστικού μέρους και στις συνοδοιπόρους μου όλα αυτά τα χρόνια, Αλίκη, Γεωργία, Δανάη, Μαρία Γ., Μαρία Χ. και Ναυσικά, για την πολύτιμη και σημαντική προσφορά τους στην ολοκλήρωση των σπουδών μου.

Τέλος, ένα γλυκό ευχαριστώ στην μητέρα μου, Αθηνά Καϊτατζή, που μαζί της κατάφερα να φτάσω ως εδώ και που χάρη σε εκείνη θα μπορώ αύριο να λέγομαι Διπλωματούχος Χημικός Μηχανικός του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Περιεχόμενα

ΠΕΡΙΛΗΨΗ	1
ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ	2
ABSTRACT	3
KEY WORDS	3
ΠΡΟΛΟΓΟΣ	5
ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ	6
ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ ΡΟΗΣ	11
ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ ΠΙΝΑΚΩΝ	12
ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ ΕΙΚΟΝΩΝ	13
ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ	18
ΜΕΡΟΣ Α: ΘΕΩΡΗΤΙΚΟ ΜΕΡΟΣ	22
1. ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ ΚΑΙ ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	22
1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ	22
1.2 ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	23
1.2.1 <i>Ιστορία του φυσικού αερίου</i>	23
1.2.2 <i>Το φυσικό αέριο σήμερα</i>	24
1.2.3 <i>Προέλευση του φυσικού αερίου</i>	26
1.2.4 <i>Πηγές φυσικού αερίου (Reservoirs)</i>	27
1.2.5 <i>Κατηγοριοποίηση φυσικού αερίου</i>	31
1.2.5.1 Κατηγοριοποίηση με βάση την προέλευση	31
1.2.5.2 Κατηγοριοποίηση με βάση την χημική σύσταση	33
1.2.6 <i>Σύσταση φυσικού αερίου</i>	34
1.3 ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΟ ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ (LIQUEFIED NATURAL GAS- LNG)	35
1.3.1 <i>Τί είναι το LNG;</i>	36
1.3.2 <i>Η αλυσίδα του LNG (Value Chain)</i>	37
1.3.2.1 Από την εξόρυξη στην παραγωγή	38
1.3.2.2 Υγροποίηση	41
1.3.2.3 Μεταφορά	42
1.3.2.4 Αποθήκευση σε κρυογενικές δεξαμενές	45
1.3.2.5 Επαναεριοποίηση και τερματικοί σταθμοί	48
1.4 ΦΑΙΝΟΜΕΝΟ BOIL-OFF GAS (BOG)	49
1.5 ΙΔΙΟΤΗΤΕΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ LNG	50
1.5.1 <i>Φυσικοχημικές ιδιότητες</i>	50
1.5.2 <i>Αναφλεξιμότητα</i>	52

1.5.2.1	Όρια αναφλεξιμότητας	52
1.5.2.2	Αυτανάφλεξη και θερμοκρασία φλόγας	54
1.5.3	<i>Τοξικότητα</i>	54
2.	ΤΟ LNG ΣΤΗΝ ΝΑΥΤΙΛΙΑ	55
2.1	ΝΟΜΟΘΕΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ	56
2.2	ΠΛΟΙΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ LNG (LNG CARRIERS)	59
2.2.1	<i>Δεξαμενές αποθήκευσης-Συστήματα περιορισμού φορτίου</i>	59
2.2.1.1	Ανεξάρτητες δεξαμενές.	60
2.2.1.2	Δεξαμενές μεμβράνης	62
2.2.2	<i>Χωρητικότητα φορτίου, διαστάσεις και ηλικία πλοίου</i>	65
2.2.3	<i>Συστήματα πρόωσης</i>	67
2.3	ΠΛΟΙΑ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ LNG (LNG FUELED SHIPS)	69
2.3.1	<i>Περιοχές Ελέγχου Εκπομπών Καυσαερίων (Emission Control Areas)</i>	70
2.3.2	<i>Είδη πλοίων κατανάλωσης LNG</i>	71
2.3.3	<i>Βασικά στοιχεία σχεδιασμού</i>	71
2.3.3.1	Αποθήκευση καυσίμου LNG	72
2.3.3.2	Συστήματα καυσίμου	73
2.3.3.3	Παραγωγή ενέργειας και πρόωση	73
2.3.3.4	Συστήματα ελέγχου	74
2.4	ΠΛΩΤΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ LNG	75
2.4.1	<i>Πλωτή μονάδα παραγωγής, αποθήκευσης και εκφόρτωσης LNG (FLNG/LNG FPSO)</i>	75
2.4.2	<i>Πλωτή μονάδα αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG (FSRU)</i>	78
2.4.2.1	Διεργασία επαναεριοποίησης πλωτού σταθμού FSRU	81
2.5	ΑΝΕΦΟΔΙΑΣΜΟΣ LNG (LNG BUNKERING)	82
2.5.1	<i>Τρόποι ανεφοδιασμού LNG</i>	82
2.5.2	<i>Ανεφοδιασμός μεταξύ πλοίων (Ship-to-Ship Bunkering)</i>	84
2.5.2.1	Απαραίτητος εξοπλισμός	85
2.5.2.2	Σύνδεση πλοίων	90
2.5.2.3	Σύνδεση δεξαμενών LNG κατά τον ανεφοδιασμό	92
2.5.2.4	Διαδικασία ανεφοδιασμού	93
3.	ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΚΑΙ LNG	95
3.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ	95
3.2	ΚΙΝΔΥΝΟΙ LNG (HAZARDS)	95
3.2.1	<i>Κρυογονικοί κίνδυνοι</i>	95
3.2.2	<i>Ασφυξία</i>	96
3.2.3	<i>Ανατροπή φάσεων (Rollover φαινόμενο)</i>	97

3.2.4	Αυτανάφλεξη και φωτιά	98
3.2.4.1	Γλώσσα φωτιάς (Jet fire)	99
3.2.4.2	Ανάφλεξη αέριου νέφους (Flash fire)	100
3.2.4.3	Λίμνη φωτιάς (Pool fire)	101
3.2.5	Έκρηξη αέριου νέφους (Vapour Cloud Explosion—VCE)	103
3.2.5.1	VCE σε μη περιορισμένο (unconfined) χώρο – UVCE	103
3.2.5.2	VCE σε περιφραγμένο χώρο	104
3.2.6	Πύρινη σφαίρα (Fireball) και BLEVE	104
3.2.7	Απότομη αλλαγή φάσης (Rapid Phase Transition—RPT)	105
3.3	ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΕΣ ΕΚΤΙΜΗΣΗΣ ΕΠΙΚΙΝΔΥΝΟΤΗΤΑΣ (RISK ANALYSIS TOOLS)	106
3.3.1	Καθορισμός του περιεχομένου της μελέτης ασφαλείας	106
3.3.2	Ποιοτική Εκτίμηση Κινδύνου (Qualitative Risk Assessment)	107
3.3.3	Ζώνες ελέγχου (Controlled zones)	109
3.3.3.1	Επικίνδυνη ζώνη (Hazardous zone)	109
3.3.3.2	Ζώνη ασφαλείας (Safety zone)	110
3.3.3.3	Περιοχή παρακολούθησης & ασφάλειας (Monitoring & Security Area)	111
3.3.3.4	Θαλάσσια ζώνη αποκλεισμού (Marine Exclusion Zone)	111
3.3.3.5	Εξωτερική ζώνη (External zone)	112
3.3.4	Ποσοτική εκτίμηση κινδύνου (Quantitative Risk Assessment—QRA)	112
3.3.4.1	Αξιολόγηση συχνότητας (Frequency assessment)	112
3.3.4.2	Αξιολόγηση συνεπειών (Consequence assessment)	113
3.4	ΤΡΩΤΑ ΣΗΜΕΙΑ ΚΑΤΑ ΤΗΝ ΜΕΤΑΦΟΡΤΩΣΗ LNG ΜΕΤΑΞΥ ΠΛΟΙΩΝ	115
ΜΕΡΟΣ Β: ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ		117
1.	Η ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ	117
1.1	ΓΕΝΙΚΕΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΕΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ	117
1.2	ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΘΕΣΗ	117
1.3	ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ	118
1.4	ΣΧΗΜΑΤΙΚΗ ΑΠΕΙΚΟΝΙΣΗ	119
1.5	ΜΕΤΕΩΡΟΛΟΓΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΠΕΡΙΟΧΗΣ	120
2.	ΣΥΣΤΑΤΙΚΑ ΚΑΙ ΚΙΝΔΥΝΟΙ	123
2.1	ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ ΚΑΙ LNG	123
2.2	ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΚΙΝΔΥΝΩΝ	124
3.	ΣΕΝΑΡΙΑ ΕΠΙΚΙΝΔΥΝΟΤΗΤΑΣ	124
4.	ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΕΠΙΠΤΩΣΕΩΝ	125
4.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ	125

4.2	ΠΑΡΑΔΟΧΕΣ	126
4.2.1	Μετεωρολογικά δεδομένα	126
4.2.2	Διαδικασία μεταφόρτωσης STS	126
4.2.3	Προσανατολισμός απελευθέρωσης	126
4.2.4	Σύσταση διαρροής	127
4.2.5	Διάρκεια διαρροής	127
4.2.6	Οριακές τιμές επιπτώσεων και ζώνες ασφαλείας	127
4.2.6.2	Όρια εκρηκτικότητας	127
4.2.6.3	Όρια θερμικής ακτινοβολίας και ωστικού κύματος	128
4.2.6.4	Όρια τοξικότητας	128
4.2.7	Είδη δεξαμενών	128
4.2.8	Διαρροές δεξαμενών	128
4.2.9	Διαρροές αγωγών/σωληνώσεων	130
5.	ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΣΥΖΗΤΗΣΗ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ	131
5.1	ΔΙΑΡΡΟΗ ΥΓΡΟΥ ΑΠΟ ΔΕΞΑΜΕΝΗ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΤΟΥ FSRU (ΤΥΠΟΥ ΜΕΜΒΡΑΝΗΣ)	131
5.2	ΔΙΑΡΡΟΗ ΥΓΡΟΥ ΑΠΟ ΔΕΞΑΜΕΝΗ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΤΟΥ LNGC (ΤΥΠΟΥ ΣΦΑΙΡΙΚΗ)	139
5.3	ΔΙΑΡΡΟΗ LNG/NG ΑΠΟ ΔΕΞΑΜΕΝΗ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΤΟΥ FSRU ΚΑΙ LNGC	141
5.4	ΔΙΑΡΡΟΗ LNG ΑΠΟ ΤΟΝ ΕΥΚΑΜΠΤΟ ΣΩΛΗΝΑ (STS)	143
5.5	ΔΙΑΡΡΟΗ NG ΑΠΟ ΤΟΝ ΣΩΛΗΝΑ ΕΠΙΣΤΡΟΦΗΣ ΑΕΡΙΟΥ (STS)	147
5.6	ΔΙΑΡΡΟΗ NG ΑΠΟ ΠΛΗΡΗ ΡΗΞΗ ΥΠΟΘΑΛΑΣΣΙΟΥ ΑΓΩΓΟΥ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΑΕΡΙΟΥ ΥΨΗΛΗΣ ΠΙΕΣΗΣ	148
6.	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	150
	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	155
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α: ΜΟΝΑΔΕΣ ΜΕΤΡΗΣΗΣ	162
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β: ΣΥΝΤΜΗΣΕΙΣ	163
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ: ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	165

Περιεχόμενα Διαγραμμάτων ροής

Διάγραμμα ροής 1-1. Κατηγοριοποίηση φυσικού αερίου.....	31
Διάγραμμα ροής 1-2. Διεργασίες επεξεργασίας φυσικού αερίου για την παραγωγή LNG και LPG.	39
Διάγραμμα ροής 1-3. Διεργασία υγροποίησης εννέα βαθμίδων σε σειρά κλειστού κύκλου.....	41
Διάγραμμα ροής 1-4. Εγκατάσταση παραλαβής LNG. Μπλε γραμμή υγροποιημένο φυσικό αέριο και πορτοκαλί γραμμή φυσικό αέριο.	48
Διάγραμμα ροής 2-1. Ταξινόμηση των συστημάτων πρόωσης πλοίων LNG.	68
Διάγραμμα ροής 2-2. Διεργασία επαναεριοποίησης του LNG σε FSRU. Με μπλε χρώμα η ροές LNG/NG (διακεκομμένες) από την δεξαμενή αποθήκευσης LNG προς το δοχείο αναρρόφησης μέχρι τον εξατμιστή, με πράσινο η ροή θαλασσινού νερού ως θερμαντικό μέσο του LNG και με κόκκινο ατμός για την θέρμανση του θαλασσινού νερού στον εναλλάκτη θερμότητας. Πηγή: DongHwa Entec 2016, http://www.dh.co.kr/	81
Διάγραμμα ροής 2-3. Απλοποιημένο διάγραμμα ροής εκφόρτωσης LNG μεταξύ πλοίων δίνοντας βάση στα συστήματα ασφαλείας ESDs.	88
Διάγραμμα ροής 2-4. Διαδικασίες εκφόρτωσης LNG μεταξύ δεξαμενών τύπου C και ατμοσφαιρικών δεξαμενών (τύπου B). Πηγή: IACS 2016.....	92
Διάγραμμα ροής 3-1. Μεθοδολογία QRA.	112

Περιεχόμενα Πινάκων

Πίνακας 1-1. Σύσταση φυσικού αερίου σε διάφορες περιοχές	35
Πίνακας 1-2. Αναλυτική σύσταση LNG σε δείγματα διαφορετικής χώρας προέλευσης	37
Πίνακας 1-3. Κατηγοριοποίηση μονάδων LNG.	40
Πίνακας 1-4. Τυπικές τιμές πιέσεων μίας δεξαμενής αποθήκευσης LNG.....	46
Πίνακας 1-5. Σύσταση κατά mol % 4 ^{ων} δειγμάτων LNG.	51
Πίνακας 1-6. Ορισμένες ιδιότητες 4 ^{ων} δειγμάτων LNG, καθαρού μεθανίου και πετρελαίου.....	51
Πίνακας 1-7. Όρια αναφλεξιμότητας διάφορων καυσίμων.....	53
Πίνακας 1-8. Θερμοκρασία αυτανάφλεξης διάφορων καυσίμων.	54
Πίνακας 1-9. Δεδομένα βραχυχρόνιας τοξικότητας.	55
Πίνακας 2-1. Κλάσεις πλοίων μεταφοράς LNG.	66
Πίνακας 2-2. Πλωτοί σταθμοί FPSO σε λειτουργία ή υπό κατασκευή.	77
Πίνακας 3-1. Παράδειγμα ανάλυσης HAZID.....	109
Πίνακας 3-2. Γεγονότα έναρξης ατυχημάτων κατά την μεταφόρτωση πλοίων LNG και συνήθης αιτίες πρόκλησης. ..	116
Πίνακας B1-1. Ετήσια δεδομένα υγρασίας για την θαλάσσια περιοχή της Βόρειας Ελλάδας.....	122
Πίνακας B2-1. Ιδιότητες μεθανίου.....	123
Πίνακας B3-1. Σενάρια ατυχημάτων που θα μελετηθούν στο υπολογιστικό πρόγραμμα.	125
Πίνακας B4-1. Ατμοσφαιρικά δεδομένα εισαγωγής στο υπολογιστικό λογισμικό.	126
Πίνακας B4-2. Οριακές τιμές ζωνών επικινδυνότητας της θερμικής ακτινοβολίας και της υπερπίεσης.	128
Πίνακας B4-3. Δεδομένα εισαγωγής για την προσομοίωση ατυχημάτων σε δεξαμενές.	129
Πίνακας B4-4. Δεδομένα εισαγωγής για την προσομοίωση ατυχημάτων σε αγωγούς/σωλήνες.	130
Πίνακας B5-1. Διαφορά των επιπτώσεων και ποσοστά μείωσης για διαμέτρους οπών 0,25, 0,75, και 1,5 m στις θέσεις οπών 5% και 90%. Για την τοξική και την εύφλεκτη περιοχή φαίνεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2.	133
Πίνακας B6-1. Συγκεντρωτικός πίνακας δυσμενέστερων αποτελεσμάτων από την ανάλυση επικινδυνότητας.....	153

Περιεχόμενα Εικόνων

Εικόνα 1-1. Κατανάλωση φυσικού αερίου ανά χώρα το 2018 σε εκατομμύρια τόνους ισοδύναμα πετρελαίου. Πηγή: BP Statistical Review of World Energy 2019	25
Εικόνα 1-2. Διαδικασία σχηματισμού πετρελαίου–φυσικού αερίου με την πάροδο των χρόνων. Πηγή: https://www.toppr.com/guides/chemistry/coal-and-petroleum/	27
Εικόνα 1-3. Σχηματισμοί κοιτασμάτων πετρελαίου – φυσικού αερίου. Πηγή: dreamstime.com	28
Εικόνα 1-4. Διαφοροποίηση της έννοιας Reserves – Resource. Πηγή: IGU (International Gas Union), https://www.igu.org/resources-data	28
Εικόνα 1-5. Απεικόνιση κοιτάσματος πετρελαίου-φυσικού αερίου για τον διαχωρισμό πηγών σε αποδεδειγμένα αποθέματα (proved reserves) και πιθανούς πόρους (potential resources). Πηγή: Potential Gas Committee, http://potentialgas.org/	29
Εικόνα 1-6. Κοίτασμα πετρελαίου-φυσικού αερίου. Απεικονίζει διάφορα είδη συμβατικού και μη συμβατικού φυσικού αερίου. Πηγή: IGU 2017, International Gas Union https://www.igu.org/resources-data	32
Εικόνα 1-7. Συστατικά ακατέργαστου φυσικού αερίου. Πηγή: Canadian Centre for Energy Information 2013.....	34
Εικόνα 1-8. Αριστερά φαίνεται η τυπική σύσταση του φυσικού αερίου και δεξιά του LNG.	36
Εικόνα 1-9. Αλυσίδα του LNG. Από την εξόρυξη μέχρι την τελική χρήση. Πηγή: Wärtsilä Technical Journal, LNG value chain optimisation – Case Myanmar, https://www.wartsila.com/	38
Εικόνα 1-10. Η εξόρυξη πετρελαίου και φυσικού αερίου σε πλωτά γεωτρήματα (offshore) δεξιά και εγκαταστάσεις επεξεργασίας LNG (onshore) αριστερά.....	39
Εικόνα 1-11. Το φυσικό αέριο όταν συμπυκνώνεται-υγροποιείται μειώνεται κατά 600 φορές σε όγκο. Πηγή: 2014 Singapore LNG Corporation Pte Ltd, www.slng.com.sg	42
Εικόνα 1-12. Εμπορικές συναλλαγές φυσικού αερίου μέσω αγωγών και ως LNG μέσω πλοίων για το 2018 (bcm). Πηγή: BP Statistical Review of World Energy 2019.....	43
Εικόνα 1-13. Κρυογονικό βυτιοφόρο όχημα LNG. Πηγή: https://www.indiamart.com/	43
Εικόνα 1-14. MV Methane Pioneer, Ιανουάριος 1959.	44

Εικόνα 1-15. Γραμμές εμπορικών συναλλαγών φυσικού αερίου. Μικρότερο ταξίδι LNG του 2017 240 nm (ναυτικά μίλια) Αλγερία προς Ισπανία και μεγαλύτερο ταξίδι 15.605 nm από ΗΠΑ προς Κίνα (κόκκινες διακεκομμένες γραμμές). Μέσο ταξίδι LNG 8.415 nm. Πηγή: IHS Markit 2018	44
Εικόνα 1-16. Διάφοροι τύποι δεξαμενόπλοιων μεταφοράς LNG. Πάνω αριστερά πλοίο σφαιρικού σχεδιασμού, πάνω δεξιά πλοίο δομικά πρισματικού σχεδιασμού και κάτω δεξαμενόπλοια σχεδιασμού μεμβράνης τύπου MKII (αριστερά) και No. 96 (δεξιά). Πηγή: Liquefied Gas Carrier, http://www.liquefiedgascarrier.com/	45
Εικόνα 1-17. Δεξαμενή υπόγειας (αριστερά) και υπέργειας (αριστερά) αποθήκευσης LNG	46
Εικόνα 1-18. Υπέργεια δεξαμενή LNG μονής συγκράτησης.....	47
Εικόνα 1-19. Υπέργεια διπλής συγκράτησης.	47
Εικόνα 1-20. Δεξαμενή υπέργειας αποθήκευσης LNG πλήρης συγκράτησης.....	48
Εικόνα 1-21. Τρίγωνο της φωτιάς. Πηγή: Fire Systems NZ 2019, firesystems.co.nz	52
Εικόνα 1-22. Απεικόνιση ορίων αναφλεξιμότητας μεθανίου. Πηγή: Foss 2003.....	53
Εικόνα 1-23. Εικονογράμματα κινδύνου CLP για LNG. Αριστερά σύμβολο που υποδεικνύει εύφλεκτο μίγμα και δεξιά σύμβολο αερίου υπό πίεση.	53
Εικόνα 2-1. USCG λογότυπο. Πηγή: 2020 KUCB	56
Εικόνα 2-2. IMO λογότυπο. Πηγή:2019 nafsgreen.gr	56
Εικόνα 2-3. Κώδικας IGC. Πηγή: 2016 Maryland Nautical, https://mdnautical.com/	57
Εικόνα 2-4. Κώδικας GC. Πηγή: Boat Books Australia 2020, https://www.boatbooks-aust.com.au/	58
Εικόνα 2-5. Κώδικας EGC. Πηγή: NAVSREGS, https://navsregs.wordpress.com/	58
Εικόνα 2-6. Συστήματα περιορισμού φορτίου πλοίων μεταφοράς αερίων. Κατηγοριοποίηση σε ανεξάρτητες και μη ανεξάρτητες (μεμβράνης) δεξαμενές. Πηγή: http://www.liquefiedgascarrier.com/	61
Εικόνα 2-7. Σφαιρική δεξαμενή Kvaerner Moss. Πηγή: liquefiedgascarrier.com	61
Εικόνα 2-8. Πλοίο μεταφοράς LNG τύπου Moss. Πηγή: www.mossw.com	61
Εικόνα 2-9. Ανεξάρτητη πρισματική δεξαμενή τύπου B. Πηγή: Japan Marine United Corporation, https://www.jmuc.co.jp/en/products/spb_system/	62
Εικόνα 2-10. Σχηματική απεικόνιση πλοίου μεταφοράς LNG με δεξαμενή μεμβράνης. Πηγή: https://www.resourceworks.com/lng-ships	63

Εικόνα 2-11. Δεξαμενή μεμβράνης Gaz Transport (GT No96). Πηγή: https://www.vesselfinder.com/	63
Εικόνα 2-12. . Δεξαμενή μεμβράνης Technigaz (TG MARK III). Πηγή: https://weldingproductivity.com/	64
Εικόνα 2-13. Βασικά σημεία πλοίων μεταφοράς LNG από τομές. Πάνω ένα πλοίο σφαιρικού σχεδιασμού τύπου B και κάτω πλοίο σχεδιασμού μεμβράνης GTT Mk. III.	65
Εικόνα 2-14. Κατηγορίες πλοίων μεταφοράς LNG με βάση το μέγεθός τους. Στο τελευταίο επίπεδο γίνεται σύγκριση ενός πλοίου Q-max με το μέγεθος τριών γηπέδων ποδοσφαίρου. Πηγή: http://www.qatargas.com/	66
Εικόνα 2-15. Μηχανοστάσιο στο Velikiy Novgorod με ηλεκτρικό ντίζελ, σύστημα πρόωσης διπλού καυσίμου που αποτελείται από κινητήρες 2 × MAN 8L51/ 60DF και 2 × MAN 9L51 / 60DF.	68
Εικόνα 2-16. Χάρτης Περιοχών Ελέγχου Εκπομπών Κουσαερίων. Με μπλε χρώμα δίνονται οι ήδη υπάρχουσες ECAs, ενώ με χαλάζιο οι πιθανές ECAs στο μέλλον. Πηγή: https://www.morethanshipping.com/	70
Εικόνα 2-17. Δεξαμενή καυσίμου LNG τύπου Γ. Πηγή: Wärtsilä Technical Journal 2016, wartsila.com	72
Εικόνα 2-18. Κρουαζιερόπλοιο PEGASIS καυσίμου LNG από την Brittany Ferries. Πηγή: LNG Industry 2014, lngindustry.com	72
Εικόνα 2-19. Διάφορα είδη βαλβίδων που χρησιμοποιούνται στα πλοία LNG. Πηγή: PARKER HANNIFIN CORP 2020, https://www.parker.com/	73
Εικόνα 2-20. Αλυσίδα παραγωγής και τροφοδοσίας LNG σε πλωτές μονάδες.	75
Εικόνα 2-21. Περιγραφή μίας μονάδας LNG FPSO.....	76
Εικόνα 2-22. Prelude της Shell. Μονάδα LNG FPSO. Πηγή: The Global Oil & Gas News Source 2020, https://www.upstreamonline.com/	76
Εικόνα 2-23. FSRU Toscana. Πλωτός σταθμός αποθήκευσης και επαναεριοποίησης στην Τοσκάνη της Ιταλίας 137.000 m ³ . Πηγή: Quartz 2014, https://qz.com/	79
Εικόνα 2-24. Χάρτης LNG Ευρώπης και Αφρικής που απεικονίζει με πορτοκαλί τους χερσαίους σταθμούς υγροποίησης, με κόκκινο τα FLNG, με μπλε τους χερσαίους τερματικούς σταθμούς επαναεριοποίησης και με πράσινο τους πλωτούς σταθμούς επαναεριοποίησης (FSRU/FRU). Πηγή: GIIGNL Annual Report 2020	80
Εικόνα 2-25. Οι τρεις τρόποι εφοδιασμού πλοίου κατανάλωσης LNG. Πηγή: ABS 2015	83
Εικόνα 2-26. Διαδικασία ανεφοδιασμού μεταξύ SEAGAS και Viking Grace. Πηγή: GTT 2016, REACH4 - LNG Bunker Mast, https://www.atma.asso.fr/	83
Εικόνα 2-27. Πλοίο LNG κατά την διαδικασία εφοδιασμού. Πηγή: DNV GL 2019, https://www.dnvgl.com/	84

Εικόνα 2-28. Εύκαμπτοι σωλήνες. Πηγή: elaflex.de.....	85
Εικόνα 2-29. Σκληροί βραχίονες. Πηγή: alamy.com.....	85
Εικόνα 2-30. Σταθμοί εκφόρτωσης LNG. Πηγή: https://www.tradewindsnews.com/	86
Εικόνα 2-31. Συζευκτήρας απελευθέρωσης έκτακτης ανάγκης ERC. Παρατηρούνται έντονα η δύο βαλβίδες καθώς και ο συζευκτήρας μεταξύ τους. Πηγή: jla-loadingarms.com.....	87
Εικόνα 2-32. Περιβάλλον IAS. Πηγή: https://www.stadt.no/ias/	89
Εικόνα 2-33. Εξωτερική κάμερα συστήματος CCTV	89
Εικόνα 2-34. Σύστημα εκφόρτωσης OLAF.....	90
Εικόνα 2-35. SBM Cool σωλήνες.....	91
Εικόνα 2-36. Σύστημα OCT.....	91
Εικόνα 2-37. Τυπικό χρονοδιάγραμμα εκφόρτωσης LNG πριν, κατά την διάρκεια και μετά το πέρας της διαδικασίας. Πηγή: SMTF 2011	94
Εικόνα 3-1. Κρυογονικό ατύχημα σε εξοπλισμό LNG. Πηγή: klawing.com.....	96
Εικόνα 3-2. Στάδια δημιουργίας φαινομένου Rollover σε δεξαμενή LNG. Πηγή: semanticscholar.org.....	97
Εικόνα 3-3. Φαινόμενο Jet fire. Πηγή: Disaster Management Institute, Bhopal, http://www.hrdp-idrm.in/	99
Εικόνα 3-4. Φαινόμενο flash fire. Πηγή: Disaster Management Institute, Bhopal, http://www.hrdp-idrm.in/	101
Εικόνα 3-5. Μεγαλύτερη δοκιμή φαινομένου pool fire (2009) υγροποιημένου φυσικού αερίου διαμέτρου 56 m και ύψους 146 m.....	101
Εικόνα 3-6. Δοκιμή έκρηξης αερίου νέφους μεγέθους 975 m ³	103
Εικόνα 3-7. BLEVE.....	105
Εικόνα 3-8. Πίνακας επικινδυνότητας (risk matrix). Πηγή: Risk Management 2019, jasonpope.co.uk	107
Εικόνα 3-9. Ζώνες ελέγχου σε περίπτωση μεταφόρτωσης LNG μεταξύ πλοίου – βυτιοφόρου οχήματος.....	110
Εικόνα 3-10. Απεικόνιση διφασικής διαρροής LNG η οποία προκαλεί λίμνη LNG και μερική εξάτμιση σταγονιδίων φυσικού αερίου. Πηγή: DNV GL AS 2015	114
Εικόνα B1-1. Γεωγραφική θέση FSRU στην θαλάσσια περιοχή της ΒΑ Ελλάδας	117

Εικόνα Β1-2. Σχηματική απεικόνιση μεταφόρτωσης LNG μεταξύ πλωτού σταθμού και μεταφορέα LNG. Παρατηρούνται οι σφαιρικές δεξαμενές του LNGC, οι δεξαμενές μεμβράνης του FSRU, καθώς και οι εύκαμπτοι σωλήνες μεταφοράς LNG και επιστροφής αερίου BOG με μωβ χρώμα. Η (πορτοκαλί) μονάδα επαναεριοποίησης του FSRU εξάγει το φυσικό αέριο μέσω του αγωγού υψηλής πίεσης. Έντονα παρατηρούνται οι αντλίες του συστήματος που συμβολίζονται με μωβ και μαύρο σύμβολο. 119

Περιεχόμενα Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1-1. Παραγωγή ενέργειας ΗΠΑ για το διάστημα 1990-2050. Πηγή: Energy markets, Annual Energy Outlook 2020, U.S. Energy Information Administration, https://www.eia.gov	23
Διάγραμμα 1-2. Κατανάλωση ενέργειας (σε billion toe-τόνους ισοδύναμου πετρελαίου) ανά καύσιμο (αριστερά) και μερίδια πρωτογενούς ενέργειας (%) (δεξιά), πρόβλεψη έως 2040. Πηγή: BP Energy Outlook 2019	24
Διάγραμμα 1-3. Παραγωγή (αριστερά) και κατανάλωση (δεξιά) φυσικού αερίου ανά περιφέρεια σε bcm από το 1993 έως το 2018. Πηγή: BP Statistical Review of World Energy 2019	25
Διάγραμμα 1-4. Ζήτηση και παραγωγή φυσικού αερίου ανά περιφέρεια σε bcm (αριστερά) και κατανάλωση φυσικού αερίου ανά τομέα σε bcm (δεξιά). Πρόβλεψη έως το 2040. Πηγή: BP Energy Outlook 2019	26
Διάγραμμα 1-5. Ποσοστιαία κατανομή (%) των αποδεδειγμένων αποθεμάτων ανά έτος 1998, 2008 και 2018 σε κάθε περιφέρεια. Πηγή: BP Statistical Review of World Energy 2019	30
Διάγραμμα 1-6. Αριστερά φαίνεται το ραβδοδιάγραμμα της αναλογίας των αποθεμάτων προς την παραγωγή (reserves-to-production R/P ratios) του 2018 ανά περιφέρεια (σε έτη) και δεξιά το χρονοδιάγραμμα της αναλογίας αυτής με την πάροδο των χρόνων (1988-2018) σε κάθε περιφέρεια. Πηγή: BP Statistical Review of World Energy 2019.....	30
Διάγραμμα 1-7. Σχέση κόστους μεταφοράς με την απόσταση μεταφοράς για το φυσικό αέριο	42
Διάγραμμα 2-1. Ραβδόγραμμα συσχέτισης της ηλικίας δεξαμενόπλοιων LNG με την ποσότητά τους. Πηγή: IGU World LNG Report 2019.....	67
Διάγραμμα 2-2. Ραβδόγραμμα προτίμησης των συστημάτων πρόωσης κατά την πάροδο των χρόνων.	69
Διάγραμμα 2-3. Εκτίμηση αγοράς διαφορετικών τύπων πλοίων κατανάλωσης LNG. Με πράσινο χρώμα τα πλοία που λειτουργούν και με μπλε οι παραγγελίες. Πηγή: DNV GL 2017.....	71
Διάγραμμα 2-4. Δεξιά οι κινητήρες που χρησιμοποιούν τα ενεργά πλοία κατανάλωσης LNG και αριστερά τα πλοία που αναμένεται να λειτουργήσουν. Πηγή: DNV GL 2017	74
Διάγραμμα B1-1. Διάγραμμα ταχύτητας του αέρα. Πηγή: Weather Spark, Cedar Lake Ventures, Inc, https://weatherspark.com/y/91800/	120
Διάγραμμα B1-2. Κατεύθυνση ανέμου κατά τους μήνες Φεβρουάριο (αριστερά), Απρίλιο (μέση) και Αύγουστο (δεξιά). Πηγή: Iowa State University, Iowa Environmental Mesonet, https://mesonet.agron.iastate.edu/sites/	121

Διάγραμμα B1-3. Συννεφιά κατά την πάροδο ενός έτους την θαλάσσια περιοχή. Πηγή: Weather Spark, Cedar Lake Ventures, Inc , https://weatherspark.com/y/91800/	121
Διάγραμμα B1-4. Δεδομένα θερμοκρασίας καιρού. Πηγή: Weather Spark, Cedar Lake Ventures, Inc , https://weatherspark.com/y/91800/	122
Διάγραμμα B1-5. Θερμοκρασία νερού της θάλασσας. Πηγή: Weather Spark, Cedar Lake Ventures, Inc , https://weatherspark.com/y/91800/	123
Διάγραμμα B5-1. Εξάρτηση μεγέθους οπής με την έκταση των επιπτώσεων που προκύπτουν από εξαμιζόμενη λίμνη υγρού LNG. Για την τοξική και την εύφλεκτη περιοχή απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.....	131
Διάγραμμα B5-2. Εξάρτηση μεγέθους οπής με την έκταση των ζωνών επιπτώσεων που προκύπτουν από λίμνη φωτιάς υγρού LNG.....	132
Διάγραμμα B5-3. Επιπτώσεις ενός εξαμιζόμενου νέφους σε θέση οπής 5% και 90% για 0,25, 0,75 και 1,5 m διάμετρο οπής. Για την τοξική και την εύφλεκτη περιοχή απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.....	133
Διάγραμμα B5-4. Σύγκριση επιπτώσεων διαρροής υγρού LNG από δεξαμενή μεμβράνης το καλοκαίρι και τον χειμώνα για οπή 1,5 m στην θέση 5%. Για την τοξική, την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.	134
Διάγραμμα B5-5. Ανάλυση ευαισθησίας των επιπτώσεων τοξικού νέφους που προκύπτει από οπή 0,25 m στην θέση 5% με την μεταβολή της ταχύτητας του αέρα (πάνω αριστερά), της θερμοκρασίας του αέρα (πάνω δεξιά) και της υγρασίας (μέση κάτω).	135
Διάγραμμα B5-6. Ανάλυση ευαισθησίας των επιπτώσεων στην εύφλεκτη και εκρηκτική περιοχή που προκύπτει από οπή 0,25 m στην θέση 5% με την μεταβολή της ταχύτητας του αέρα (πάνω αριστερά), της θερμοκρασίας του αέρα (πάνω δεξιά) και της υγρασίας (μέση κάτω). Για την εύφλεκτη απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.....	137
Διάγραμμα B5-7. Ανάλυση ευαισθησίας των επιπτώσεων θερμικής ακτινοβολίας λόγω λίμνης φωτιάς που προκύπτει από οπή 0,25 m στην θέση 5% με την μεταβολή της ταχύτητας του αέρα (πάνω αριστερά), της θερμοκρασίας του αέρα (πάνω δεξιά) και της υγρασίας (μέση κάτω). Για περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, παρόλα αυτά τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.	138

Διάγραμμα B5-8. Ανάλυση επικινδυνότητας διαρροής υγρού LNG με φράγμα και χωρίς, από οπή διαμέτρου 1,5 m στην θέση 5% σε μία σφαιρική δεξαμενή. Για την τοξική, την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.	140
Διάγραμμα B5-9. Επιπτώσεις μη φλεγόμενου αερίου και γλώσσας φωτιάς από την διαρροή διφασικού μίγματος LNG/NG οπής 0,25 m στην θέση 98% μεταβάλλοντας την θερμοκρασία αποθήκευσης των δεξαμενών. Για την τοξική, την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.	142
Διάγραμμα B5-10. Ανάλυση ευαισθησίας των επιπτώσεων στις μεταβολές της διαμέτρου της οπής από 0,05 m έως 0,4 m στην θέση 0%. . Για την τοξική, την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.	143
Διάγραμμα B5-11. Διάμετρος εξαμιζόμενης λίμνης και λίμνης φωτιάς εν συναρτήσει της διαμέτρου της οπής που θα διαρρεύσει το υγρό LNG για θέση οπής 0% στον εύκαμπτο σωλήνα.	144
Διάγραμμα B5-12. Εκτίμηση επιπτώσεων θερμικής ακτινοβολίας από λίμνη φωτιάς (οπή 0,4 m στην θέση 0%) και BLEVE.	145
Διάγραμμα B5-13. Μεταβολή των επιπτώσεων εξαμιζόμενης λίμνης και λίμνης φωτιάς στις μεταβολές της ταχύτητας του αέρα για οπή 0,4 m στην θέση 0% του εύκαμπτου σωλήνα μεταφοράς LNG. Για την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.	145
Διάγραμμα B5-14. Μεταβολή των επιπτώσεων εξαμιζόμενης λίμνης και λίμνης φωτιάς στις μεταβολές της θερμοκρασίας του αέρα για οπή 0,4 m στην θέση 0% του εύκαμπτου σωλήνα μεταφοράς LNG. Για την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.	146
Διάγραμμα B5-15. Μεταβολή των επιπτώσεων εξαμιζόμενης λίμνης και λίμνης φωτιάς στις μεταβολές της θερμοκρασίας του νερού της θάλασσας για οπή 0,4 m στην θέση 0% του εύκαμπτου σωλήνα μεταφοράς LNG. Για την εύφλεκτη περιοχή απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.	147
Διάγραμμα B5-16. Μεταβολή των επιπτώσεων μη φλεγόμενου αερίου και γλώσσας φωτιάς στις μεταβολές της ταχύτητας του αέρα για πλήρη ρήξη του υποθαλάσσιου αγωγού μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης (100 barg) σε σημείο πριν βυθιστεί στην θάλασσα. Για την τοξική, την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας	

απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.149

Διάγραμμα B5-17. Μεταβολή των επιπτώσεων μη φλεγόμενου αερίου και γλώσσας φωτιάς στις μεταβολές της θερμοκρασίας του αέρα για πλήρη ρήξη του υποθαλάσσιου αγωγού μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης (100 barg) σε σημείο πριν βυθιστεί στην θάλασσα. Για την τοξική, την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.150

ΜΕΡΟΣ Α: ΘΕΩΡΗΤΙΚΟ ΜΕΡΟΣ

1. Φυσικό Αέριο και Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο

1.1 Εισαγωγή

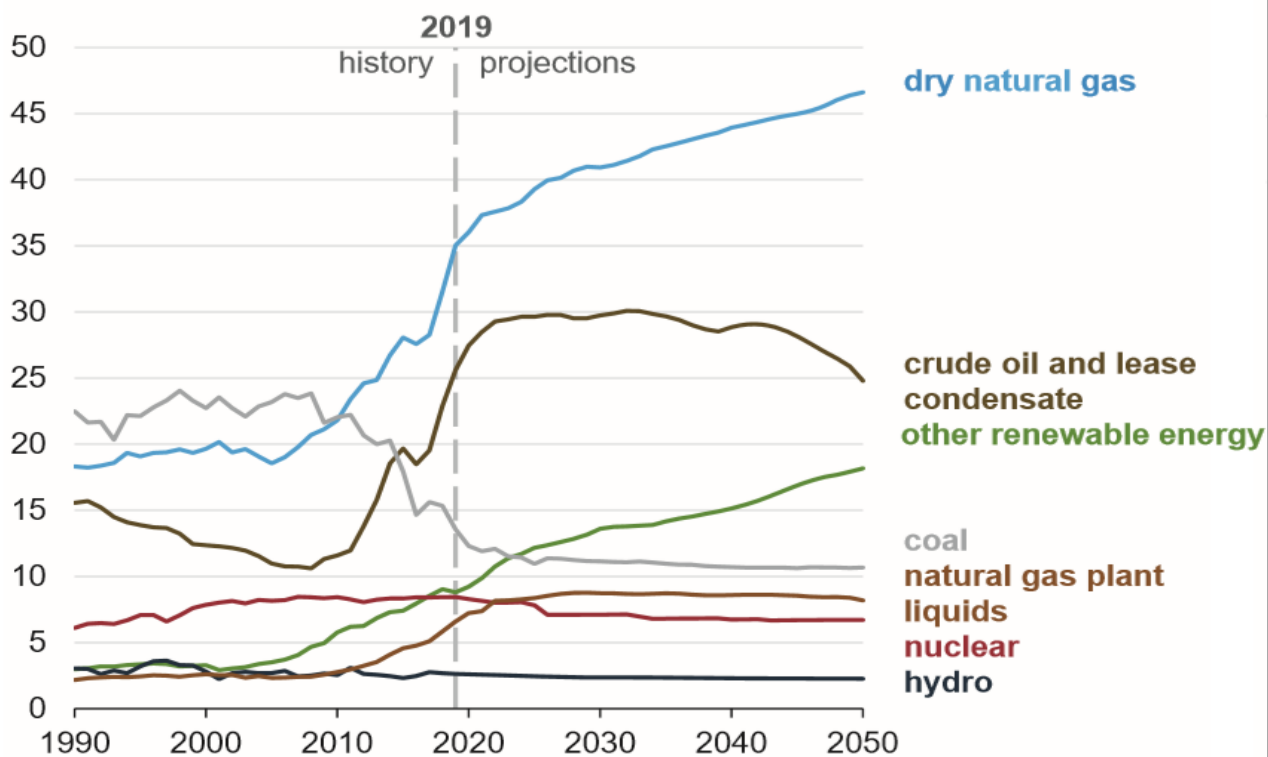
Το φυσικό αέριο είναι ένα ορυκτό καύσιμο εξαιρετικά μεγάλης ενεργειακής απόδοσης. Παρόλο που η κυριότερη χρήση του είναι ως καύσιμο, μπορεί να θεωρηθεί πηγή υδρογονανθράκων ως πρώτη ύλη πετροχημικών, αλλά και πηγή στοιχειακού θείου (Boyan Guo, Ali Ghalambor, 2012). Πρόκειται για μία υποκατηγορία του πετρελαίου, που προκύπτει φυσικά, αποτελούμενη από ένα σύνθετο μείγμα υδρογονανθράκων με μικρές ποσότητες ανόργανων συστατικών (Saeid Mokhatab, et al, 2019). Η δημοτικότητα του φυσικού αερίου σαν πηγή ενέργειας όλο και αυξάνεται καθώς πετυχαίνει δύο σημαντικούς ενεργειακούς στόχους του 21^{ου} αιώνα. Αρχικά παρέχει ενεργειακά βιώσιμες παροχές και υπηρεσίες χρήσιμες για την κοινωνία και την οικονομική ανάπτυξη και μειώνει τις αρνητικές επιπτώσεις προς το περιβάλλον. Στις περισσότερες χώρες του κόσμου, για παραπάνω από δύο δεκαετίες παραμένει στην κορυφή ως η πλέον ταχύτατη αναπτυσσόμενη πηγή ενέργειας, λόγω των χαμηλών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου καθώς και της υψηλής απόδοσης μετατροπής στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Σχεδόν για έναν ολόκληρο αιώνα, το φυσικό αέριο μεταφέρεται με ασφάλεια, αξιοπιστία και οικονομία μέσω αγωγών σε υψηλές πιέσεις, ενώ νεότερης τεχνολογίας αποτελεί η μεταφορά φυσικού αερίου με ειδικά δεξαμενόπλοια σε κρουγενικές συνθήκες ως υγροποιημένο φυσικό αέριο (Saeid Mokhatab et al, 2014). Το υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG) είναι ένας οικονομικός τρόπος μεταφοράς και αποθήκευσης του φυσικού αερίου ύστερα από διεργασίες συμπύκνωσής του (Ε.Λόης, Φ. Ζαννίκος, Δ. Καρώνης, 2014). Σε αυτό το κεφάλαιο παρουσιάζονται βασικές πληροφορίες του φυσικού αερίου από την ανακάλυψή του μέχρι σήμερα, με στατιστικά δεδομένα αλλά και μελλοντικές προβλέψεις, σημαντικές έννοιες και χαρακτηριστικά του. Στην συνέχεια, γίνεται μία μετάβαση στο LNG, όπου δίνεται βάση στα στάδια της αλυσίδας τροφοδοσίας του, καθώς και ορισμένες βιομηχανικές διεργασίες που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή, την αποθήκευση και την μεταφορά του. Κλείνοντας, παρατίθενται οι ιδιότητες του φυσικού αερίου-LNG, πληροφορίες χρήσιμες τόσο για την πληρέστερη κατανόηση του καυσίμου αυτού, όσο για την ασφαλέστερη χρήση του.

1.2 Φυσικό αέριο

1.2.1 Ιστορία του φυσικού αερίου

Η ανακάλυψη του φυσικού αερίου χρονολογείται από τα αρχαία χρόνια στην Μέση Ανατολή, όπου θεωρούνταν υπερφυσική εκδήλωση. Παρατηρήθηκε από τότε μόνο όταν αναφλέγονταν, σαν μία μυστήρια φωτιά από το έδαφος. Διαρροές φυσικού αερίου ανακαλύφθηκαν στο Ιράν μεταξύ 6000 με 2000 π.Χ. αλλά η πρακτική χρήση του έγινε από Κινέζους 2500 χρόνια πριν με την χρήση μπαμπού για σωληνώσεις και με σκοπό τον βρασμό θαλάσσιου νερού για το αλάτι. Στην Ευρώπη έγινε γνωστό από την Αγγλία το 1659, ενώ στις Ηνωμένες Πολιτείες το 1815 στο Τσάρλεστον της Δυτικής Βιρτζίνια κατά την διάρκεια εκσκαφής ενός πηγαδιού άλμης. Παρόλα αυτά, τον 19^ο αιώνα άρχισε η βιομηχανική παραγωγή του φυσικού αερίου, ύστερα από την ανακάλυψη τεράστιων ποσοτήτων του στο Τέξας και στην Οκλαχόμα και τον 20^ο αιώνα ξεκίνησε να έχει μια άνοδο στην ζήτησή του λόγω έλλειψης αργού πετρελαίου όπου μεγάλες βιομηχανίες ξεκίνησαν να ψάχνουν εναλλακτικές πηγές ενέργειας (Saeid Mokhatab, et al, 2019).

Energy production (AEO2020 Reference case)
quadrillion British thermal units

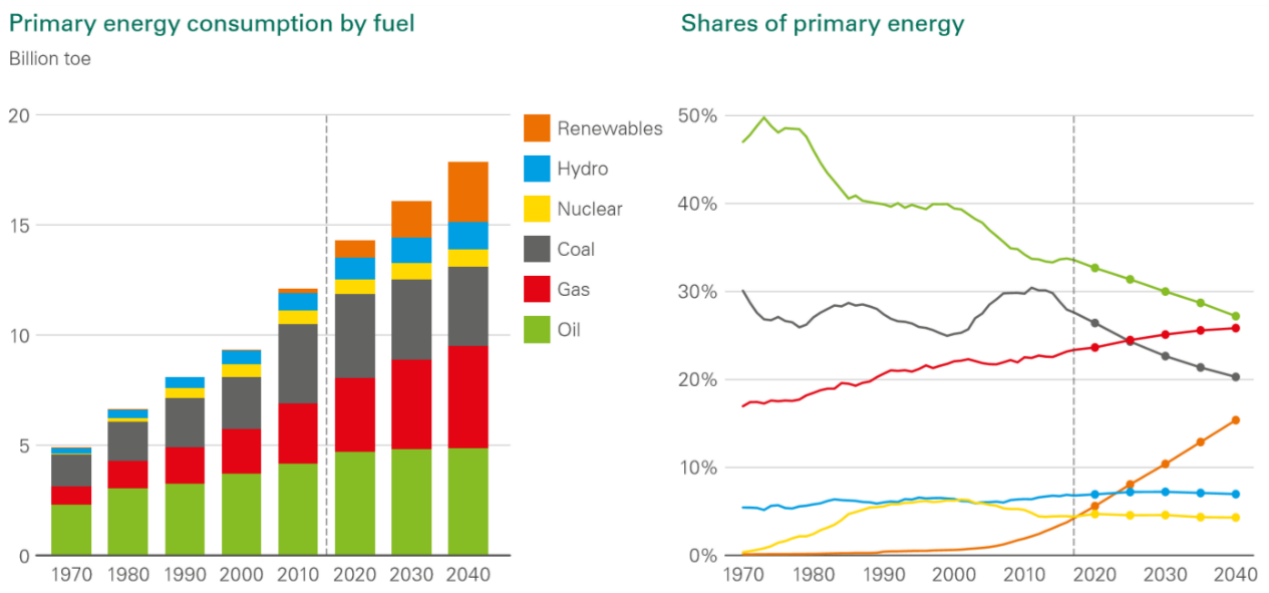


Διάγραμμα 1-1. Παραγωγή ενέργειας ΗΠΑ για το διάστημα 1990-2050. Πηγή: Energy markets, Annual Energy Outlook 2020, U.S. Energy Information Administration, <https://www.eia.gov>

Σήμερα, πρόκειται για ένα τρομερά εύχρηστο, αξιόπιστο, καθαρό και οικονομικό καύσιμο για οικιακή χρήση, ηλεκτροπαραγωγή αλλά και μετακίνηση, με την ζήτησή του να αυξάνεται ολοένα και περισσότερο (Διάγραμμα 1-1).

1.2.2 Το φυσικό αέριο σήμερα

Το φυσικό αέριο στην φυσική του κατάσταση είναι άχρωμο, άοσμο και άμορφο. Πρόκειται για ένα εύφλεκτο αέριο που κατά την καύση του εκλύεται σημαντική ποσότητα ενέργειας. Σε σχέση με τα υπόλοιπα ορυκτά καύσιμα, είναι ένα εξαιρετικά φιλικό προς το περιβάλλον καύσιμο (S. Faramawy, T. Zaki, A.A.-E. Sakr, 2016).

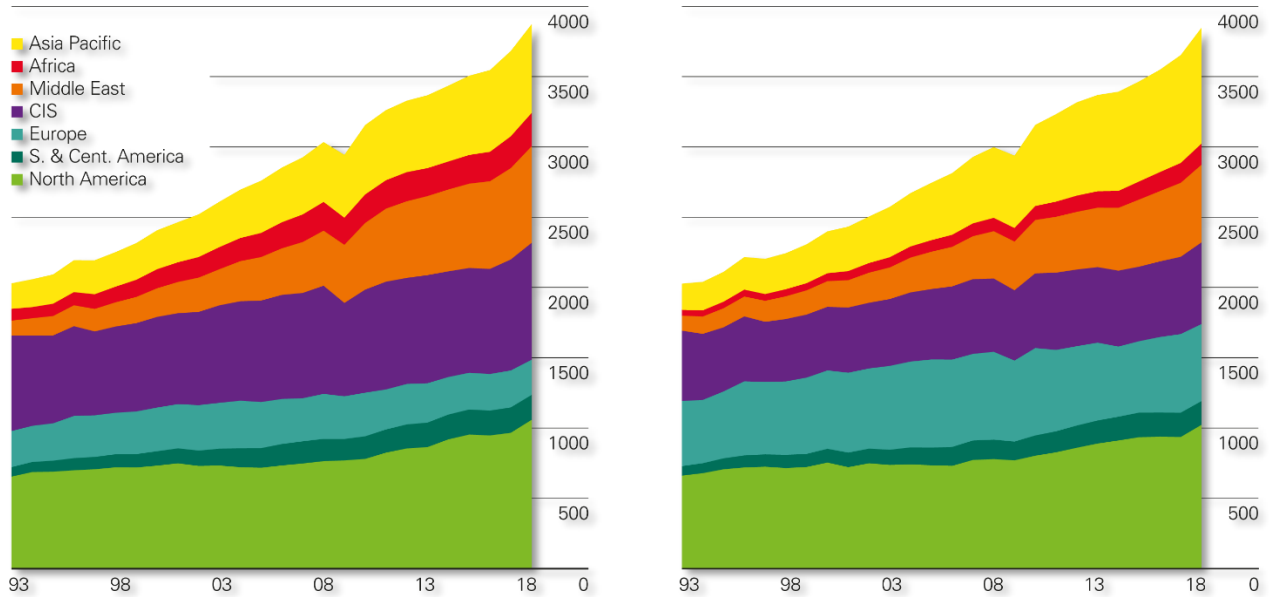


Διάγραμμα 1-2. Κατανάλωση ενέργειας (σε billion toe-τόνους ισοδύναμου πετρελαίου) ανά καύσιμο (αριστερά) και μερίδια πρωτογενούς ενέργειας (%) (δεξιά), πρόβλεψη έως 2040. Πηγή: BP Energy Outlook 2019

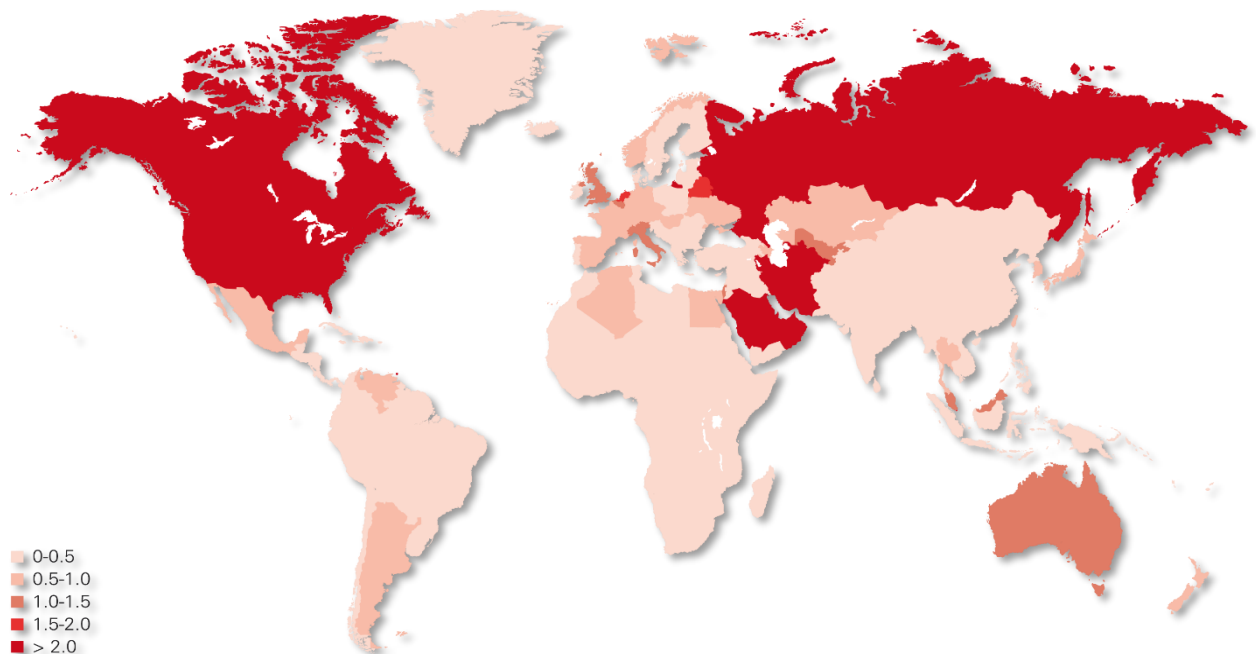
Μάλιστα, υπολογίστηκε πως οι θεωρητικές **εκπομπές CO₂** του φυσικού αερίου είναι ελάχιστες (424 Gt), σε σύγκριση με το αργό πετρέλαιο (841 Gt) και τα ορυκτά καύσιμα άνθρακα και λιγνίτη (3.359 Gt) (BGR Energy Study , 2018). Μέχρι το 2040 αναμένεται οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και το φυσικό αέριο να αντιπροσωπεύουν το 85% της ενεργειακής ανάπτυξης. Με 1,7% αύξηση στην χρήση του φυσικού αερίου ανά έτος, στο μέλλον θα κατακτά την δεύτερη θέση στην παγκόσμια ενέργεια φτάνοντας την χρήση του πετρελαίου, όπως παρουσιάζεται και στο σχετικό Διάγραμμα 1-2 (BP Energy Outlook, 2019).

Το 2018 η **παραγωγή** και η **κατανάλωση** άγγιξε αύξηση ρεκόρ (Διάγραμμα 1-3). Η παραγωγή αυξήθηκε κατά 5,2% με τις ΗΠΑ (America: 86 bcm) και Ρωσία (CIS: 34 bcm) να

αντιπροσωπεύουν σχεδόν τα 2/3 της παγκόσμιας ανάπτυξης. Αντίστοιχα, η κατανάλωση αυξήθηκε κατά 5.3%, με τις ΗΠΑ (78 bcm) και Κίνα (43 bcm) στην κορυφή (Εικόνα 1-1) (BP Statistical Review of World Energy , 2019).

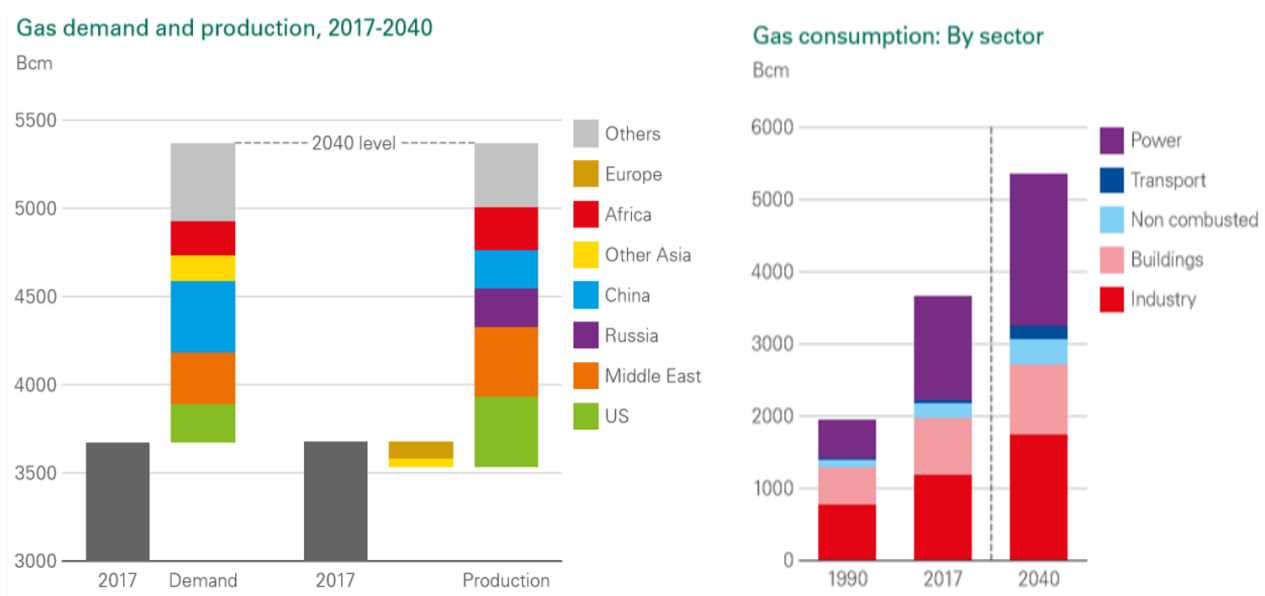


Διάγραμμα 1-3. Παραγωγή (αριστερά) και κατανάλωση (δεξιά) φυσικού αερίου ανά περιφέρεια σε bcm από το 1993 έως το 2018. Πηγή: BP Statistical Review of World Energy 2019



Εικόνα 1-1. Κατανάλωση φυσικού αερίου ανά χώρα το 2018 σε εκατομμύρια τόνους ισοδύναμα πετρελαίου. Πηγή: BP Statistical Review of World Energy 2019

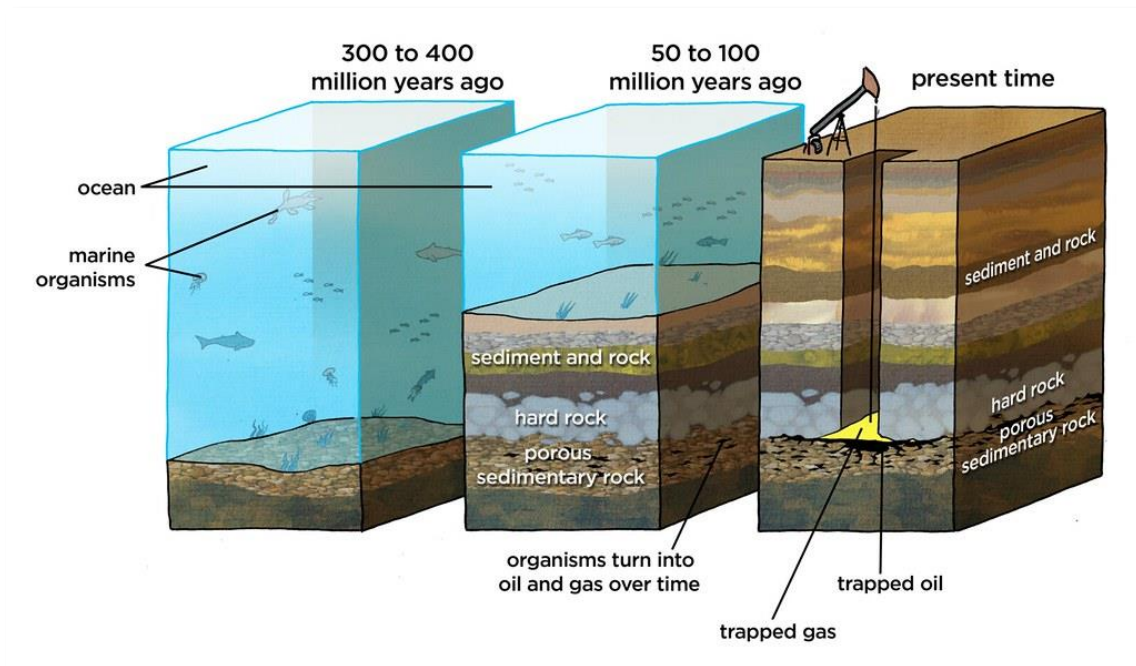
Σύμφωνα με το παρακάτω Διάγραμμα 1-4, οι προβλέψεις για την ζήτηση και παραγωγή του φυσικού αερίου στο μέλλον έχουν ανοδική πορεία παγκοσμίως, λόγω της ευρείας ζήτησης, του άφθονου εφοδιασμού χαμηλού κόστους και της αυξανόμενης διαθεσιμότητας φυσικού αερίου. Η αύξηση αυτή αναμένεται να φτάσει το 50% μέχρι το 2040 κυρίως λόγω της τεράστιας διαθεσιμότητας φυσικού αερίου από τις ΗΠΑ και Μέση Ανατολή (Κατάρ και Ρωσία) και της ζήτησής του στον βιομηχανικό τομέα και τον ηλεκτρισμό (BP Energy Outlook, 2019).



Διάγραμμα 1-4. Ζήτηση και παραγωγή φυσικού αερίου ανά περιφέρεια σε bcm (αριστερά) και κατανάλωση φυσικού αερίου ανά τομέα σε bcm (δεξιά). Πρόβλεψη έως το 2040. Πηγή: BP Energy Outlook 2019

1.2.3 Προέλευση του φυσικού αερίου

Όλα ξεκινάνε από την δημιουργία του πετρελαίου. Με την πάροδο των χρόνων, γεωλόγοι και χημικοί απέδειξαν πως από την συσσώρευση οργανικής ύλης (φυτά, ζωικά υπολείμματα, κομμάτια γης και μικροοργανισμοί) παγιδευμένα σε ιζήματα στον πάτο της θάλασσας/λίμνης σταδιακά αποσυντέθηκαν και μετατράπηκαν σε ιζηματογενή πετρώματα από τα οποία προέρχεται το πετρέλαιο (βλ. Εικόνα 1-2). Η διεργασία που μετατρέπει την οργανική ύλη σε πετρέλαιο εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, όπως παραδείγματος χάριν τα βακτήρια, οι διατμητικές πιέσεις που ασκούνται κατά την συμπίκνωση, η θερμότητα, φυσικές αποστάξεις που λαμβάνουν χώρα σε βάθος, προσθήκη υδρογόνου από πηγές μεγάλου βάθους, η παρουσία καταλυτών και ο χρόνος (Boyan Guo, Ali Ghalambor, 2012; Saeid Mokhatab, et al, 2019).



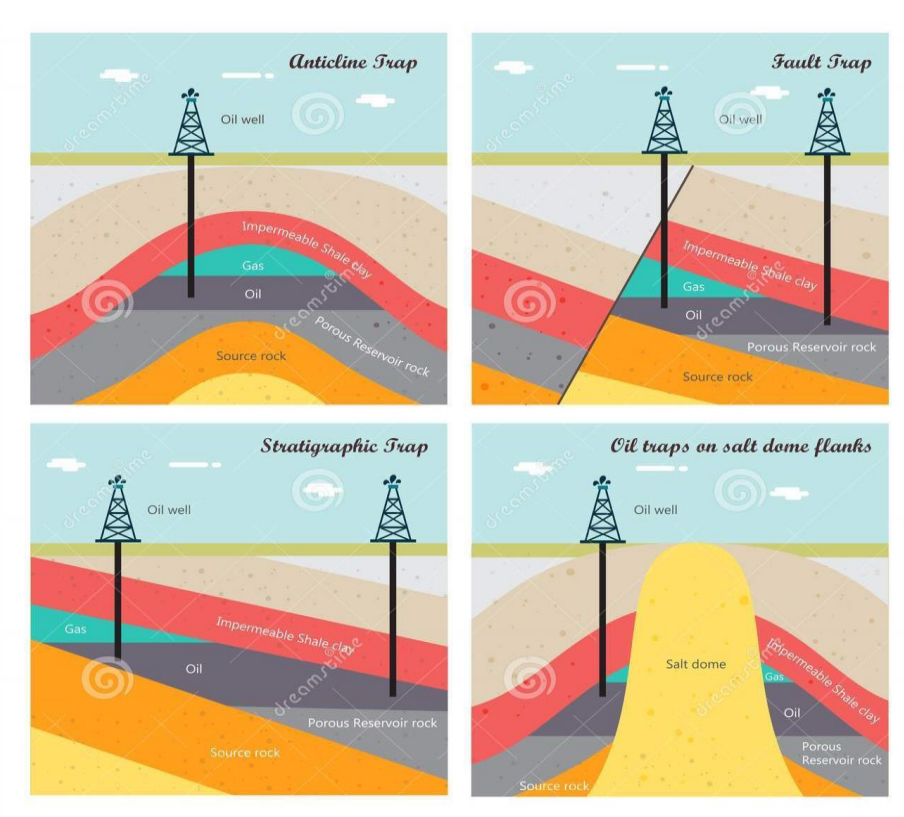
Εικόνα 1-2. Διαδικασία σχηματισμού πετρελαίου–φυσικού αερίου με την πάροδο των χρόνων. Πηγή:
<https://www.toppr.com/guides/chemistry/coal-and-petroleum/>

Οι τρεις βασικότεροι μηχανισμοί, που είναι υπεύθυνοι για την αποδόμηση του αρχικού ορυκτού οργανικού υλικού στα ιζημάτα, είναι ο θερμογενής (thermogenic), ο βιογενής (biogenic) και ο αβιογενής (abiogenic). Συνοπτικά, η θερμογενής διεργασία περιλαμβάνει την αργή αποσύνθεση της οργανικής ύλης λόγω πίεσης και θερμοκρασίας σε αυξανόμενο βάθος όπου πετρέλαιο αρχίζει σταδιακά να σχηματίζεται, ενώ η βιογενής διεργασία σχετίζεται με την δημιουργία μεθανίου λόγω της δράσης ζωντανών οργανισμών (μεθανογόνα βακτήρια – methanogenic bacteria) στα οργανικά υλικά κατά την διάρκεια της αποδόμησης των ιζημάτων και στο πρώιμο στάδιο της διείδυσής τους στο έδαφος. Στην αβιογενή διεργασία, η πρώτη ύλη είναι τα ηφαιστιογενή αέρια και όχι η οργανική ύλη. Το μεθάνιο δημιουργείται από την αναγωγή του διοξειδίου του άνθρακα κατά την διάρκεια της ψύξης του μάγματος, συχνά μέσω υδροθερμικών συστημάτων που σχετίζονται με την αλληλεπίδραση του νερού με το πέτρωμα.

1.2.4 Πηγές φυσικού αερίου (Reservoirs)

Ένας ταμειυτήρας φυσικού αερίου είναι στην πραγματικότητα μία φυσικής προέλευσης αποθηκευτική περιοχή στα έγκατα της γης, που αποτελείται από διαπερατό και πορώδες πέτρωμα (συντά αμμόπετρα), περιβαλλόμενη από μη διαπερατά υλικά για να προστατεύε από τυχόν διαρροές του αερίου και του πετρελαίου (S. Faramawy, T. Zaki, A.A.-E. Sakr, 2016). Ουσιαστικά, πρόκειται για τα μέρη του κοιτάσματος που οι υγροί υδρογονάνθρακες βρίσκονται σε συνθήκες ατμώδους φάσης σε πιέσεις ίσες ή μικρότερες από την αρχική τιμή. Σε αντίθεση με το κορεσμένο

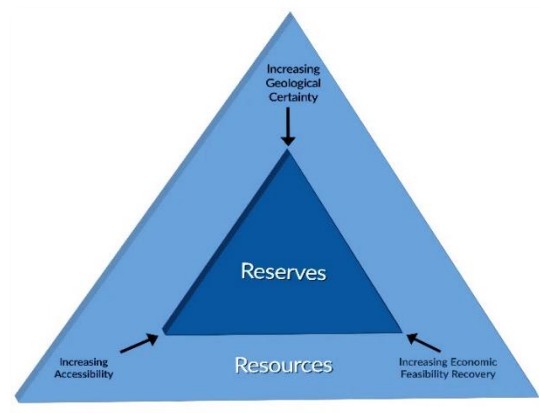
αργό πετρέλαιο και τα συμπυκνώματα, τα φυσικά αέρια δεν υποβάλλονται σε αλλαγή φάσης κατά την πτώση πίεσης της πηγής (Chi U. Ikoku, 1894).



Εικόνα 1-3. Σχηματισμοί κοιτασμάτων πετρελαίου – φυσικού αερίου. Πηγή: dreamstime.com

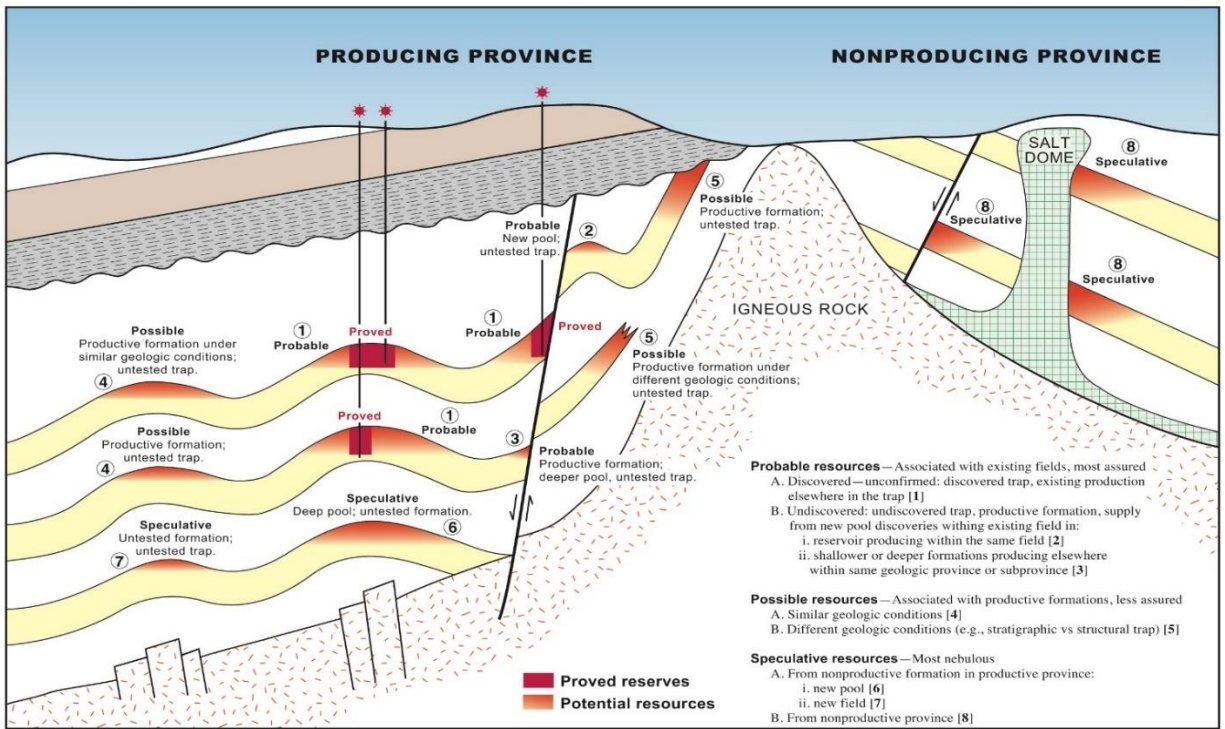
Οι ταμειυτήρες αυτοί (Εικόνα 1-3) μοιάζουν με θόλους και υπάρχουν σε διάφορους σχηματισμούς, όπως ο αντικλινής (anticline), ο ρηγματοειδής (fault), κ.α. (S. Faramawy, T. Zaki, A.A.-E. Sakr, 2016).

Για να γίνει η περιγραφή των πηγών φυσικού αερίου χρησιμοποιούνται, μεταξύ άλλων, κυρίως δύο όροι: αποδεδειγμένα αποθέματα (proved reserves) και πιθανοί πόροι (potential resources) (Εικόνα 1-4). Το πρώτο αναφέρεται στις ποσότητες του φυσικού αερίου που έχουν βρεθεί από γεώτρηση και μπορεί να γίνει ακριβής ανάλυση ποσοτικά και ποιοτικά, ενώ το δεύτερο αναφέρεται στις ποσότητες που πιστεύεται ότι υπάρχουν σε διάφορα πετρώματα της γης, είτε σε πηγή που έχει ήδη υποστεί γεώτρηση, είτε σε πηγή που δεν έχει ακόμα (Boyan Guo, Ali Ghalambor, 2012).



Εικόνα 1-4. Διαφοροποίηση της έννοιας Reserves – Resource. Πηγή: IGU (International Gas Union), <https://www.igu.org/resources-data>

Τα αποδεδειγμένα αποθέματα (proved reserves) μπορούν να δώσουν πιο έγκυρα δεδομένα σε σχέση με τους πιθανούς πόρους (GEA, 2012). Αυτό συμβαίνει γιατί τα δεδομένα τους λαμβάνονται από ποσότητες που από γεωλογικής και μηχανικής άποψης, με εύλογη βεβαιότητα¹ μπορούν να ανακτηθούν κάτω από οικονομικές και λειτουργικές συνθήκες στο μέλλον (BP Statistical Review of World Energy , 2019). Η παρακάτω Εικόνα 1-5 απεικονίζει ένα κοίτασμα, κάνοντας κατανοητή την διαφορά ενός αποθέματος (reserve) με έναν πόρο (resource).

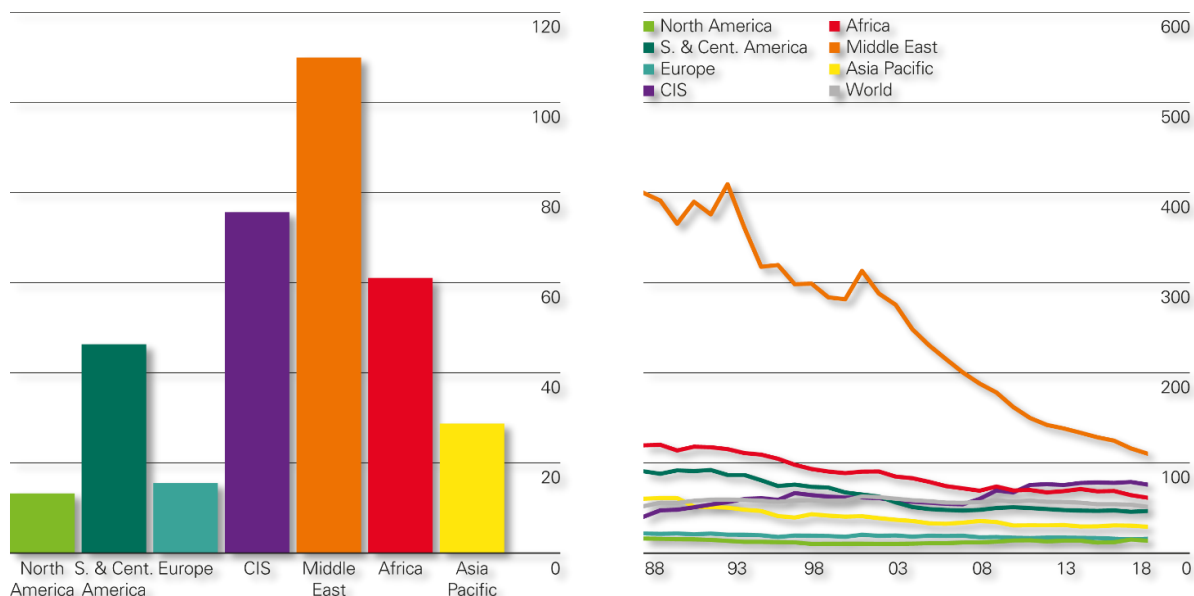


Εικόνα 1-5. Απεικόνιση κοιτάσματος πετρελαίου-φυσικού αερίου για τον διαχωρισμό πηγών σε αποδεδειγμένα αποθέματα (proved reserves) και πιθανούς πόρους (potential resources). Πηγή: Potential Gas Committee, <http://potentialgas.org/>

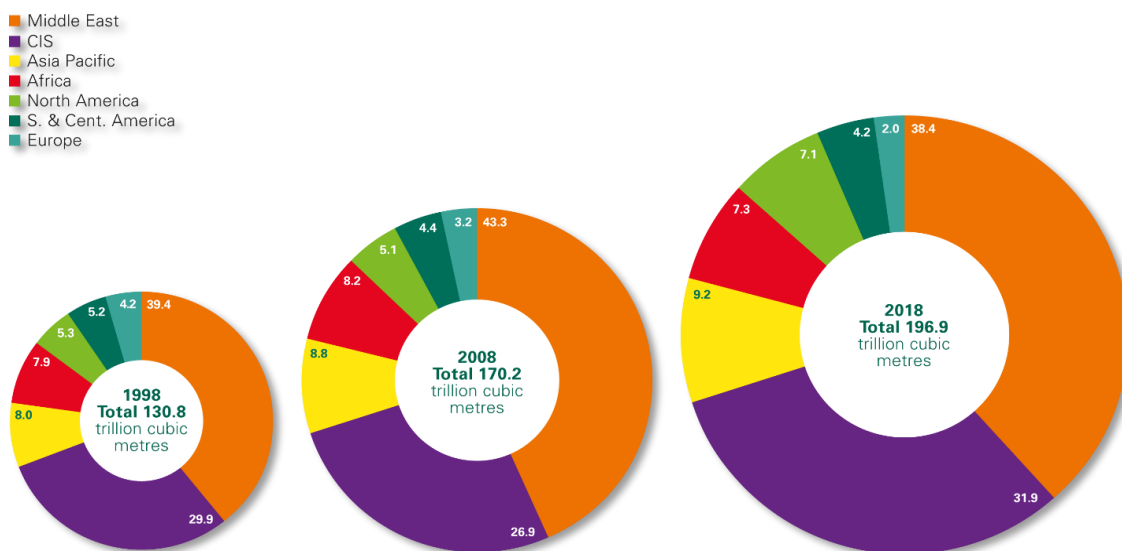
Σύμφωνα με το Γερμανικό Ομοσπονδιακό Ινστιτούτο Γεωεπιστημών και Φυσικών Πόρων (BGR), σε έρευνα που έγινε το 2018, τα παγκόσμια αποδεδειγμένα αποθέματα φυσικού αερίου υπολογίζονται 199 tcm, ενώ οι πιθανοί πόροι 836 tcm. Το φυσικό αέριο καταλαμβάνει το 18,7% των παγκόσμιων αποθεμάτων και το 5,8% των παγκόσμιων πόρων. Συγκεκριμένα για την Ελλάδα, ενώ τα αποθέματα προσεγγιστικά αγγίζουν το 1 bcm, οι πόροι φτάνουν τα 10 bcm. Ενδιαφέρον παρουσιάζει η ανάλυση για την Κύπρο, όπου παρόλο που δεν υπάρχει κανένα απόθεμα (δηλαδή δεν έχει γίνει καμία γεώτρηση που να αποδεικνύει την ύπαρξη φυσικού αερίου), οι πιθανοί πόροι ανέρχονται στους 250 bcm (BGR Energy Study , 2018).

¹ Ως εύλογη βεβαιότητα θεωρείται η πιθανότητα ανάκτησης από 90% και πάνω.

Παρακάτω, παρουσιάζονται ορισμένα διαγράμματα² (Διάγραμμα 1-6 και Διάγραμμα 1-5) σχετικά με τα αποδεδειγμένα αποθέματα παγκοσμίως, σύμφωνα με την στατιστική έρευνα της BP του 2019 για την παγκόσμια ενέργεια.



Διάγραμμα 1-6. Αριστερά φαίνεται το ραβδοδιάγραμμα της αναλογίας των αποθεμάτων προς την παραγωγή (reserves-to-production R/P ratios) του 2018 ανά περιφέρεια (σε έτη) και δεξιά το χρονοδιάγραμμα της αναλογίας αυτής με την πάροδο των χρόνων (1988-2018) σε κάθε περιφέρεια. Πηγή: BP Statistical Review of World Energy 2019



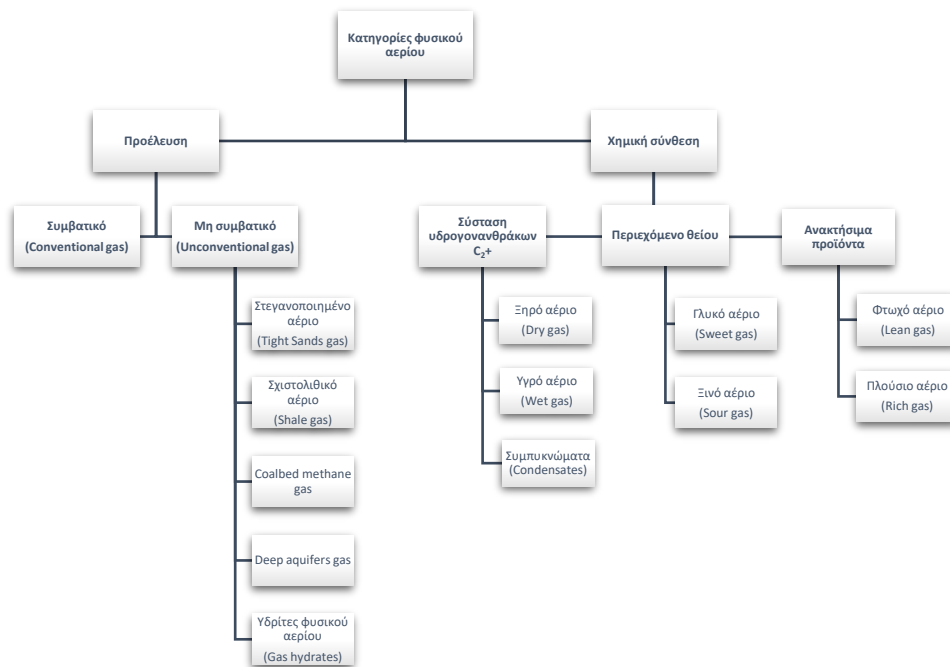
Διάγραμμα 1-5. Ποσοστιαία κατανομή (%) των αποδεδειγμένων αποθεμάτων ανά έτος 1998, 2008 και 2018 σε κάθε περιφέρεια. Πηγή: BP Statistical Review of World Energy 2019

² Reserves-to-production R/P ratios, δηλαδή η αναλογία των αποθεμάτων προς την παραγωγή, δείχνει τα χρόνια που θα διαρκούσαν τα εναπομείναντα αποθέματα, για παραγωγή φυσικού αερίου με τον ίδιο σταθερό ρυθμό, αν τα αποθέματα στο τέλος ενός έτους διαιρούσαν με την παραγωγή εκείνης της χρονιάς.

Σύμφωνα με την έρευνα αυτή, το 2018 υπήρξε αύξηση κατά 0,7 tcm στα 196,9 tcm παγκοσμίως, κυρίως ως αποτέλεσμα αυξημένων αποθεμάτων στο Αζερμπαϊτζάν. Η Ρωσία (38,9 tcm), το Ιράν (31,9 tcm) και το Κατάρ (24,7 tcm) είναι η χώρες με τα μεγαλύτερα αποθέματα (BP Statistical Review of World Energy , 2019).

1.2.5 Κατηγοριοποίηση φυσικού αερίου

Η κατηγοριοποίηση του φυσικού αερίου μπορεί να γίνει είτε ως προς την προέλευση είτε ως προς τη χημική του σύσταση (S. Faramawy, T. Zaki, A.A.-E. Sakr, 2016), όπως φαίνεται στο Διάγραμμα ροής 1-1.



Διάγραμμα ροής 1-1. Κατηγοριοποίηση φυσικού αερίου

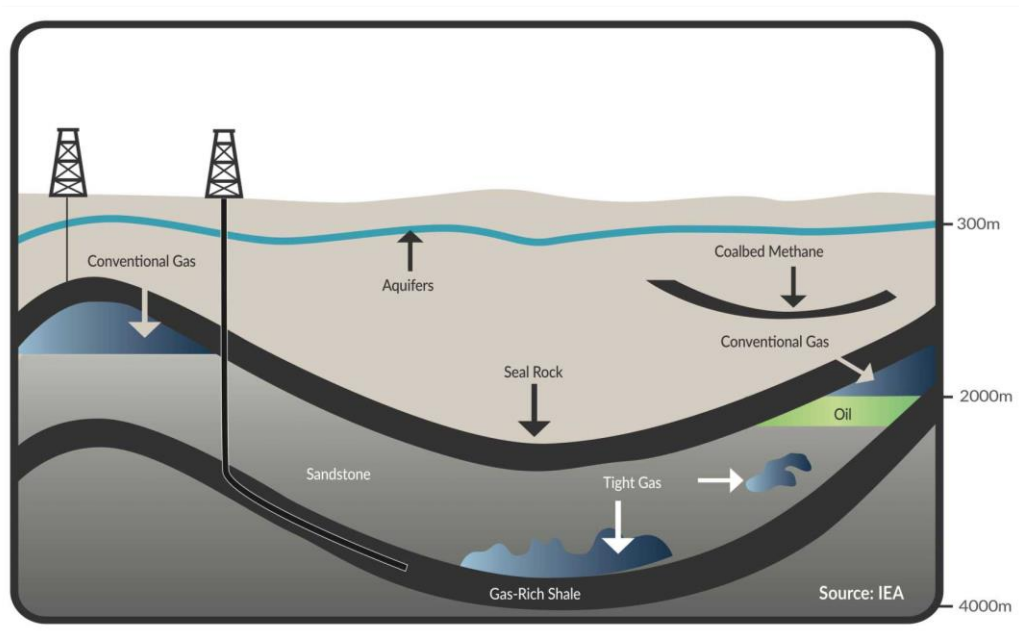
1.2.5.1 Κατηγοριοποίηση με βάση την προέλευση

Πρόκειται για μία πολύ σημαντική κατηγοριοποίηση διότι έχει να κάνει με τα γεωλογικά χαρακτηριστικά του πετρώματος της πηγής. (Saeid Mokhatab, et al, 2019) Το φυσικό αέριο έτσι χωρίζεται σε:

- A. Συμβατικό - (Conventional gas)
- B. Μη συμβατικό - (Unconventional gas)

Το συμβατικό φυσικό αέριο είναι ουσιαστικά το «ελεύθερο αέριο» που έχει παγιδευτεί στις πορώδεις ζώνες των πετρωμάτων του κοιτάσματος και βρίσκεται συνήθως σε βαθιά κοιτάσματα.

Λόγω της χαμηλής ειδικής του πυκνότητας, μεταναστεύει εύκολα προς τα πάνω αφήνοντας το νερό και άλλα συστατικά στον πυθμένα. Όταν σε μία τέτοια πηγή γίνει γεώτρηση, το φυσικό αέριο ρέει προς τα πάνω λόγω της υψηλότερης πίεσης κάτω από την επιφάνεια (Saeid Mokhatab, et al, 2019; IGU , 2017). Η εξόρυξή του είναι σχετικά εύκολη και οικονομική. Αντίθετα, το μη συμβατικό φυσικό αέριο, βρίσκεται σε όχι τόσο προσβάσιμα σημεία του πετρώματος, όπως σε σχιστόλιθους (shale) ή εναποτιθέμενο πάνω σε άνθρακα (coalbed). Παρόλα αυτά, από τα τέλη του 20^{ου} αιώνα, έχει γίνει σημαντική πρόοδος στις τεχνικές εξόρυξης και γεώτρησης μη συμβατικού φυσικού αερίου, αφού οι συμβατικές πηγές αρχίζουν σταδιακά να εξαντλούνται (Ostovar, Arash and Nashaat N. Nassar, 2019).



Εικόνα 1-6. Κοίτασμα πετρελαίου-φυσικού αερίου. Απεικονίζει διάφορα είδη συμβατικού και μη συμβατικού φυσικού αερίου. Πηγή: IGU 2017, International Gas Union <https://www.igu.org/resources-data>

Ανάλογα με την τοποθεσία του (βλ. Εικόνα 1-6) το μη συμβατικό αέριο χωρίζεται σε υποκατηγορίες, οι κυριότερες εκ των οποίων είναι οι τρεις πρώτες που θα αναφερθούν παρακάτω και χαρακτηρίζονται ως εμπορεύσιμες.

- i. Στεγανοποιημένο φυσικό αέριο (Tight sand gas), παγιδευμένο σε αμμόπετρες και άνθρακα, πολύ μικρής διαπερατότητας και περιορισμένης ικανότητας να διαρρεύσει στην επιφάνεια
- ii. Σχιστολιθικό φυσικό αέριο (Shale gas), διαμορφωμένο με χαμηλή διαπερατότητα σε σχιστόλιθους και παγιδευμένο σε σωματίδια αργίλου ή μικρούς πόρους και μικροδομές του πετρώματος

- iii. Coalbed Methane gas, πρόκειται για φυσικό αέριο που συναντάται σε στρώματα και εναποθέσεις άνθρακα
- iv. Deep aquifers gas, βρίσκεται κατά την μετανάστευση του φυσικό αερίου μέσω του υδροφόρου ορίζοντα προς το πέτρωμα του κοιτάσματος
- v. Υδρίτες φυσικού αερίου (Gas hydrates), στερεά που μοιάζουν με χιόνι, όπου κάθε μόριο νερού διαμορφώνει δεσμούς υδρογόνου με άλλα τέσσερα κοντινότερα μόρια δημιουργώντας κρυσταλλικές δομές που παγιδεύουν το φυσικό αέριο στις κοιλότητες του (Boyan Guo, Ali Ghalambor, 2012; S. Faramawy, T. Zaki, A.A.-E. Sakr, 2016).

1.2.5.2 Κατηγοριοποίηση με βάση την χημική σύσταση

Εδώ, διακρίνονται τρεις κατηγορίες που σχετίζονται:

- A. με το περιεχόμενο του φυσικού αερίου σε υγρούς υδρογονάνθρακες
- B. την περιεκτικότητα του σε θείο και
- Γ. τα ανακτήσιμα προϊόντα του.

Όσον αφορά την πρώτη κατηγορία A, διακρίνονται τρία (3) είδη:

1. Το ξηρό αέριο (dry gas), ή αλλιώς ανεξάρτητο (non-associated gas), δεν έρχεται σε άμεση επαφή με το αργό πετρέλαιο και κατά συνέπεια περιέχει κυρίως μεθάνιο και λίγο ή καθόλου C_2+ συστατικά.
2. Το υγρό αέριο (wet gas), ή αλλιώς συνδεδεμένο (associated gas), βρίσκεται διαλυμένο μέσα στην μάζα του αργού πετρελαίου και περιέχει C_2+ συστατικά σε περιεκτικότητα μεγαλύτερη από 10% vol (Boyan Guo, Ali Ghalambor, 2012; S. Faramawy, T. Zaki, A.A.-E. Sakr, 2016).
3. Τέλος, τα συμπυκνώματα φυσικού αερίου, έχουν υψηλή περιεκτικότητα σε υγρούς υδρογονάνθρακες και σχηματίζουν μία υγρή φάση στο κοίτασμα κατά την διάρκεια της άντλησής του (Saeid Mokhatab, et al, 2019).

Αντίστοιχα, με βάση το θειικό περιεχόμενο (κατηγορία B), το φυσικό αέριο χωρίζεται σε:

- a. γλυκό αέριο (sweet gas), όπου περιέχει καθόλου ή αμελητέα³ ποσότητα υδρόθειου (H_2S) και

³ Κάτω από 4 ppmv H_2S .

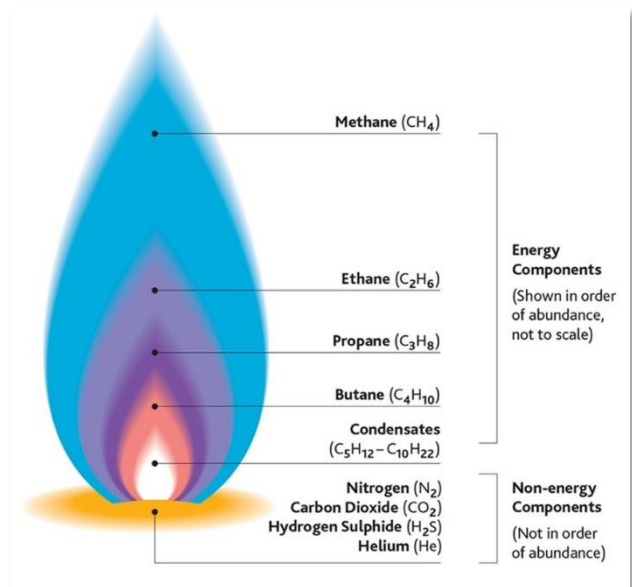
- b. το ξινό αέριο (sour gas), όπου περιέχει περισσότερο από 5 mg/Mm³ H₂S (εκτός των προδιαγραφών για περαιτέρω επεξεργασία και χρήση) (S. Faramawy, T. Zaki, A.A.-E. Sakr, 2016).

Για την ακρίβεια, η κατηγορία αυτή σχετίζεται με τα όξινα αέρια (H₂S και CO₂), αλλά συνήθως εφαρμόζεται για το H₂S μόνο.

Η κατηγορία Γ, που αφορά την ποσότητα ανακτήσιμων υγρών συστατικών (recoverable liquids), συνήθως αναφέρεται στο αιθάνιο (ή στο προπάνιο σε περίπτωση απουσίας αιθανίου) και τα βαρύτερα συστατικά. Ως φτωχό φυσικό αέριο (lean gas) θεωρείται αυτό που έχει υγρό περιεχόμενο κάτω από 2 GPM⁴, σχετικά πλούσιο φυσικό (moderate rich) αέριο μεταξύ 2 με 5 GPM και πολύ πλούσιο φυσικό (very rich) αέριο για τιμές μεγαλύτερες από 5 GPM. (Saeid Mokhatab, et al, 2019)

1.2.6 Σύσταση φυσικού αερίου

Η σύσταση του φυσικού αερίου (Εικόνα 1-7) αποτελείται κυρίως από ένα πολύπλοκο μίγμα υδρογονανθράκων με πολύ χαμηλό σημείο βρασμού (Tiberiu M. Leib, Carmo J. Pereira, 2008) και μη υδρογονανθρακικές προσμίξεις, ενώ παρατηρείται ως αέριο κάτω από ατμοσφαιρικές συνθήκες (Saeid Mokhatab, et al, 2019). Οι ποσότητες κάθε συστατικού στο φυσικό αέριο μπορεί να ποικίλουν, ακόμα και αν παράγεται από δύο πηγάδια της ίδιας πηγής εξόρυξης (Saeid Mokhatab et al, 2014). Το μεθάνιο (CH₄) είναι το κύριο συστατικό με σημείο βρασμού τους -161.6 °C. Αιθάνιο (C₂H₆), με σημείο βρασμού -88.3 °C, μπορεί να βρεθεί σε ποσότητες μεγαλύτερες από 10%, ενώ προπάνιο(C₃H₈), με σημείο βρασμού -42.2°C, παρατηρείται μέχρι 3%. Βουτάνιο (C₄H₁₀), πεντάνιο (C₅H₁₂), εξάνιο (C₆H₁₄) καθώς και βαρύτεροι υδρογονάνθρακες μπορούν να υπάρχουν εξίσου σε μικροποσότητες (Tiberiu M. Leib, Carmo J. Pereira, 2008; Engineering ToolBox, 2009). Οι μη υδρογονανθρακικές προσμίξεις που



Εικόνα 1-7. Συστατικά ακατέργαστου φυσικού αερίου.

Πηγή: Canadian Centre for Energy Information 2013

⁴ Στις βιομηχανίες χρησιμοποιείται η μονάδα μέτρησης GPM, ή αλλιώς γαλιόνια (gal) ανακτήσιμων υγρών ανά 1000 κανονικά κυβικά πόδια (Mscf), για τον υπολογισμό του υγρού περιεχομένου σε μίγμα φυσικού αερίου.

περιέχονται στο φυσικό αέριο, όπως το άζωτο (N₂), το διοξείδιο του άνθρακα (CO₂), τα υδρόθεια (H₂S) και άλλες θειούχες προσμίξεις, όπως οι μερκαπτάνες (R-SH)⁵, τα καρβονυλοσουλφίδια (COS) και τα δισουλφίδια του άνθρακα (CS₂) είναι εξίσου σε μικρές ποσότητες και ανεπιθύμητες. Τα συστατικά αυτά δεν καίγονται, προκαλούν διάβρωση και διαφόρων ειδών προβλήματα στην παραγωγή και στα συστήματα διεργασιών.

Πίνακας 1-1. Σύσταση φυσικού αερίου σε διάφορες περιοχές

Συστατικό	Β. Αμερική #1	Β. Αμερική #2	Ευρώπη #1	Ευρώπη #2	Ασία
Μεθάνιο (%)	95	95	89	67	89
Αιθάνιο (%)	3	3	3	0,5	5
Προπάνιο (%)	0,4	0,4	2	0,5	3,5
Βουτάνιο (%)	0,1	0,1	0,5	13	2,5
CO ₂ (%)	1	1	1	0,5	0
N ₂ (%)	0,5	0,5	2,5	14,5	0
Οξυγόνο (%)	0	0	0	4	0
DMS ⁶ (ppmv)	0	2	0	0	6
TBM ⁷ (ppmv)	0	4	0	0	5
ΤΗΤ ⁸ (ppmv)	3	0	8	8	0
COS (ppmv)	0	1	2	2	0
H ₂ S (ppmv)	0	1	0,5	0,5	0
Μερκαπτάνες (ppmv)	1	0	0,1	0,1	0

Πηγή: (Papurello D., et al, September 2016; Daniel Tenkrat, Tomas Hlincik and Ondrej Prokes, 2010)

Τέλος, σε ίχνη παρατηρούνται μεταλλικές ουσίες όπως αρσενικό, σελήνιο, υδράργυρος και ουράνιο. Αν και δεν υπάρχει κάποια «τυπική» σύσταση φυσικού αερίου, ο Πίνακας 1-1 δείχνει το εύρος των συστάσεων των συστατικών που το αποτελούν από κοιτάσματα με διαφορετικής προέλευσης (Boyan Guo, Ali Ghalambor, 2012; Saeid Mokhatab, et al, 2019; John McMurry, 2015).

1.3 Εισαγωγή στο υγροποιημένο φυσικό αέριο (Liquefied Natural Gas-LNG)

Όπως έχει γίνει ήδη αντιληπτό, για τις περισσότερες χώρες και για παραπάνω από δύο δεκαετίες, το φυσικό αέριο έχει γίνει μία ταχύτατα αναπτυσσόμενη πηγή ενέργειας, τόσο λόγω των χαμηλών αέριων εκπομπών, όσο της υψηλής δυνατότητας μετατροπής του στην

⁵ Ως R-SH συμβολίζονται οι μερκαπτάνες, ή αλλιώς θειόλες. Πρόκειται για τα θειούχα ανάλογα των αλκοολών. Το R- συμβολίζει τις οργανικές ενώσεις «αλκύλια» (μεθύλιο, αιθύλιο, προπύλιο) και το -SH αποκαλείται μέρκαπτο.

⁶ DMS, ή αλλιώς διμεθυλοσουλφίδιο (CH₃)₂S

⁷ TBM, ή αλλιώς τριτοταγής βουτυλική μερκαπτάνη C₄H₁₀S

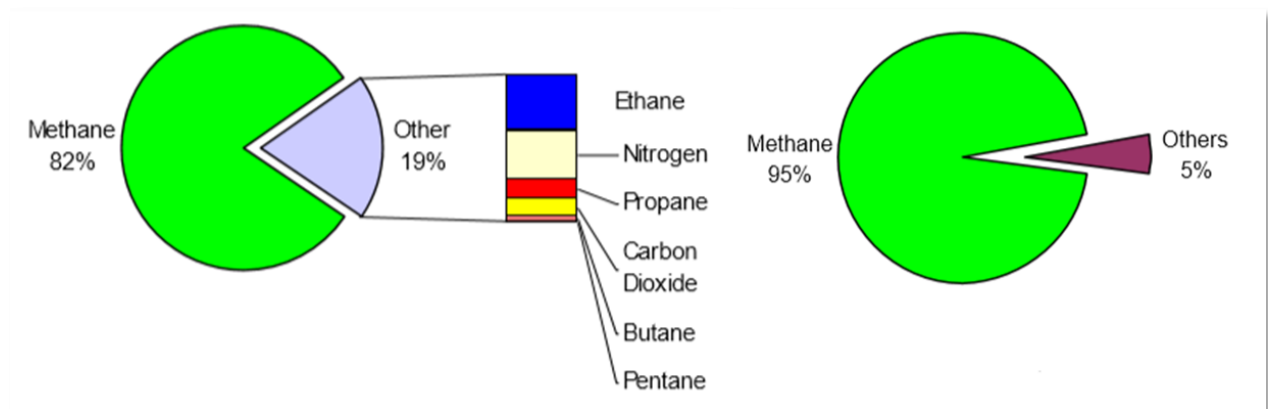
⁸ ΤΗΤ, ή αλλιώς τετραϋδροθειοφαίνιο C₄H₈S.

Πρόκειται για αρωματικά πρόσθετα του φυσικού αερίου με έντονη και χαρακτηριστικά δυσάρεστη οσμή για τον εντοπισμό του σε περίπτωση μεγάλης συγκέντρωσης αλλά και την αποφυγή οξειδώσεων αγωγών φυσικού αερίου.

ηλεκτροπαραγωγή. Η μεταφορά του μέσω αγωγών προσέφερε ασφάλεια και σταθερότητα στην διανομή σε περιοχές που μεγάλες πηγές φυσικού αερίου ήταν εύκολα προσβάσιμες. Παρόλα αυτά, καθώς η ανακάλυψη αποθεμάτων αυξανόταν σε απομακρυσμένες περιοχές, δόθηκε περισσότερη προσοχή στην ανακάλυψη νέων μεθόδων αξιοποίησης τέτοιων κοιτασμάτων. Έτσι, τα μέσα του 1950, η Ιαπωνία και η Νότια Κορέα βρήκαν τη λύση για την μεταφορά φυσικού αερίου από απομακρυσμένες πηγές στην βιομηχανία του υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) (Saeid Mokhatab et al, 2014). Η ανάπτυξη της τεχνολογίας του LNG θεωρείται ένα από τα πιο σημαντικά βήματα στην αξιοποίηση των παγκόσμιων ενεργειακών πηγών (John L. Woodward, Robin M. Pitblado, 2010). Πρόκειται για μία μορφή του φυσικού αερίου που σε κρυογενικές θερμοκρασίες και ατμοσφαιρικές πιέσεις μπορεί να μεταφερθεί μέσω ειδικά κατασκευασμένων πλοίων σε τεράστιες αποστάσεις και ποσότητες. Στις μέρες μας, πάνω από 40 χώρες εισάγουν LNG από 19 άλλες χώρες (BGR Energy Study , 2018). Το 2018, το Κατάρ (24,3%) και η Αυστραλία (21,3%) εξήγαγαν το μεγαλύτερο ποσοστό του LNG, με την συνολική ποσότητα να φτάνει τα 431 bcm LNG (BP Energy Outlook, 2019). Το LNG, αποτελεί μία οικονομική λύση αλλά κυρίως ασφαλή, αφού στην υγρή αυτή φάση ούτε εκρήγνυται, ούτε είναι εύφλεκτο (Saeid Mokhatab et al, 2014).

1.3.1 Τί είναι το LNG;

Το φυσικό αέριο, όπως αναφέρθηκε και στη παράγραφο 1.2.6, αποτελείται κυρίως από μεθάνιο, αλλά και άλλα συστατικά (αιθάνιο, προπάνιο, βαρύτερους υδρογονάνθρακες, μικροποσότητες άλλων ουσιών).



Εικόνα 1-8. Αριστερά φαίνεται η τυπική σύσταση του φυσικού αερίου και δεξιά του LNG.

Πηγή: (Michelle Michot Foss, 2012)

Το LNG είναι άοσμο, άχρωμο, μη διαβρωτικό και μη τοξικό. Ονομάζεται υγροποιημένο φυσικό αέριο γιατί είναι σε υγρή κατάσταση. Όταν το φυσικό αέριο ψυχθεί σε ατμοσφαιρική πίεση σε χαμηλές θερμοκρασίες (περίπου $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ – εξαρτάται από την σύστασή του), συμπυκνώνεται σε υγρό. Η διεργασία υγροποίησης επιβάλλει την απομάκρυνση των περιττών συστατικών, όπως

για παράδειγμα το νερό και το διοξείδιο του άνθρακα, για την αποφυγή δημιουργίας στερεών κατά την ψύξη του LNG, αλλά και την ελαχιστοποίηση της διάβρωσης ή και καταστροφής των υλικών που χρησιμοποιούνται για την χρήση του. Αυτό, έχει ως αποτέλεσμα την παραγωγή ενός «τυπικού» LNG με σύσταση όπως αυτή φαίνεται στην παραπάνω Εικόνα 1-8 (δεξιά). Η σύστασή του γενικά ποικίλει ανάλογα με την προέλευση, όπως ισχύει και στο φυσικό αέριο (Πίνακας 1-2).

Πίνακας 1-2. Αναλυτική σύσταση LNG σε δείγματα διαφορετικής χώρας προέλευσης.

Πηγή LNG	Μεθάνιο	Αιθάνιο	Προπάνιο	Βουτάνιο	Άζωτο
Αλάσκα	99,72	0,06	0,0005	0,0005	0,2
Αλγερία	86,98	9,35	2,33	0,63	0,71
Βαλτιμόρη	93,32	4,65	0,84	0,18	1,01
Νέα Υόρκη	98	1,4	0,4	0,1	0,1
Σαν Ντιέγκο	92	6	1	-	1

Πηγή: (Michelle Michot Foss, 2012)

Όπως κάθε αέρια ουσία, εκτός του οξυγόνου, η ατμοποίησή του σε φυσικό αέριο μπορεί να προκαλέσει ασφυξία σε μη αεριζόμενο χώρο. Όταν ατμοί LNG θερμαίνονται είναι ελαφρύτεροι από τον αέρα με αποτέλεσμα να ανεβαίνουν και να διασπείρονται αντί να συλλέγονται προς το έδαφος. Παρόλα αυτά, δεν είναι εκρηκτικό, εκτός και αν εύφλεκτες συγκεντρώσεις αερίου προκύψουν σε κλειστό χώρο. Σχετικές λεπτομέρειες θα ακολουθήσουν στην συνέχεια στο κεφάλαιο 1.5.

Η χρησιμότητά του οφείλεται στο γεγονός πως περίπου 600 m³ φυσικού αερίου παράγουν 1 m³ LNG, ενώ παράλληλα 1 τόνος LNG είναι ενεργειακά ισοδύναμος με 1.415 m³ φυσικού αερίου. Η ακριβής μετατροπή εξαρτάται από την σύσταση του φυσικού αερίου. Η τεράστια συγκέντρωση σε όγκο από την αέρια φάση στην υγρή φάση του LNG είναι που το κάνουν ιδανική λύση για εύκολη και οικονομική μεταφορά σε μεγάλες αποστάσεις και αποθήκευση σε τεράστιες ποσότητες (Michelle Michot Foss, 2012; Saeid Mokhatab et al, 2014).

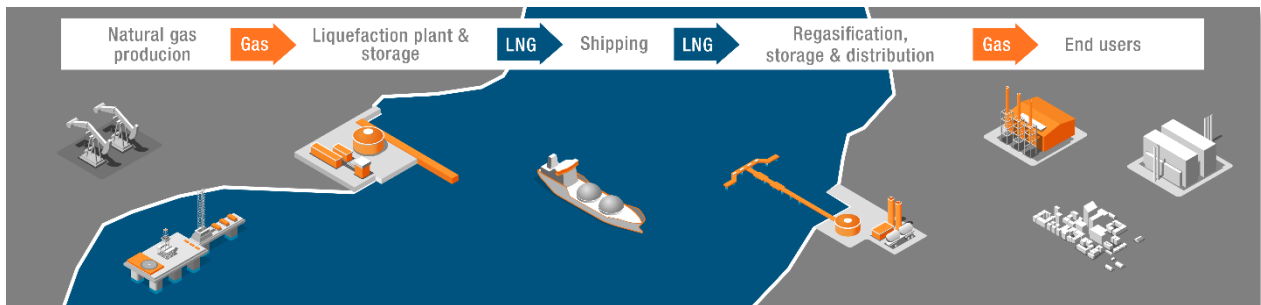
1.3.2 Η αλυσίδα του LNG (Value Chain)

Για να γίνει το LNG διαθέσιμο για χρήση σε μία χώρα, ενεργειακές εταιρίες επενδύουν σε διάφορες δραστηριότητες που συνδέονται άμεσα μεταξύ τους. Τα βασικότερα στάδια της αλυσίδας του LNG (value chain) είναι τα παρακάτω (Εικόνα 1-9):

- **Εξόρυξη (exploration)** για την εύρεση φυσικού αερίου από τα έγκατα της γης και **παραγωγή (production)** του φυσικού αερίου για διανομή στους καταναλωτές. Το μεγαλύτερο μέρος του φυσικού αερίου βρίσκεται κατά την εξόρυξη πετρελαίου.

- **Υγροποίηση (liquefaction)** για την μετατροπή του φυσικού αερίου σε υγρή μορφή LNG ώστε να μπορεί να μεταφερθεί μέσω πλοίων.
- **Μεταφορά δια θαλάσσης (shipping)** του LNG σε ειδικά διαμορφωμένα πλοία και βυτιοφόρα.
- **Αποθήκευση (storage)** και **επαναεριοποίηση (regasification)** στους **τερματικούς σταθμούς (receiving terminals)**, για την μετατροπή του αποθηκευμένου σε ειδικές δεξαμενές LNG από την υγρή στην αέρια φάση, έτοιμο για την μετακίνησή του στον τελικό προορισμό μέσω αγωγών (pipelines) στους καταναλωτές.

Μέρος της αλυσίδας αποτελεί και το δίκτυο αγωγών (pipelines) που χρησιμοποιείται μεταξύ των σταδίων, αλλά δεν ανήκει στα βασικότερα στάδιά της αφού η μεταφορά γίνεται στην αέρια φάση. (Michelle Michot Foss, 2012)



Εικόνα 1-9. Αλυσίδα του LNG. Από την εξόρυξη μέχρι την τελική χρήση. Πηγή: Wärtsilä Technical Journal, LNG value chain optimisation – Case Myanmar, <https://www.wartsila.com/>

Στην ενότητα αυτή, θα δοθεί μία συνοπτική παρουσίαση στα προαναφερθέντα στάδια της παραγωγής, της υγροποίησης, της μεταφοράς, της αποθήκευσης και της επαναεριοποίησης, καθώς αποτελούν σημαντικές πληροφορίες για την συνέχεια της παρούσας εργασίας.

1.3.2.1 Από την εξόρυξη στην παραγωγή

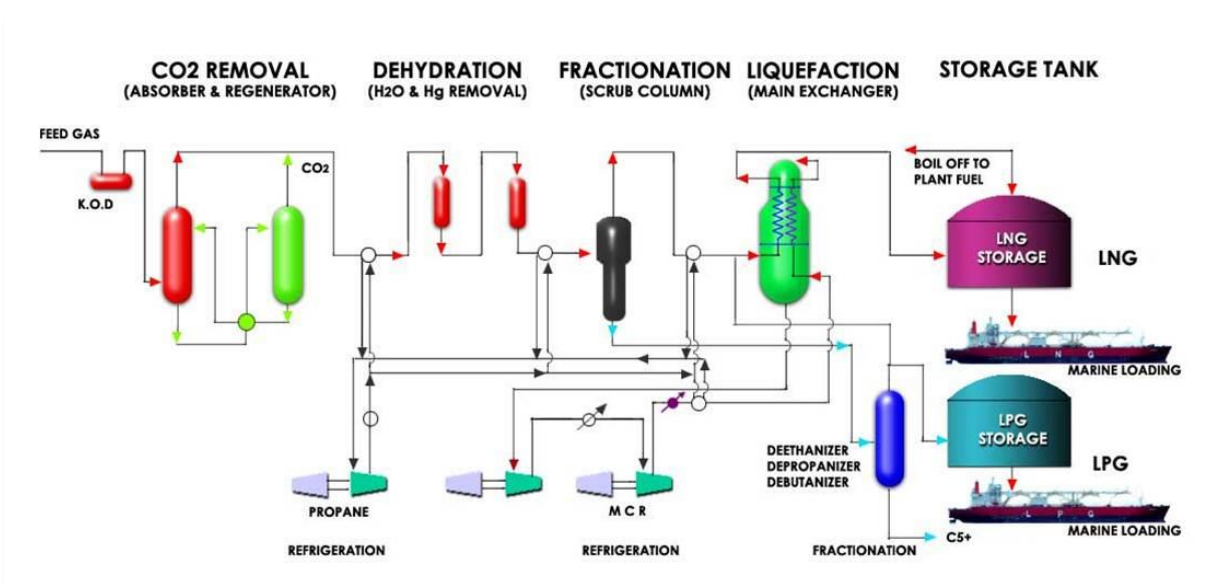
Μόλις γίνει η εξόρυξη του συμβατικού ή μη συμβατικού φυσικού αερίου από το κοίτασμα μέσω γεωτρήσεων (onshore), ακολουθεί μία πολύπλοκη και συνδυαστική διεργασία επεξεργασίας του για να έρθει σε μορφή κατάλληλη για διανομή και χρήση. Αυτός είναι και ο λόγος που δίπλα στα πηγάδια υπάρχουν μονάδες επεξεργασίας οι οποίες τροποποιούν την πρώτη ύλη για να πετύχουν τις προδιαγραφές (offshore) (βλ. Εικόνα 1-10) .



Εικόνα 1-10. Η εξόρυξη πετρελαίου και φυσικού αερίου σε πλωτά γεωτρήματα (offshore) δεξιά και εγκαταστάσεις επεξεργασίας LNG (onshore) αριστερά.

Πηγή: (Dr Skouras Stathis, 2019)

Η πρώτη μονάδα επεξεργασίας LNG χτίστηκε το 1912 στην Δυτική Βιρτζίνια και λειτούργησε το 1917. Βασικές διεργασίες που λαμβάνουν χώρα σε αυτό το στάδιο παρουσιάζονται συνοπτικά στο Διάγραμμα ροής 1-2. Πρόκειται για διεργασίες όπως καθαρισμός του φυσικού αερίου από περιττά συστατικά (υδρογονάνθρακες, νερό) για την απομόνωση του μεθανίου, αποθείωση και απομάκρυνση όξινων CO₂ και N₂ μέσω απορρόφησης με αμίνη ή/και γλυκόλη και στην συνέχεια αναγέννηση της αμίνης για επαναχρησιμοποίησή της, αλλά και αφυδάτωση μέσω ψύξης, απορρόφησης ή προσρόφησης σε κάποιο στερεό σώμα για την αφαίρεση νερού και υδραργύρου. Τέλος, περιλαμβάνει μονάδα διαχωρισμού ελαφριών κλασμάτων για την ανάκτηση υδρογονανθράκων εμπορικής αξίας (LPG – βουτάνιο, προπάνιο και μίγμα αυτών) και την μονάδα υγροποίησης (Dr Skouras Stathis, 2019; Bayu Hari Wibowo, 2016; Peter G. Noble, 2009).



Διάγραμμα ροής 1-2. Διεργασίες επεξεργασίας φυσικού αερίου για την παραγωγή LNG και LPG.

Πηγή: (Bayu Hari Wibowo, 2016)

Ανάλογα με το μέγεθος και τις λειτουργίες μίας μονάδας LNG, οι εγκαταστάσεις υγροποίησης φυσικού αερίου μπορούν να κατηγοριοποιηθούν σε μεγάλου βασικού φορτίου (large baseload), μεσαίας κλίμακας (mid-scale), αναγκών αιχμής (peak-shaving) και μικρής κλίμακας (small scale) (Πίνακας 1-3). Οι εγκαταστάσεις βασικού φορτίου, που τυπικά αποτελούνται από μία ή πολλαπλές γραμμές παραγωγής διανέμουν το LNG μέσω θαλάσσης. Το μέγεθος μίας γραμμής παραγωγής μίας μονάδας υγροποίησης βασικού φορτίου έχει αυξηθεί τα τελευταία 40 χρόνια (Mokhatab S., Messersmith D., 2018). Σήμερα, η χωρητικότητα μίας μονάδας βασικού φορτίου LNG έχει αυξηθεί από 1 MTPA σε 7,5 MTPA, ενώ το κόστος κατασκευής φτάνει το \$1,5 δις/1 MTPA (Dr. Chen-Hwa Chiu, 2008).

Πίνακας 1-3. Κατηγοριοποίηση μονάδων LNG.

Μέγεθος μονάδας LNG	Παραγωγή LNG	
	ανά γραμμή παραγωγής [MTPA]	Εφαρμογή
Μικρής κλίμακας	0,01	Φόρτωση καυσίμου έκτακτης ανάγκης, καύσιμα οχημάτων, επαναεριοποίηση αερίων LNG από απώλειες (boil-off gas) σε πλοία
Αναγκών αιχμής	>0,1	Παροχή επιπλέον χωρητικότητας σε περιόδους αιχμής
Μεσαίας κλίμακας	0,3-1,5	Εγχώρια κατανάλωση, μετακίνηση μέσω δρόμου ή τρένου
Βασικού φορτίου	3-5	Εξαγωγή μέσω θάλασσας (πλοία)

Πηγή: (Mokhatab S., Messersmith D., 2018)

Οι εγκαταστάσεις αναγκών αιχμής δίνουν έμφαση στην ελαχιστοποίηση του κόστους εξοπλισμού και λιγότερο στην υψηλή θερμοδυναμική απόδοση. Είναι πολύ μικρότερες και λειτουργούν μόνο εποχιακά κοντά στο σημείο στο οποίο η πίεση στις γραμμές μεταφοράς του φυσικού αερίου μειώνεται. Χρησιμοποιούν κυρίως κύκλους υγροποίησης πολλαπλού μίγματος ψυκτικών και παρόλο που το τμήμα υγροποίησης βρίσκεται σε αδράνεια το 1/8 με 1/2 του έτους, στις μεταφορές του LNG λειτουργεί διαρκώς σαν σταθμός εκτόνωσης (C. M. Sliepcevich, 1965; Δ. Καρώνης, Ε. Λόης, Φ. Ζαννίκος, 2015).

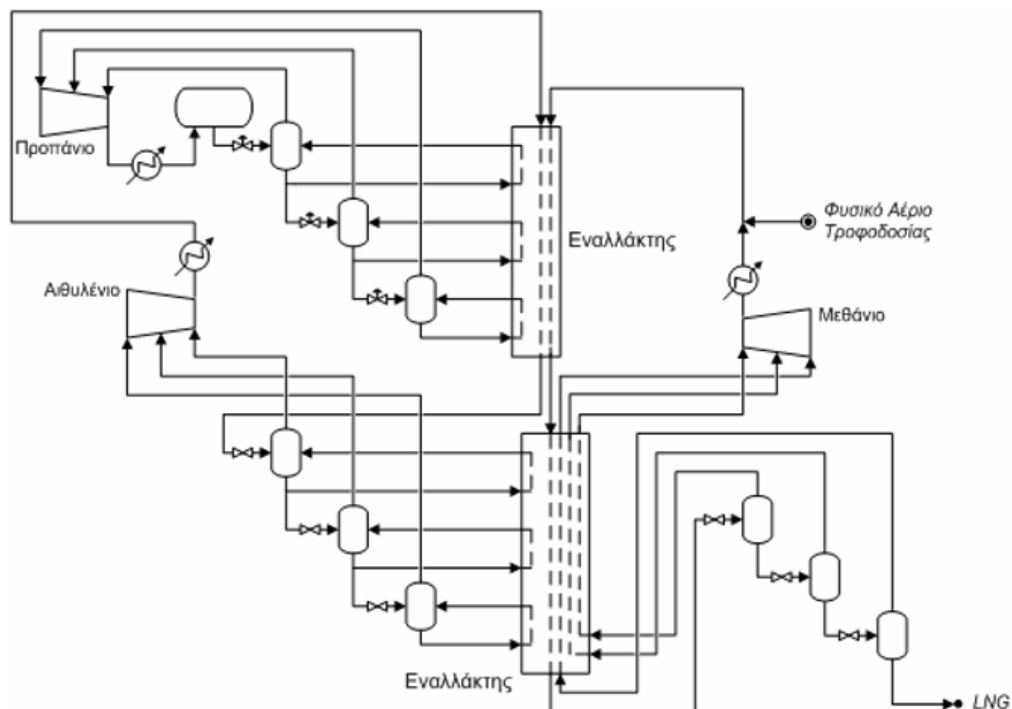
Τα τελευταία χρόνια, ο τεχνολογία πλωτού LNG (floating LNG – FLNG), όπου επεξεργασία και αποθήκευση διεξάγονται σε ένα αγκυροβολημένο πλοίο στην ανοιχτή θάλασσα κοντά στα πεδία παραγωγής, δείχνει να μειώνει τα κόστη, καθιστώντας βιώσιμη την ανάπτυξη μικρών και απομακρυσμένων αποθεμάτων φυσικού αερίου. Η τεχνολογία FLNG μπορεί να θεωρηθεί συμφέρουσα αφού μειώνει τις υπεράκτιες πλατφόρμες (offshore) και τα δίκτυα αγωγών, την ανάγκη για παροχή λιμενικών εγκαταστάσεων αλλά και το εξειδικευμένο εργατικό προσωπικό (Saeid Mokhatab, et al, 2019).

1.3.2.2 Υγροποίηση

Η διεργασία υγροποίησης βασίζεται στην αρχές ψυκτικών κύκλων, όπου ένα ψυκτικό (refrigerant), μέσω διαδοχικής διαστολής και συμπίεσης, αφαιρεί το θερμικό περιεχόμενο ενός ρεύματος φυσικού αερίου, απορρίπτοντάς το στον αέρα του περιβάλλοντος ή σε νερό ψύξης, ώστε να το μετατρέψει σε υγρό. Το ψυκτικό μέσο μπορεί να είναι μέρος της τροφοδοσίας φυσικού αερίου (διεργασία ανοιχτού κύκλου) ή ένα ξεχωριστό υγρό που διαρκώς ανακυκλώνεται κατά την υγροποίηση (διεργασία κλειστού κύκλου) (Saeid Mokhatab et al, 2014). Οι κύριες διεργασίες υγροποίησης φυσικού αερίου είναι τέσσερις (4) :

- Μέθοδος C3MR ή ACPI (από την εταιρία Air Products & Chemicals)
- Cascade (από την εταιρία ConocoPhillips)
- Shell DMR
- Linde

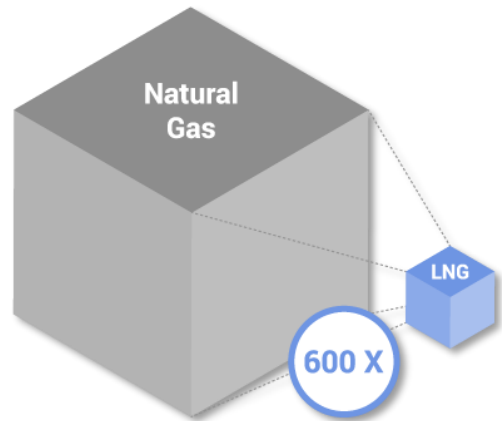
Κάθε μία από αυτές χρησιμοποιεί διαφορετικά ψυκτικά μέσα, όπως καθαρό προπάνιο και το μικτό ψυκτικό μέσο (MR) που αποτελείται από άζωτο, μεθάνιο, αιθάνιο και προπάνιο και γίνεται σε στάδια/βαθμίδες διαφορετικών θερμοκρασιών (Δ. Καρώνης, Ε. Λόης, Φ. Ζαννίκος, 2015).



Διάγραμμα ροής 1-3. Διεργασία υγροποίησης εννέα βαθμίδων σε σειρά κλειστού κύκλου.

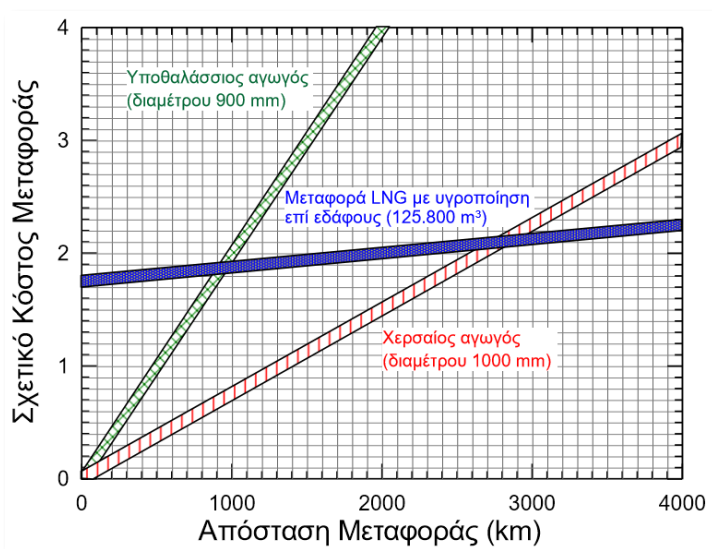
Πηγή: (Δ. Καρώνης, Ε. Λόης, Φ. Ζαννίκος, 2015)

Μεταξύ των υπόλοιπων σταδίων της αλυσίδας του LNG, η διεργασία υγροποίησης αντιπροσωπεύει το μεγαλύτερο ποσοστό κόστους καθώς λειτουργεί σε κρυογενικές συνθήκες. Η διαδικασία αυτή, αγγίζει τους -162°C σε ατμοσφαιρική πίεση και λόγω αυτού έχει υψηλή ενεργειακή κατανάλωση. Συγκεκριμένα, ανάλογα με την διεργασία υγροποίησης, η σχετική ενεργειακή απαίτηση για ψύξη μπορεί να φτάσει μέχρι και $1.216,9 \text{ kJ/kg}\cdot\text{LNG}$ (Inkyu Lee, Jinwoo Park and Il Moon, 2018). Έτσι, το LNG στους -162°C χρησιμοποιεί το $1:600^{\circ}$ του χώρου που θα χρειαζόταν αντίστοιχα το φυσικό αέριο σε θερμοκρασία περιβάλλοντος και ατμοσφαιρική πίεση (Εικόνα 1-11). Είναι ένα κρυογονικό υγρό⁹ με πυκνότητα περίπου 45% της πυκνότητας του νερού (Michelle Michot Foss, 2012).



Εικόνα 1-11. Το φυσικό αέριο όταν συμπυκνώνεται-υγροποιείται μειώνεται κατά 600 φορές σε όγκο. Πηγή: 2014 Singapore LNG Corporation Pte Ltd, www.slng.com.sg

1.3.2.3 Μεταφορά



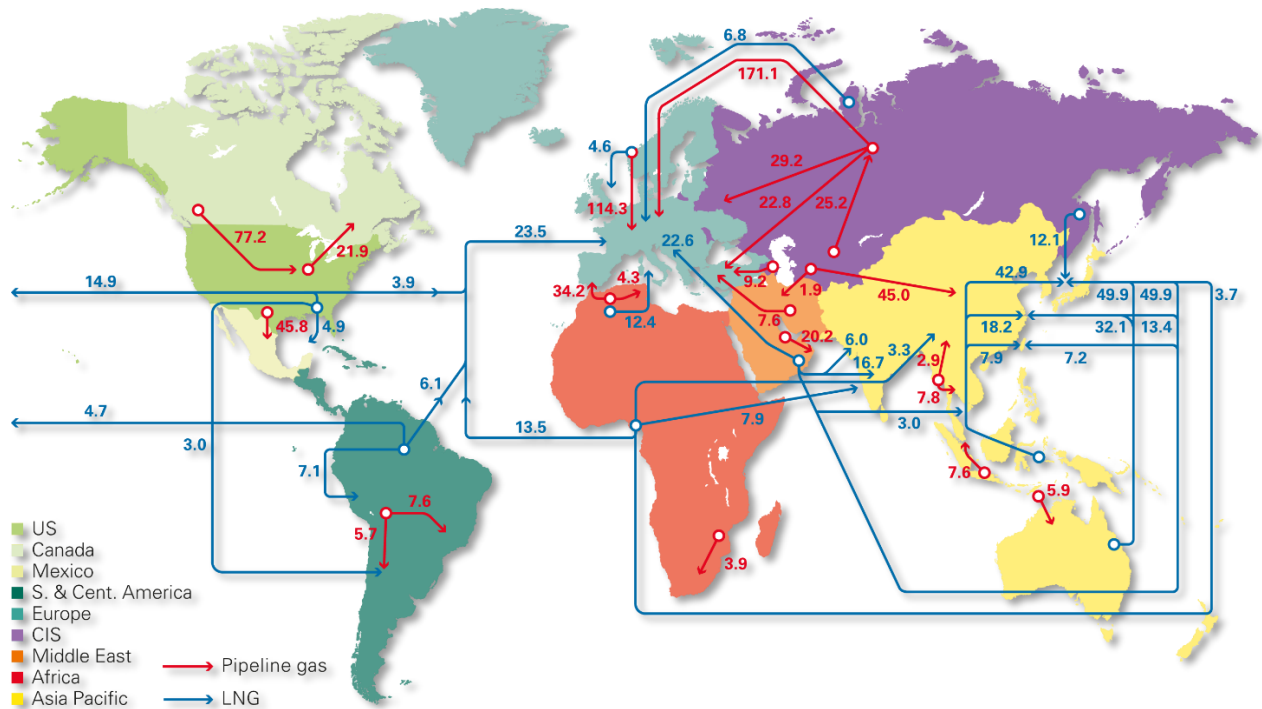
Διάγραμμα 1-7. Σχέση κόστους μεταφοράς με την απόσταση μεταφοράς για το φυσικό αέριο

Αμέσως μετά την υγροποίηση του φυσικού αερίου ακολουθεί η μεταφορά του στις εγκαταστάσεις επαναεριοποίησης. Η μεταφορά του LNG διεξάγεται είτε με πλοία, είτε με φορτηγά. Σε αντίθεση με το υγροποιημένο φυσικό αέριο, το φυσικό αέριο μεταφέρεται μέσω αγωγών. Το κόστος μεταφοράς εξαρτάται από την δυναμικότητα, την απόσταση και τον τρόπο όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα 1-7 (Φ. Ζαννίκος, Δ. Καρώνης, 2018). Σύμφωνα με έρευνα της BP για το 2018, συναλλάχθηκαν

431 bcm LNG, με το μεγαλύτερο ποσοστό εξαγωγής να ανήκει στο Κατάρ και την Αυστραλία και εισαγωγής στην Ασία, και 805,4 bcm φυσικού αερίου μέσω αγωγών με κυρίαρχη δύναμη

⁹ Κρυογονικό υγρό θεωρείται αυτό που είναι σε θερμοκρασία κάτω από -100°F (-73°C).

εξαγωγής την Ρωσία και την Νορβηγία προς την Ευρώπη (Εικόνα 1-12) (BP Statistical Review of World Energy , 2019).



Εικόνα 1-12. Εμπορικές συναλλαγές φυσικού αερίου μέσω αγωγών και ως LNG μέσω πλοίων για το 2018 (bcm).
 Πηγή: BP Statistical Review of World Energy 2019

Οι εγκαταστάσεις LNG κάλυψης αναγκών αιχμής διανέμουν φυσικό αέριο ύστερα από την ατμοποίηση του LNG και μερική αποθήκευσή του σε οχήματα παρόμοια με εκείνα που χρησιμοποιούνται στις μεταφορές υγρού αζώτου και οξυγόνου που αποτελούνται από μία εσωτερική κρυογενική δεξαμενή και προστατεύονται από μία εξωτερική δεξαμενή από μη κρυογενικό υλικό (Εικόνα 1-13). Μεταξύ τους παρεμβάλλεται μόνωση από διογκωμένο περλίτη και εκκενώνεται σε υποατμοσφαιρική πίεση.



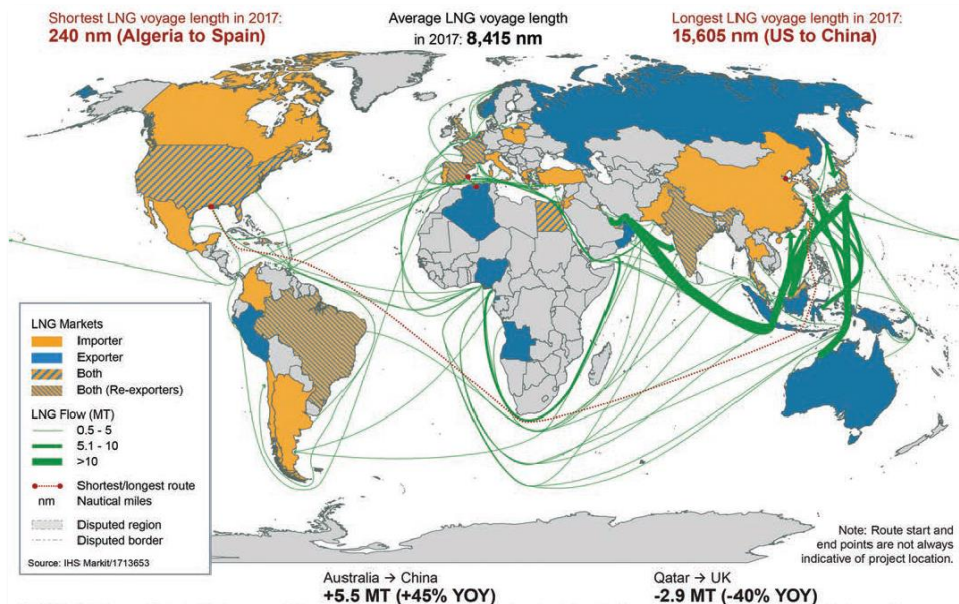
Εικόνα 1-13. Κρυογενικό βυτιοφόρο όχημα LNG.
 Πηγή: <https://www.indiamart.com/>

Αντίστοιχα, οι εγκαταστάσεις LNG βασικού φορτίου συνδέονται με τις αντίστοιχες τερματικές εγκαταστάσεις μέσω ειδικά κατασκευασμένων δεξαμενοπλοίων (Δ. Καρώνης, Ε. Λόης, Φ. Ζαννίκος, 2015). Τον Ιανουάριο του 1959 το πλοίο MV Methane Pioneer (Εικόνα 1-14) ήταν το πρώτο θαλάσσιο φορτίο LNG όγκου 5 Km³ που έφυγε από τον ποταμό της Λουιζιάνα και

παραδόθηκε στο Ηνωμένο Βασίλειο. Το 1968 το Methane Pioneer έγινε το πρώτο πλοίο LNG που εξήγαγε φορτία στον κόσμο (Bob Curt, 2004). Μέχρι το τέλος του 2018, περίπου 525 δεξαμενόπλοια LNG εξήγαγαν ενεργά 55 ΜΤ LNG διεξάγοντας 5.119 ταξίδια (Εικόνα 1-15) (IGU, 2019).



Εικόνα 1-14. MV Methane Pioneer, Ιανουάριος 1959.
Πηγή: (Peter G. Noble, 2009)



Εικόνα 1-15. Γραμμές εμπορικών συναλλαγών φυσικού αερίου. Μικρότερο ταξίδι LNG του 2017 240 nm (ναυτικά μίλια) Αλγερία προς Ισπανία και μεγαλύτερο ταξίδι 15.605 nm από ΗΠΑ προς Κίνα (κόκκινες διακεκομμένες γραμμές). Μέσο ταξίδι LNG 8.415 nm. Πηγή: IHS

Τα σύγχρονα δεξαμενόπλοια έχουν μεταφορική ικανότητα έως 200.000 m³ LNG. Είναι πλοία διπλού κύτους, ειδικά σχεδιασμένα και μονωμένα για την αποφυγή διαρροών ή ρήξης σε ατύχημα. Το LNG αποθηκεύεται σε ειδικό σύστημα συγκράτησης εντός τους εσωτερικού του

κύτους, όπου και φυλάσσεται σε ατμοσφαιρική πίεση και κρυογενικές θερμοκρασίες έως -162°C . Τρεις τύποι συστημάτων αποθήκευσης έχουν εξελιχθεί ως σύγχρονα πρότυπα για δεξαμενόπλοια μεταφοράς LNG, αυτά είναι:

1. Σφαιρικού σχεδιασμού (Kvaerner-Moss)
2. Σχεδιασμού μεμβράνης (Gaz Transport and Technigaz – GTT: Mark III, No. 96, CS1)
3. Δομικός πρισματικός σχεδιασμός (IHI-SPB) (Εικόνα 1-16)

Ο τύπος που χρησιμοποιείται περισσότερο πλέον είναι ο σχεδιασμού μεμβράνης (~67%), αλλά εξίσου διαδεδομένος είναι και ο σφαιρικού σχεδιασμού (~33%) (Michelle Michot Foss, 2012; IGU, 2019). Συγκεκριμένα, 425 πλοία μεμβράνης και 132 τύπου Moss χρησιμοποιούνται σήμερα (GIIGNL, 2020). Περισσότερες λεπτομέρειες σχετικά με τα πλοία μεταφοράς LNG θα ακολουθήσουν στην συνέχεια στο Κεφάλαιο 2.2 όπου θα αναλυθούν διεξοδικά.



Εικόνα 1-16. Διάφοροι τύποι δεξαμενόπλοιων μεταφοράς LNG. Πάνω αριστερά πλοίο σφαιρικού σχεδιασμού, πάνω δεξιά πλοίο δομικά πρισματικού σχεδιασμού και κάτω δεξαμενόπλοια σχεδιασμού μεμβράνης τύπου MKII (αριστερά) και No. 96 (δεξιά). Πηγή: Liquefied Gas Carrier, <http://www.liquefiedgascarrier.com/>

1.3.2.4 Αποθήκευση σε κρυογενικές δεξαμενές

Το LNG αποθηκεύεται σε ατμοσφαιρική πίεση σε διπλού τοιχώματος μονωμένες δεξαμενές ειδικά σχεδιασμένες για να αντέχουν σε κρυογενικές συνθήκες. Η μόνωση τοποθετείται

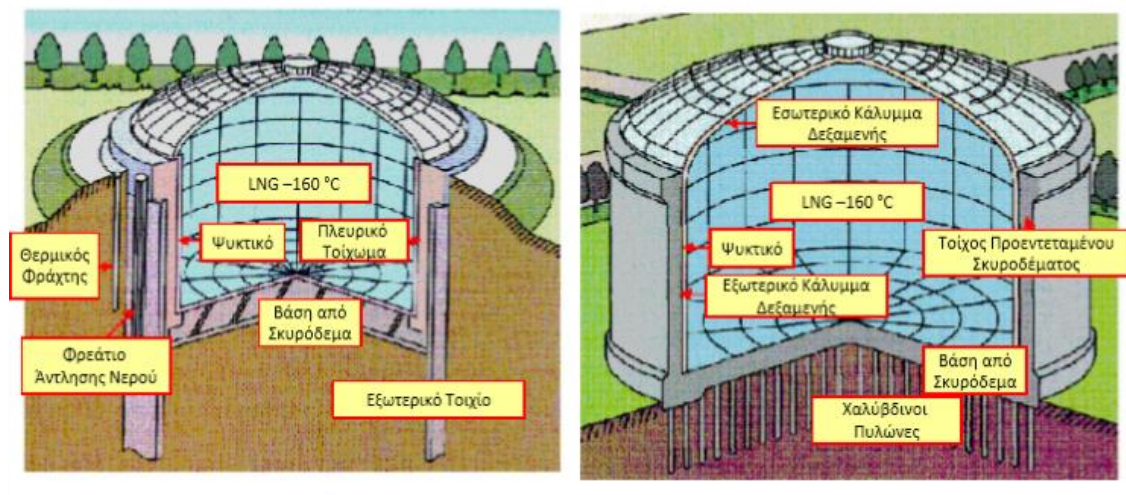
έτσι ώστε να μειώνει τις απώλειες θερμότητας και προϊόντος λόγω φαινομένου boil-off (εξάτμιση του LNG, για περισσότερα βλ. Κεφάλαιο 1.4) αλλά και για να την αποφυγή διαρροών από ρωγμή, σεισμό, κάποιο εξωτερικό πλήγμα). Η χωρητικότητα μίας δεξαμενής είναι συνήθως 160.000 m³, όσο περίπου ενός μέσου δεξαμενόπλοιου μεταφοράς LNG. Στις μέρες μας, κατασκευάζονται μεγαλύτερες δεξαμενές που μπορεί να χωράνε και πάνω από 200.000 m³, έτσι ώστε να ταιριάζουν με τις διαστάσεις των τερματικών σταθμών LNG και των μεγάλων δεξαμενοπλοίων. Οι πιέσεις αποθήκευσης μίας τυπικής δεξαμενής εμφανίζονται στον παρακάτω Πίνακας 1-4. Φυσικά, οι συνθήκες αποθήκευσης εξαρτώνται από την τοποθεσία, τα κριτήρια σχεδιασμού, την ασφάλεια, τους γεωλογικούς περιορισμούς, το περιβάλλον κ.α.

Πίνακας 1-4. Τυπικές τιμές πιέσεων μίας δεξαμενής αποθήκευσης LNG.

Μέγεθος [KPa _g]	Τυπική τιμή
Μέγιστη πίεση σχεδιασμού	30
Πίεση κενού σχεδιασμού	-1,5
Κανονική πίεση λειτουργίας	10
Ελάχιστη πίεση λειτουργίας	2,5
Μέγιστη πίεση λειτουργίας	25

Πηγή: (Saeid Mokhatab et al, 2014)

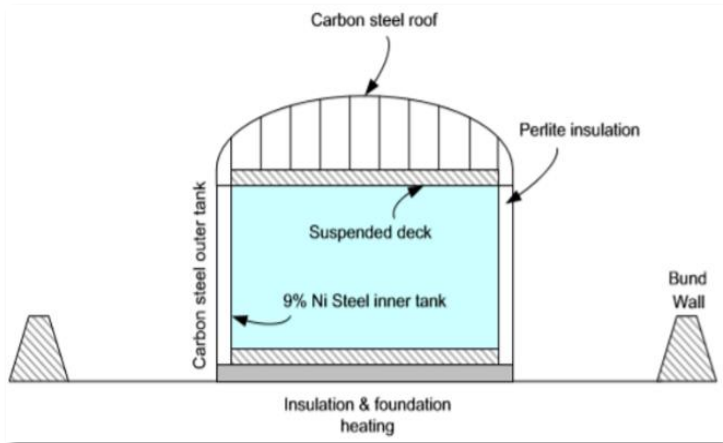
Δύο (2) είναι οι κυριότεροι τύποι δεξαμενών αποθήκευσης LNG: οι υπέργειες και οι υπόγειες (Εικόνα 1-17). Οι υπέργειες έχουν το πλεονέκτημα ότι κατασκευάζονται οικονομικότερα σε αντίθεση με τις υπόγειες. Αντίστοιχα όμως, οι υπέργειες έχουν υψηλό ρυθμό εξάτμισης και κατά συνέπεια υψηλότερο κίνδυνο έναντι διαρροών (Φ. Ζαννίκος, Δ. Καρώνης, 2019; Saeid Mokhatab et al, 2014).



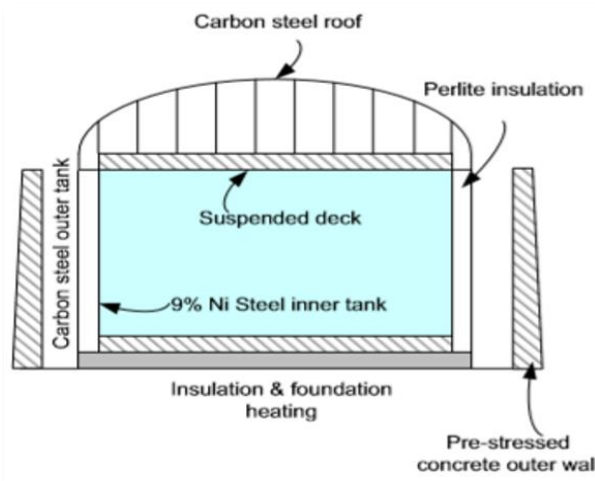
Εικόνα 1-17. Δεξαμενή υπόγειας (αριστερά) και υπέργειας (αριστερά) αποθήκευσης LNG.

Πηγή: (Φ. Ζαννίκος, Δ. Καρώνης, 2019)

Οι υπόγειες δεξαμενές αποθήκευσης LNG, αποτελούνται από μεμβράνη με ανοξειδωτο ασάλι και μονώνονται από έναν άκαμπτο αφρό πολυουρεθίνης. Η μόνωση αντίστοιχα στηρίζεται από οπλισμένο σκυρόδεμα. Χρειάζεται 4 με 5 χρόνια για να κατασκευαστεί και χρησιμοποιείται κυρίως στην Ιαπωνία και άλλες Ασιατικές χώρες. Επειδή είναι λιγότερο εμφανής, προστατεύουν από αντιπρομοκρατικά επεισόδια και αντέχουν περισσότερο σε σεισμούς.



Εικόνα 1-18. Υπέργεια δεξαμενή LNG μονής συγκράτησης.



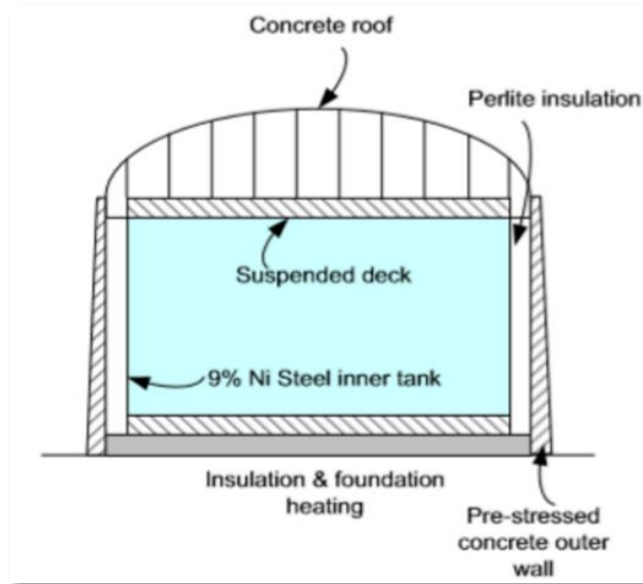
Εικόνα 1-19. Υπέργεια διπλής συγκράτησης.

Οι υπέργειες δεξαμενές έχουν τρεις (3) υποκατηγορίες:

- Μονής συγκράτησης (Εικόνα 1-18)
- Διπλής συγκράτησης (Εικόνα 1-19)
- Πλήρης συγκράτησης (Εικόνα 1-20)

Όλες έχουν ένα εσωτερικό κυλινδρικό περίβλημα από ανοξειδωτο ασάλι ή νικέλιο 9% για στήριξη, περλίτη για μόνωση και ανθρακοχάλυβα για στέγη.

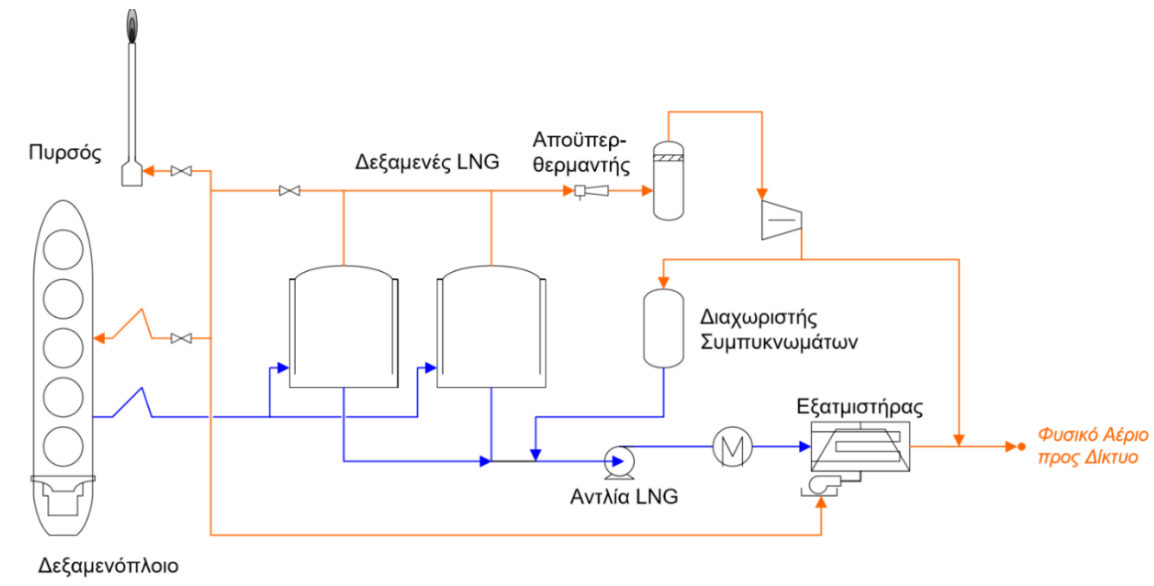
Η 2^η κατηγορία έχει επιπλέον δεύτερο περίβλημα από σκυρόδεμα/τσιμέντο λίγο πιο έξω από το εσωτερικό περίβλημα, για προφύλαξη σε περίπτωση εσωτερικής διαρροής του κρυογονικού υγρού. Έχει λίγο μεγαλύτερο κόστος αλλά καταναλώνει λιγότερο χώρο λόγω του ότι δεν έχει γύρω της ανάχωμα όπως έχει η μονής συγκράτησης. Τέλος, η υπέργεια δεξαμενή πλήρης συγκράτησης μοιάζει με την διπλής με την διαφορά ότι ο κενός χώρος μεταξύ των 2 κυλινδρικών περιβλημάτων είναι αεροστεγώς κλεισμένος. Η πλειονότητα των μεγάλων αποθηκευτικών δεξαμενών που έχουν χτιστεί τα τελευταία 20 χρόνια παγκοσμίως είναι πλήρους συγκράτησης (GIIGNL, 2019).



Εικόνα 1-20. Δεξαμενή υπέρχειας αποθήκευσης LNG πλήρης συγκράτησης

1.3.2.5 Επαναεριοποίηση και τερματικοί σταθμοί

Τα δεξαμενόπλοια μεταφοράς LNG παραδίδουν τις ποσότητες LNG σε έναν τερματικό σταθμό (θαλάσσιο ή χερσαίο) όπου συνήθως γίνεται αποθήκευση του προϊόντος και στην συνέχεια επαναεριοποίησή του. Το 2018, περίπου 148 τερματικοί σταθμοί επαναεριοποίησης λειτούργησαν παγκοσμίως.



Διάγραμμα ροής 1-4. Εγκατάσταση παραλαβής LNG. Μπλε γραμμή υγροποιημένο φυσικό αέριο και πορτοκαλί Πηγή: (Φ. Ζαννίκος, Δ. Καρώνης, 2019)

Το υγροποιημένο φυσικό αέριο μπορεί να διανεμηθεί σε πλωτούς τερματικούς σταθμούς που είναι πλοία ή φορηγίδες κατασκευασμένες να λειτουργούν ως πλωτοί αποθηκευτικοί σταθμοί (Floating Storage Units – FSU), πλωτοί σταθμοί επαναεριοποίησης (Floating Regasification Units – FRU) ή πλωτοί σταθμοί αποθήκευσης και επαναεριοποίησης (Floating Storage and Regasification Units – FSRU). Οι πλωτοί τερματικοί σταθμοί έχουν το πλεονέκτημα πως βρίσκονται υπεράκτια και έχουν χαμηλότερο κόστος κεφαλαίου από ότι οι χερσαίοι τερματικοί σταθμοί (GIIGNL, 2019). Εκτενέστερη παρουσίαση των πλωτών τερματικών σταθμών γίνεται στο Κεφάλαιο 2.4.

Η διεργασία επαναεριοποίησης είναι ενδόθερμη (δηλαδή απορροφά ενέργεια), αφού το LNG πρέπει να θερμανθεί σε θερμοκρασία και πίεση της γραμμής παράδοσης (αγωγός). Από την στιγμή που είναι πιο αποτελεσματική η εκτόνωση ενός υγρού από την συμπίεση ενός αερίου, το LNG εκτονώνεται στην πίεση του αγωγού και μετά αεριοποιείται. Η θερμότητα για την αεριοποίηση μπορεί να ληφθεί από την ανακύκλωση του θαλασσινού υγρού με πτερύγια αέρα ή καίγοντας ένα μέρος του φυσικού αερίου σε θερμαντήρα βυθισμένο σε νερό (John L. Woodward, Robin M. Pitblado, 2010).

1.4 Φαινόμενο Boil-Off Gas (BOG)

Το LNG είναι σχεδιασμένο για να διατηρείται υγρό σε κρυογονικές συνθήκες. Κατά τη διάρκεια της κανονικής λειτουργίας μίας μονάδας που διαχειρίζεται LNG, παράγεται το αέριο βρασμού (Boil-Off Gas—BOG) στις δεξαμενές και τις γραμμές που περιέχουν υγρό λόγω της μεταφοράς θερμότητας από το περιβάλλον. Αυτός ο ατμός συλλέγεται και καταλήγει στον συμπιεστή αναρρόφησης BOG. Τα BOGs που παράγονται κατά τη διάρκεια της κανονικής λειτουργίας (όχι στην εκφόρτωση LNG στα πλοία) από διαρροή θερμότητας στη δεξαμενή αποθήκευσης και στις σωληνώσεις συμπιέζονται και υγροποιούνται σε ένα συμπυκνωτήρα. Κατά τη διάρκεια της εκφόρτωσης πλοίων, η ποσότητα του ατμού στην έξοδο της δεξαμενής αυξάνεται σημαντικά. Αυτοί οι πρόσθετοι ατμοί είναι ένας συνδυασμός όγκου που μεταφέρεται στις δεξαμενές από το εισερχόμενο LNG (Myung Wook Shin et al., 2007).

Το BOG εμφανίζεται σε περίπου 0,05% του όγκου δεξαμενής ή μικρότερη ανά ημέρα. Για να μειωθεί το BOG, πιστεύεται ότι ο αριθμός των σταδίων (συμπίεσης και υγροποίησης) στο σύστημα επαναεριοποίησης θα πρέπει να αυξηθεί, διότι η αύξηση του αριθμού των σταδίων οδηγεί σε μείωση του BOG. Αν και αυτό θα μειώσει το κόστος λειτουργίας, θα αυξήσει το συνολικό κόστος κεφαλαίου, επομένως, θα πρέπει να καθοριστεί ο βέλτιστος αριθμός σταδίων στην μονάδα (Walter Chukwunonso Ikealumba, Hongwei Wu, 2014).

Ο σωστός χειρισμός της BOG κατά τη διάρκεια κανονικών εργασιών καθώς και κατά την εκφόρτωση του πλοίου επηρεάζουν σημαντικά την αποτελεσματικότητα της λειτουργίας και την ασφάλεια ολόκληρης της μονάδας αεριοποίησης. Πάρα πολύ BOG μέσα σε μια δεξαμενή αποθήκευσης επιφέρει θέματα ασφάλειας (όπως ενδεχόμενη διάρρηξη), και πολύ λίγο BOG μπορεί να σημαίνει σπατάλη ενέργειας που προκαλείται από την υπερβολική λειτουργία των συμπιεστών BOG (Myung Wook Shin et al., 2007).

Το φυσικά προερχόμενο BOG (Natural-NBOG), το οποίο λαμβάνεται από την κορυφή της δεξαμενής, μπορεί άμεσα να χρησιμοποιηθεί ως αέριο καυσίμων για τις μηχανές. Ωστόσο, όταν η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι υψηλότερη από την ισχύ που μπορεί να παραχθεί με τη χρήση NBOG, μπορεί να παραχθεί το εξαναγκασμένης προέλευσης BOG (Forced-FBOG) με την εξάτμιση υγρού LNG και να αναμιχθεί με το NBOG (Martijn van Essen, 2016).

1.5 Ιδιότητες φυσικού αερίου και LNG

Αρχικά, πρέπει να γίνει κατανοητό ότι εκείνες οι ιδιότητες που κάνουν το LNG μία καλή πηγή ενέργειας, μπορούν να το κάνουν εξίσου επικίνδυνο αν δεν ληφθούν σοβαρά υπόψιν. Καθώς το LNG αποτελείται κυρίως από μεθάνιο (περίπου 85%-99%), η σύνθεσή του περιλαμβάνει επίσης μικρές ποσότητες άλλων υδρογονανθράκων. Η χημική σύνθεση του φυσικού αερίου και οι ιδιότητες των συστατικών υδρογονανθράκων καθορίζουν τον τρόπο συμπεριφοράς του, επηρεάζουν τις προβλέψεις μας σχετικά με τις συμπεριφορές του και επηρεάζουν τον τρόπο με τον οποίο αξιολογούμε και διαχειριζόμαστε τους κινδύνους ασφαλείας. Η λανθασμένη κατανόηση του LNG δεν είναι ασυνήθιστη και συχνά προκαλείται από σύγχυση, ελλείψεις ή ανακριβείς πληροφορίες σχετικά με τις ιδιότητες του. Πρέπει να γίνει διακριτή η διαφορά στις ιδιότητές του ως υγρού από τις ιδιότητές του ως αέριο ή ατμό, κυρίως όσον αφορά την ασφάλειά μας (GIIGNL, 2019).

1.5.1 Φυσικοχημικές ιδιότητες

Οι ιδιότητες του LNG ποικίλουν ανάλογα με την σύστασή του η οποία, όπως έχει ήδη αναφερθεί, εξαρτάται από την τοποθεσία προέλευσης του φυσικού αερίου. Το κρίσιμο σημείο του μεθανίου είναι $-82,75^{\circ}\text{C}$, που σημαίνει ότι το μεθάνιο δεν μπορεί να υγροποιηθεί μεταβάλλοντας μόνο την πίεση και διατηρώντας την θερμοκρασία περιβάλλοντος. Επομένως, χρειάζεται πρώτα να ψυχθεί. Σε ατμοσφαιρική πίεση, ψύχεται στο σημείο βρασμού του LNG (John L. Woodward, Robin M. Pitblado, 2010).

Το σημείο βρασμού είναι μία από τις πιο σημαντικές ιδιότητες αφού καθορίζει πότε το φυσικό αέριο θα γίνει υγρό. Η διεργασία της υγροποίησης ψύχει το φυσικό αέριο σε θερμοκρασίες κάτω από το σημείο βρασμού, ενώ πριν την διανομή προς τους καταναλωτές το LNG μετατρέπεται πάλι σε φυσικό αέριο αφού θερμαίνεται πάνω από το σημείο βρασμού του (GIIGNL, 2019). Διαπιστώνεται λοιπόν πως η γνώση της σύστασης (ποιοτικά και ποσοτικά) και κατά συνέπεια ο προσδιορισμός των ιδιοτήτων του φυσικού αερίου είναι παράγοντας κλειδί για την αποτελεσματική και ασφαλή επεξεργασία και χρήση του.

Για να γίνει αντιληπτός ο ρόλος της σύστασης σε σχέση με τις ιδιότητες του LNG παρατίθενται οι παρακάτω πίνακες (Πίνακας 1-5, Πίνακας 1-6) όπου παρουσιάζουν την σύσταση κατά mol % δειγμάτων LNG από διάφορες τοποθεσίες και στην συνέχεια οι ιδιότητές τους σε κάθε ένα από αυτά τα δείγματα. Για σύγκριση δίνονται και οι τιμές για το καθαρό μεθάνιο και το πετρέλαιο.

Πίνακας 1-5. Σύσταση κατά mol % 4^{ωv} δειγμάτων LNG.

Συστατικό	Τρινιντάντ	Αλγερία	Νιγηρία	Ομάν
Μεθάνιο	96,9	87,93	91,692	87,876
Αιθάνιο	2,7	7,73	4,605	7,515
Προπάνιο	0,3	2,51	2,402	3,006
ίσο-Βουτάνιο	0,1	0,5	1,301	1,603
κ-Βουτάνιο	-	0,72	-	-
C5+	-	0,61	-	-
Σύνολο	100	100	100	100

Πηγή: (John L. Woodward, Robin M. Pitblado, 2010)

Πίνακας 1-6. Ορισμένες ιδιότητες 4^{ωv} δειγμάτων LNG, καθαρού μεθανίου και πετρελαίου.

Ιδιότητα	Μεθάνιο	Τρινιντάντ	Αλγερία	Νιγηρία	Ομάν	Πετρέλαιο
Μοριακό βάρος	16,043	16,55	18,77	17,91	18,615	100-110
Σημείο βρασμού (°C)	-161,5	-161,05	-159,9	-160,4	-159,9	48
Πυκνότητα υγρού (kg/m ³ σε ΣΒ)	422,5	430,9	452,9	452,8	463,6	627,3
Πυκνότητα ατμού (kg/m ³ σε ΣΒ)	1,81	1,799	1,783	1,776	1,763	2,927
Πυκνότητα ατμού (kg/m ³ στους 20°C)	0,6685	0,6894	0,7829	0,7459	0,7751	3,114
Θερμότητα καύσης (υψηλότερη, MJ/kg)	50,04	49,86	49,2	49,43	49,24	44,75
Αποτύπωμα άνθρακα (gCO ₂ /MJ)	54,8	55,3	56,9	56,3	56,8	68,4

Όρια αναφλεξιμότητας αερίου (mole %)	5-15	4,9-14,9	4,4-14,4	4,6-14,6	4,4-14,4	1,1-7,6
Αντιδραστικότητα ατμών σε εκρήξη	Χαμηλή	Χαμηλή	Χαμηλή	Χαμηλή	Χαμηλή	Μέτρια

Πηγή: (John L. Woodward, Robin M. Pitblado, 2010)

Παρατηρείται μικρή, αλλά αισθητή διαφορά στις τιμές κάτι που επιβεβαιώνει την σημαντικότητα της σωστής ποιοτικής και ποσοτικής ανάλυσης στα δείγματα LNG.

1.5.2 Αναφλεξιμότητα

1.5.2.1 Όρια αναφλεξιμότητας

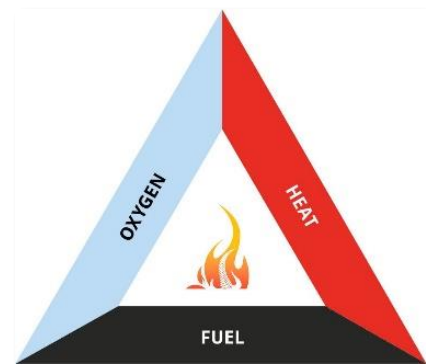
Η αναφλεξιμότητα είναι η ιδιότητα που καθιστά το φυσικό αέριο επιθυμητό ως πηγή ενέργειας, και όμως για τον ίδιο λόγο η αναφλεξιμότητα μπορεί να είναι ένας κίνδυνος ασφάλειας. Είναι πολύ σημαντικό να γίνει ξεκάθαρο πως το φυσικό αέριο είναι εύφλεκτο, αλλά αντίθετα το υδροποιημένο φυσικό αέριο δεν είναι λόγω της έλλειψης οξυγόνου. Όταν το LNG απομακρυνθεί από την κρυογενική δεξαμενή, όπως είναι λογικό εξαιτίας της διαφοράς θερμοκρασίας, αρχίζει να εξατμίζεται. Το φαινόμενο αυτό θέτει το βασικό ερώτημα, πότε οι ατμοί αυτοί θεωρούνται εύφλεκτοι και για πόση ώρα;

Για να δημιουργηθεί φωτιά χρειάζονται τρία (3) πράγματα:

1. Πηγή καυσίμου (π.χ. εύφλεκτο αέριο ή ατμός)
2. Παροχή αέρα (οξυγόνο) και
3. Πηγή ανάφλεξης (π.χ. σπινθήρας, ανοιχτή φλόγα ή επιφάνεια υψηλής θερμοκρασίας).

Αυτά τα τρία, σχηματίζουν το γνωστό «τρίγωνο της φωτιάς». (Εικόνα 1-21) Φυσικά, δεν αρκεί η ύπαρξη όλων αυτών, αλλά συγκεκριμένα το καύσιμο και το οξυγόνο πρέπει να είναι σε συγκεκριμένο εύρος αναλογιών ώστε να σχηματιστεί ένα εύφλεκτο μίγμα.

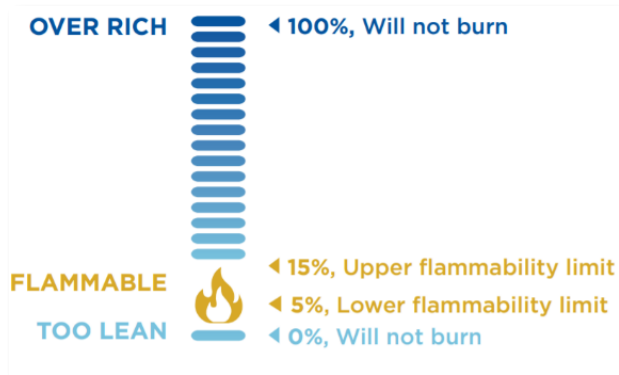
Το εύφλεκτο αυτό εύρος έχει να κάνει με το εύρος της συγκέντρωσης του αερίου ή του ατμού που θα καεί αν υπάρξει μία πηγή ανάφλεξης. Τα όρια αυτά ονομάζονται «Κατώτατο Όριο Αναφλεξιμότητας» (Lower Flammability Limit – LFL) και «Ανώτατο Όριο Αναφλεξιμότητας» (Upper Flammability Limit – UFL)



Εικόνα 1-21. Τρίγωνο της φωτιάς.

Πηγή: Fire Systems NZ 2019,
firesystems.co.nz

Το LFL του μεθανίου είναι 5% και το UFL είναι 15% κατ' όγκο στον αέρα (Εικόνα 1-22). Αυτό σημαίνει ότι το LNG μπορεί να καεί κάθε φορά που οι ατμοί είναι λίγο πάνω από 5% έως 15% στον αέρα. Εκτός αυτής της εμβέλειας, το μείγμα μεθανίου/αέρα δεν είναι εύφλεκτο. Ο Πίνακας 1-7 δείχνει όρια αναφλεξιμότητας για το μεθάνιο σε σύγκριση με άλλα καύσιμα. Πολλά υλικά γύρω μας είναι εύφλεκτα και είναι σημαντικό να γνωρίζουμε τα όρια αναφλεξιμότητας κάθε ουσίας για να διασφαλίσουμε τον ασφαλή χειρισμό και χρήση.



Εικόνα 1-22. Απεικόνιση ορίων αναφλεξιμότητας μεθανίου. Πηγή: Foss 2003

Πίνακας 1-7. Όρια αναφλεξιμότητας διάφορων καυσίμων.

Καύσιμο	LFL%	UFL%
Μεθάνιο	5	15
Βουτάνιο	1,86	7,6
Κυροζίνη	0,7	5
Προπάνιο	2,1	10,1
Υδρογόνο	4	75
Ακετυλένιο	2,5	>82

Πηγή: (GIIGNL, 2019)

Σε μια κλειστή δεξαμενή αποθήκευσης ή δοχείο, το ποσοστό του μεθανίου είναι ουσιαστικά 100% (κυρίως υγρό και ορισμένοι ατμοί). Οποιαδήποτε μικρή διαρροή ατμών LNG από δεξαμενή σε καλά αεριζόμενο χώρο είναι πιθανό να αναμειχθεί γρήγορα και να διαλυθεί γρήγορα σε χαμηλότερο από 5% μεθάνιο στον αέρα. Λόγω της ταχείας ανάμειξης, μόνο μια μικρή περιοχή



Εικόνα 1-23. Εικονογράμματα κινδύνου CLP για LNG. Αριστερά σύμβολο που υποδεικνύει εύφλεκτο μίγμα και δεξιά σύμβολο αερίου υπό πίεση.

κοντά στη διαρροή θα έχει την απαραίτητη συγκέντρωση ώστε να μπορεί το καύσιμο να αναφλεγεί. Όλοι οι τερματικοί σταθμοί LNG χρησιμοποιούν διάφορους τύπους εξοπλισμού πάνω και γύρω από τις δεξαμενές αποθήκευσης και σωληνώσεις σε όλη την εγκατάσταση για την ανίχνευση τυχόν απίθανων διαρροών και εύφλεκτων μειγμάτων αερίων. Η ένδειξη κινδύνου που χρησιμοποιείται για δεξαμενές που περιέχουν LNG φαίνεται στην Εικόνα 1-23.

1.5.2.2 Αυτανάφλεξη και θερμοκρασία φλόγας

Η θερμοκρασία ανάφλεξης, γνωστή και ως θερμοκρασία αυτανάφλεξης, είναι η χαμηλότερη θερμοκρασία στην οποία ένα αέριο ή ατμός στον αέρα (π.χ. φυσικό αέριο) θα αναφλεγεί αυθόρμητα χωρίς να υπάρχει σπινθήρας ή φλόγα. Αυτή η θερμοκρασία εξαρτάται από παράγοντες όπως το μείγμα καυσίμου-αέρα και την πίεση. Σε ένα μίγμα αέρα-καυσίμου περίπου 10% μεθανίου στον αέρα, η θερμοκρασία αυτανάφλεξης είναι περίπου 540°C. Θερμοκρασίες υψηλότερες από τη θερμοκρασία αυτανάφλεξης θα προκαλέσουν ανάφλεξη μετά από μικρότερο χρόνο έκθεσης σε υψηλή θερμοκρασία. Ο Πίνακας 1-8 δείχνει τη θερμοκρασία αυτόματης ανάφλεξης ορισμένων κοινών καυσίμων, υποδεικνύοντας ότι το πετρέλαιο ντίζελ και η βενζίνη θα αναφλεγούν αυτόματα σε σημαντικά χαμηλότερες θερμοκρασίες από το LNG.

Πίνακας 1-8. Θερμοκρασία αυτανάφλεξης διάφορων καυσίμων.

	Φυσικό αέριο	Diesel	Πετρέλαιο
Θερμοκρασία αυτανάφλεξης (°C)	599	260-371	226-471

Πηγή: (GIIGNL, 2019)

Η ακριβής θερμοκρασία αυτανάφλεξης του φυσικού αερίου ποικίλλει ανάλογα με τη σύνθεσή της. Εάν αυξηθεί η συγκέντρωση βαρύτερων υδρογονανθράκων στο LNG (π.χ. το μίγμα μεθανίου του φυσικού αερίου αρχίζει να εξατμίζεται ή να απομακρύνεται από το μίγμα), η θερμοκρασία αυτανάφλεξης μειώνεται. Εκτός από την ανάφλεξη από την έκθεση στη θερμότητα, οι ατμοί από LNG μπορούν να αναφλεγούν αμέσως από μια σπίθα, μια ανοικτή φλόγα ή στατικό ηλεκτρισμό όταν βρίσκονται εντός των εύφλεκτων ορίων.

Το LNG έχει πολύ θερμή φλόγα. Καίγεται πολύ γρήγορα με ρυθμό περίπου 12,5 m²/min και είναι καλύτερη πηγή θερμότητας από άλλα καύσιμα, π.χ., βενζίνη. Το μεθάνιο στο LNG έχει θερμοκρασία φλόγας 1.330°C. Συγκριτικά, η βενζίνη έχει θερμοκρασία φλόγας 1.027°C και ποσοστό καύσης της βενζίνης 4 m²/min. Το LNG παράγει περισσότερη θερμότητα κατά την καύση, επειδή η θερμότητα καύσης του είναι 50,2 MJ/kg (21.600 Btu/lb), σε σύγκριση με εκείνη της βενζίνης που έχει θερμότητα καύσης 43,4 MJ/kg (18.720 Btu/lb). Κατά την καύση LNG παράγεται κυρίως διοξείδιο του άνθρακα και υδρατμοί. Η θερμότητα ακτινοβολίας μιας πυρκαγιάς LNG είναι μια συχνή ανησυχία ασφάλειας των κυβερνητικών ρυθμιστικών αρχών και των υπαλλήλων, και του κοινού (GIIGNL, 2019).

1.5.3 Τοξικότητα

Το LNG δεν είναι τοξικό. Ωστόσο, όπως συμβαίνει με οποιαδήποτε αέρια υλικά, η απελευθέρωση φυσικού αερίου από LNG μπορεί να προκαλέσει ασφυξία λόγω έλλειψης οξυγόνου

σε μη αεριζόμενη, περιορισμένη περιοχή, και μπορεί να αναφλεγεί εάν αναμιχθεί με τις σωστές συγκεντρώσεις αέρα (Saeid Mokhatab et al, 2014).

Σε περίπτωση εισπνοής, οι ατμοί LNG ενδέχεται να προκαλέσουν απώλεια συνείδησης, σοβαρού τραυματισμού ή θανάτου. Η επαφή με υγροποιημένο ή υπό πίεση αέριο θα προκαλέσει σοβαρό κρυοπάγημα, αλλά διαφορετικά, αυτό το προϊόν δεν αναμένεται να προκαλέσει ερεθισμό του δέρματος (PGW, 2016).

Τα δεδομένα βραχυχρόνιας τοξικότητας¹⁰ (acute toxicity) δίνονται στον παρακάτω Πίνακας 1-9. Στην τοξικολογία χρησιμοποιείται ο αριθμός CAS για την αναζήτηση δεδομένων μιας χημικής ουσίας σε ηλεκτρονικές τράπεζες δεδομένων και οι δείκτες LD₅₀ (Lethal Dose-Θανάσιμη Δόση) και LC₅₀ (Lethal Concentration-Θανάσιμη Συγκέντρωση) για την εκτίμηση της τοξικότητας.

Πίνακας 1-9. Δεδομένα βραχυχρόνιας τοξικότητας.

Συστατικά	CAS	LD50	LC50
Μεθάνιο	74-82-8	N.A.	35 355 ppm-4 ώρες (σε ποντίκι)
Αιθάνιο	74-84-0	N.A.	N.A.

Πηγή: (Energir GNL, 2014)

Ως LD₅₀ ορίζεται η ποσότητα ενός χημικού που αν ληφθεί ολόκληρη μπορεί να προκαλέσει θάνατο στο 50% του πληθυσμού που μελετάται, ενώ αντίστοιχα ως LC₅₀ ορίζεται η συγκέντρωση του χημικού στον αέρα/νερό συνήθως για έκθεση τεσσάρων (4) ωρών που μπορεί να προκαλέσει θάνατο στο 50% του πληθυσμού (CCOHS, 2018).

2. Το LNG στην ναυτιλία

Σύμφωνα με την ετήσια αναφορά της Διεθνούς Ένωσης Φυσικού Αερίου (International Gas Union-IGU), το εμπόριο του LNG αυξήθηκε για 6^η συνεχή χρονιά το 2019 κατά 13% στο ύψος των 354,7 εκ. τόνους. Χώρες όπως το Πακιστάν, το Μπαγκλαντές, η Πολωνία και ο Παναμάς αύξησαν τον όγκο εισαγωγών τους, ενώ αγορές όπως της Ινδίας προσθέτουν διαρκώς νέες πλωτές μονάδες επαναεριοποίησης. Τα FSRUs κερδίζουν συνεχώς έδαφος, και μάλιστα το 2019, από τις 37 χώρες που εισήγαγαν LNG, οι δεκαεννέα το έκαναν μέσω των πλωτών αυτών μονάδων, ενώ ακόμα έξι διαθέτουν χερσαίες μονάδες εισαγωγών. Οι μειωμένες τιμές του LNG πλέον, αποτελούν μία καλή ευκαιρία για περισσότερη χρήση του LNG αφού θεωρείται φιλικότερο προς το περιβάλλον σε σχέση με τα συμβατικά καύσιμα. Το 2019 προστέθηκαν στον στόλο 42 νέα πλοία μεταφοράς

¹⁰ Η τοξικότητα που προκύπτει από μικρής διάρκειας (ώρες, ημέρες εβδομάδες) έκθεση σε ένα χημικό.

LNG, αυξάνοντας τον συνολικό αριθμό στα 541 ενεργά πλοία, ενώ μέσα σε αυτά συγκαταλέγονται 34 FSRUs και 4 FSUs, δείγμα θετικής προσπάθειας διεθνώς για ευέλικτες λύσεις εισαγωγών LNG καθώς αυξάνονται οι πιέσεις για την μείωση του περιβαλλοντικού αποτυπώματος (IGU, 2019).

2.1 Νομοθετικό πλαίσιο

Τα πλοία LNG πρέπει να συμμορφώνονται με όλους τους σχετικούς τοπικούς και διεθνείς κανονισμούς, συμπεριλαμβανομένων εκείνων του Διεθνούς Ναυτιλιακού Οργανισμού (International Maritime Organization – **IMO**), του Διεθνούς Κώδικα Μεταφορέων Αερίου (International Gas Carriers Code – **IGC**), της Ακτοφυλακής των ΗΠΑ (US Coast Guard – **USCG**), του Διεθνούς Οργανισμού Τυποποίησης (International Organization for Standardization – **ISO**), καθώς και στο αντίστοιχο θεσμικό πλαίσιο για την αντιμετώπιση των βιομηχανικών ατυχημάτων SEVESO III. Οι Ευρωπαϊκοί και Αμερικανικοί κανονισμοί χρησιμοποιούνται παγκοσμίως.

Ο περιφερειακός καπετάνιος ενός λιμανιού της USCG (Εικόνα 2-1) εξετάζει τις διαδικασίες διαχείρισης πλοίων LNG και τα σχέδια έκτακτης ανάγκης. Οι εταιρείες που ασχολούνται με τη ναυτιλία LNG συνεργάζονται με την τοπική Αρχή Πλοήγησης και την USCG για την ανάπτυξη βέλτιστων σχεδίων για ασφαλή διέλευση από και προς το λιμάνι. Ο συντονισμός αυτός συμβάλλει στη διαχείριση της κυκλοφορίας των λιμένων, παρόμοια με τους ελεγκτές εναέριας κυκλοφορίας, με στόχο την προστασία από συγκρούσεις, διευκολύνοντας παράλληλα την κυκλοφορία άλλων κινήσεων (Saeid Mokhatab et al, 2014).



Εικόνα 2-1. USCG
λογότυπο. Πηγή: 2020
KUCB



Εικόνα 2-2. IMO λογότυπο. Πηγή:2019 nafsgreen.gr

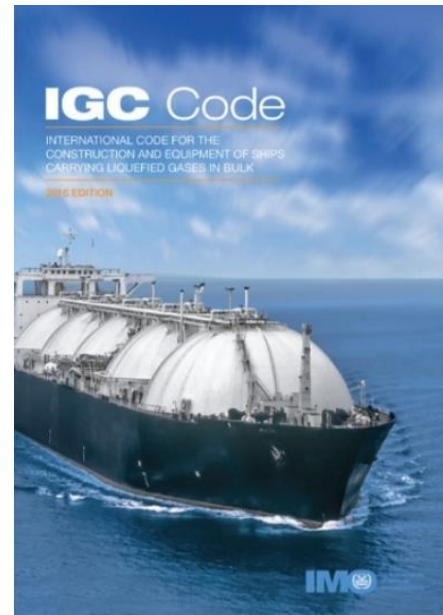
Ο Διεθνής Ναυτιλιακός Οργανισμός (IMO) (Εικόνα 2-2) είναι ένας εξειδικευμένος οργανισμός των Ηνωμένων Εθνών αρμόδιος για την ασφάλεια και την προστασία της ναυτιλίας και την πρόληψη της θαλάσσιας ρύπανσης από πλοία. Για την επίτευξη αυτών των στόχων, ο IMO υιοθετεί τα δικά του πρότυπα για την ασφάλεια και την προστασία στη θάλασσα, την αποτελεσματικότητα της ναυσιπλοΐας και την πρόληψη και τον έλεγχο της ρύπανσης από τα πλοία. Ένας από τους σημαντικότερους ρόλους του IMO είναι η εφαρμογή και η αναθεώρηση των διεθνών συμβάσεων που σχετίζονται με τη ναυτιλία, συμπεριλαμβανομένης της ασφάλειας. Οι τρεις σημαντικότερες διεθνείς συμβάσεις είναι η «Διεθνής Σύμβαση για την Ασφάλεια της Ζωής στη Θάλασσα (**SOLAS**), η «Διεθνής Σύμβαση για την Πρόληψη της Ρύπανσης από τα Πλοία (**MARPOL**)» και η «Διεθνής Σύμβαση για τα

Πρότυπα Εκπαίδευσης, Πιστοποίησης και Παρακολούθησης για τους Ναυτικούς (STCW)» (EMSA, 2013).

Υπάρχουν τρεις Κώδικες Αερίου που αναπτύχθηκαν από τον IMO και αυτοί περιγράφονται παρακάτω:

A. Για τα πλοία μεταφοράς αερίου που κατασκευάστηκαν μετά τον Ιούνιο του 1986 (Κώδικας **IGC**)

Ο *Διεθνής Κώδικας Κατασκευής και Εξοπλισμού Πλοίων Που Μεταφέρουν Χύμα Υγροποιημένα Αέρια* (Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk - Κώδικας IGC) (Εικόνα 2-3), ο οποίος εγκρίθηκε με το ψήφισμα MSC.5(48), είναι υποχρεωτικός βάσει του κεφαλαίου VII της SOLAS από την 1η Ιουλίου 1986. Ο Κώδικας IGC εφαρμόζεται στα πλοία ανεξαρτήτως του μεγέθους τους, συμπεριλαμβανομένων εκείνων ολικής χωρητικότητας κάτω των 500 t_n, που ασκούν μεταφορά υγροποιημένων αερίων με τάση ατμών άνω των 2,8 bar σε απόλυτη σε θερμοκρασία 37,8°C. Στόχος του Κώδικας IGC είναι να παρέχει ένα διεθνές πρότυπο για την ασφαλή θαλάσσια μεταφορά σε μεγάλο μέρος υγροποιημένων αερίων με τη χρήση των προτύπων σχεδιασμού και κατασκευής των πλοίων που συμμετέχουν στην εν λόγω μεταφορά και του εξοπλισμού που θα πρέπει να μεταφέρουν, ώστε να ελαχιστοποιείται ο κίνδυνος για το πλοίο, το πλήρωμά του και για το περιβάλλον, έχοντας υπόψη τη φύση των σχετικών προϊόντων (IMO, 2020).

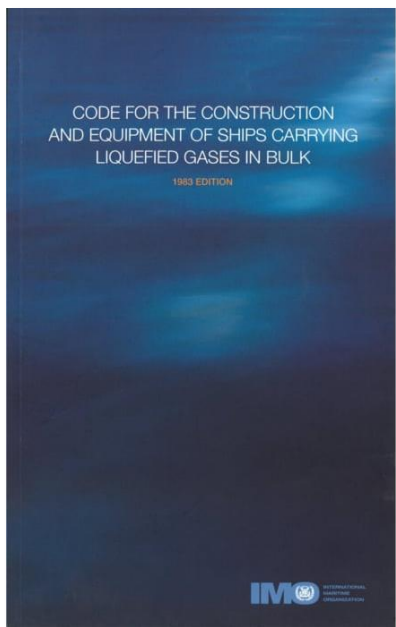


Εικόνα 2-3. Κώδικας IGC. Πηγή: 2016

Maryland Nautical,
<https://mdnautical.com/>

B. Τα πλοία μεταφοράς αερίου που κατασκευάστηκαν μεταξύ 1976 και 1986 (Κώδικας **GC**)

Οι κανονισμοί που καλύπτουν τα πλοία μεταφοράς αερίου που κατασκευάστηκαν μετά το 1976 αλλά πριν από τον Ιούλιο του 1986 περιλαμβάνονται στον *Κώδικα για την Κατασκευή και τον Εξοπλισμό των Πλοίων που Μεταφέρουν Υγροποιημένα Αέρια Χύμα* (Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk - Κώδικας GC) (Εικόνα 2-4). Είναι γνωστός ως Κώδικας Μεταφορέα Αερίου (Gas Carrier Code) ή Κώδικας GC.



Εικόνα 2-4. Κώδικας GC. Πηγή:
Boat Books Australia 2020,
<https://www.boatbooks-aust.com.au/>



Εικόνα 2-5. Κώδικας EGC. Πηγή:
NAVSREGS,
<https://navsregs.wordpress.com/>

C. Τα πλοία μεταφοράς αερίου που κατασκευάστηκαν πριν από το 1977 (Κώδικας **EGC**)

Οι κανονισμοί που καλύπτουν τα πλοία μεταφοράς αερίου που κατασκευάστηκαν πριν από το 1977 περιέχονται στον *Κώδικα για τα Υπάρχοντα Πλοία που Μεταφέρουν Χύμα Υγροποιημένα Αέρια* (Code for Existing Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk) (Εικόνα 2-5). Το περιεχόμενό του είναι παρόμοιο με τον κώδικα GC, αν και έχει μικρότερη έκταση. Ο Κώδικας EGC ολοκληρώθηκε το 1976 μετά την εγγραφή του κώδικα GC. Ως εκ τούτου, συνοψίζει την τρέχουσα πρακτική της ναυπηγικής βιομηχανίας εκείνη την εποχή. Παραμένει ως σύσταση του IMO για όλους τους μεταφορείς φυσικού αερίου σε αυτόν τον παλαιότερο στόλο πλοίων. Ο κώδικας δεν είναι υποχρεωτικός, αλλά εφαρμόζεται από ορισμένες χώρες για την νηολόγηση πλοίων και σε άλλες χώρες ως αναγκαία εκπλήρωση πριν από την είσοδο στο λιμάνι. Κατά συνέπεια, πολλά πλοία αυτής της ηλικίας υποχρεούνται από τους ναυλωτές να πληρούν τα πρότυπα του κώδικα και να έχουν επί του σκάφους πιστοποιητικό καταλληλότητας για τη μεταφορά υγροποιημένων αερίων χύμα (McGuire, White, 2000).

Η Κοινοτική Οδηγία του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου (SEVESO III) αποσκοπεί στην πρόληψη μεγάλων ατυχημάτων που αφορούν επικίνδυνες ουσίες και τον μετριασμό των επιπτώσεων τους στην ανθρώπινη υγεία και το περιβάλλον, συμπεριλαμβανομένου του LNG. Σύμφωνα με αυτό, επιβάλλεται σύστημα διαχείρισης ασφάλειας και σχέδιο έκτακτης ανάγκης τόσο για ατυχήματα στα πλοία, όσο στη διαδικασία της μεταφόρτωσης πλοίων.

Όσον αφορά την πιστοποίηση κατά ISO για τα πλοία LNG που αφορούν αποκλειστικά θαλάσσιες δραστηριότητες χρησιμοποιούνται οι κανονισμοί ISO 20519 για πλοία και θαλάσσια τεχνολογία με εξειδίκευση στην εκφόρτωση πλοίων κατανάλωσης LNG και ISO/TS 18683 με οδηγίες για συστήματα και εγκαταστάσεις που παρέχουν καύσιμο LNG σε πλοία.

Το νομοθετικό πλαίσιο που ακολουθείται στην Ελλάδα ορίζεται με βάση τους τρεις (3) παρακάτω κανονισμούς:

- ΠΔ. 64/2019 – ΦΕΚ 103/Α/20-6-2019
- IMO
- Seveso III

Όλα αφορούν πλοία μεταφοράς LNG, πλοία κατανάλωσης LNG και την διαδικασία μεταφόρτωσης πλοίων (Olga Aneziris, 2019).

2.2 Πλοία μεταφοράς LNG (LNG Carriers)

Η διάταξη ενός μεταφορέα αερίου είναι παρόμοια με εκείνη του συμβατικού πετρελαιοφόρου από το οποίο εξελίχθηκε. Ωστόσο, το σύστημα συγκράτησης φορτίου και η ενσωμάτωσή του στο κύτος είναι πολύ διαφορετική λόγω της ανάγκης μεταφοράς φορτίου σε συνθήκες υπό πίεση ή υπό ψύξη ή με συνδυασμό πίεσης και ψύξης. Ένα πλοίο μεταφοράς LNG με σφαιρικές δεξαμενές που προεξέχουν πάνω από το κύριο κατάστρωμα μπορεί εύκολα να αναγνωριστεί από το διακριτικό προφίλ του και το πολύ μεγαλύτερο μέγεθος. Οι μεταφορείς LNG που έχουν σχεδιαστεί για να μεταφέρουν το φορτίο τους υπό ατμοσφαιρική πίεση σε πρισματικές δεξαμενές μοιάζουν πολύ με τα πετρελαιοφόρα με την διαφορά πως έχουν σημαντικά μεγαλύτερο ελεύθερο χώρο πάνω στο κατάστρωμα. Αυτό συμβαίνει γιατί τα φορτία τους έχουν πολύ χαμηλότερη πυκνότητα σε σχέση με το πετρέλαιο. Με αυτόν τον τρόπο τα πλοία πλέον ευκολότερα αλλά απαιτούν έρμα¹¹ εντελώς διαχωρισμένα από τις δεξαμενές.

2.2.1 Δεξαμενές αποθήκευσης-Συστήματα περιορισμού φορτίου

Τα πλοία μεταφοράς LNG διαφέρουν σε μεγάλο βαθμό από τα δεξαμενόπλοια στο σύστημα περιορισμού και διακίνησης του φορτίου. Διακρίνονται τέσσερα (4) συστήματα περιορισμού τα οποία χωρίζονται σε δύο κατηγορίες: τις δύο ανεξάρτητες (freestanding ή

¹¹ Με τον όρο έρμα, (ballast), κοινώς «σαβούρα», χαρακτηρίζεται το σύνολο των βαρών που τοποθετούνται στα πλοία προκειμένου ν' αυξηθεί η ευστάθειά τους. Υπάρχουν δύο ειδών έρματα: το μόνιμο (permanent ballast) που συνήθως αποτελείται από μεταλλικά βάρη μετσιμέντο και που τοποθετούνται στον πυθμένα συνήθως μικρών σκαφών και το προσωρινό ή κινητό (mobile ballast), που συνήθως αποτελείται από θαλασσινό νερό (water ballast), με το οποίο γεμίζονται ειδικές προς αυτό δεξαμενές του πλοίου που βρίσκονται στα διπύθμενα (double bottoms) και στις λεγόμενες δεξαμενές ζυγοστάθμισης (το "for peak" στη πλήρη και το "after peak" στη πρύμνη) καλούμενες και οι δύο με τον γενικό όρο δεξαμενές έρματος (ballast tanks).

independent) στέρεες δομές δεξαμενών και τις δύο μη ανεξάρτητες δομές (non-freestanding) ή αλλιώς δεξαμενές μεμβράνης (membrane).

2.2.1.1 Ανεξάρτητες δεξαμενές.

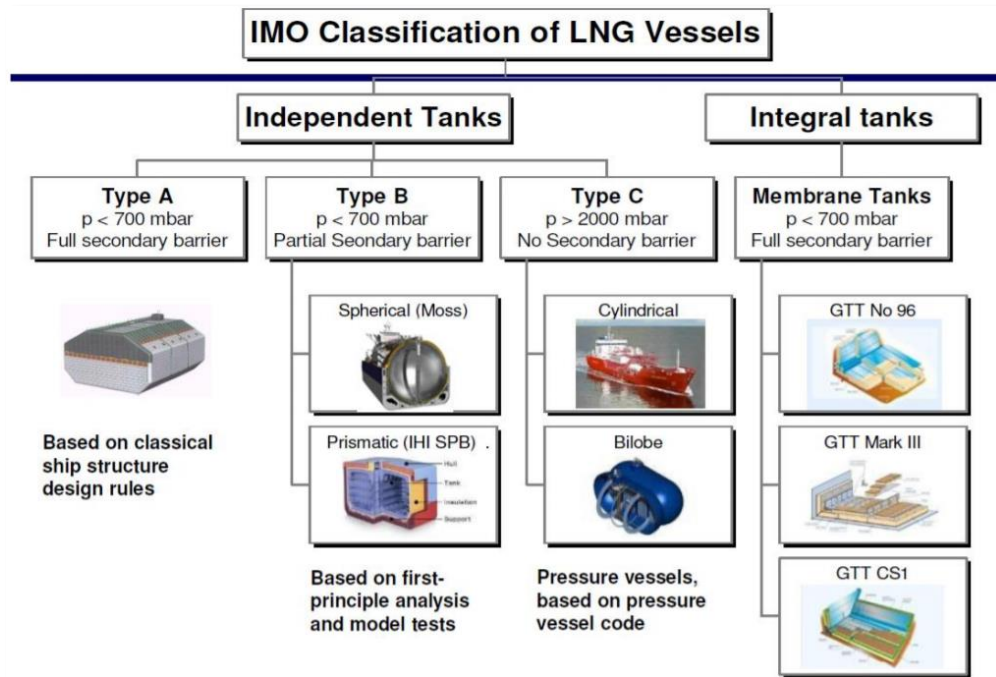
Ονομάζονται έτσι διότι δεν χρειάζονται στήριξη, δεν αποτελούν μέρος του κύτους του πλοίου και δεν συμβάλουν στην αντοχή του, αφού συγκολλούνται με ένα κυλινδρικό περίβλημα ή κατευθείαν πάνω στο πλοίο. Είναι αυτόνομες και διακρίνονται σε:

- **Σφαιρικές Moss**¹² (που αναπτύσσονται από την Νορβηγική εταιρία Kvaerner Moss) ή
- **Πρισματικές IHI-SPB** (που σχεδιάζονται από την εταιρία Conch International Methane Ltd).

Κατασκευάζονται από κράμα αργιλίου ή χάλυβα νικελίου 9% με μονωτικά στρώματα στο εξωτερικό.

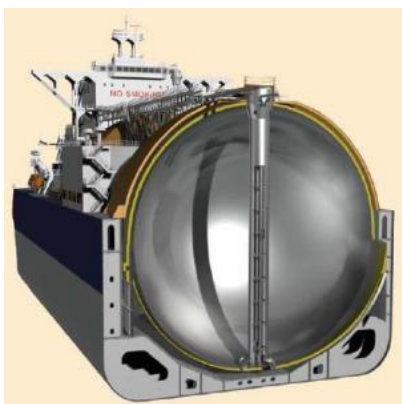
Σύμφωνα με τον Κώδικα IGC, οι μεταφορείς αερίων χωρίζονται σε τρεις (3) κατηγορίες ανεξάρτητων δεξαμενών αποθήκευσης ανάλογα με την πίεση σχεδιασμού τους και το είδος της μόνωσής τους. Όπως φαίνεται στην Εικόνα 2-6 κάποια πλοία είναι κατασκευασμένα σύμφωνα με το πρότυπο σχεδιασμό της δεξαμενής πετρελαίου Τύπου Α (πίεση <700 mbar – πλήρης περιορισμός από δευτερεύον φράγμα), άλλα είναι με βάση του σχεδιασμού δοχείων πίεσης Τύπου Γ (πίεση >2000 mbar – χωρίς φράγμα) και τέλος, ορισμένα είναι Τύπου Β (πίεση <700 mbar – μερικό δευτερεύον φράγμα περιορισμού). Όλες οι δεξαμενές LNG είναι Τύπου Β και ο σχεδιασμός τους είναι τελείως διαφορετικός από οποιαδήποτε άλλο τύπο δεξαμενής (Tu Huan et al., 2018; Saeid Mokhatab et al, 2014).

¹² Ονομάζονται αλλιώς και Moss Rosenberg ή Kvaerner Moss.



Εικόνα 2-6. Συστήματα περιορισμού φορτίου πλοίων μεταφοράς αερίων. Κατηγοριοποίηση σε ανεξάρτητες και μη ανεξάρτητες (μεμβράνης) δεξαμενές. Πηγή: <http://www.liquefiedgascarrier.com/>

Οι σφαιρικές δεξαμενές, λόγω του ενισχυμένου σχεδιασμού τους, απαιτούν μόνο ένα μερικό δευτερεύον φράγμα με τη μορφή ενός δοχείου συλλογής σταγόνων απόψυξης στο κάτω μέρος. Δεν χρειάζονται εφεδρική δεξαμενή αφού παρέχει μεγάλη ασφάλεια έναντι ρωγμών. Ένας προστατευτικός θόλος χάλυβα διαχωρίζει το κατάστρωμα από την δεξαμενή, ενώ μεταξύ των δύο εφαρμόζεται μόνωση (Εικόνα 2-7). Οι σφαιρικές δεξαμενές έχουν το χαρακτηριστικό πως το πάνω μισό μέρος τους είναι εκτεθειμένο πάνω στα δεξαμενόπλοια LNG (Εικόνα 2-8) (McGuire, White, 2000; IGU, 2019).

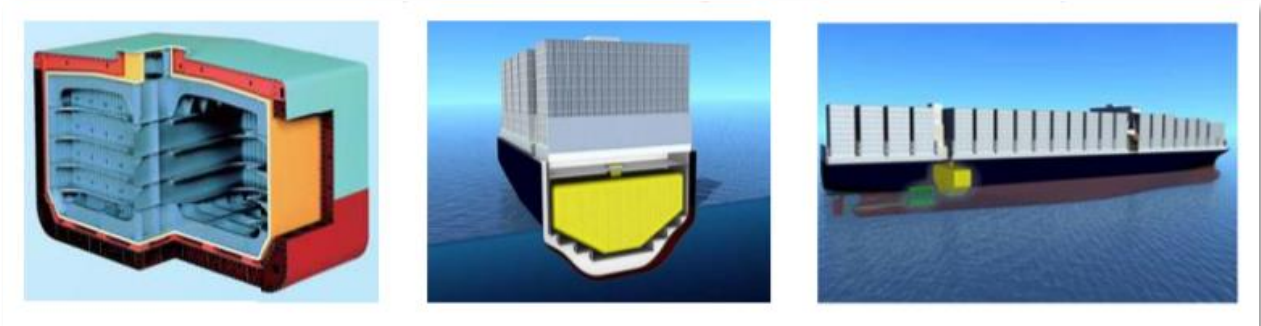


Εικόνα 2-7. Σφαιρική δεξαμενή Kvaerner Moss. Πηγή: liquefiedgascarrier.com



Εικόνα 2-8. Πλοίο μεταφοράς LNG τύπου Moss. Πηγή: www.mossw.com

Η αυτοστηριζόμενη, πρισματική δεξαμενή Τύπου Β (Self-supporting, Prismatic-shape IMO type B—SPB) είναι ανεξάρτητη από τη δομή του πλοίου και έχει το πλεονέκτημα έναντι της σφαιρικής να κάνει τη μέγιστη χρήση του διαθέσιμου χώρου (Εικόνα 2-9). Σε αυτή, εφαρμόζονται στηρίγματα από ειδικά ενισχυμένο υλικό, κάνοντάς τη ισχυρή ενάντια στην εξωτερική/εσωτερική πίεση. Παρόλα αυτά, αυξάνει σημαντικά στο βάρος και το κόστος αφού περιλαμβάνουν βαριά μέταλλα και στηρίγματα για να τα προστατεύσουν από τη στρέβλωση λόγω του υδροστατικού φορτίου (JMU, 2019).



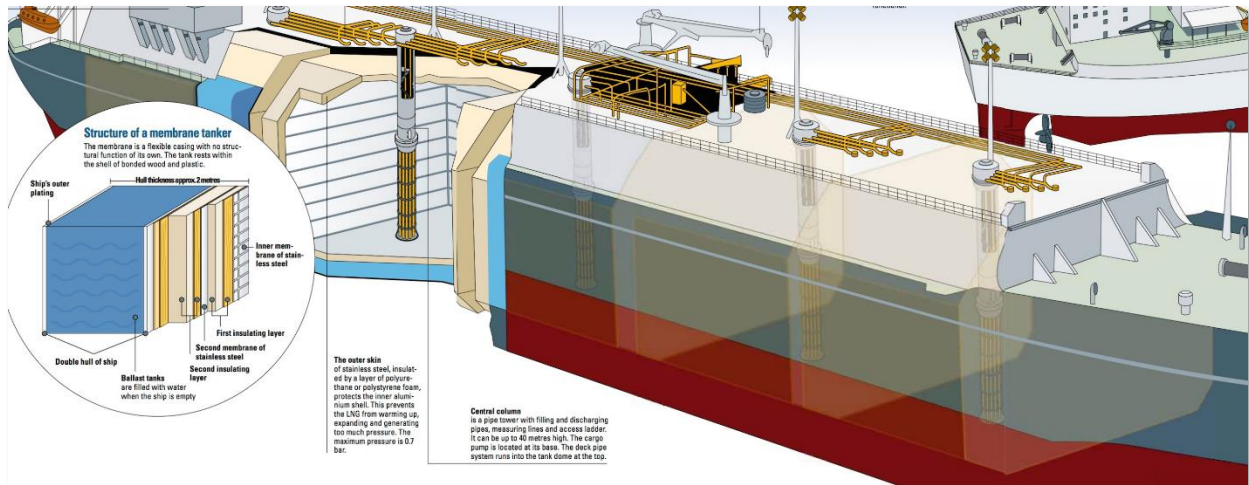
Εικόνα 2-9. Ανεξάρτητη πρισματική δεξαμενή τύπου Β. Πηγή: Japan Marine United Corporation, https://www.jmuc.co.jp/en/products/spb_system/

2.2.1.2 Δεξαμενές μεμβράνης

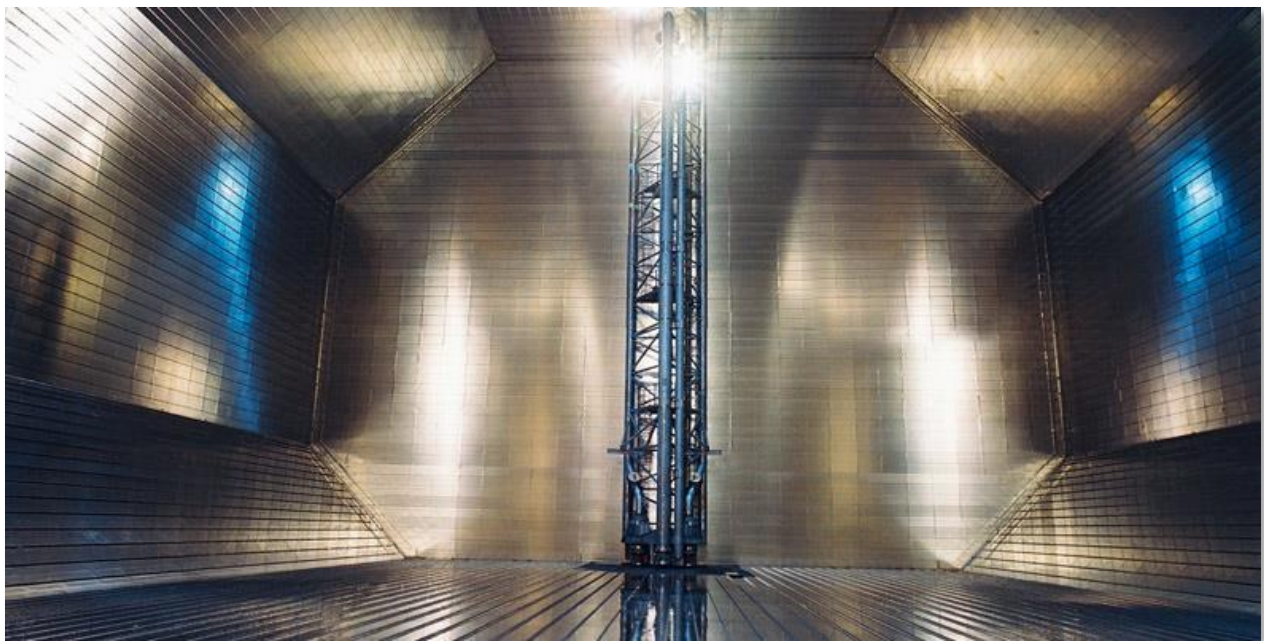
Οι δεξαμενές μεμβράνης είναι μη αυτοστηριζόμενες δεξαμενές αποθήκευσης φορτίου που περιβάλλονται από μια ολόκληρη δομή πλοίου διπλού κύτους. Αποτελούνται από ένα λεπτό στρώμα μετάλλου 0,7 με 1,5 mm παχύ (πρωτεύον φράγμα), μόνωση, δευτερεύον φράγμα μεμβράνης και περαιτέρω μόνωση. Η μεμβράνη έχει σχεδιαστεί με τέτοιο τρόπο ώστε η συστολή και η διαστολή να αντισταθμίζεται χωρίς να γίνει αποκόλληση της μεμβράνης.

Με το σχέδιο μεμβρανών, το κύτος του σκάφους, στην πραγματικότητα, γίνεται το εξωτερικό τοίχωμα της δεξαμενής (βλ. Εικόνα 2-10). Η μόνωση εγκαθίσταται σε αυτό, και μια μεμβράνη που τοποθετείται στο εσωτερικό για να διατηρήσει το υγρό.

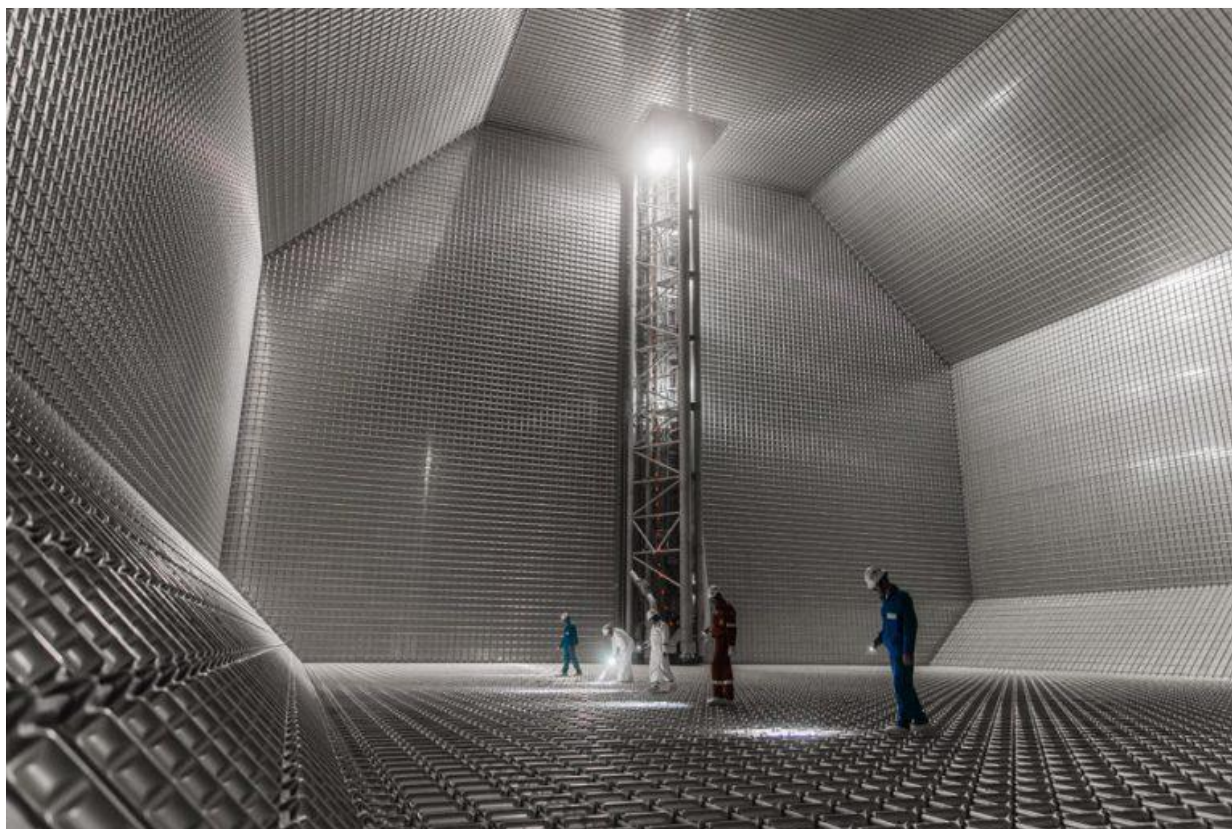
Η εσωτερική επιφάνεια αυτού του "διπλού κύτους" είναι είτε υψηλής περιεκτικότητας σε νικέλιο (36%) χάλυβα (Invar), που προσφέρονται από την εταιρία Gaz Transport, ή 18% χρώμιο / 8% νικέλιο από ανοξείδωτο χάλυβα, που προσφέρονται από την Technigaz.



Εικόνα 2-10. Σχηματική απεικόνιση πλοίου μεταφοράς LNG με δεξαμενή μεμβράνης. Πηγή: <https://www.resourceworks.com/lng-ships>



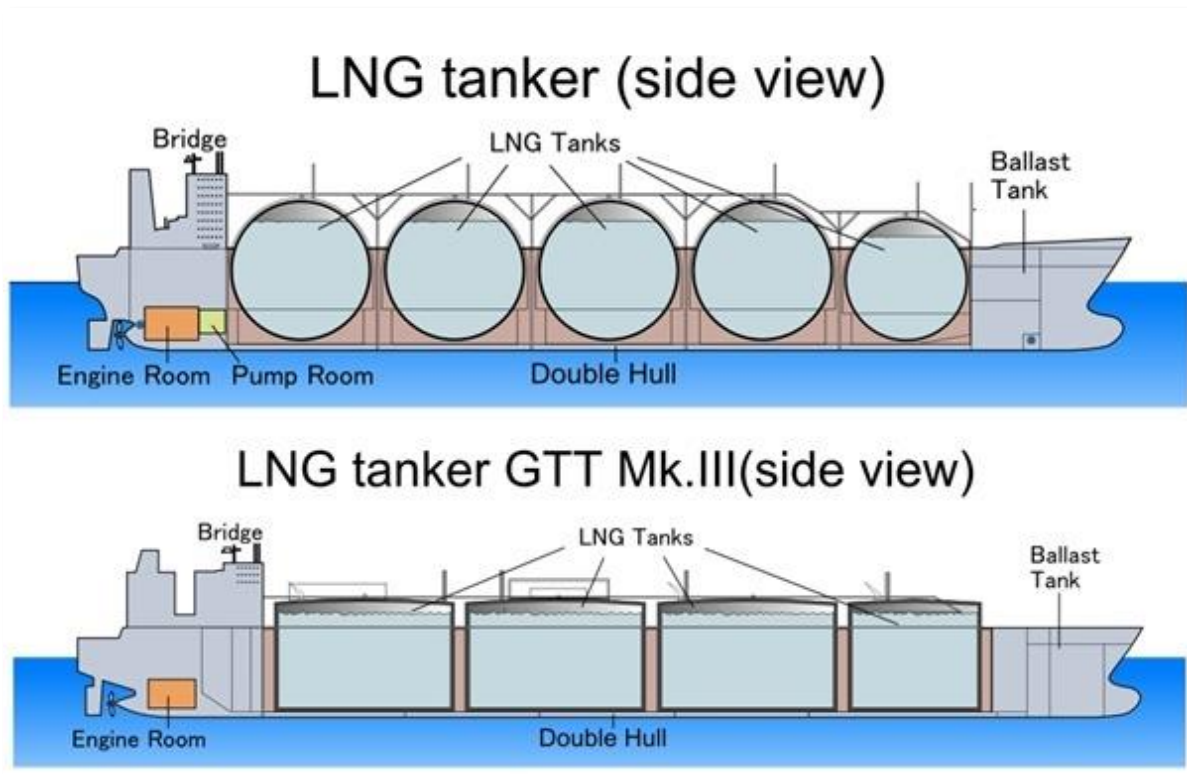
Εικόνα 2-11. Δεξαμενή μεμβράνης Gaz Transport (GT No96). Πηγή: <https://www.vesselfinder.com/>



Εικόνα 2-12. . Δεξαμενή μεμβράνης Technigaz (TG MARK III). Πηγή: <https://weldingproductivity.com/>

Το σύστημα μεμβράνης Gaz Transport (GT No96) αποτελείται από μια δομή που μοιάζει με ψησταριά από κόντρα πλακέ γεμάτη με περλίτη, προκειμένου να διατηρηθεί η στεγανότητα και η μόνωση (Εικόνα 2-11). Από την άλλη πλευρά, το σύστημα Technigaz (TG MARK III) αποτελείται από δύο στρώματα ενισχυμένου αφρού πολουρεθάνης που διαχωρίζονται από ένα υλικό που ονομάζεται triplex προκειμένου να διαμορφωθεί ένα σύστημα μόνωσης (Εικόνα 2-12) (Saeid Mokhatab et al, 2014).

Όπως αναφέρθηκε και στην Ενότητα 1.3.2.4, οι πιο διαδεδομένες επιλογές φαίνονται να είναι οι σφαιρικές Moss και οι δεξαμενές μεμβράνης (Εικόνα 2-13), αφού και τα δύο συστήματα δεξαμενών στηρίζονται στην ακριβή μόνωση για να κρατήσουν το LNG κρύο κατά τη διάρκεια του ταξιδιού και να ελαχιστοποιήσουν την εξάτμιση. Ωστόσο, κατά προσέγγιση 0.15% του φορτίου εξατμίζεται ανά ημέρα στα παλαιότερα σχέδια. Ο ρυθμός του φαινομένου εξάτμισης αερίου (Boil Off Gas) καθορίζεται άμεσα από τη μόνωση της δεξαμενής LNG, η οποία με τη σειρά της ποικίλλει ανάλογα με το σύστημα συγκράτησης. Τα νεότερα σκάφη σχεδιάζονται με χαμηλότερα ποσοστά BOG που φτάνουν έως και 0,08% (IGU, 2019).



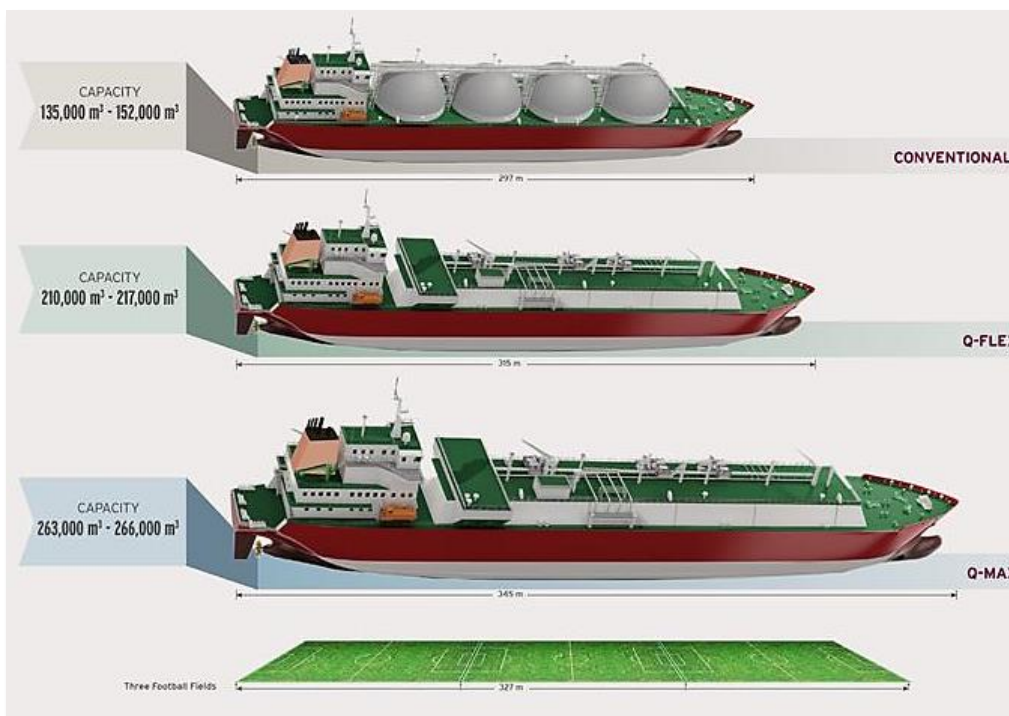
Εικόνα 2-13. Βασικά σημεία πλοίων μεταφοράς LNG από τομές. Πάνω ένα πλοίο σφαιρικού σχεδιασμού τύπου B και κάτω πλοίο σχεδιασμού μεμβράνης GTT Mk. III.

2.2.2 Χωρητικότητα φορτίου, διαστάσεις και ηλικία πλοίου

Κάθε πλοίο αποτελείται από 4 ή 5 μεγάλες δεξαμενές αποθήκευσης του υγροποιημένου αερίου. Λαμβάνοντας υπόψιν τα σημερινά δεδομένα, θα αποτελούνται είτε από σφαιρικές δεξαμενές, είτε από δεξαμενές μεμβράνης και πολλά επίπεδα προστασίας από διαρροές και διατήρησης των κρυογονικών συνθηκών που χρειάζονται. Είναι μονωμένα και εξοπλισμένα με συναγερμούς φωτιάς.

Το μέγεθος ενός πλοίου μεταφοράς LNG εξαρτάται από την διαθέσιμη ογκομετρική χωρητικότητα του υγροποιημένου φυσικού αερίου. Το πιο σύνηθες μέγεθος είναι μεταξύ 120.000 και 180.000 m³ και πλοία αυτής της κατηγορίας ονομάζονται συμβατικού τύπου (conventional). Φυσικά, όσο πιο μεγάλη χωρητικότητα έχει ένα πλοίο, τόσο χαμηλότερα θα είναι και τα κόστη μετακίνησής του. Για αυτόν τον λόγο έχουν αναπτυχθεί πολύ μεγαλύτερα πλοία κατηγορίας Q-max, Q-flex (Εικόνα 2-14) λεπτομέρειες των οποίων δίνονται αναλυτικά και στον

Πίνακας 2-1 (Tu Huan et al., 2018). Το μεγαλύτερο LNG carrier «MOZAH» κατασκευάστηκε το 2006 με χωρητικότητα 266.000 m³ και μέγεθος περίπου ίσο με 4 ποδοσφαιρικά γήπεδα (345 m x 53.8 m). Σύντομα, αναμένεται να ολοκληρωθεί πλοίο με χωρητικότητα 270.000 m³ από την Κινεζική εταιρία Hudong-Zhonghua σε συνεργασία με την Νορβηγία (Bhuvan Jha, 2019).



Εικόνα 2-14. Κατηγορίες πλοίων μεταφοράς LNG με βάση το μέγεθός τους. Στο τελευταίο επίπεδο γίνεται σύγκριση ενός πλοίου Q-max με το μέγεθος τριών γηπέδων ποδοσφαίρου.

Πηγή: <http://www.qatargas.com/>

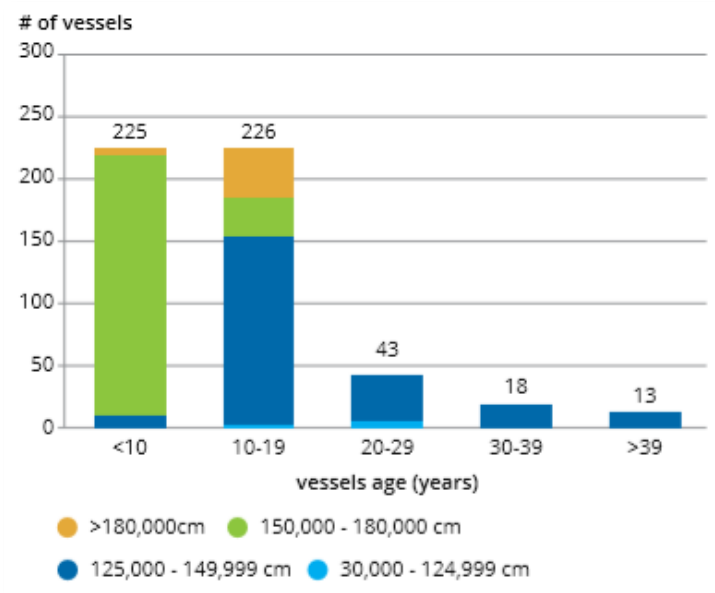
Πίνακας 2-1. Κλάσεις πλοίων μεταφοράς LNG.

Κλάση LNG carrier	Διαστάσεις Π [m] x Υ [m]	Χωρητικότητα LNG [m ³]
Μικρό	40 x 250	≤90.000
Μικρό συμβατικό	41-49 x 270-298	120.000-149.999
Μεγάλο συμβατικό	43-46 x 285-295	150.000-180.000
Q-flex	50 x 315	200.000-220.000
Q-max	53-55 x 345	>260.000

Πηγή: (Tu Huan et al., 2018)

Μέχρι το τέλος του 2018, 51% των ενεργών πλοίων ήταν 10 χρονών ή και νεότερα εξαιτίας της τεράστιας ζήτησης που είχαν στα μέσα του 2000 και μετά ξανά στην αρχή του 2010.

Γενικότερα, όταν ένα πλοίο κοντεύει τα 35 χρόνια (μερικά τα 40) σιγά σιγά πρέπει να αποσυρθεί. Περίπου 6% των πλοίων μεταφοράς LNG είναι από 30 ετών και άνω ενώ μέχρι το τέλος του 2018 αποσύρθηκαν 19. Σύμφωνα με το Διάγραμμα 2-1, επιβεβαιώνεται το παραπάνω σχετικά με την ηλικία των πλοίων καθώς και το γεγονός πως τα μεγάλα συμβατικά πλοία έχουν το μεγαλύτερο ποσοστό της αγοράς (IGU, 2019).



Διάγραμμα 2-1. Ραβδόγραμμα συσχέτισης της ηλικίας δεξαμενόπλοιων LNG με την ποσότητά τους. Πηγή: IGU World LNG Report 2019

2.2.3 Συστήματα πρόωσης

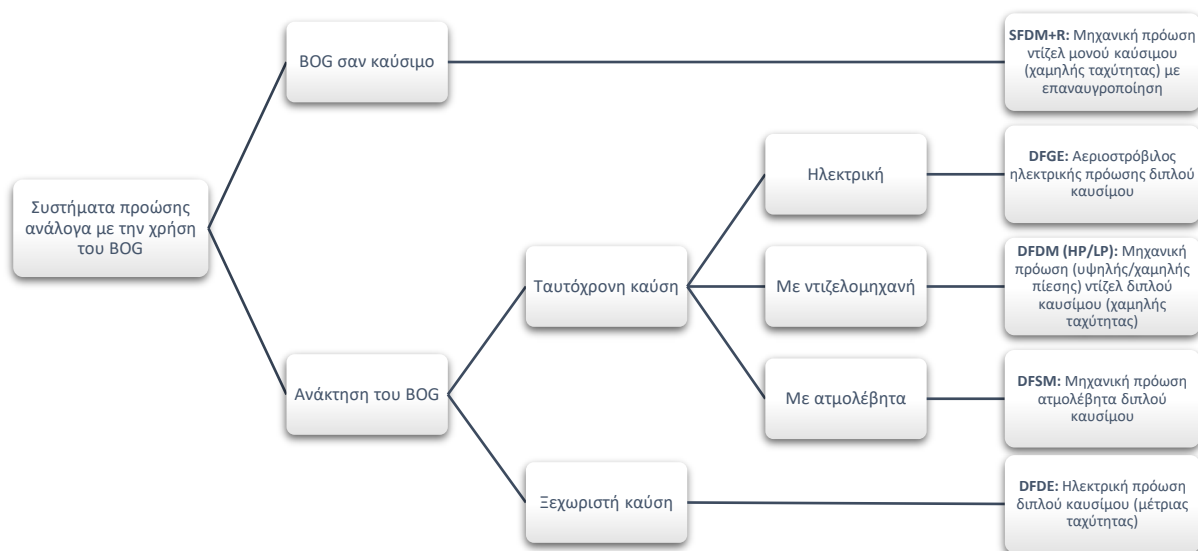
Το σύστημα πρόωσης (Εικόνα 2-15) για τα πλοία LNG συνδέεται στενά με την παραγωγή και την κατανάλωση του φορτίου που εξατμίζεται εξαιτίας του Boil off. Ένας τρόπος ταξινόμησης των συστημάτων πρόωσης των πλοίων LNG είναι σύμφωνα με το σκοπό που προορίζεται η χρήση του BOG¹³ που παράγεται στους χώρους περιορισμού του φορτίου, όπως φαίνεται παρακάτω στο Διάγραμμα ροής 2-1.

¹³ Boil Off Gas, το αέριο που εξατμίζεται από την αύξηση της θερμότητας του LNG που προκύπτει στην μεταφορά.



Εικόνα 2-15. Μηχανοστάσιο στο Velikiy Novgorod με ηλεκτρικό ντίζελ, σύστημα πρόωσης διπλού καυσίμου που αποτελείται από κινητήρες 2 × MAN 8L51/ 60DF και 2 × MAN 9L51 / 60DF.

Πηγή: <https://www.marinelog.com/>



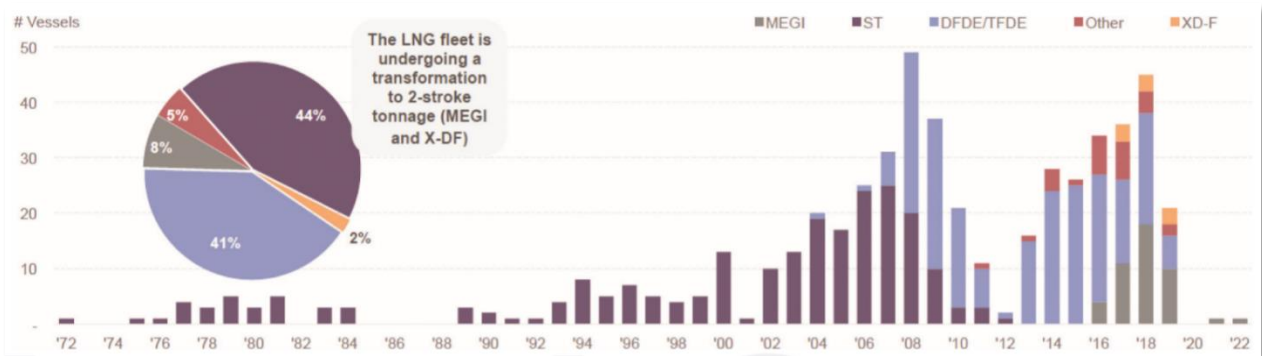
Διάγραμμα ροής 2-1. Ταξινόμηση των συστημάτων πρόωσης πλοίων LNG.

Πηγή: (Ignacio Arias Fernández et al., 2017)

Τόσο τα καύσιμα που χρησιμοποιούνται όσο και οι κανονισμοί εκπομπών είναι παράγοντες που επηρεάζουν την επιλογή των συστημάτων πρόωσης των πλοίων LNG. Η πρόωση με ατμολέβητες (Steam Turbines ST) είναι το κύριο σύστημα που εφαρμόζεται στα πλοία LNG από το 1960, καθώς το σύστημα αυτό επιτρέπει την ταυτόχρονη καύση σε λέβητες μαζούτ μαζί με το NBOG που παράγεται κατά τη μεταφορά, οι οποίοι με τη σειρά τους τροφοδοτούν τους στροβίλους πρόωσης και τις ηλεκτρικές γεννήτριες turbo. Έτσι, δεν είναι απαραίτητη η απόρριψη του αερίου BOG στον ειδικό πυρσό καύσης αερίων (flare).

Από το 2003, τα συστήματα πρόωσης των πλοίων LNG βρίσκονται σε κρίσιμη καμπή. Οι ST αντικαθίστανται από βελτιωμένης απόδοσης κινητήρες εσωτερικής καύσης λόγω βελτιώσεων

στην απόδοση των τελευταίων. Άλλωστε, η χαμηλή θερμική απόδοση και το υψηλό κόστος μεταφοράς στην περίπτωση των ST είναι σαφή μειονεκτήματα. Η μετατόπιση αυτή αντικατοπτρίζεται στο Διάγραμμα 2-2. Αυτές οι μηχανές, ικανές να καταναλώσουν τους διαφορετικούς τύπους καυσίμων, είναι γνωστοί από το ακρωνύμιο DF (Dual Fuel - διπλό καύσιμο). Ο κινητήρας DF υιοθέτησε την τεχνολογία καύσης φτωχού μείγματος από τον κύκλο Otto και την ύπαρξη μιας μικρής ποσότητας ντίζελ, περίπου 1 έως 8%, η οποία χρησιμοποιείται για ανάφλεξη στο θάλαμο καύσης στη περίπτωση της χρήσης αερίου ως καύσιμο (λειτουργία αερίου).



Διάγραμμα 2-2. Ραβδόγραμμα προτίμησης των συστημάτων πρόωσης κατά την πάροδο των χρόνων.

Πηγή: (Tu Huan et al., 2018)

Οι DF κινητήρες που αναπτύχθηκαν γύρω 2003 είναι τετράχρονοι (4S). Επί του παρόντος, ωστόσο, λόγω της τεχνολογικής προόδου που επιτρέπει τη χρήση φυσικού αερίου σε δίχροτους κινητήρες (2S), πραγματοποιείται νέα αλλαγή στα συστήματα πρόωσης στα πλοία LNG (Ignacio Arias Fernández et al., 2017; Tu Huan et al., 2018; IGU, 2019).

2.3 Πλοία κατανάλωσης LNG (LNG fueled ships)

Η αυξημένη ανησυχία της βιομηχανίας των θαλάσσιων μεταφορών σχετικά με τις επιπτώσεις που θα έχουν οι ανθρώπινες δραστηριότητες απέναντι στο περιβάλλον είναι η αιτία που τα τελευταία χρόνια υπάρχει η τάση για την χρήση φυσικού αερίου στα πλοία ως κύρια πηγή ενέργειας για πρόωση και ηλεκτρική παραγωγή. Αυτή η τάση ενισχύεται ακόμα πιο δυναμικά λόγω των εθνικών και διεθνών κανονισμών που ορίζονται από τον IMO με την εγκατάσταση των λεγόμενων «Περιοχών Ελέγχου Εκπομπών Καυσαερίων» (Emission Control Areas—ECA). Το κύριο πλεονέκτημα των πλοίων κατανάλωσης LNG (LNG fueled ships) είναι ότι μειώνουν σημαντικά την μόλυνση του περιβάλλοντος σε σύγκριση με της παραδοσιακές μεθόδους τροφοδοσίας πλοίων όπως το βαρύ μαζούτ (Heavy Fuel Oil – HFO), ντίζελ πλοίων (Marine Diesel Fuel –MDO) και πετρέλαιο εσωτερικής καύσης πλοίων (Marine Gas Oil – MGO). Η προβλεψιμα

σταθερή τιμή του LNG και η αξιόπιστη διαδικασία εφοδιασμού του φυσικού αερίου παίζει εξίσου σημαντικό ρόλο στην προτίμησή του (SGMF, 2017; KLaw LNG, 2020).

2.3.1 Περιοχές Ελέγχου Εκπομπών Καυσαερίων (Emission Control Areas)

Μία Περιοχή Ελέγχου Εκπομπών Καυσαερίων, ECA για συντομογραφία, είναι μία περιοχή στην οποία γίνεται ο περιορισμός των SOx¹⁴ και των NOx¹⁵ για την προστασία της υγείας και του περιβάλλοντος (Εικόνα 2-16). Σε μία ECA η μέγιστη επιτρεπόμενη περιεκτικότητα θείου στο καύσιμο πλοίων είναι 0,1% κατά μάζα. Όμοια, τα νιτρικά οξέα ορίζονται στα όρια των κανονισμών Tier III¹⁶.



Εικόνα 2-16. Χάρτης Περιοχών Ελέγχου Εκπομπών Καυσαερίων. Με μπλε χρώμα δίνονται οι ήδη υπάρχουσες ECAs, ενώ με χαλάζιο οι πιθανές ECAs στο μέλλον. Πηγή:

<https://www.morethanshipping.com/>

Υπάρχουν επίσης και Περιοχές Ελέγχου Εκπομπών Θείου (Sulphur Emissions Control Areas – SECA). Η πρώτη δημιουργήθηκε στην Βαλτική Θάλασσα το 2016 και ακολουθήθηκε από την Β. Θάλασσα το 2017. Η Κίνα ανακοίνωσε την δική της SECA, η οποία θα πραγματοποιούταν σε στάδια από το 2016 έως 2019, για την εφαρμογή των κανονισμών που επιβάλλουν 0,5% περιεκτικότητα θείου (Sulphur Cap 2020) στα καύσιμα ενώ αναμένεται να φτάσει στο 0,1%. Στην

¹⁴ Οξειδία του θείου. Μείγμα διοξειδίου του θείου (SO₂) και τριοξειδίου του θείου (SO₃) που μετατρέπεται ταχύτητα σε θειικό οξύ (H₂SO₄) με την παρουσία αέρα. Το τελευταίο, είναι στερεό και πολύ επιβλαβές για την υγεία αφού εισχωρεί στους πνεύμονες και στο αίμα και προκαλεί καρκίνο. Τα SOx σε συνδυασμό με το νερό σχηματίζουν την «όξινη βροχή» που οξινίζει τους ωκεανούς και καταστρέφει την χλωρίδα.

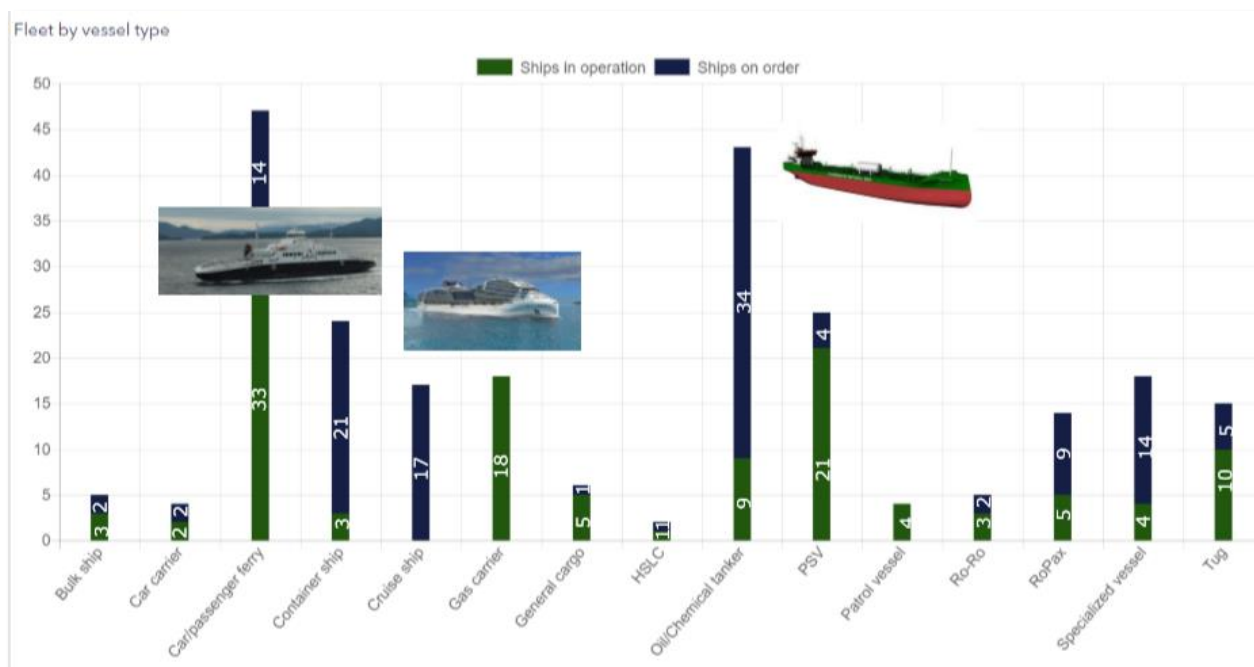
¹⁵ Νιτρικά οξείδια. Αποτελείται από μονοξειδίο του αζώτου (NO) και διοξειδίο του αζώτου (NO₂). Σε συνδυασμού με το νερό σχηματίζει διαβρωτικά οξέα και προκαλεί πνευμονοπάθειες, όπως άσθμα, και καρδιοπάθειες. Παίζει επίσης σημαντικό ρόλο σαν συστατικό της αιθαλομίχλης και στον σχηματισμό του ατμοσφαιρικού όζοντος.

¹⁶ Αν οριστεί ως η ταχύτητα της μηχανής σε rpm τότε για n<130, n=130-1999 και n≥2000 ορίζεται όριο 3,4 , 9·n^{-0.2} και 2 g NOx/kWh αντίστοιχα.

Ελλάδα, ετοιμάζεται σχέδιο μετατροπής της Μεσογείου σε περιοχή SECA που θα ισχύει το όριο σε περιεκτικότητα θείου μικρότερη από 0,1% (Μηνάς Τσαμπόπουλος, 2020; SGMF, 2017).

2.3.2 Είδη πλοίων κατανάλωσης LNG

Ιστορικά, τα οχηματαγωγά και τα υπεράκτια σκάφη υποστήριξης (OSVs) αποτελούσαν περίπου το 50% και το 30% του στόλου όλων των πλοίων που τροφοδοτούνται με LNG. Τα τελευταία χρόνια έχει παρατηρηθεί διεύρυνση του φάσματος των πλοίων αυτών (Διάγραμμα 2-3). Πλέον, τα πλοία μεταφοράς εμπορευματοκιβωτίων (container ships) και τα δεξαμενόπλοια πετρελαίου / χημικών (oil/chemical tanker) είναι οι πιο δημοφιλείς επιλογές, αλλά και εξειδικευμένα πλοία, όπως κρουαζιερόπλοια (cruise ships) και σκάφη υποστήριξης κατασκευών. Σύμφωνα με τον γερμανο-νορβηγικό νηογνώμονα, DNV-GL, υπάρχουν 247 επιβεβαιωμένα πλοία κατανάλωσης LNG και 110 «LNG ready» πλοία, δηλαδή αυτά που μπορούν να μετασκευασθούν και να χρησιμοποιούν ως καύσιμο το LNG (Ole Vidar Nilsen, 2018; SGMF, 2017).



Διάγραμμα 2-3. Εκτίμηση αγοράς διαφορετικών τύπων πλοίων κατανάλωσης LNG. Με **πράσινο** χρώμα τα πλοία που λειτουργούν και με **μπλε** οι παραγγελίες. Πηγή: DNV GL 2017

2.3.3 Βασικά στοιχεία σχεδιασμού

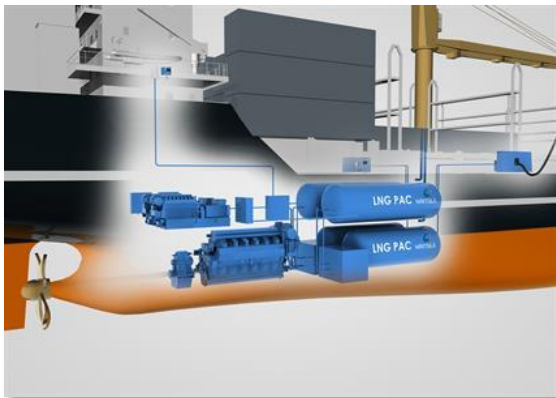
Οι παράγοντες που πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά το σχεδιασμό του πλοίου είναι:

- Προστασία της δεξαμενής αποθήκευσης LNG και των σωληνώσεων από βλάβες μέσω συγκρούσεων με άλλα πλοία ή/και φορτίο ή από αντικείμενα που πέφτουν.

- Πλεονασμός συστημάτων καυσίμου για να διασφαλιστεί ότι το σκάφος μπορεί να συνεχίσει να πλοηγεί σε περίπτωση βλάβης ή βλάβης ενός συστήματος.
- Ελαχιστοποίηση τυχόν κινδύνων που προβλέπονται από τη χρήση φυσικού αερίου ως καύσιμο.
- Συστήματα ασφαλείας που παρέχουν ασφαλή διακοπή λειτουργίας επικίνδυνων συστημάτων και στη χειρότερη περίπτωση, αφαίρεση των αποθεμάτων τους για να αποτραπεί η συσσώρευση δυνητικά εύφλεκτων ατμοσφαιρών αποθήκευσης LNG.

2.3.3.1 Αποθήκευση καυσίμου LNG

Ο κώδικας IGF δεν επιβάλλει συγκεκριμένο σύστημα τεχνολογίας αποθήκευσης LNG, αλλά επιτρέπει στον ιδιοκτήτη να επιλέξει το αποδοτικότερο. Αυτό επιτρέπει τη χρήση δεξαμενών



Εικόνα 2-17. Δεξαμενή καυσίμου LNG τύπου Γ.

Πηγή: Wärtsilä Technical Journal 2016, wartsila.com

μεμβράνης χαμηλής πίεσης και αυτοστηριζόμενων δεξαμενών (IMO A & B) και δοχείων πίεσης (τύπου Γ). Για πλοία μικρής κλίμακας και πλοία κατανάλωσης LNG, εκτός των μεταφορέων, χρησιμοποιείται συνήθως δεξαμενή τύπου Γ η οποία έχει πίεση σχεδιασμού μεγαλύτερη από 2 atm (Εικόνα 2-17). Οι δεξαμενές τύπου Γ είναι πιο ανθεκτικές και δεν απαιτούν συστήματα απόρριψης ατμών, αλλά το κυλινδρικό σχήμα τους δεν φιλοξενείται εύκολα με αποτελεσματικό τρόπο σε πολλά μέρη του καταστρώματος.

Όσο πιο μεγάλο είναι το πλοίο και/ή δεξαμενή αποθήκευσης, τόσο πιο μικρή είναι και η σχετική απώλεια του χώρου για τα φορτία. Για αποθήκευση όγκου μικρότερου από 2000 m³ η δεξαμενές μεμβράνης είναι η πιο οικονομική και αποδοτική επιλογή αφού η δεξαμενές αυτές κάνουν καλή χρήση του διαθέσιμου χώρου. Παρόλα αυτά, για το απαιτούμενο καύσιμο LNG χρειάζεται από 1,6 μέχρι 1,8 περισσότερος όγκος υγρού σε σχέση με το βαρύ μαζούτ και τα υπόλοιπα αποστάγματά του. Για ένα κρουαζιερόπλοιο όπως αυτό στην Εικόνα 2-18, χρειάζεται δεξαμενή αποθήκευσης 1330 m³ και ανεφοδιασμό 2 φορές την εβδομάδα (Tu Huan et al., 2018; SGMF, 2017).

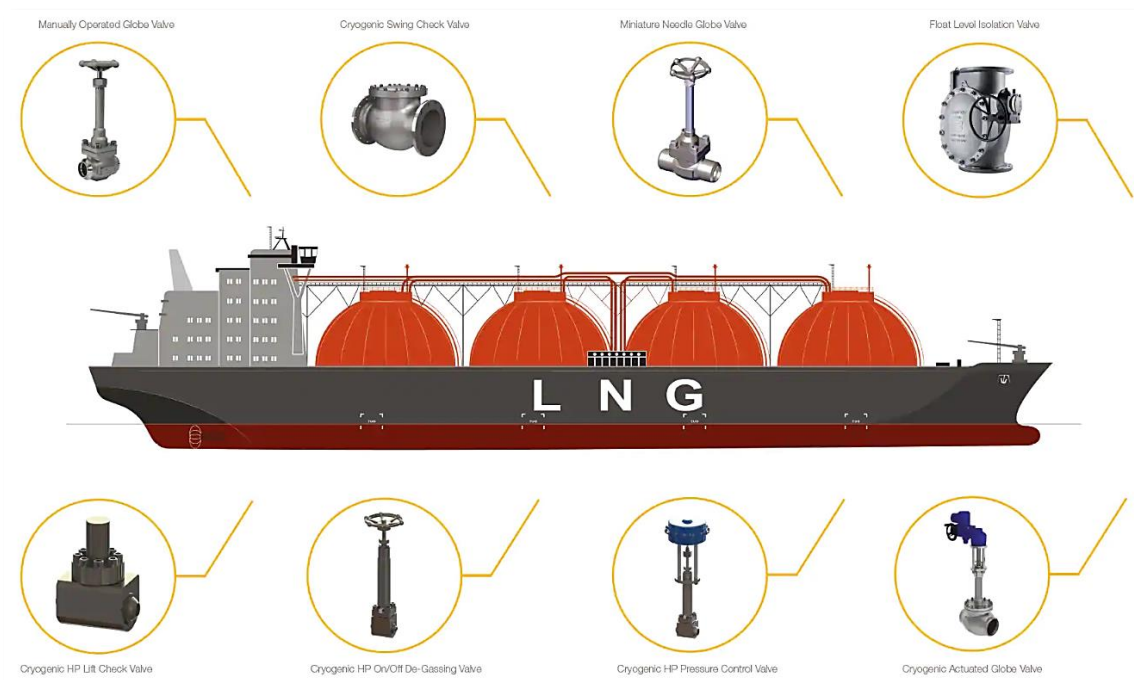


Εικόνα 2-18. Κρουαζιερόπλοιο PEGASIS καυσίμου LNG από την Brittany Ferries.

Πηγή: LNG Industry 2014, lngindustry.com

2.3.3.2 Συστήματα καυσίμου

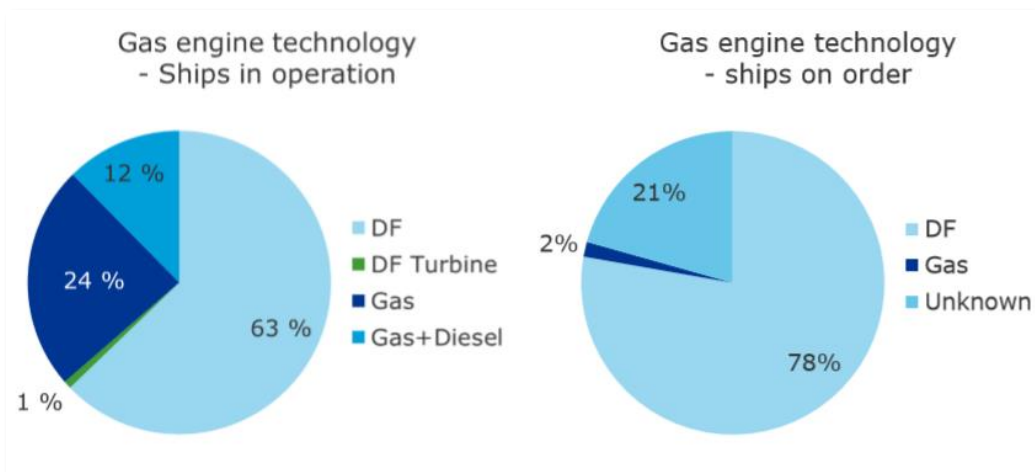
Ένα σημαντικό μέρος του σχεδιασμού ενός πλοίου καυσίμου LNG είναι οι σωληνώσεις μεταξύ της παροχής του LNG και των κινητήρων, καθώς και οι βαλβίδες για την απομόνωση κρίσιμων σημείων. Εξαιτίας των κρυογονικών συνθηκών του LNG, είναι ιδιαίτερα ευάλωτο το υγρό να θερμανθεί επομένως η τοποθέτηση βαλβίδων εκτόνωσης (relief valves) της πίεσης για την απομάκρυνση των ατμών είναι απαραίτητη. Φυσικά, το ίδιο ισχύει και στις δεξαμενές αποθήκευσης του καυσίμου για τυχόν διαρροές. Η σημαντικότητα των συστημάτων αυτή είναι τόση που χρειάζεται επιπλέον συστήματα σε περίπτωση που κάποιο από αυτά δεν λειτουργήσει σωστά.



Εικόνα 2-19. Διάφορα είδη βαλβίδων που χρησιμοποιούνται στα πλοία LNG. Πηγή: PARKER HANNIFIN CORP 2020, <https://www.parker.com/>

2.3.3.3 Παραγωγή ενέργειας και πρόωση

Η χρήση πολλαπλών κινητήρων απαιτεί να βρίσκονται σε ξεχωριστά μηχανοστάσια ο καθένας (κινητήρας) για την ασφαλή λειτουργία του πλοίου. Αν για κάποιο λόγο έχει βλάβη στον κινητήρα είναι σημαντικό να μπορεί να συνεχίσει η πλεύση του. Συγκεκριμένα για DF και πολλαπλών καυσίμων κινητήρες απαιτείται αυτόματο σύστημα μετάβασης καυσίμου (SGMF, 2017).



Διάγραμμα 2-4. Δεξιά οι κινητήρες που χρησιμοποιούν τα ενεργά πλοία κατανάλωσης LNG και αριστερά τα πλοία που αναμένεται να λειτουργήσουν. Πηγή: DNV GL 2017

Η προτιμητέα επιλογή στα πλοία καύσης LNG είναι αυτή του κινητήρα διπλού καυσίμου μέτριας ταχύτητας. Επειδή το LNG βρίσκεται σε ατμοσφαιρική πίεση, είναι πιο ασφαλές να χρησιμοποιείται μέτριας ταχύτητας κινητήρας από υψηλής διότι απαιτείται και υψηλή πίεση. Σύμφωνα με το Διάγραμμα 2-4, το 63% φαίνεται να χρησιμοποιεί αέριο και ντίζελ στα πλοία που είναι ήδη ενεργά (HEC, 2013; Ole Vidar Nilsen, 2018). Για κανονική λειτουργία του φυσικού αερίου ως καύσιμο, απαιτείται περίπου 1-5% των καυσίμων που θα αναφλέξουν το αέριο. Με την χρήση διπλού καυσίμου η ποσότητα του φυσικού αερίου μπορεί να κυμαίνεται μεταξύ 15-85%, ενώ το υπόλοιπο να είναι ντίζελ (Bjørn Nygård, 2016).

2.3.3.4 Συστήματα ελέγχου

Όλα όσα αναφέρθηκαν, οι κινητήρες, οι δεξαμενές LNG και τα συστήματα καυσίμου θα πρέπει να παρακολουθούνται, να ελέγχονται και να κλείνουν οποτεδήποτε χρειαστεί. Θα πρέπει να τοποθετούνται σε διάφορα σημεία κατάλληλα όργανα για την παρακολούθηση των επιπέδων, των πιέσεων και των θερμοκρασιών των δεξαμενών, για την επανεξέταση της λειτουργίας των συστημάτων εξαερισμού και για την ανίχνευση διαφυγής αερίων ή – στη χειρότερη περίπτωση – της εστίας πυρκαγιών.

Απαιτείται σύστημα τερματισμού έκτακτης ανάγκης (Emergency Shut-Down—ESD) που θα μπορεί να ενεργοποιείται χειροκίνητα από πολλές θέσεις του πλοίου και αυτόματα σε συγκεκριμένα περιστατικά, για παράδειγμα στην περίπτωση ανίχνευσης αερίων. Τα ίδια τα συστήματα παρακολούθησης της ασφάλειας θα πρέπει να διαθέτουν τα δικά τους ειδικά και ανεξάρτητα συστήματα ελέγχου. (SGMF, 2017)

2.4 Πλωτοί σταθμοί LNG

Καθώς η ζήτηση για φυσικό αέριο συνεχίζει να αυξάνεται και η αξία του φυσικού αερίου παραμένει υψηλή στις μεγάλες αγορές κατανάλωσης, η ώθηση για την δημιουργία εσόδων από υπεράκτιες πηγές φυσικού αερίου αυξάνεται επίσης. Η δυνατότητα απελευθέρωσης υπεράκτιων αποθεμάτων φυσικού αερίου χωρίς επενδύσεις σε υποδομές αγωγών, «infield» πλατφόρμες και χερσαίες υποδομές, ελαχιστοποιώντας παράλληλα την έκθεση σε γεωπολιτικούς κινδύνους και κινδύνους ασφαλείας, καθιστά τις έννοιες της πλωτής παραγωγής LNG, αποθήκευσης και εκφόρτωσης (LNG FPSO και FLNG) και της πλωτής μονάδας αποθήκευσης και επαναεριοποίησης (FSRU) έννοιες που αξίζει να εξεταστούν προσεκτικά. Καθώς αναπτύσσονται οι τεχνολογίες FLNG και FSRU για την υγροποίηση και τη μεταφορά από πλοίο σε πλοίο, υπάρχει αυξανόμενη εμπιστοσύνη ότι το FLNG είναι μια βιώσιμη επιλογή. Τα τελευταία 10 χρόνια δείχνουν πως οι τεχνολογίες αυτές έχουν αρκετά πλεονεκτήματα, όπως ταχύτητα και οικονομική προσιτότητα/επεκτασιμότητα, όταν η τοπική ζήτηση είναι μικρή ή νέα, και η ανάπτυξη ενός χερσαίου τερματικού σταθμού είναι δύσκολη (Εικόνα 2-20) (IGU, 2019; Saeid Mokhatab et al, 2014).

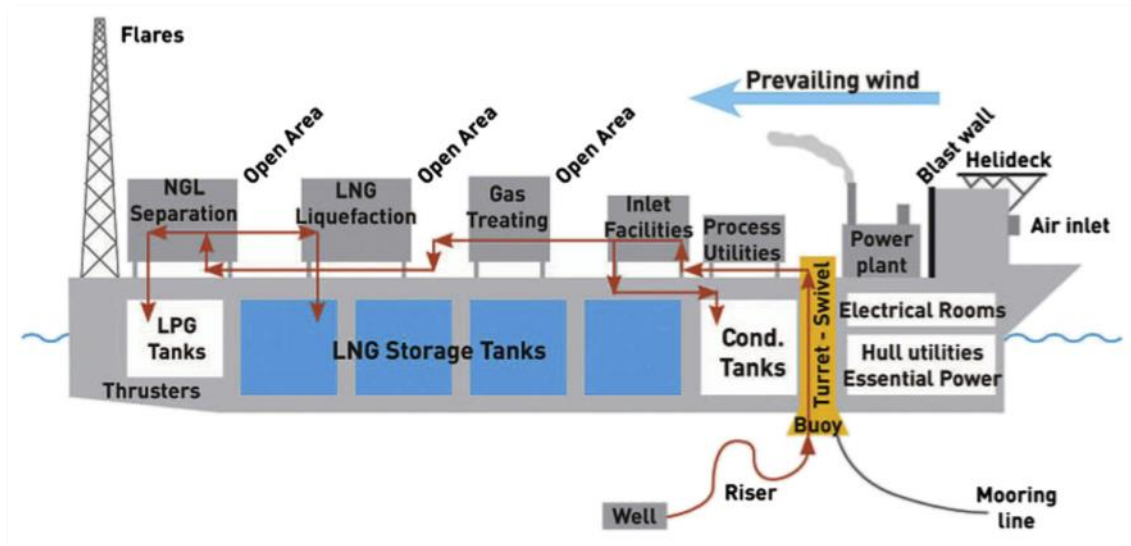


Εικόνα 2-20. Αλυσίδα παραγωγής και τροφοδοσίας LNG σε πλωτές μονάδες.

Πηγή: (Saeid Mokhatab et al, 2014)

2.4.1 Πλωτή μονάδα παραγωγής, αποθήκευσης και εκφόρτωσης LNG (FLNG/LNG FPSO)

Μία πλωτή μονάδα LNG FPSO σχεδιάζεται πάνω ή σύμφωνα με την δομή ενός πλοίου μεταφοράς LNG (ίδια συστήματα περιορισμού φορτίου). Οι διεργασίες παραγωγής και εκφόρτωσης λαμβάνουν χώρα στο πάνω μέρος του καταστρώματος (topside) χωρισμένες σε ενότητες (Εικόνα 2-21). Για μεσαίου μεγέθους μονάδες παραγωγής που παράγουν με δυναμικότητα 1,5 έως 3 MTPA, το topside ζυγίζει από 20.000 έως 50.000 τόνους, ενώ για μεγάλου μεγέθους (3-5 MTPA), μπορεί να ζυγίζει 70.000 τόνους ή και παραπάνω.



Εικόνα 2-21. Περιγραφή μίας μονάδας LNG FPSO.

Πηγή: (Saeid Mokhatab et al, 2014)

Η χωρητικότητα αποθήκευσης του LNG FPSO σχετίζεται με τη δυναμικότητα επεξεργασίας, το προβλεπόμενο χρονοδιάγραμμα εκφόρτωσης προϊόντος και την ανάγκη αποθήκευσης των συμπυκνωμάτων και του υγραερίου LPG, το οποίο εξαρτάται από τη σύνθεση του αερίου τροφοδοσίας. Για μεσαίου μεγέθους μονάδες προτείνεται χωρητικότητα αποθήκευσης LNG 180.000 έως 190.000 m³ και LPG περίπου 25.000 m³ έκαστη. Για τις πολύ μεγάλες μονάδες έχει προταθεί χωρητικότητα αποθήκευσης LNG 220.000 m³ μαζί με την αποθήκευση υγραερίου και συμπυκνωμάτων της τάξης των 100.000 m³ η κάθε μία. Σήμερα μόνο τρεις (3) μονάδες, της Μαλαισίας, της Shell η «Prelude» (Εικόνα 2-22) και η Golar Hili, λειτουργούν κανονικά. Οι υπόλοιπες είναι είτε υπό κατασκευή, είτε υπό μετατροπή (Πίνακας 2-2).



Εικόνα 2-22. Prelude της Shell. Μονάδα LNG FPSO. Πηγή: The Global Oil & Gas News Source 2020, <https://www.upstreamonline.com/>

Πίνακας 2-2. Πλωτοί σταθμοί FPSO σε λειτουργία ή υπό κατασκευή.

Προέλευση αγοράς	Εταιρία	Πρότζεκτ	Δυναμικότητα [ΜΤΡΑ]	Χωρητικότητα LNG [m ³]	Έτος start-up
Malaysia	Petronas	PFLNG Satu, Kanowit Field	1,2	354000	2017
Australia	Shell	Prelude	3,6	437500	2018
Cameroon	SNH/Perenco/Golar LNG	Kribi (Golar Hilli)	1,2	125000	2018
EquatorialGuinea	Ophir	Fortuna (Golar Gandria)	2,2	125000	2019
Malaysia	Petronas	PFLNG2, Rotan Field	1,5	177000	2020
Mozambique	ENI	Coral South	3,4	230000	2020
Argentina	Exmar	Tango FLNG	0,5	16500	2019
Senegal	BP	Greater Tortue	2,4	125000	

Πηγή: IGU Annual Report 2019

Η πρόκληση των κατασκευών αυτών είναι πως πρέπει να λειτουργούν σε περιοχή μικρότερη από το ¼ του μεγέθους ενός χερσαίου τερματικού σταθμού και συγχρόνως να διατηρούν τα απαραίτητα επίπεδα ασφάλειας και ευελιξίας για την παραγωγή του LNG. Τα συστήματα συγκράτησης LNG πρέπει να είναι ικανά να αντέχουν τις αντίξοες συνθήκες που μπορεί να επικρατούν στην θάλασσα και το sloshing¹⁷ στις εν μέρει γεμισμένες δεξαμενές. Οι μεταφορές προϊόντων πρέπει να λαμβάνουν υπόψη τις επιπτώσεις των ανέμων, των κυμάτων και των ρευμάτων στις ανοικτές θάλασσες. Για την μείωση της επίδρασης της κίνησης και του καιρού αναπτύσσονται διάφορες τεχνολογικές λύσεις οι οποίες βασίζονται την προσαρμογή των σημερινών τεχνολογιών στην υπεράκτια παραγωγή πετρελαίου και φυσικού με κυριότερη διαφορά τον κρυογονικό και ευμετάβλητο χαρακτήρα του LNG.

Τα βασικότερα σημεία που πρέπει να λαμβάνονται υπόψη κατά τον σχεδιασμό ενός LNG FPSO έτσι ώστε να παρέχεται ασφάλεια κατά την λειτουργία είναι:

- Ο διαχωρισμός των χώρων στέγασης και των κύριων χώρων εργασίας από τις περιοχές επεξεργασίας υδρογονανθράκων
- Η παροχή επανδρωμένων περιοχών για πρόσβαση και διαφυγή.
- Η διασφάλιση ορθολογικής ροής επεξεργασίας φυσικού αερίου/LNG
- Η διαθεσιμότητα σωσίβιων λέμβων
- Η επαρκής παροχή εξοπλισμού για συντήρηση, επισκευή και αντικατάσταση offshore

¹⁷ Το Sloshing είναι η κίνηση του υγρού μέσα σε μια δεξαμενή που μπορεί να παραχθεί από το κύμα ή από κινήσεις άλλων σκαφών στην θάλασσα. Το sloshing μπορεί να δημιουργήσει δομικές συχνότητες οι οποίες μπορούν να προκαλέσουν τριβή στην εσωτερική δομή της δεξαμενής και κατά συνέπεια να γίνει βλάβη της δομής της μεμβράνης.

- Η σωστή εγκατάσταση και διασύνδεση αρθρωτών μονάδων
- Ο έγκαιρος περιορισμός των υδρογονανθράκων σε περίπτωση διαρροών
- Η αποτελεσματική εγκατάσταση καλωδίωσης υψηλής τάσης
- Ο περιορισμός της συμφόρησης και η δυνατότητα εξαερισμού για τη μείωση της πιθανότητας έκρηξης
- Η τοποθέτηση ευαίσθητου εξοπλισμού κινήσεων στις περιοχές με λιγότερη κίνηση (π.χ. στη κεντρική γραμμή)
- Η εγκατάσταση του εξοπλισμού σε σημεία τέτοια ώστε να ελαχιστοποιείται η ζημία μετά από κάποια αποτυχία στην πλωτή μονάδα
- Η μείωση έκθεσης και προστασία από την ακτινοβολία που εκπέμπει ο πυρσός αερίων (flare).

Φυσικά, όλα αυτά απαιτούν την ανάλυση και εκτίμηση των κινδύνων που συντρέχουν σε μία μονάδα σαν αυτή, ώστε να υπάρχει η βέλτιστη πυροπροστασία στον σχεδιασμό των ζωνών υψηλού κινδύνου, ο απαραίτητος εξαερισμός και η δυνατότητα διαχωρισμού των μονάδων για την αποτροπή αλυσιδωτών αντιδράσεων (Saeid Mokhatab et al, 2014).

2.4.2 Πλωτή μονάδα αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG (FSRU)

Μία μονάδα FSRU¹⁸ είναι στην πραγματικότητα ένα ειδικά κατασκευασμένο δεξαμενόπλοιο που μετατρέπει το υγροποιημένο φυσικό αέριο ξανά στην αέρια φάση. Η εξερεύνηση τέτοιου είδους τερματικών σταθμών ξεκίνησε στις ΗΠΑ το 2000 με αποτέλεσμα σήμερα να μετρούνται 37 FSRUs στον κόσμο τα οποία εκτελούν τις ίδιες διεργασίες με αυτές των χερσαίων τερματικών σταθμών LNG. Επιπλέον, λόγω της μεγάλης ζήτησης του LNG σαν καύσιμο πρόωσης πλοίων, τα FSRUs έχουν δυνατότητες εκφόρτωσης για εφοδιασμό. Στην Εικόνα 2-23 απεικονίζεται το FSRU Toscana (πρώην Golar Frost) χωρητικότητας αποθήκευσης 137.500 m³, συστήματος περιορισμού φορτίου τύπου Moss με δυναμικότητα 2,8 MTPA της εταιρίας OLT Offshore στην Τοσκάνη της Ιταλίας.

¹⁸ Σε ορισμένες χώρες χαρακτηρίζονται και ως GIFT (Gas Import Floating Terminal), LNG RV (Regasification Vessel) και Energy-Bridge ships (κυρίως από την εταιρία ενέργειας El Paso).



Εικόνα 2-23. FSRU Toscana. Πλωτός σταθμός αποθήκευσης και επαναεριοποίησης στην Τοσκάνη της Ιταλίας
137.000 m³. Πηγή: Quartz 2014, <https://qz.com/>

Η πλωτοί σταθμοί FSRU μπορούν να χωριστούν σε δύο κατηγορίες ως δεξαμενόπλοια ή ως υπεράκτιες μονάδες. Παρόλο που κατασκευαστικά βασίζονται στις δομές πλοίων, έχουν κάποιες προσθήκες σχετικά με τις διεργασίες επαναεριοποίησης. Στην δεύτερη κατηγορία πλοίων διακρίνονται δύο είδη, τα κινητά με κινητήρες πρόωσης και τα σταθερά. Η πρώτη, ως δεξαμενόπλοια, είναι περισσότερο επικρατέστερη επειδή δίνει μεγαλύτερη ευελιξία και δυνατότητα εκμετάλλευσης του πλοίου είτε σαν τερματικός σταθμός, είτε απλώς σαν πλοίο μεταφοράς LNG.

Το σχετικά χαμηλό κόστος κεφαλαίου δεν είναι το μόνο ελκυστικό σημείο των πλωτών αυτών μονάδων για την εξαγωγή φυσικού αερίου. Τα FSRUs χτίζονται και λειτουργούν πιο γρήγορα (~2 χρόνια) σε σχέση με τους χερσαίους σταθμούς (~4 χρόνια), η κατασκευή από τα ναυπηγεία έχει μικρότερο περιθώριο υπέρβασης κόστους και προγραμματισμού, λειτουργούν περισσότερο αποτελεσματικά σε μικρές ή/και εποχικές αγορές ενώ μπορούν να μετακινηθούν από στιγμή σε στιγμή ανάλογα με την ζήτηση. Επιπλέον, είναι λιγότερο εξαρτώμενες από χερσαία πρόσβαση, περιορισμούς κτηρίων και χερσαίους κανονισμούς, διαθέτουν γρήγορα ένα εναλλακτικό καύσιμο κάνοντας εφικτή την εναλλαγή καυσίμου σε ένα πιο οικονομικό και καθαρό καύσιμο σε σχέση με το ντίζελ. Τέλος, είναι διαθέσιμα και για βραχυπρόθεσμες ναυλώσεις (2 με 5 χρόνια) αλλά και για μακροπρόθεσμες (10 με 20 χρόνια). Σταθμοί υγροποίησης και επαναεριοποίησης εμφανίζονται στον παρακάτω χάρτη (Εικόνα 2-24) (Filip Jovanovic et al., 2019; David A. Wood, Maksym Kulitsa, 2017)

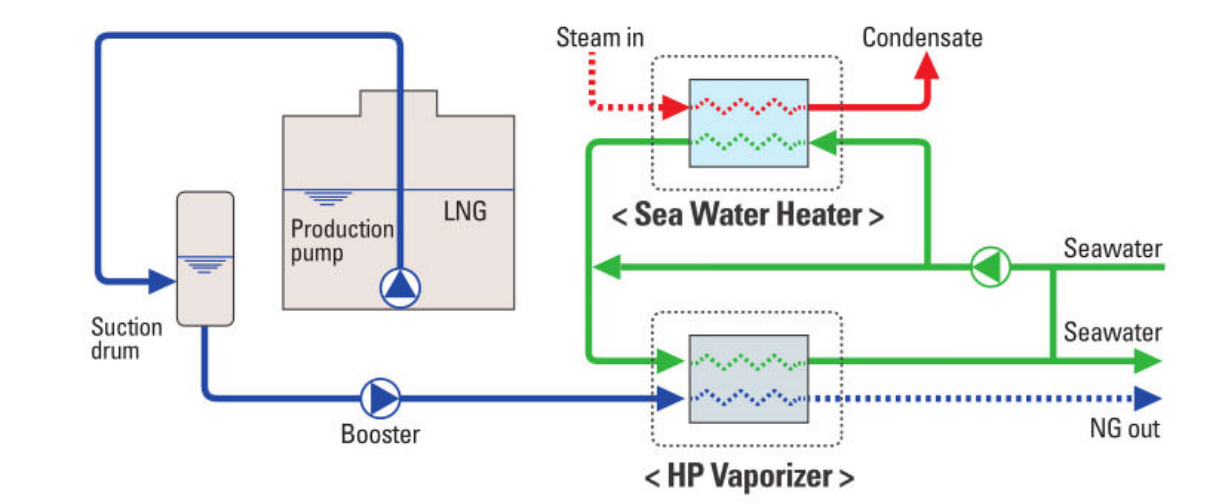


Εικόνα 2-24. Χάρτης LNG Ευρώπης και Αφρικής που απεικονίζει με **πορτοκαλί** τους χερσαίους σταθμούς υγροποίησης, με **κόκκινο** τα FLNG, με **μπλε** τους χερσαίους τερματικούς σταθμούς επαναεριοποίησης και με **πράσινο** τους πλωτούς σταθμούς επαναεριοποίησης (FSRU/FRU). Πηγή: GIIGNL Annual Report 2020

Σύμφωνα με το 10ετές Αναπτυξιακό Σχέδιο του Διαχειριστή Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ), οι υποδομές φόρτωσης φορητών και ανεφοδιασμού LNG αναμένεται να είναι έτοιμες το 2022 και το 2024 αντίστοιχα στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσα. Η Δημόσια Επιχείρηση Αερίου (ΔΕΠΑ) απέκτησε μερίδιο 20% στην Gastrade, την εταιρεία που αναπτύσσει έργο FSRU στην Αλεξανδρούπολη βορείου Ελλάδος. Το FSRU θα έχει χωρητικότητα αποθήκευσης έως 170.000 m³ και χωρητικότητα αποστολής 5 MTPA. Πρόκειται για ένα έργο κοινού ενδιαφέροντος (PCI), δηλαδή ένα έργο προτεραιότητας της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Τον Ιανουάριο του 2019, η Bulgartransgaz αγόρασε μερίδιο 20% στην Gastrade (GIIGNL, 2020).

2.4.2.1 Διεργασία επαναεριοποίησης πλωτού σταθμού FSRU

Για να διανεμηθεί το φυσικό αέριο στο δίκτυο αγωγών εφοδιασμού είναι αναγκαίο πρώτα να πραγματοποιηθεί η διαδικασία επαναεριοποίησης του LNG που έχει μεταφερθεί και αποθηκευτεί στο FSRU. Η αποθήκευση του υγροποιημένου φυσικού αερίου σε δεξαμενές έχει αναλυθεί ήδη στο Κεφάλαιο 2.2.1.



Διάγραμμα ροής 2-2. Διεργασία επαναεριοποίησης του LNG σε FSRU. Με μπλε χρώμα η ροές LNG/NG (διακεκομμένες) από την δεξαμενή αποθήκευσης LNG προς το δοχείο αναρρόφησης μέχρι τον εξατμιστή, με πράσινο η ροή θαλασσινού νερού ως θερμαντικό μέσο του LNG και με κόκκινο ατμός για την θέρμανση του θαλασσινού νερού στον εναλλάκτη θερμότητας. Πηγή: DongHwa Entec 2016, <http://www.dh.co.kr/>

Το σύστημα REGAS (Regasification – Επαναεριοποίηση) είναι το κύριο λειτουργικό σύστημα του σταθμού αυτού (Διάγραμμα ροής 2-2). Τα περισσότερα FSRUs διαρκώς επαναεριοποιούν το LNG μέσω ενός ανοιχτού συστήματος (με θαλασσινό νερό σε θερμοκρασίες άνω των 14,5°C ως θερμαντικό μέσο) ή/και μίας μονάδας κλειστού συστήματος που τοποθετείται πάνω στο κατάστρωμα (για πιο παγωμένες περιοχές και παρέχοντας την δυνατότητα παροχής φυσικού αερίου έτοιμο για αποστολή στον ρυθμό ροής σχεδιασμού του εξατμιστή). Το σύστημα αυτό έχει μονταριστεί έτσι ώστε να διαχειρίζεται χωρητικότητες από 1 έως 10 bcm τον χρόνο ώστε να ταιριάζει με τις απαιτήσεις τις αγοράς.

Αρχικά, μέσω εύκαμπτων σωληνώσεων (hoses – loading arms) ειδικά διαμορφωμένων για κρυογενικές συνθήκες ώστε να λαμβάνει από τα δεξαμενόπλοια μεταφοράς LNG το προϊόν, αποθηκεύεται το LNG στις δεξαμενές αποθήκευσης. Στην συνέχεια, μέσω του δοχείου αναρρόφησης λαμβάνεται το LNG από τις κρυογενικές δεξαμενές αποθήκευσης για να αρχίζει η επαναεριοποίηση. Το δοχείο αυτό λειτουργεί ως συλλέκτης έτσι ώστε να διασφαλιστεί η βέλτιστη ροή στο σύστημα. Ταυτόχρονα, χρησιμεύει και ως συσσωρευτής εξατμισμένου αερίου πριν σταλεί στις δεξαμενές φορτίου. Έπειτα, το LNG συνεχίζει μέσω των αντλιών υψηλής πίεσης για τον

εφοδιασμό των εξατμιστών. Ο εξατμιστήρας LNG είναι στην πραγματικότητα ένας εναλλάκτης θερμότητας που πραγματοποιείται η κεντρική και τελική διαδικασία μετατροπής του LNG από υγροποιημένη σε αέρια κατάσταση. Αφού περάσει από τον ποσοτικό έλεγχο αερίου και έπειτα στο σύστημα παράδοσης, το φυσικό αέριο τροφοδοτείται στο δίκτυο για τελική κατανάλωση μέσω των βραχιόνων φόρτωσης. Η διαδικασία φόρτωσης και εκφόρτωσης θα αναλυθεί στην συνέχεια στο Κεφάλαιο 2.5 (Filip Jovanovic et al., 2019; David A. Wood, Maksym Kulitsa, 2017).

2.5 Ανεφοδιασμός LNG (LNG Bunkering)

2.5.1 Τρόποι ανεφοδιασμού LNG

Γενικότερα, έχουν αναπτυχθεί διάφοροι τρόποι εφοδιασμού LNG σε μία δεξαμενή ανάλογα με την προέλευσή του και την ύπαρξη, ή μη, συγκεκριμένου εφοδιαστικού μέσου στο σημείο ανάγκης. Η διαδικασία του εφοδιασμού προορίζεται για πλοία κατανάλωσης LNG (LNG fueled ships). Διακρίνονται τρεις (3) τρόποι εφοδιασμού LNG (Εικόνα 2-25) οι οποίοι θα αναφερθούν στην συνέχεια, παρόλα αυτά αναφέρεται ότι θα δοθεί έμφαση στον τελευταίο τρόπο αφού αποτελεί και το σημαντικότερο μέρος για την παρούσα διπλωματική εργασία.

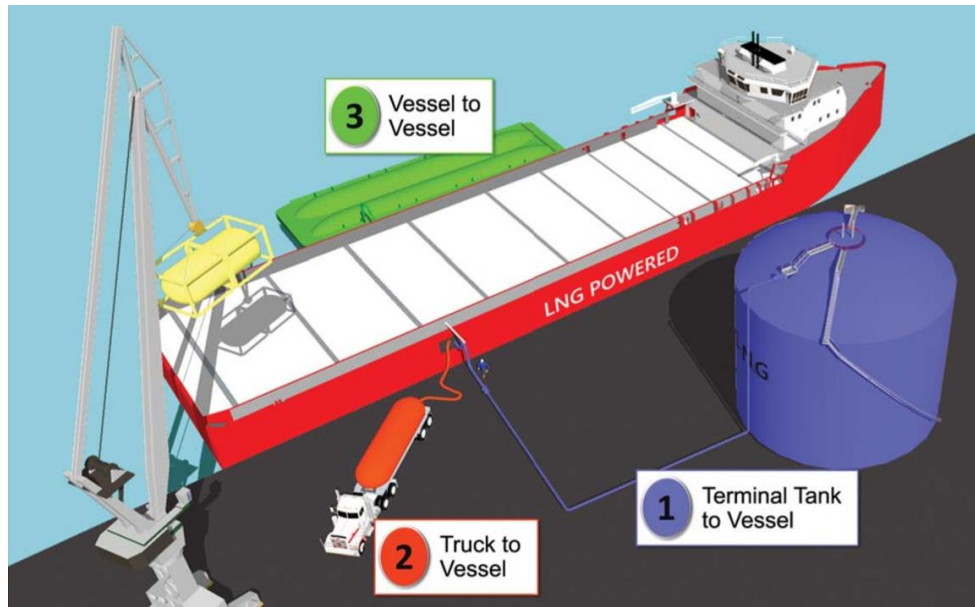
Περίπτωση 1^η : Μεταξύ χερσαίου τερματικού σταθμού και πλοίου (Shore-to-Ship)

Το LNG μεταφέρεται από μία χερσαία σταθερή δεξαμενή αποθήκευσης μέσω ενός συστήματος κρυογονικών αγωγών που λήγουν σε ένα εύκαμπτο κομμάτι ή σωλήνωση το οποίο ενώνεται με ένα αγκυροβολημένο πλοίο δίπλα σε λιμάνι. Η διαδικασία αυτή έχει τα οφέλη ενός εγκεκριμένου προγράμματος ασφαλείας με εκπαιδευμένο δυναμικό προσωπικό και μια πιο συνεπή παρουσία επιβολής του νόμου. Αν και η επιλογή Shore-to-Ship έχει μεγάλη ευελιξία στο σχεδιασμό για το ρυθμό μεταφοράς και τον όγκο, είναι η λιγότερο ευέλικτη σε σχέση με τη γεωγραφία. Πρέπει να βρίσκεται σε σταθερή τοποθεσία, σχετικά κοντά στην αποβάθρα ή στην προβλήτα. Η απώλεια θερμότητας από τα μακροχρόνια τμήματα του αγωγού και το κόστος των κρυογονικών αγωγών είναι ένας σημαντικός περιοριστικός παράγοντας.

Περίπτωση 2^η : Μεταξύ βυτιοφόρου φορητού και πλοίου (Truck-to-Ship)

Πρόκειται για τον ανεφοδιασμό LNG από την δεξαμενή αποθήκευσης ενός φορητού σε ένα σκάφος αγκυροβολημένο στην αποβάθρα ή προβλήτα. Συνήθως, αυτό ολοκληρώνεται συνδέοντας έναν εύκαμπτο σωλήνα σχεδιασμένο για κρυογονικές συνθήκες. Εναλλακτικά, μπορεί να χρησιμοποιηθεί ένας εύκαμπτος βραχίονας σύνδεσης. Ένα τυπικό βυτιοφόρο μπορεί να μεταφέρει στην δεξαμενή του κοντά στα 50.000 λίτρα LNG και να μεταφέρει ένα πλήρες φορτίο σε

περίπου μία (1) ώρα. Η επιλογή αυτή προσφέρει ευελιξία λόγω της φορητότητάς της, των χαμηλών επενδύσεων κεφαλαίου και της ικανότητάς της να μεταφέρει LNG σε απομακρυσμένες περιοχές σε σύντομο χρονικό διάστημα, ωστόσο η ικανότητα και η ασφάλεια του εφοδιασμού μπορούν να είναι περιορισμένες.



Εικόνα 2-25. Οι τρεις τρόποι εφοδιασμού πλοίου κατανάλωσης LNG. Πηγή: ABS 2015

Περίπτωση 3^η : Μεταξύ πλοίων (Ship-to-Ship)

Η ανεφοδιασμός από πλοίο σε πλοίο είναι η μεταφορά από ένα πλοίο ή ενός πλωτού σταθμού LNG σε άλλο πλοίο για χρήση ως καύσιμο. Αυτή η επιλογή ανεφοδιασμού προσφέρει ένα ευρύ φάσμα της ευελιξίας στην ποσότητα και το ποσοστό μεταφοράς. Υπάρχουν δύο τρόποι λειτουργίας ανεφοδιασμού από πλοίο σε πλοίο: ο ένας εκτελείται στο λιμάνι και ο άλλος εκτελείται στη θάλασσα (DNV GL, 2016). Αυτή η μέθοδος αναπτύχθηκε πρώτη φορά το 2013 στην Στοκχόλμη μεταξύ του δεξαμενόπλοιου μεταφοράς LNG “SEAGAS” (180 m³ χωρητικότητα) και ενός μεγάλου πλοίου κατανάλωσης LNG, το “Viking Grace” (Εικόνα 2-26). Ο ανεφοδιασμός αυτός ήταν μεγάλης συχνότητας αφού το πλοίο αυτό έκανε ταξίδι 24^{ωρ} και

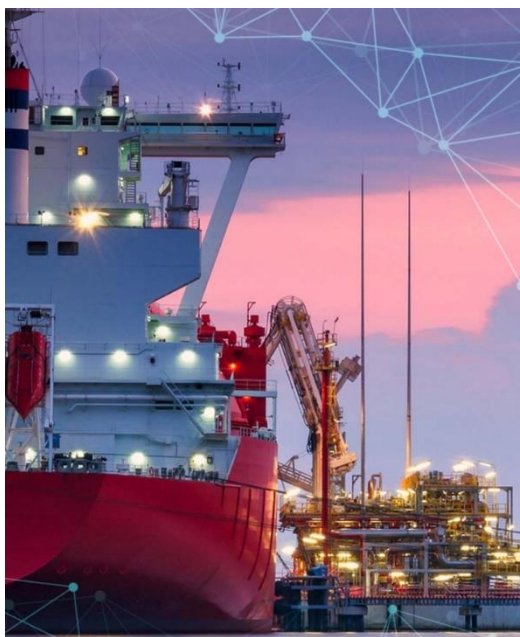


Εικόνα 2-26. Διαδικασία ανεφοδιασμού μεταξύ SEAGAS και Viking Grace. Πηγή: GTT 2016, REACH4 - LNG Bunker Mast,

είχε περιορισμένο αποθηκευτικό χώρο (2 δεξαμενές – 200 m³ η κάθε μία) (IGU, 2019). Ενώ τα ποσοστά μεταφοράς δεν είναι τόσο υψηλά όσο η ανεφοδιασμός Shore-to-Ship, ενώ αντίστοιχα οι δυνατότητες μεταφοράς υπερβαίνουν τα ποσοστά και τους όγκους ανεφοδιασμού Truck-to-Ship. Οι μεταφορές από πλοίο σε πλοίο έχουν πρόσθετες πιθανές απειλές (π.χ. υπερβολική μετακίνηση μεταξύ σκαφών, ενδεχόμενη δυσμενή θαλάσσια κατάσταση, σύγκρουση πλοίων) σε σύγκριση με τις χερσαίες μεταφορές. Οι κίνδυνοι αυτοί μπορούν να μετριαστούν εάν εντοπιστούν και αντιμετωπιστούν κατά το σχεδιασμό και τη λειτουργία (DNV GL, 2016).

2.5.2 Ανεφοδιασμός μεταξύ πλοίων (Ship-to-Ship Bunkering)

Ο ανεφοδιασμός από πλοίο σε πλοίο (STS) μπορεί να πραγματοποιηθεί όταν το πλοίο βρίσκεται σε αγκυροβολημένο σε αποβάθρα ή στη θάλασσα ενώ το σκάφος βρίσκεται σε λειτουργία (Εικόνα 2-27). Η δεύτερη περίπτωση περιορίζεται από τις αντίξοες καιρικές συνθήκες, συμπεριλαμβανομένων των ισχυρών ανέμων, των κυμάτων, της ορατότητας, της παρουσίας πάγου, ρευμάτων και παλιρροιών.



Εικόνα 2-27. Πλοίο LNG κατά την διαδικασία εφοδιασμού. Πηγή: DNV GL 2019, <https://www.dnvgl.com/>

Τα κατάλληλα ρυθμιστικά συστήματα ασφαλείας και η κατάλληλη ποιότητα και ποσότητα των γραμμών πρόσδεσης είναι σημαντικές παράμετροι. Ο χρόνος που απαιτείται για την πραγματοποίηση της σύνδεσης των πλοίων πρέπει να βασίζεται σε συγκεκριμένο «χρόνο ολοκλήρωσης» (turnaround time), ο οποίος έχει σημαντικές επιπτώσεις στη διαδικασία εφοδιασμού. Για λειτουργικούς λόγους, η ποσότητα LNG που πρέπει να παρέχεται από μεταφορείς LNG δεν μπορεί να είναι πολύ μικρή. Όγκοι μεγαλύτεροι από 100 m³ είναι μια λογική ποσότητα. Τυπικά, η χωρητικότητα των πλοίων για τον ανεφοδιασμό κυμαίνονται από 1.000 έως 10.000 m³. Μερικά μικρά πλοία ή φορηγίδες μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε ορισμένους λιμένες με χωρητικότητες κάτω από 1.000 m³.

Η προμήθεια καυσίμων μέσω STS είναι η κύρια μέθοδος ανεφοδιασμού των πλοίων που απαιτούν όγκο των καυσίμων άνω των 100 m³, λόγω υψηλού βαθμού ευελιξίας, η οποία επιτρέπει σε όλους τους τύπους πλοίων να εξυπηρετούν τόσο την αποβάθρα όσο και στη θάλασσα. Το μέσο

ποσοστό ανεφοδιασμού με αυτόν τον τρόπο της λειτουργίας ανεφοδιασμού είναι 150-200 m³/h. (Evangelos K. Boulougouris, Leonidas E. Chrysinas, 2015)

2.5.2.1 Απαραίτητος εξοπλισμός

Για την επιτυχή διαδικασία ανεφοδιασμού μεταξύ πλοίων, πρέπει να σχεδιαστεί ένα σύστημα μεταφοράς LNG/ατμών τέτοιο ώστε να αποφεύγεται η απελευθέρωση LNG ή φυσικού αερίου. Σημαντικό είναι σε περίπτωση διαρροής από το σύστημα να μην προκληθεί κίνδυνος στο εργατικό προσωπικό, στο πλοίο παραλαβής (receiving ship) και γενικότερα στην εγκατάσταση και το περιβάλλον. Πρέπει να λαμβάνονται μέτρα απέναντι στους κρυογονικούς κινδύνους, την αναφλεξιμότητα του καυσίμου και τον αποτελεσματικό καθαρισμό των αγωγών χωρίς την απελευθέρωση φυσικού αερίου με όλα τα καθαρά αέρια που είτε διατηρούνται από το πλοίο παραλαβής, είτε επιστρέφονται στην εγκατάσταση ανεφοδιασμού. (IACS, 2016)

Ο απαραίτητος εξοπλισμός σε ένα σύστημα ανεφοδιασμού περιλαμβάνει βάνες, βαλβίδες ασφαλείας, εύκαμπτο σύστημα αγωγών και ένα σύστημα σύνδεσης με τις σωληνώσεις και το σύστημα ελέγχου το πλοίου. (SGMF, 2017)

- Σύστημα ευέλικτων σωληνώσεων και αγωγοί (*Flexible piping system*)



Εικόνα 2-28. Εύκαμπτοι σωλήνες. Πηγή: elaflex.de



Εικόνα 2-29. Σκληροί βραχίονες. Πηγή: alamy.com

Υπάρχουν δύο επιλογές για ευέλικτες σωληνώσεις: πρώτον, ένας σωλήνας (hose) κατασκευασμένος με εσωτερικό σωλήνα από ανοξείδωτο χάλυβα, στρώματα μόνωσης και εξωτερική πανοπλία (Εικόνα 2-28) και, δεύτερον, σκληροί βραχίονες (hard arms) που αποτελούνται από διάφορα μήκη σωλήνων που συνδέονται μεταξύ τους με αρθρωτές περιστρεφόμενες κλειδώσεις (Εικόνα 2-29). Απαιτούνται δύο τέτοιες περιστρεφόμενες κλειδώσεις ώστε να μπορεί να υπάρχει κίνηση σε παραπάνω από δύο διαστάσεις. Πρέπει να είναι σχεδιασμένες έτσι ώστε να μεταφέρουν προϊόν με ελάχιστη θερμοκρασία τους -196°C και να περιλαμβάνουν βαλβίδες ασφαλείας σε περίπτωση υπερπίεσης. Επίσης, σημαντικός είναι ο

σχεδιασμός τους σε περίπτωση κίνησης των πλοίων αλλά και σε περίπτωση που χρειαστεί σύζευξη απελευθέρωσης έκτακτης ανάγκης ώστε να μπορεί να σηκώσει το βάρος του φορτίου που θα παρακρατηθεί (IACS, 2016; SGMF, 2017).

Οι εύκαμπτοι σωλήνες χρησιμοποιούνται εδώ και πολλά χρόνια για την εκφόρτωση των βυτιοφόρων LNG σε μικρές χερσαίες δεξαμενές και πιο πρόσφατα για τη μεταφορά φορτίων LNG χύδην (bulk LNG cargoes) μεταξύ πλοίων και πλωτών τερματικών σταθμών. Οι σκληροί βραχίονες είναι ο κινητήριος μοχλός της βιομηχανίας μεταφοράς χύδην LNG, που χρησιμοποιείται σχεδόν σε όλες τις εγκαταστάσεις υγροποίησης και στους τερματικούς σταθμούς εισαγωγής. Είναι επίσης όλο και πιο δημοφιλείς για τη φόρτωση βυτιοφόρων LNG. Δεδομένου ότι οι σωλήνες είναι άκαμπτοι, οι σκληροί βραχίονες είναι πιο γεροί από τους εύκαμπτους σωλήνες και έχουν τη ενδεχομένως καλύτερη απόδοση ασφάλειας. Η συνεχής κίνηση των περιστρεφόμενων κλειδώσεων κατά τη διάρκεια της ανεφοδιασμού μπορεί να οδηγήσει σε θέματα στην συντήρηση και τη διάρκεια ζωής του εξοπλισμού. Οι εύκαμπτοι σωλήνες κυριάρχησαν στη βιομηχανία ανεφοδιασμού, ενώ ο πρώτος σκληρός βραχίονας για την ανεφοδιασμό εμφανίστηκε σε έναν νορβηγικό τερματικό σταθμό το 2015 (SGMF, 2017).

- *Σταθμός εκφόρτωσης (Bunkering station)*

Ο σταθμός εκφόρτωσης (Εικόνα 2-30) στο πλοίο παραλαβής βρίσκεται κατά προτίμηση στο κάτω κατάστρωμα κατά μήκος ενός επίπεδου τμήματος. Η διάταξη του και το μέγεθος/τύποι συνδέσεων θα πρέπει να καθιστούν την λειτουργία ανεφοδιασμού γρήγορη και ασφαλή. Η ελάχιστη απαίτηση είναι να έχουν ίδια κλάση και σειρά σύνδεσης εύκαμπτων σωλήνων και τα δύο, για την αποφυγή διασταύρωσης σωλήνων. Δεν πρέπει να υπάρχουν αιχμηρές ακμές στην περιοχή χειρισμού του εύκαμπτου σωλήνα. Εάν το σκάφος παραλαβής έχει κυκλοφορία ανθρώπων κοντά στο σταθμό εκφόρτωσης, θα πρέπει να υπάρχουν προστατευτικές ενισχύσεις ενσωματωμένες για τον εξοπλισμό.



Εικόνα 2-30. Σταθμοί εκφόρτωσης LNG. Πηγή: <https://www.tradewindsnews.com/>

Οι σταθμοί εκφόρτωσης μπορεί να έχουν ένα ή δύο σωλήνες (hoses) ανεφοδιασμού. Τρεις αγωγοί συνδέουν τους σταθμούς ανεφοδιασμού με τις δεξαμενές LNG (και στα δύο πλοία) και είναι εξίσου εξοπλισμένοι τόσο με χειροκίνητες, όσο και με πνευματικές βαλβίδες. Ένας αγωγός προορίζεται για το υγρό LNG, το οποίο εν μέρει μεταφέρεται σε σωλήνα με μόνωση κενού. Ένας άλλος αγωγός είναι η γραμμή επιστροφής αερίου, η οποία λειτουργεί μόνο όταν υπάρχουν δύο σωλήνες κατά την ανεφοδιασμό. Η γραμμή αυτή χρησιμοποιείται για τον έλεγχο της πίεσης στο πλοίο παραλαβής ή για να μειώσει τον χρόνο εκφόρτωσης και χρησιμοποιείται συνήθως σε δεξαμενές τύπου A, πρισματικές τύπου B ή σχεδιασμού μεμβρανών. Ο τρίτος αγωγός είναι για το σύστημα αζώτου (SMTF, 2011; IACS, 2016). Μετά το πέρας του ανεφοδιασμού, οι γραμμές πρέπει να είναι πλήρως στεγνές από LNG. Το άζωτο, ως αδρανές αέριο, απομακρύνει τα υπολείμματα ατμών φυσικού αερίου και έτσι αποτρέπεται η πιθανότητα δημιουργίας εύφλεκτου αερίου αφού διασφαλίζεται περιεκτικότητα οξυγόνου μικρότερη από 1% (ABS, 2017).

- *Σύζευξη απελευθέρωσης έκτακτης ανάγκης (Emergency Release Coupling – ERC)*

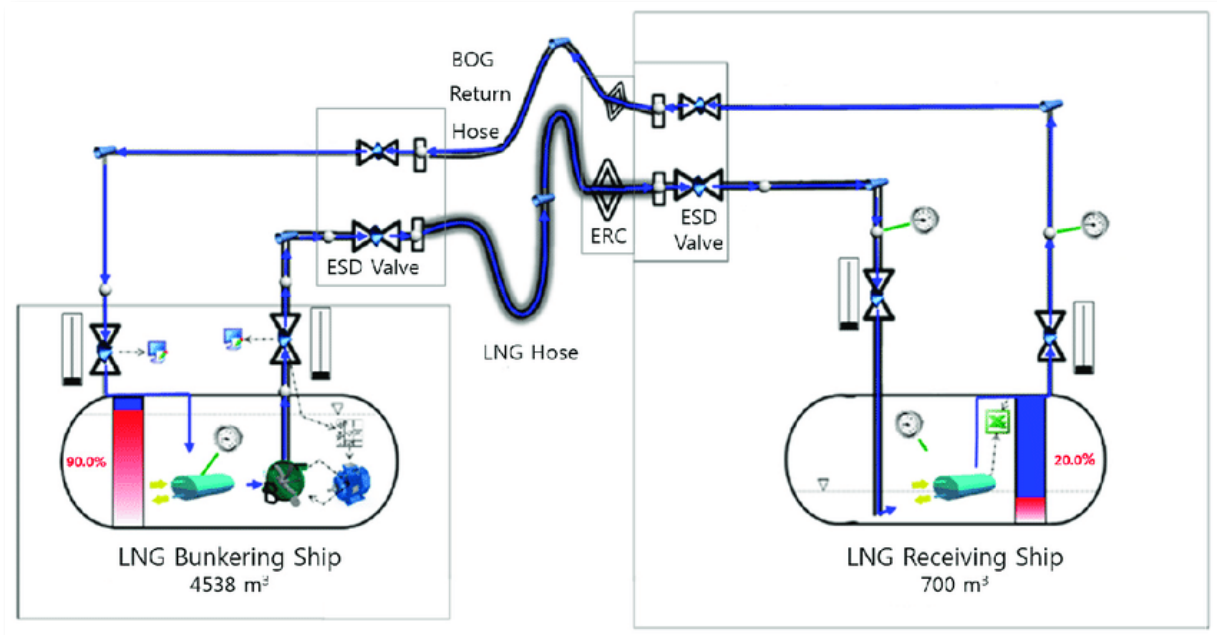
Οι συζευκτήρες απελευθέρωσης έκτακτης ανάγκης (ERCs) έχουν εισαχθεί για να περιορίσουν – και πράγματι σχεδόν εξαλείφουν – τις διαρροές LNG σε περίπτωση που το σύστημα χρειαστεί να αποσυνδεθεί σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης. Ένα ERC αποτελείται από δύο βαλβίδες που κλείνουν αυτόματα σε ένα σενάριο διακοπής λειτουργίας έκτακτης ανάγκης. Μεταξύ των δύο βαλβίδων είναι ένας συζευκτήρας που μπορεί να σπάσει, επιτρέποντας το διαχωρισμό των δύο δεξαμενών διαρρέοντας μόνο την μικρή παγιδευμένη ποσότητα LNG μεταξύ των δύο βαλβίδων (Εικόνα 2-31) (SGMF, 2017). Η σύζευξη απελευθέρωσης έκτακτης ανάγκης μπορεί να σχεδιαστεί είτε για χειροκίνητη ή αυτόματη ενεργοποίηση, είτε για ενεργοποίηση ως αποτέλεσμα υπερβολικών δυνάμεων, δηλαδή αυτόματης αποσύνδεσης σε περίπτωση υπέρβασης των τιμών των αξονικών δυνάμεων και των δυνάμεων διάτμησης που υπόκεινται το σύστημα. Φυσικά, το σύστημα αυτό θα πρέπει να σχεδιάζεται και να εγκαθίσταται έτσι ώστε ακόμα και σε δυσμενής (με όριο) συνθήκες ρεύματος, κυμάτων και ανέμου να μην λαμβάνονται ως σε υπερβολικές αξονικές και διατμητικές δυνάμεις που ενδέχεται να οδηγήσουν σε απώλεια στεγανότητας ή άνοιγμα της ζεύξης (IACS, 2016).



Εικόνα 2-31. Συζευκτήρας απελευθέρωσης έκτακτης ανάγκης ERC. Παρατηρούνται έντονα η δύο βαλβίδες καθώς και ο συζευκτήρας μεταξύ τους. Πηγή: jla-loadingarms.com

- Διακοπή λειτουργίας έκτακτης ανάγκης (*Emergency Shut Down – ESD*)

Τα συστήματα αυτόματης διακοπής λειτουργίας έκτακτης ανάγκης ESD απαιτούνται και στα δύο πλοία (Διάγραμμα ροής 2-3). Στην περίπτωση ενεργοποίησης του συστήματος ESD, διαφορετικές βαλβίδες ή/ και αντλίες θα κλείσουν και θα κλείσουν τμήματα του συστήματος ανάλογα με το συναγερμό που έχει παραβιαστεί.



Διάγραμμα ροής 2-3. Απλοποιημένο διάγραμμα ροής εκφόρτωσης LNG μεταξύ πλοίων δίνοντας βάση στα συστήματα ασφαλείας ESDs.

Πηγή: (Yude Shao et al., 2019)

Κάθε εύκαμπτος σωλήνας εφοδιασμού LNG πρέπει να έχει σύστημα μέτρησης διαφορικής πίεσης συνδεδεμένο με το σύστημα ελέγχου. Η πίεση θα μειωθεί γρήγορα σε περίπτωση διαρροής του εύκαμπτου σωλήνα και όταν ανιχνευθεί το σύστημα ελέγχου θα ενεργοποιήσει την ασφαλή διαδικασία διακοπής λειτουργίας (ESD), η οποία θα κλείσει τις απαραίτητες βαλβίδες και την αντλία, ενώ συγχρόνως θα δώσει ηχητικά και ορατά σήματα κέντρο ελέγχου του πλοίου (SMTF, 2011). Η ενεργοποίηση της ESD δεν θα πρέπει να οδηγεί σε παγίδευση LNG σε σωλήνα μεταξύ κλειστών βαλβίδων. Πρέπει να προβλέπεται αυτόματο σύστημα αποσυμπίεσης για την απελευθέρωση του φυσικού αερίου σε ασφαλές σημείο χωρίς να ελευθερώνεται στο περιβάλλον.

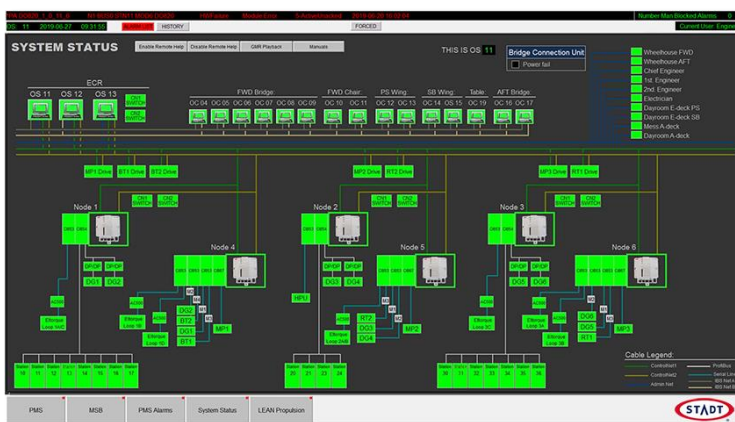
Ο χρόνος κλεισίματος μπορεί να διαρκέσει έως 5 δευτερόλεπτα, ανάλογα με το μέγεθος του σωλήνα και το ποσοστό ανεφοδιασμού από τη παραβίαση του συναγερμού έως το πλήρες κλείσιμο των βαλβίδων ESD, σύμφωνα με τον κώδικα IGF.

Οι ανιχνευτές αερίων πρέπει να συνδέονται με το σύστημα ESD για την παρακολούθηση της ανίχνευσης διαρροών στο πλοίο παραλαβής. Η ανάλυση διασποράς αερίων θα βοηθήσει στον εντοπισμό των κρίσιμων τοποθεσιών και της έκτασης της περιοχής LEL¹⁹, όπου θα πρέπει να τοποθετούνται ανιχνευτές αερίου, ώστε να είναι δυνατή η έγκαιρη ανίχνευση τυχόν διαρροής (IACS, 2016).

- *Συστήματα ελέγχου (Controlled systems)*

Τα συστήματα ελέγχου αποτελούν μία βέλτιστη πρακτική για τη σύνδεση των δύο δεξαμενών LNG ώστε κάθε πλευρά να παρακολουθεί τη διαδικασία πλήρωσης και να αποτρέπει την ανάπτυξη επικίνδυνων σεναρίων – όπως η υπερπλήρωση ή η υπερπίεση (SGMF, 2017).

Η διαδικασία παρακολουθείται από το Ολοκληρωμένο Σύστημα Αυτοματισμού (Integrated



Εικόνα 2-32. Περιβάλλον IAS. Πηγή: <https://www.stadt.no/ias/>

Automation System – IAS) μέσω υπολογιστή (Εικόνα 2-32). Το IAS λαμβάνει σήματα από όργανα που ανήκουν στο σύστημα και μετά την αξιολόγηση αυτών των σημάτων, εκτελεί δραστηριότητες ανάλογα με τον τύπο λειτουργίας που έχει επιλεγεί. Η πίεση των δεξαμενών ορίζεται αυτόματα. Η χειροκίνητη λειτουργία μπορεί να επιλεγεί όταν

χρειάζεται να γίνει παράκαμψη στον αυτόματο έλεγχο βαλβίδων προκειμένου να εκτελεστούν ειδικές δοκιμές με το σύστημα, ανεξάρτητα από το αν βρίσκεται σε λειτουργία ή όχι.

Το σύστημα ελέγχου θα πρέπει να παρακολουθεί τα βασικά κατασκευαστικά στοιχεία για θέματα ασφάλειας όσον αφορά την υπερφόρτωση και την υπερθέρμανση, ενώ ο εξοπλισμός θα πρέπει να διαθέτει τυποποιημένη σήμανση.

Στο κέντρο ελέγχου υπάρχει επίσης το σύστημα CCTV (Closed Circuit TV – Κλειστού κυκλώματος παρακολούθηση μέσω κάμερας) για την ανίχνευση διαρροής. Παρέχει εικόνες της σύνδεσης κατά την εκφόρτωση καυσίμων και των σωλήνων, έτσι ώστε να είναι



Εικόνα 2-33. Εξωτερική κάμερα συστήματος CCTV

¹⁹ LFL, ή αλλιώς LEL είναι το Κατώτατο Όριο Εκρηκτικότητας (Lower Explosion Limit).

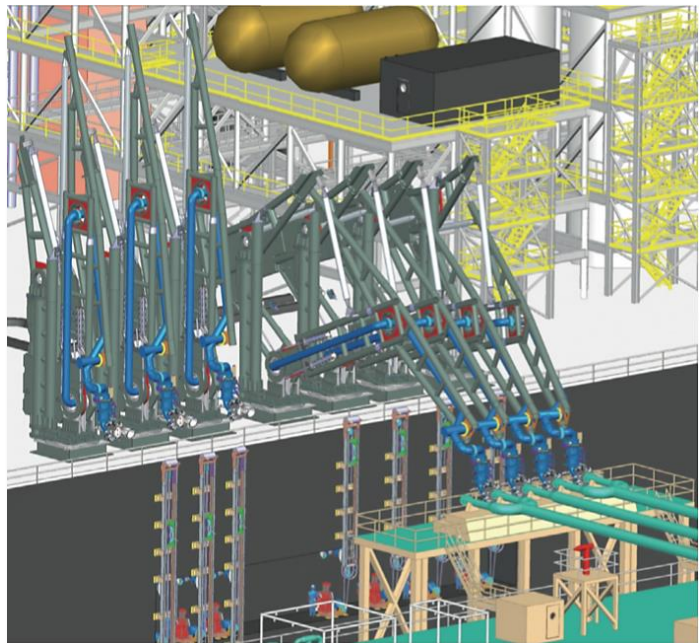
ορατή η πιθανή μετακίνηση του συστήματος εφοδιασμού. Όταν δεν παρέχεται CCTV, θα πρέπει να υπάρχει κάποιος παρατηρητής της διαδικασίας σε ασφαλή τοποθεσία (SMTF, 2011).

2.5.2.2 Σύνδεση πλοίων

Αρχικά, για να ξεκινήσει η διαδικασία εκφόρτωσης μεταξύ πλοίων (ή πλοίου και πλωτού σταθμού) απαιτείται η προσέγγιση μεταξύ τους είτε παράλληλα (π.χ. παράλληλα από μία πλωτή εγκατάσταση) είτε σε σειρά (ο ένας όπισθεν του άλλου). Πρόκειται για μία επικίνδυνη διαδικασία αφού πάντα υπάρχει η πιθανότητα σύγκρουσης. Παρόλα αυτά, όσο το περισσότερο ευνοϊκή είναι η θάλασσα και ο καιρός, τόσο το καλύτερο.

Η **παράλληλη** προσέγγιση περιλαμβάνει ελιγμούς παράλληλα με τον πλωτό σταθμό, την προσωρινή πρόσδεση των μέσων των δύο πλοίων ενώ χωρίζονται από προσκρουστήρες-μπαλόνια, τη διεξαγωγή της εκφόρτωσης και στη συνέχεια αποδεσμεύοντας τα πλοία. Χρησιμοποιούνται άκαμπτοι βραχίονες με εκτεταμένους φακέλους και υποβοηθούμενη σύνδεση και εναέριοι σωλήνες.

Η FMC έχει αναπτύξει ένα σύστημα βραχιόνων φόρτωσης για το πλωτό σταθμό FPSO Prelude της Shell, το σύστημα OLAF (Offshore Loading Arm Footless). Το σύστημα OLAF δεν έχει ανυψωτικό βάσης αλλά αντίθετα, η αρθρωτή συνδεσμολογία βιδώνεται σε μία βάση στο επίπεδο του καταστρώματος, το οποίο επιτρέπει μια μείωση 20% στο μήκος του βραχίονα (βλ. Εικόνα 2-34). Έτσι, καλύπτονται οι διαφορές στο ύψος των καταστρωμάτων που μπορεί να υπάρχουν μεταξύ πλοίων μεταφοράς LNG και FLNG/FSRU.



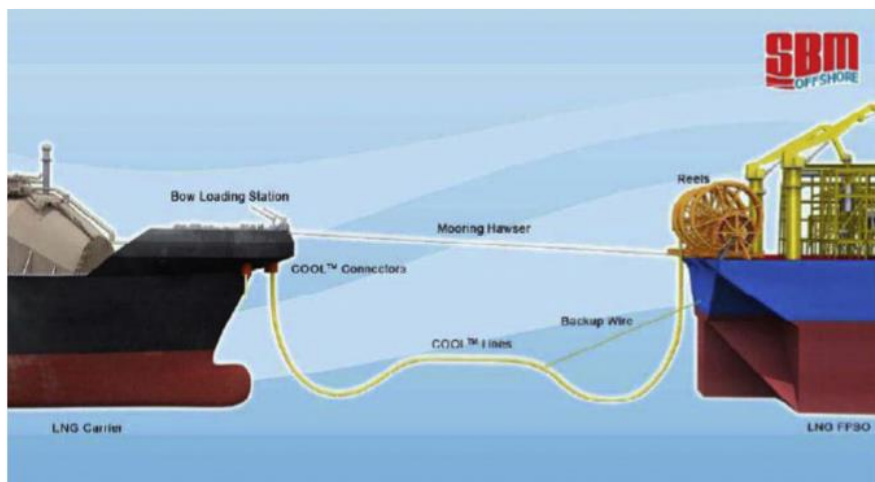
Εικόνα 2-34. Σύστημα εκφόρτωσης OLAF.

Πηγή: (Saeid Mokhatab et al, 2014)

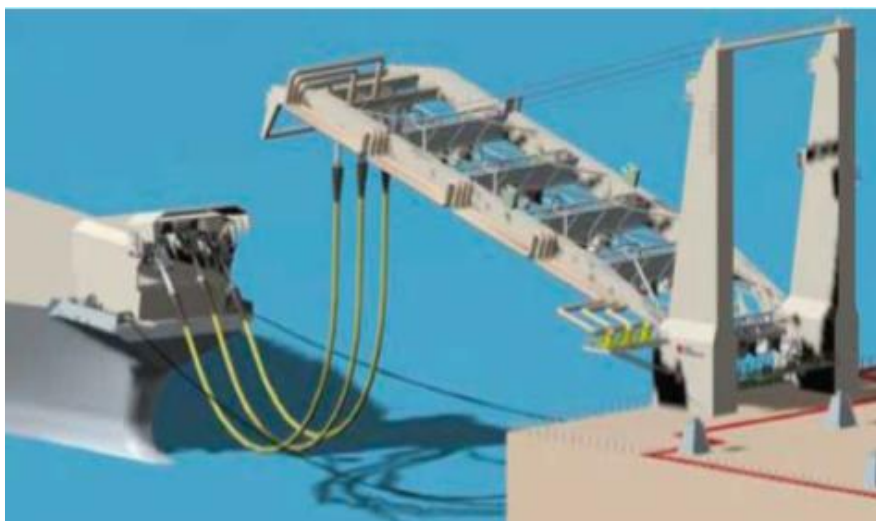
Αντίθετα, η προσέγγιση πλοίων **σε σειρά**, απαιτεί συγκεκριμένου είδους πλοίων κατανάλωσης LNG, τα οποία έχουν κατασκευασμένη στην πλώρη τους συνδεσμολογία πολλαπλών σωληνώσεων έτσι ώστε να συνδέεται με αγκυροβόλιο με την πρύμνη ή την μέση του FPSO. Το σύστημα αποτελείται από έναν εύκαμπτο κρυογενικό πλωτού LNG σωλήνα και

συνδέσμους που έχουν σχεδιαστεί για να επιτρέπουν τη μεταφορά LNG μεταξύ πλοίων σε παράλληλη αγκυροβολημένη διαμόρφωση, ακριβώς με τον ίδιο τρόπο που οι παραδοσιακές πλωτές εγκαταστάσεις πετρελαίου και φυσικού αερίου πραγματοποιούν μεταφορές φορτίου.

Η Εικόνα 2-35 δείχνει την μεταφορά που προτείνεται από την SBM με τη χρήση του εύκαμπτου ψυκτικού σωλήνα της SBM, όπου στο είναι γεμάτος με μονωτικά υλικά. Η Εικόνα 2-36 δείχνει ένα άλλο σύστημα εύκαμπτου σωλήνα που προτείνεται από την Framo Engineering και την Aker Solutions. Το σύστημα OCT βασίζεται στην υιοθέτηση της παράλληλης εκφόρτωσης από πλοίο σε πλοίο για τις εργασίες φόρτωσης αργού πετρελαίου. Το σύστημα επιτρέπει διαχωρισμό 100 μέτρων μεταξύ των πλοίων κατά τη μεταφορά, διατηρώντας έτσι υψηλό επίπεδο ασφάλειας κατά τη διάρκεια όλων των εργασιών. Το σύστημα αποτελείται από τρεις εύκαμπτους σωλήνες για μεταφορά LNG και έναν τον ατμό επιστροφής από περιστρεφόμενους βραχίονες και υποστηρίζεται από γερανό (Saeid Mokhatab et al, 2014).



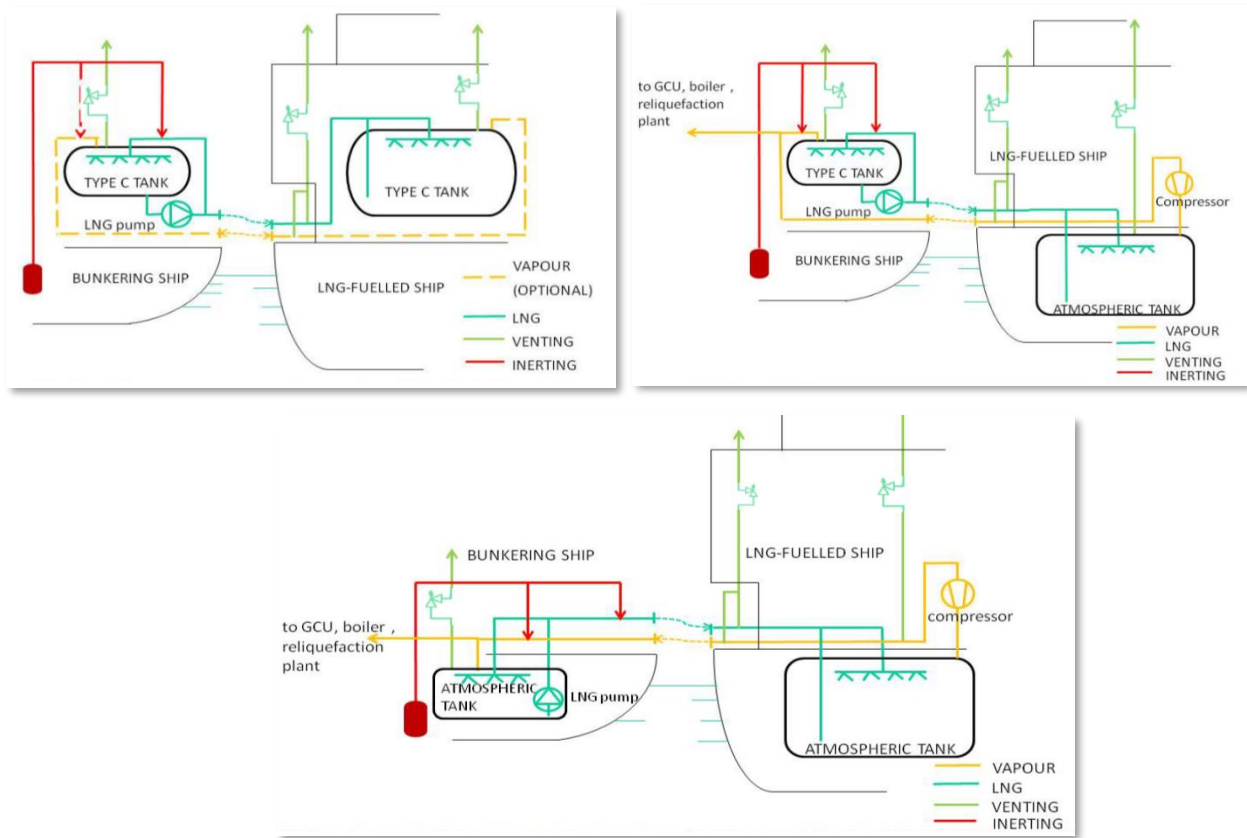
Εικόνα 2-35. SBM Cool σωλήνες.



Εικόνα 2-36. Σύστημα OCT.

2.5.2.3 Σύνδεση δεξαμενών LNG κατά τον ανεφοδιασμό

Η πιθανές περιπτώσεις σύνδεσης πλοίων με βάση τον τύπο δεξαμενών που χρησιμοποιεί το καθένα από τα δύο είναι τρεις (3). Όπως έχει ήδη αναφερθεί, τα πλοία μεταφοράς LNG καθώς και οι πλωτοί σταθμοί LNG αποτελούνται από ανεξάρτητες τύπου B δεξαμενές (πρισματικές ή σφαιρικές), ενώ τα πλοία κατανάλωσης LNG κυρίως χρησιμοποιούν τύπου Γ, αλλά και τύπου Β. Στις παρακάτω εικόνες απεικονίζονται τα διαγράμματα ροής (Διάγραμμα ροής 2-4) σε κάθε μία από τις περιπτώσεις δεδομένου ότι μπορεί να γίνει και ανεφοδιασμός μεταξύ πλοίων με δεξαμενές τύπου Γ.



Διάγραμμα ροής 2-4. Διαδικασίες εκφόρτωσης LNG μεταξύ δεξαμενών τύπου C και ατμοσφαιρικών δεξαμενών (τύπου B). Πηγή: IACS 2016

Η εκάστοτε σύνδεση εξαρτάται από το είδος των πλοίων που εκτελούν την μεταφόρτωση. Αν πρόκειται για μεταφόρτωση πλοίου μεταφοράς LNG (ή πλωτό σταθμό) με πλοίο κατανάλωσης LNG, τότε πρόκειται για την περίπτωση σύνδεσης ατμοσφαιρικής δεξαμενής με δεξαμενή τύπου Γ. Αν πρόκειται για μεταφόρτωση μεταξύ πλοίων ή πλοίου-πλωτού σταθμού, πρόκειται για ατμοσφαιρικές δεξαμενές και στις δύο περιπτώσεις, ενώ τέλος αν γίνει μεταφόρτωση μεταξύ πλοίων κατανάλωσης LNG (σπάνια περίπτωση) πρόκειται για σύνδεση δύο δεξαμενών τύπου Γ.

2.5.2.4 Διαδικασία ανεφοδιασμού

Η διαδικασία ανεφοδιασμού αρχίζει με τη επικοινωνία μεταξύ των δύο πλοίων. Στη συνέχεια, οι εύκαμπτοι σωλήνες για τη μεταφορά LNG μεταξύ των πλοίων συνδέονται: σωλήνας πλήρωσης υγρού και σωλήνας επιστροφής αερίου, για να είναι εφικτός ο χειρισμός της αύξησης της πίεσης που μπορεί να συμβεί στη δεξαμενή λήψης LNG. Η επιστροφή αερίου δεν χρησιμοποιείται εάν η πλήρωση μειώνει επαρκώς την πίεση της δεξαμενής του πλοίου παραλαβής και δεν την αυξάνει.

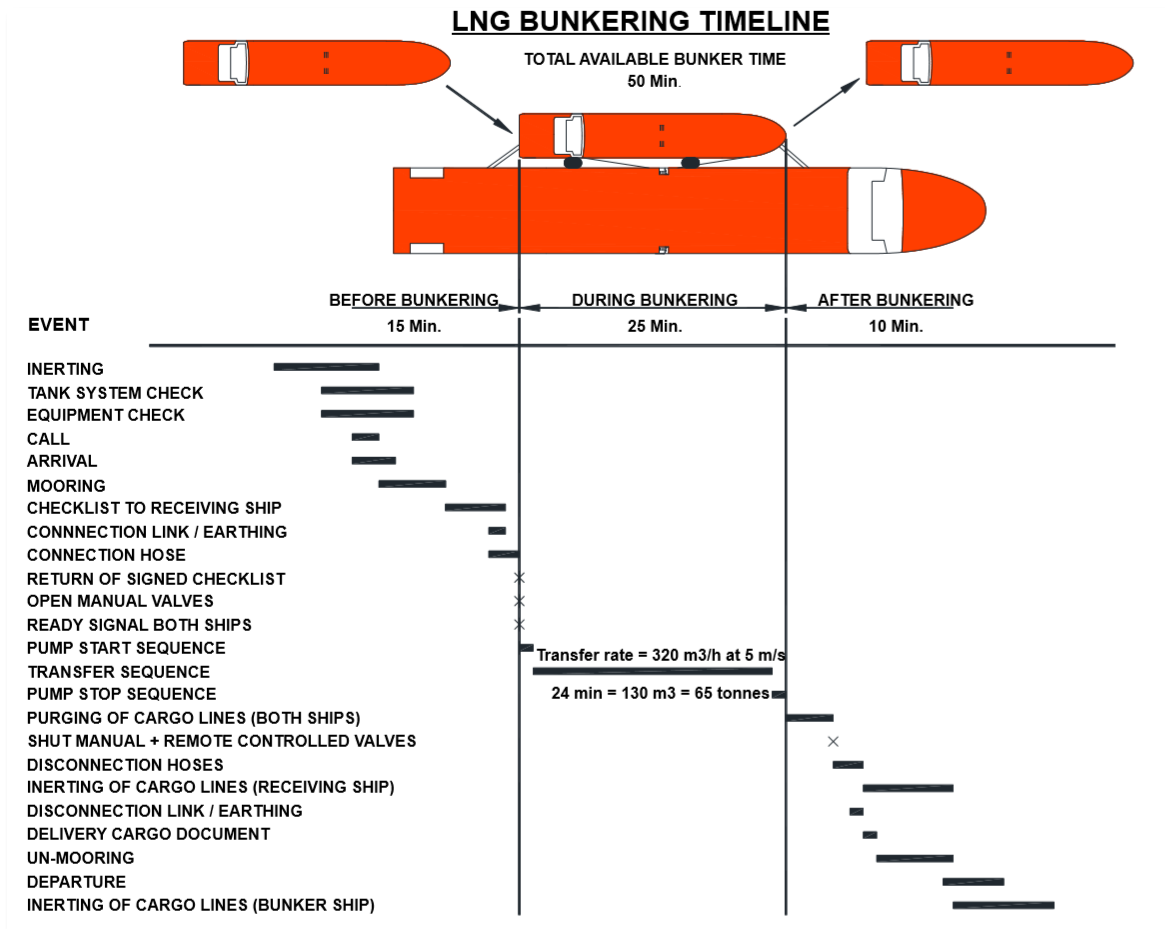
Όταν η εκκίνηση της αντλίας που θα μεταβιβάσει το LNG ολοκληρωθεί χωρίς παρατηρήσεις, οι αντλίες φορτίου συνεχίζουν να αυξάνονται με ελεγχόμενο τρόπο έως ότου επιτευχθεί συμφωνημένος ρυθμός, υπό συνεχή επίβλεψη και παρακολούθηση του εξοπλισμού και του συστήματος έως ότου επιτευχθεί σχεδόν το συμφωνηθέν ποσό. Η μεταφορά πρέπει να παρακολουθείται και στα δύο πλοία όσον αφορά την πίεση του συστήματος, τον όγκο της δεξαμενής και τη συμπεριφορά του εξοπλισμού.

Η αντλία που βρίσκεται βυθισμένη στη δεξαμενή του πλοίου ανεφοδιασμού (ή του πλωτού σταθμού) ελέγχεται από μετατροπέα συχνότητας. Ο μετατροπέας συχνότητας, μαζί με τη «γραμμή ώθησης» του συστήματος σωληνώσεων, επιτρέπει στο πλοίο ανεφοδιασμού να προσαρμόζεται κάθε φορά στο διαφορετικό σχεδιασμό του πλοίου παραλαβής, προσαρμόζοντας την ροή του LNG. Η ροή ελέγχεται περαιτέρω με τους μετρητές ροής που ρυθμίζουν τις βαλβίδες ελέγχου. Οι πομποί πίεσης, ροής και θερμοκρασίας τοποθετούνται τόσο στο πλοίο ανεφοδιασμού, όσο και στο πλοίο παραλαβής για την παρακολούθηση της διαδικασίας. Κοντά στους σταθμούς ανεφοδιασμού θα υπάρξει ένα ηλεκτρικό γραφείο με τους δείκτες. Όταν ο δείκτης στάθμης για το πλοίο παραλαβής υποδεικνύει ότι το απαιτούμενο επίπεδο έχει επιτευχθεί, η ανεφοδιασμός τερματίζεται.

Μετά την ανεφοδιασμό, το σύστημα σωληνώσεων και οι εύκαμπτοι σωλήνες πρέπει να καθαρίζονται με άζωτο. Και τα δύο πλοία πρέπει να διαθέτουν προμήθεια αζώτου για να είναι σε θέση να εκτελούν καθαρισμό. Ωστόσο, πριν από τη χρήση του αζώτου, κάθε υπολειπόμενο υγρό του συστήματος πρέπει να ωθείται προς τα πίσω στις δεξαμενές. Αυτό γίνεται με τη χρήση της δεξαμενής «καθαρισμού» στο πλοίο ανεφοδιασμού LNG, το οποίο περιέχει φυσικό αέριο με υψηλότερη πίεση από το υπόλοιπο σύστημα. Τότε, οι σωλήνες μεταξύ των πλοίων μπορούν να αποσυνδεθούν. Όταν οι εύκαμπτοι σωλήνες αποσυνδέονται το άζωτο αφήνεται στο σύστημα σωληνώσεων (SMTF, 2011).

Στην Εικόνα 2-37, παρατηρούνται οι απαιτούμενες διαδικασίες που πρέπει να πραγματοποιηθούν σύμφωνα με ένα τυπικό σενάριο εκφόρτωσης πλοίου LNG και το χρόνο που

απαιτείται για την ολοκλήρωσή του. Το πλοίο στο οποίο βασίστηκε το σενάριο ανεφοδιασμού είναι ένα Ro-Pax²⁰ για μικρές αποστάσεις, το οποίο θεωρείται κατάλληλο για τη χρήση του LNG ως καύσιμο πλοίων. Ο ανεφοδιασμός στο λιμάνι βρίσκεται κοντά σε αστικές περιοχές. Βασικές απαιτήσεις του σεναρίου είναι τα υψηλά επίπεδα ασφάλειας και ο σύντομος χρόνος ανεφοδιασμού. Η απαιτούμενη ποσότητα καυσίμου ορίζεται στους $130 \text{ m}^3 \approx 65$ τόνοι.



Εικόνα 2-37. Τυπικό χρονοδιάγραμμα εκφόρτωσης LNG πριν, κατά την διάρκεια και μετά το πέρας της διαδικασίας. Πηγή: SMTF 2011

Ο μέγιστος χρόνος ανεφοδιασμού, συμπεριλαμβανομένης της πρόσδεσης, ορίζεται σε 50 λεπτά. Οι ζώνες ασφαλείας τοποθετούνται περίπου 10 m από κάθε σημείο του συστήματος σωληνώσεων. Για να διευκολυνθεί ο διαχωρισμός της διεργασίας, η παροχή μπορεί να κατηγοριοποιηθεί σε τρεις χρονικές φάσεις: πριν, κατά τη διάρκεια και μετά τον ανεφοδιασμό. Ωστόσο, πρέπει να σημειωθεί ότι για άλλους τύπους πλοίων που εκτελούν δρομολόγια σε διαφορετικές διαδρομές, ο όγκος των καυσίμων είναι φυσικά διαφορετικός, το ίδιο και ο χρόνος που απαιτείται για τον ανεφοδιασμό (Evangelos K. Boulougouris, Leonidas E. Chrysinas, 2015).

²⁰ Ως Ro-Pax (roll-on/roll-off passenger), δηλ. επιβατηγό - οχηματαγωγό πλοίο, αναφέρεται το πλοίο που είναι κατασκευασμένο για τη μεταφορά οχημάτων, αλλά και επιβατών.

3. Ασφάλεια και LNG

3.1 Εισαγωγή

Η βιομηχανία του LNG έχει ένα εξαιρετικό ιστορικό σε θέματα ασφάλειας μέχρι σήμερα, αφού ο συνδυασμός καλών βιομηχανικών πρακτικών και κανονισμών έχουν φροντίσει στην πρόληψη ατυχημάτων και την μείωση ή/και τον μετριασμό των επιπτώσεων των συμβάντων. Η ασφαλή και περιβαλλοντικά υγιής λειτουργία των εγκαταστάσεων LNG, είτε σε πλοία, είτε σε τερματικούς σταθμούς, είναι μέγιστης σημασίας για τους φορείς που αναλαμβάνουν τα έργα αυτά. Κίνδυνοι στον χειρισμό του LNG και του φυσικού αερίου υπάρχουν και δεν πρέπει να υποτιμούνται, αλλά ούτε να υπερβάλλουμε για αυτούς (Saeid Mokhatab et al, 2014).

Σε αυτό το κεφάλαιο παρουσιάζονται οι κίνδυνοι που εγκυμονούν από την χρήση του LNG με έμφαση στην διαδικασία μεταφόρτωσης μεταξύ πλοίων και πλοίου-πλωτού σταθμού, ενώ στην συνέχεια θα ακολουθήσει μία εκτενής ανάλυση των μεθόδων εκτίμησης κινδύνου που ισχύουν για τα πλοία LNG και τους πλωτούς τερματικούς σταθμούς. Επιπλέον θα παρουσιαστούν τα τρωτά σημεία τα οποία θα χρησιμοποιηθούν στο υπολογιστικό μέρος που θα ακολουθήσει στην συνέχεια.

3.2 Κίνδυνοι LNG (Hazards)

Το LNG, όπως έχει ήδη αναφερθεί, είναι ένα κρυογονικό υγρό το οποίο αν διαρρεύσει από τον αποθηκευτικό εξοπλισμό ή από το εξοπλισμό μεταφοράς του, αποτελεί κίνδυνο τόσο για τους ανθρώπους που θα βρίσκονται κοντά στο ατύχημα, όσο για τον χώρο/περιβάλλον στον οποίο βρίσκεται. Οι κυριότεροι κίνδυνοι αναλύονται παρακάτω.

3.2.1 Κρυογονικοί κίνδυνοι

Σοβαροί τραυματισμοί του ανθρώπινου δυναμικού στο άμεσο περιβάλλον προέρχονται από την επαφή με το κρυογονικό υγρό. Η επαφή του LNG με το δέρμα έχει αποτελέσματα παρόμοια με θερμικά εγκαύματα, ενώ η έκθεση ευαίσθητων περιοχών σε αυτό, όπως στα μάτια, μπορεί να προκαλέσει καταστροφή του ιστού. Η παρατεταμένη επαφή με το δέρμα μπορεί να οδηγήσει σε κρυοπαγήματα και η παρατεταμένη εισπνοή πολύ κρύου αέρα μπορεί να προκαλέσει βλάβη στον ιστό των πνευμόνων (ABS, 2017).

Ιστορικά, κρυοπάγημα από διαρροή LNG υπό πίεση έχει συμβεί μόνο μία φορά. Αυτό έγινε το 1977 στο Arzew της Αλγερίας κατά τη διάρκεια μιας επιχείρησης εκφόρτωσης πλοίου κατανάλωσης LNG, όταν μια μεγάλη βαλβίδα έσπασε και ο εργαζόμενος ψεκάστηκε με μέρος της διαρροής όγκου 1500 - 2000 m³ LNG. Αυτό συνέβη γιατί η βαλβίδα ήταν κατασκευασμένη από

αλουμίνιο. Η τρέχουσα πρακτική απαιτεί βαλβίδες κατασκευασμένες από ανοξείδωτο χάλυβα (John L. Woodward, Robin M. Pitblado, 2010).

Ένας ακόμη κίνδυνος που προκαλείται από έκθεση σε κρυογονικές θερμοκρασίες είναι η δημιουργία εύθραυστων ρωγμών στις μεταλλικές κατασκευές (Εικόνα 3-1). Αν το LNG έρθει σε επαφή με του κανονικούς χάλυβες ναυπηγικής, η εξαιρετικά κρύα θερμοκρασία τους κάνει εύθραυστους με αποτέλεσμα να δημιουργούνται ρωγμές στις επιφάνειες του καταστρώματος ή στον μεταλλικό εξοπλισμό.



Εικόνα 3-1. Κρυογονικό ατύχημα σε εξοπλισμό LNG.

Πηγή: klawing.com

Από την έναρξη του εμπορίου LNG το 1969 έχουν σημειωθεί οκτώ περιστατικά θαλάσσιων ατυχημάτων LNG που είχαν ως αποτέλεσμα την καταστροφή του κύτους λόγω ψυχρής κατάτμησης. Το θερμοκρασιακό εύρος στο οποίο οι περισσότεροι χάλυβες άνθρακα γίνονται εύθραυστοι είναι μεταξύ -73°C έως -23°C . Ο ρυθμός ψύξης είναι πολύ γρήγορος, αφού πειράματα έχουν δείξει πως βύθιση σε LNG δειγμάτων χάλυβα πάχους 25,4 mm (1 ίντσα) ψύχεται σε λιγότερο από 2 λεπτά. Επομένως, η έγκαιρη ανίχνευση διαρροών και η απομόνωση συστημάτων έχουν λίγη επίδραση στη διαχείριση αυτών των κινδύνων σε περιοχές κοντά στην διαρροή. Έτσι, η κρυογονική προστασία απαιτεί κατάλληλα υλικά κατασκευής ή/και προσθήκης μόνωσης και θωράκισης (ABS, 2017; Saeid Mokhatab et al, 2014).

3.2.2 Ασφυξία

Αν η συγκέντρωση μεθανίου είναι αρκετά υψηλή στον αέρα, και συγκεκριμένα πάνω από το ανώτατο όριο αναφλεξιμότητας ($>15\%$), υπάρχει πιθανότητα κινδύνου ασφυξίας στο προσωπικό που βρίσκεται στην κοντινή περιοχή, ιδιαίτερα αν η διαρροή προκύψει σε περιορισμένο χώρο ή υπάρξει τεράστια διαρροή.

Για την επιβίωση, το ανθρώπινο σώμα απαιτεί αέρα με κανονική περιεκτικότητα σε οξυγόνο περίπου 21%. Σε μία ατμόσφαιρα που υπάρχει σχετική έλλειψη οξυγόνου ($<21\%$), οι αρνητικές επιπτώσεις δεν γίνονται αντιληπτές από τον άνθρωπο. Η ευαισθησία των ατόμων σε μειωμένα επίπεδα οξυγόνου ποικίλλει, αλλά σε επίπεδα κάτω από περίπου 19%, μπορεί να προκληθεί μειωμένη κινητικότητα και ψυχική σύγχυση. Αυτή η ψυχική σύγχυση είναι ιδιαίτερα επικίνδυνη, καθώς το θύμα μπορεί να μην είναι σε θέση να εκτιμήσει τη κατάσταση. Κατά συνέπεια, η αυτοβοήθεια διαφυγής από μια επικίνδυνη θέση μπορεί να είναι αδύνατη. Σε επίπεδα κάτω του 16%, η απώλεια των αισθήσεων λαμβάνει χώρα γρήγορα και, εάν το θύμα δεν

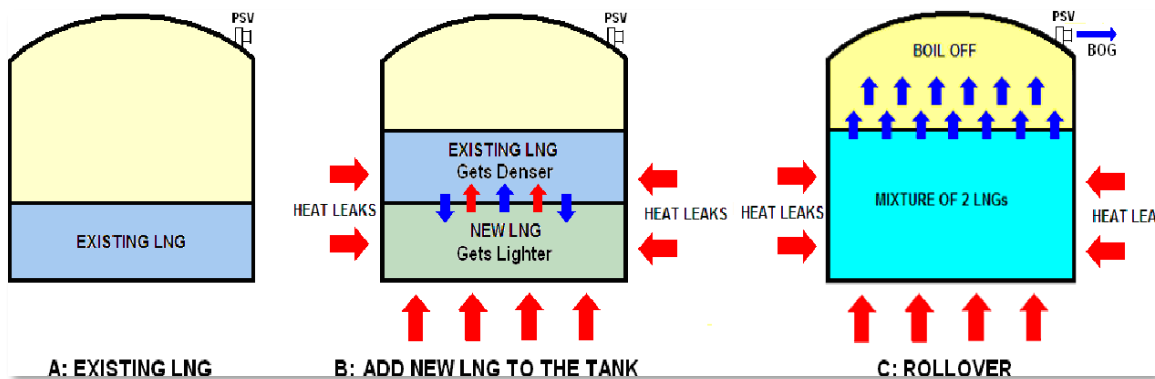
απομακρυνθεί γρήγορα, η μόνιμη εγκεφαλική βλάβη και ο θάνατος θα έχουν ως αποτέλεσμα. Σε γενικές γραμμές, ένα τέτοιο πρόβλημα μπορεί να συμβεί σε κλειστούς χώρους. Η έλλειψη οξυγόνου σε κλειστό χώρο μπορεί να προκύψει με οποιαδήποτε από τις ακόλουθες συνθήκες:

1. Σε περίπτωση μεγάλων ποσοτήτων ατμών φυσικού αερίου,
2. σε μεγάλες ποσότητες αδρανούς αερίου ή αζώτου, και
3. όταν υπάρχει σκουριά στις εσωτερικές επιφάνειες των δεξαμενών

Για τους παραπάνω λόγους, είναι απαραίτητο να απαγορεύεται η είσοδος σε οποιοδήποτε χώρο μέχρι να διαπιστωθεί περιεκτικότητα σε οξυγόνο 21% (ABS, 2017; Rolf K. Eckhoff, 1994; McGuire, White, 2000).

3.2.3 Ανατροπή φάσεων (Rollover φαινόμενο)

Το φαινόμενο Rollover είναι η διαδικασία αυθόρμητης ανάμειξης παρόμοιων ή δύο διαφορετικών αέριων φορτίων λόγω αλλαγών στην πυκνότητα του ανώτατου και κατώτατου στρώματος σε μία δεξαμενή. (Εικόνα 3-2) Με άλλα λόγια, για να δημιουργηθεί το φαινόμενο rollover, προηγείται η δημιουργία διαστρωμάτωσης διαφορετικής πυκνότητας υγρών LNG.



Εικόνα 3-2. Στάδια δημιουργίας φαινομένου Rollover σε δεξαμενή LNG. Πηγή: semanticscholar.org

Όταν υπάρχει έστω και λίγη κάθετη θερμότητα ή μεταφορά μάζας, κάθε στρώμα αποκτά το δικό του ρεύμα μεταφοράς με αποτέλεσμα το υγρό στρώμα δίπλα στην υγρή επιφάνεια να γίνει πυκνότερο απ' ό,τι ήταν και το στρώμα κάτω από αυτό να γίνει ελαφρύτερο. Όταν συμβεί αυτή η κατάσταση, η διαστρωμάτωση αναπτύσσεται και η ασταθής κατάσταση ισορροπεί με αυθόρμητη ανάμειξη γνωστή ως «ανατροπή» (Rollover). Η πιθανότερη συνέπεια αυτού του φαινομένου, λόγω υπερπίεσης του δοχείου και υπερβολική παραγωγή BOG, οδηγεί σε εξαερισμό έκτακτης ανάγκης στον ειδικό πυρσό καύσης αερίων (flare) (UK P&I , 2019; EMSA, 2018).

Το φαινόμενο αυτό συμβαίνει σε περίπτωση ανάμειξης φρέσκου «ελαφρύτερου» LNG σε ένα πυκνότερο απόθεμα, μία τυπική διαδικασία σε περίπτωση εγκατάστασης αποθήκευσης LNG

κάλυψης αναγκών αιχμής, ή σε περίπτωση μεταφόρτωσης LNG διαφορετικών πυκνοτήτων σε μία αποθηκευτική δεξαμενή, διαδικασία που μπορεί να συμβεί σε κάποιο τερματικό σταθμό LNG αφού λαμβάνουν φορτία από διάφορα μέρη της γης σε ποικίλες θερμοκρασίες και πυκνότητες.

Το περιστατικό στη La Spezia της Ιταλίας το 1971 ήταν το πρώτο σημαντικό γεγονός rollover που συνέβη σε μια δεξαμενή αποθήκευσης LNG που αναφέρθηκε. Υπολογίζεται ότι 185 τόνοι ατμών LNG απελευθερώθηκαν συνολικά, 89 τόνοι από τους αεραγωγούς οροφής της δεξαμενής και οι υπόλοιποι 41 από τον αεραγωγό της μονάδας. Παρόλα αυτά, δεν υπήρξε ανάφλεξη και επομένως κανένας τραυματισμός, παρά μόνο μερικές βλάβες στην κορυφή της δεξαμενής. Το περιστατικό οδήγησε σε σημαντικές αλλαγές στο σχεδιασμό, τα όργανα και τις λειτουργίες των δεξαμενών αποθήκευσης σε όλη τη βιομηχανία LNG (GIIGNL, 2015).

3.2.4 Αυτανάφλεξη και φωτιά

Κίνδυνοι πυρκαγιάς και έκρηξης στις εγκαταστάσεις LNG ενδέχεται να προκύψουν από μικρές οπές ή μεγάλες διαρροές, ιδίως κατά τη διάρκεια των μεταφορών, συμπεριλαμβανομένων των δραστηριοτήτων φόρτωσης και εκφόρτωσης. Απαιτούν επίσης την παρουσία πηγών ανάφλεξης. Εάν δεν υπάρξει ανάφλεξη, το LNG θα εξατμιστεί γρήγορα, θα εξαπλωθεί και θα μεταφερθεί από τον άνεμο χωρίς να προκαλέσει ιδιαίτερες ζημίες μετά την αραιώση του με το οξυγόνο σε ποσοστό κάτω από εύφλεκτα όρια. Όπως και σε οποιαδήποτε άλλη χειραίμα ή υπεράκτια εγκατάσταση που διαχειρίζεται μεγάλες ποσότητες εύφλεκτων χημικών ουσιών, έτσι για τις πλωτές μονάδες LNG, οι φωτιές και οι εκρήξεις είναι το πιο τρομακτικό σενάριο που μπορεί να συμβεί σε περίπτωση ατυχήματος (Nima Khakzad, Genserik Reniers, 2018; Saeid Mokhatab et al, 2014).

Σαν υγρό, το LNG δεν μπορεί ούτε να καεί, ούτε να κάνει έκρηξη. Παρόλα αυτά, αν διαρρεύσει από τον εξοπλισμό εκφόρτωσης, μπορεί να δημιουργήσει αέριο νέφος, καθώς το LNG θα βράζει σε ατμοσφαιρικές συνθήκες. Οι ατμοί LNG είναι δύσκολο να αναφλεγούν εν μέρει επειδή τα σύννεφα περιέχουν συμπυκνωμένη υγρασία από υδρατμούς. Οι δοκιμές έχουν δείξει ότι διάφορες φωτιές αέριου νέφους έσβησαν από μόνες τους.

Αν το νέφος που δημιουργείται από διαρροή LNG βρίσκεται στα επίπεδα αναφλεξιμότητας (περίπου 4-15%, βλ. κεφάλαιο 1.5.2.1), αυτό έχει ως αποτέλεσμα τέσσερα (4) πιθανά σενάρια κινδύνου, τα οποία εξαρτώνται από την παρουσία πηγής ανάφλεξης και την φάση (υγρό LNG, φυσικό αέριο ή διφασικό μίγμα φυσικού αερίου-LNG) της ποσότητας που διαρρέει. Τα σενάρια αυτά είναι: η ανάφλεξη αέριου νέφους (flash fire), η έκρηξη αέριου νέφους (VCE) και η λίμνη φωτιάς (pool fire) και η γλώσσα φωτιάς (jet fire).

Υπάρχει ένας μεγάλος αριθμός παραγόντων που επηρεάζουν τα δυνητικά επακόλουθα μίας διαρροής υγροποιημένου φυσικού αερίου, μεταξύ αυτών η επιφάνεια στην οποία γίνεται η διαρροή, η ποσότητά της, η θερμοκρασία του αέρα και της επιφάνειας διαρροής, η ταχύτητα και η κατεύθυνση του αέρα, η ατμοσφαιρική σταθερότητα, ο πληθυσμός που βρίσκεται κοντά και τέλος, η παρουσία πηγών ανάφλεξης. Παρόλο που οι ατμοί LNG μπορούν να εκραγούν (π.χ. δημιουργία υψηλών υπερπιέσεων) αν αναφλεχθούν σε συγκεκριμένο χώρο, όπως μέσα σε ένα κτήριο ή ένα πλοίο, δεν υπάρχουν αρκετά δεδομένα που να αποδεικνύουν ότι το LNG είναι εκρηκτικό όταν αναφλέγεται σε μη περιορισμένους ανοιχτούς χώρους (ABS, 2017).

3.2.4.1 Γλώσσα φωτιάς (Jet fire)

Όταν **απελευθερώνεται φυσικό αέριο ή διφασικό μίγμα φυσικού αερίου-LNG υπό πίεση** μέσω ενός στομίου ή μιας ρωγμής και **αναφλέγεται αυθόρμητα** δημιουργείται γλώσσα φωτιάς LNG (Εικόνα 3-3). Αυτός ο τύπος φωτιάς είναι σχεδόν απίθανο να συμβεί σε δεξαμενές αποθήκευσης LNG, αφού το προϊόν αποθηκεύεται σε ατμοσφαιρική πίεση. Παρόλα αυτά, μπορεί να προκύψει από συμπιεστές ατμοποίησης LNG, ή κατά την διάρκεια εκφόρτωσης ή μεταφοράς μέσω αντλίας, ή ακόμη και σε βαλβίδες απομόνωσης ατμού κοντά σε γραμμή υψηλής πίεσης και γενικά από μικρές διαρροές από αντλίες, φλάντζες σωλήνων ή από ανυψωμένους εξαρτισμούς που μπορούν να προκαλέσουν εκροή ατμών.



Εικόνα 3-3. Φαινόμενο Jet fire. Πηγή: Disaster Management Institute, Bhopal, <http://www.hrdp-idrm.in/>

Σε περίπτωση πρόσκρουσης της γλώσσας φωτιάς σε κτήριο ή εξοπλισμό, επειδή παράγει υψηλές ροές θερμότητας, μπορεί να λειτουργήσει ως «καμινέτο» και να κάψει το μεγαλύτερο μέρος αυτών αν είναι εκτεθειμένα για αρκετό χρόνο. Ωστόσο, η εμβέλεια των πυρκαγιών που προκαλεί η γλώσσα φωτιάς είναι περιορισμένη, συνήθως λιγότερο από 50 m μήκος.

Τα δύο ζητήματα που είναι σημαντικά στην περίπτωση του jet fire είναι: η ακτινοβολία που εκπέμπεται και η περίπτωση της άμεσης πρόσκρουσης σε ένα αντικείμενο. Για τους ανθρώπους είναι σημαντική ανάλυσή του πρώτου ώστε να μπορέσει με κατάλληλες κινήσεις να προστατευτεί, αφού το δεύτερο οδηγεί σε θάνατο. Για τις κατασκευές, είναι εξίσου εξαιρετικής σημασίας και τα

δύο ώστε να αναζητηθεί η κατάλληλη προστασία τόσο για την πρόληψη της ολικής καταστροφής του εξοπλισμού, όσο για την αποφυγή αλυσιδωτών ατυχημάτων στον κοντινό εξοπλισμό (φαινόμενα domino).

Για γλώσσες φωτιάς μεθανίου ή φυσικού αερίου, η μέγιστη θερμοκρασία που μπορεί να φτάσει είναι τους 1252°C, ενώ η ισοδύναμη ισχύ εκπομπής ακτινοβολίας 307 kW/m² (McGuire, White, 2000; John L. Woodward, Robin M. Pitblado, 2010; Saeid Mokhatab et al, 2014). Σε έρευνα που έγινε για ατύχημα οπής σε βαλβίδα μεγέθους 100 mm στο σύστημα υγροποίησης ενός FPSO, η ακτινοβολία άγγιξε μέγιστο 360 kW/m² (προς την φορά του ανέμου) (Seungkyu Dan et al., 2014).

Σε περίπτωση που εμφανιστεί γλώσσα φωτιάς, η διακοπή της λειτουργίας των συστημάτων άντλησης και το κλείσιμο των βαλβίδων ESD θα πρέπει να έχουν ήδη πραγματοποιηθεί. Παρόλα αυτά, υπάρχει αυξημένη πίεση στον κλειστό αγωγό έως ότου να αποβληθεί όλη η ποσότητα που έχει παγιδευτεί μέσα μέσω της διαρροής. Σε μια τέτοια περίπτωση η καλύτερη πορεία δράσης είναι συχνά να αφεθεί η φωτιά μέχρι να καεί τελείως. Η εναλλακτική λύση της κατάσβεσης της πυρκαγιάς έχει υψηλό κίνδυνο περαιτέρω παραγωγής νέφους ατμών και σπινθήρων που προκαλούν εκ νέου ανάφλεξη. Ενώ η φωτιά καίγεται, το περιβάλλον γύρω από το σημείο θα πρέπει να προστατεύεται με νερό ψύξης (McGuire, White, 2000).

3.2.4.2 Ανάφλεξη αέριου νέφους (*Flash fire*)

Όταν διαρρεύσει LNG ή φυσικό αέριο στο περιβάλλον, δημιουργείται αέριο νέφος λόγω της διαφοράς θερμοκρασίας του προϊόντος με το περιβάλλον. Αν ένα νέφος αερίου που **δεν βρίσκεται υπό πίεση**, αλλά βρίσκεται **μεταξύ των ορίων αναφλεξιμότητας**, σε **πυκνοδομημένη περιοχή** και **αυταναφλεγεί**, τότε δημιουργείται το φαινόμενο ανάφλεξης αέριου νέφους (flash fire) (Εικόνα 3-4). Σε περίπτωση που υπάρχουν πηγές ανάφλεξης όπως φλόγες, σπινθήρες ή μηχανές εσωτερικής καύσης και συναντήσουν την άκρη του αέριου νέφους καθώς αυτό διασπείρεται, θα δημιουργηθεί φωτιά η οποία είναι σχετικά μικρής διάρκειας, μέχρις ότου καταναλωθούν όλοι οι υδρογονάνθρακες. Πρόκειται για ένα φαινόμενο **καθυστερημένης ανάφλεξης**, αντίθετα με την γλώσσα φωτιάς που είναι άμεσης.

Το ύψος της φλόγας εξαρτάται από την κατεύθυνση του αέρα. Η ταχύτητα της φλόγας είναι πιο αργή όταν καίγεται κόντρα στον άνεμο και γρηγορότερη όταν είναι στην φορά του ανέμου (Dimitrios Dalaklis, 2015). Πειράματα δείχνουν σχετικά χαμηλή ταχύτητα του LNG flash fire της τάξεως των 10 με 20 m/s. Έχει αποδειχθεί πως το φαινόμενο αυτό έχει σοβαρές επιπτώσεις για κάποιον που βρίσκεται κοντά στις φλόγες, αντίθετα όμως το κοινό που βρίσκεται εκτός της εύφλεκτης περιοχής του νέφους ενέχει χαμηλό κίνδυνο (Saeid Mokhatab et al, 2014).



Εικόνα 3-4. Φαινόμενο flash fire. Πηγή: Disaster Management Institute, Bhopal, <http://www.hrdp-idrm.in/>

Στο ίδιο πείραμα που έγινε αναφορά στο κεφάλαιο 3.2.4.1, για ατύχημα σπής σε βαλβίδα μεγέθους 100 mm στο σύστημα υγροποίησης ενός FPSO, υπολογίστηκε ακτίνα νέφους μεγέθους 1100 m σε αραιωμένο (με το οξυγόνο) εύφλεκτο αέριο, ενώ στην περίπτωση του κατώτατου ορίου αναφλεξιμότητας το νέφος έφτανε τα 400 m (Seungkyu Dan et al., 2014).

3.2.4.3 Λίμνη φωτιάς (Pool fire)

Για **διαρροές υγρού LNG στο νερό**, το LNG εξαπλώνεται και βράζει με πολύ υψηλό ρυθμό. Ο υψηλός ρυθμός εξάτμισης διατηρείται συνεχώς λόγω της συνεχούς επαφής με πολύ νερό υψηλότερης θερμοκρασίας. Εάν υπάρξει κάποια **πηγή ανάφλεξης** τότε δημιουργείται λίμνη φωτιάς (pool fire) (Εικόνα 3-5). Σε αυτή



Εικόνα 3-5. Μεγαλύτερη δοκιμή φαινομένου pool fire (2009) υγροποιημένου φυσικού αερίου διαμέτρου 56 m και ύψους 146 m. Πηγή: National Technology and Engineering Solutions of Sandia

εδάφος). Μόλις το LNG εξαπλωθεί στο μέγιστο, το πάχος του (~1 mm) δεν επαρκεί για να παρέχει αρκετή θερμική αδράνεια για να παγώνει σημαντικές ποσότητες νερού.

την περίπτωση, εάν η διαρροή περιορίζεται σε ήρεμο νερό, τότε ο μετρισμός της εξάπλωσης μπορεί να οδηγήσει στο σχηματισμό ενός κρούσματος κάτω από το LNG. Καθώς το πάχος του στρώματος πάγου αυξάνεται, ο ρυθμός μεταφοράς θερμότητας μειώνεται, μειώνοντας έτσι το ρυθμό εξάτμισης (ο ρυθμός βρασμού είναι παρόμοιος με αυτόν σε περιορισμένη διαρροή πάνω σε

Περιορίζοντας την ακτίνας της λίμνης φωτιάς, αυξάνεται το πάχος της με αποτέλεσμα να μεταδίδεται δυσκολότερα θερμότητα και άρα να μειώνεται ο ρυθμός εξάτμισης και ο συνολικός ρυθμός καύσης. Μια μείωση στο ρυθμό καύσης θα μειώσει την περιοχή της λίμνης (pool) και αντίστοιχα την έκταση των επιπτώσεων της λίμνης φωτιάς (pool fire). Επιπλέον, όσο μικρότερη η διάμετρος της λίμνης φωτιάς, τόσο χαμηλότερη φλόγα λόγω του μικρότερου ρυθμού καύσης.

Η σύσταση του LNG επίσης επηρεάζει το μέγεθος της λίμνης. Όσο περισσότεροι οι βαρύτεροι υδρογονάνθρακες, όπως το αιθάνιο και το προπάνιο, τόσο μεγαλύτερος και ο ρυθμός εξάτμισης λόγω του ότι έχουν υψηλότερο σημείο βρασμού από το μεθάνιο. Αυτό το φαινόμενο που οδηγεί το LNG σε εμπλουτισμό από βαρύτερους ΥΑ, ονομάζεται «ageing» ή «weathering»²¹, δηλαδή «αλλοίωση οφειλόμενη στην επίδραση του καιρού» (Anay Luketa-Hanlin, 2006; David A. Wood, Maksym Kulitsa, 2018).

Η ροή θερμότητας που συνδέεται με τις μεγάλες φωτιές λίμνης LNG είναι περίπου 280 kW/m² για τις φωτιές μεγαλύτερες από ένα κοντινά εκτεθειμένο αντικείμενο και περίπου 85 kW/m² για τις φωτιές λίμνης συγκρίσιμες με μέγεθος του εκτεθειμένου αντικείμενου (Saeid Mokhatab et al, 2014).

Γενικά, σημαντικές φωτιές λίμνης δεν είναι πιθανό να συμβούν στα καταστρώματα των πλοίων, επειδή η ποσότητα υγρού που μπορεί να χυθεί σε μια τέτοια τοποθεσία είναι περιορισμένη. Η διάταξη του καταστρώματος του πλοίου, με τα καμπυλώματα και τους ανοιχτές οπές, επιτρέπουν την ταχεία και ελεύθερη ροή υγρών από το πλαϊνό μέρος του πλοίου. Η ταχεία έναρξη των διαδικασιών ESD περιορίζει περαιτέρω εκροή υγρού φορτίου.

Όσον αφορά τις επιπτώσεις της λίμνης φωτιάς λόγω θερμικής ακτινοβολίας, το ανθρώπινο σώμα θα αισθανθεί ακραίο πόνο στο γυμνό δέρμα μετά από μόλις 10 δευτερόλεπτα ακτινοβολίας περιστατικού 6 kW/m² και θα υποστεί σοβαρές φουσκάλες μετά από 10 δευτερόλεπτα έκθεσης σε 10 kW/m². Η ακτινοβολία περιστατικού μεγαλύτερη από 10 kW/m² θα καταστρέψει γρήγορα τα καλώδια PVC και θα επηρεάσει σοβαρά τις σωσίβιες λέμβους υαλοβάμβακα. Η εκτίμηση των ασφαλών αποστάσεων από μια λίμνη φωτιάς περιλαμβάνει πολύπλοκους παράγοντες, αλλά, για μια μεγάλη λίμνη φωτιάς, μερικές δεκάδες μέτρα θεωρείται επαρκής απόσταση.

Λόγω της ζημίας που η ακτινοβολία μπορεί να προκαλέσει στις δεξαμενές και τις εγκαταστάσεις, τέτοιος εξοπλισμός προστατεύεται πάντα (συχνά από τη μόνωση ή από τα συστήματα πυρόσβεσης με νερό απομακρυσμένου χειρισμού). Επίσης, οι λεκάνες συγκράτησης

²¹ Το φαινόμενο «weathering» δεν παίζει σημαντικό ρόλο στο φαινόμενο rollover όταν πρόκειται για υπεράκτια αποθήκευση και μεταφορά του LNG εξαιτίας της χαμηλής περιεκτικότητας σε άζωτο (<1%). Η ανεκτικότητα των FSRUs/FSUs στο weathering διαρκεί λιγότερο από 30 ημέρες όμως, παρόλα αυτά, σε περιπτώσεις αποθήκευσης LNG σε FSU για διάστημα >8 εβδομάδων παρατηρούνται σημαντικές αλλαγές στην σύσταση του.

και οι οχετοί, όπου φωτιές λίμνης μπορεί να προκύψουν, προστατεύονται από εγκαταστάσεις ξηρής σκόνης απομακρυσμένου χειρισμού. Εναλλακτικά, μπορούν να εξοπλιστούν με ένα σύστημα αφρού υψηλής επέκτασης για την ταχεία δημιουργία και τη διατήρηση ενός βάρους αφρού για τον έλεγχο του ρυθμού καύσης (McGuire, White, 2000).

3.2.5 Έκρηξη αέριου νέφους (Vapour Cloud Explosion—VCE)

Το φυσικό αέριο είναι γνωστό πως δεν προκαλεί καταστροφικές υπερπιέσεις εάν αναφλεγεί σε μη περιορισμένη περιοχή. Η ταχύτητα της καύσης μπορεί επιταχυνθεί μόνο εάν βρίσκεται σε **κλειστό χώρο ή περιοχή δομικής συμφόρησης** έτσι ώστε να προκληθεί έκρηξη VCE (Εικόνα 3-6). Οι περιοχές δομικής συμφόρησης είναι εκείνες υψηλής πυκνότητας από εμπόδια όπως αγωγοί, αντλίες και άλλος τέτοιος εξοπλισμός. Αυτού του είδους οι περιοχές βρίσκονται στις μονάδες υγροποίησης του LNG (π.χ. σε FPSO/FLNG) και στους τερματικούς σταθμούς (π.χ. FSRU).



Εικόνα 3-6. Δοκιμή έκρηξης αέριου νέφους μεγέθους 975 m³.

Πηγή: BakerRisk, bakerisk.com

Η έκρηξη έχει ταχύτητα καύσης λίγο μικρότερη από ταχύτητα του ήχου και διαρκεί μόνο μεταξύ του κλειστού χώρου μέχρις ότου οι φλόγες να μειωθούν και να φθάσουν στην ταχύτητα καύσης ενός φαινομένου ανάφλεξης αέριου νέφους (flash fire). Ακόμα και τότε, η κατάκαυση αυτή έχει τεράστιες επιπτώσεις (Saeid Mokhatab et al, 2014).

3.2.5.1 VCE σε μη περιορισμένο (unconfined) χώρο – UVCE

Ακόμα και σε περίπτωση διαρροής LNG στην θάλασσα από σύγκρουση πλοίων δεν τίθεται ζήτημα έκρηξης αφού πρόκειται για ανοιχτό χώρο. Το πάνω κατάστρωμα των σύγχρονων δεξαμενόπλοιων LNG μπορεί να έχει έναν περιορισμό χώρου λόγω του σταθμού επαναεριοποίησης, αλλά αυτό βρίσκεται πολύ πιο ψηλά από οποιοδήποτε πυκνό νέφος κοντά στην επιφάνεια της θάλασσας. Ακόμα και οι διαρροές LNG από ένα αγκυροβολημένο δεξαμενόπλοιο που μπορούν να συμβούν σε αυτό, θεωρούνται πως διασκορπίζονται τρισδιάστατα στον χώρο και έτσι περιορίζονται από τους στύλους της αποβάθρας. Τέλος, άλλος

ένας λόγος που η **πιθανότητα έκρηξης σε εξωτερικό χώρο είναι ελάχιστη**, είναι λόγω της χαμηλής αντιδραστικότητας των ατμών LNG, όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 1.5.1.

3.2.5.2 VCE σε περιφραγμένο χώρο

Τέτοιου είδους εκρήξεις μπορεί να προκύψουν ενδεχομένως από διαρροή φυσικού αερίου μέσα σε κτίριο. Το LNG διατηρείται σε θερμοκρασίες μεταξύ του σημείου βρασμού του. Η ατμόσφαιρα μέσα σε μία δεξαμενή αποθήκευσης ενός πλοίου μεταφοράς LNG είναι 100% boil-off ατμοί όταν υπάρχει μηδαμινή περιεκτικότητα σε οξυγόνο. Ακόμα και το χειρότερο σενάριο σε άνοιγμα βαλβίδας κενού δεν θα επέτρεπε την επαρκή εισροή αέρα ώστε η ατμώδη φάση μέσα στην δεξαμενή να γίνει εύφλεκτη (John L. Woodward, Robin M. Pitblado, 2010).

Γραμμές επαναεριοποίησης και υγροποίησης δεν επιτρέπεται να περνούν μέσα από κτίρια. Φωτιές και εκρήξεις σε μηχανοστάσια ή δωμάτια διαμονής θεωρούνται σχεδόν απίθανο να συμβούν και να διαδοθούν μέχρι την περιοχή των δεξαμενών LNG. Στη μόνη περιοχή που υπάρχει μία μεγαλύτερη πιθανότητα έκρηξης είναι αυτή του χώρου με τους συμπιεστές, θεωρώντας πως τα συστήματα πυρασφάλειας αποτυγχάνουν και αυτό οδηγεί σε σπή στο σύστημα περιορισμού του φορτίου. Από έρευνες σε επίσημη αξιολόγηση ασφάλειας σε πλοία μεταφοράς LNG τύπου Moss, βρέθηκε 0,0018 πιθανότητα έκρηξης ανά έτος, η μικρότερη σε σχέση με οποιοδήποτε άλλο σενάριο, η οποία παρόλα αυτά θα οδηγούσε σε εκκένωση του πλοίου και θανάτους. Η πιθανότητα για VCE σε πλοίο LNG με δεξαμενές τύπου Γ είναι μεγαλύτερη λόγω της αποθήκευσης του LNG υπό πίεση (~2 atm) (Erik Vanem et al., 2008).

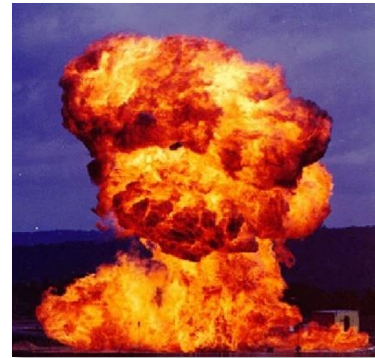
3.2.6 Πύρινη σφαίρα (Fireball) και BLEVE

Οι πύρινες σφαίρες είναι τα φαινόμενα που προέρχονται από **ακαριαία ανάφλεξη αερίου υπό πίεση** λόγω απότομης διαρροής (π.χ. ολική διάρρηξη δεξαμενής ή από ανάφλεξη ταχύτητα επιταχυνόμενων εύφλεκτων ατμών σε ατμοσφαιρική πίεση) και εγκυμονούν μεγάλο κίνδυνο εξαιτίας της θερμικής ακτινοβολίας η οποία είναι πολύ μεγαλύτερη από αυτή της φωτιάς λίμνης (John L. Woodward, Robin M. Pitblado, 2010).

Όταν οι δεξαμενές υγροποιημένου φυσικού αερίου θερμανθούν ή εκτεθούν σε φλόγες για κάποιο χρονικό διάστημα, η προστασία του συστήματος περιορισμού του φορτίου φθείρεται. Μετά από ένα σημείο, η δεξαμενή καταστρέφεται σε τέτοιο βαθμό που σκάει, με αποτέλεσμα να μειώνεται η πίεση, το LNG να εξατμίζεται και να καίγονται οι ατμοί δημιουργώντας εύφλεκτο μίγμα ατμού-αέρα. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα έκρηξη εκτονωμένου ατμού που βράζει (boiling liquid expanding vapor explosion-BLEVE) και κατά συνέχεια, φλόγες από το fireball, μεγάλο ωστικό

κύμα υπερπίεσης, θερμική ακτινοβολία και θραύσματα του εξοπλισμού σε μεγάλες αποστάσεις (Εικόνα 3-7).

Από την πιθανολογική μοντελοποίηση του BLEVE σε πλοίο καύσης LNG με δεξαμενές τύπου Moss και συνθήκες πίεσης-θερμοκρασίας 4 atm και -196°C αντίστοιχα, υπολογίστηκε πως η έκθεση σε fireball για 15 sec σε απόσταση 1400 m από το πλοίο επιφέρει κατά 50% θανάτους, σε 1600 m απόσταση 50% 2^{ου} βαθμού εγκαύματα, ενώ σε 2300 m 50% 1^{ου} βαθμού. Για αυτόν τον λόγο το LNG δεν μεταφέρεται υπό πίεση αλλά σε **ατμοσφαιρικές δεξαμενές**, και επομένως η **πιθανότητα BLEVE είναι πολύ μικρή**, όμως στην περίπτωση των δεξαμενών τύπου Γ σε **πλοία κατανάλωσης LNG** όπου η πίεση λειτουργίας είναι σε >1 atm, υπάρχει η **αυξημένη πιθανότητα** (LI Jianhua, HUANG Zhenghua, 2012; UK P&I , 2019).



Εικόνα 3-7. BLEVE.

Πηγή: thermdyne.com

3.2.7 Απότομη αλλαγή φάσης (Rapid Phase Transition—RPT)

Όταν ένα κρυογονικό υγρό, όπως το LNG, εξατμίζεται βίαια κατά την επαφή του με ένα άλλο υγρό, όπως το νερό, λόγω μεταφοράς θερμότητας, προκαλείται φυσική έκρηξη. Αυτό το φαινόμενο ονομάζεται «απότομη αλλαγή φάσης» (Rapid phase transition—RPT), ή αλλιώς «ψυχρή έκρηξη» (cold explosion). Κατά εμφάνιση του φαινομένου RPT δεν συμβαίνει ανάφλεξη, όμως η απελευθέρωση τεράστιας ποσότητας ενέργειας που προκαλεί από την θερμότητα, και σε συνδυασμό με τα ωστικά κύματα, καταστρέφουν τα πάντα γύρω του (L. Vandebroek, J. Berghmans, 2012; Nima Khakzad, Genserik Reniers, 2018).

Τέτοιου είδους φαινόμενα δεν παρατηρούνται πάντα στις δοκιμές πεδίου, όμως η πιθανότητα να συμβεί αυξάνεται όταν πρόκειται για μίγματα LNG που περιέχουν περισσότερο αιθάνιο και προπάνιο. Μέχρι σήμερα, το φαινόμενο RPT έχει παρατηρηθεί μόνο μια φορά και συγκεκριμένα μόνο σε ένα πολύ μικρό κλάσμα διαρροής LNG. Το RPT του LNG παράγει 1.325 φορές λιγότερη ενέργεια υπερπίεσης ανά μονάδα μάζας από την απλή ανάφλεξη και δεν υπάρχει περίπτωση να δημιουργήσει επικίνδυνη ζώνη μεγαλύτερη από αυτή των προηγούμενων φαινομένων. Επομένως, στις περισσότερες αξιολογήσεις κινδύνου LNG δεν μελετάται το φαινόμενο (Georges Melhem, Henry Ozog, 2006).

3.3 Μεθοδολογίες εκτίμησης επικινδυνότητας (Risk analysis tools)

Η ασφάλεια στον χειρισμό, την αποθήκευση και την μεταφορά του LNG είναι απαραίτητη προϋπόθεση για την διατήρηση και την ανάπτυξη της βιομηχανίας του. Τόσο την θαλάσσια μεταφορά, όσο και στην χερσαία, ακολουθούνται δύο βασικοί κανόνες. Πρώτον, η πλήρης και αυστηρή εφαρμογή στους κώδικες και τα πρότυπα και δεύτερον, για την λειτουργία μίας μονάδας LNG πρέπει να υπάρχει καθιερωμένο σύστημα διαχείρισης ατυχημάτων, εκπονώντας μελέτες ασφάλειας και εσωτερικά σχέδια έκτακτης ανάγκης.

Κατά τις οδηγίες ISO/TS 18683 και SEVESO III για συστήματα και εγκαταστάσεις παροχής καυσίμου LNG σε πλοία, ορίζεται υποχρεωτική η ανάπτυξη μίας Εκτίμησης Επικινδυνότητας (Risk Assessment) της μονάδας μεταφόρτωσης.

Η ανάλυση επικινδυνότητας, με απλούς όρους, είναι η ανάλυση μίας πιθανής απώλειας. Η διαχείριση της πιθανότητας να υποστεί κάποιος αποδέκτης τις επιπτώσεις από την έκθεσή του σε κίνδυνο αποτελεί την βασικότερη υποχρέωση μίας εταιρίας που αναλαμβάνει το εκάστοτε έργο. Τα βασικά βήματα σε μία Εκτίμηση Επικινδυνότητας είναι τα παρακάτω:

1. Καθορισμός της μελέτης ασφαλείας
2. Αρχική ποιοτική εκτίμηση κινδύνου (Qualitative Risk Assessment)
3. Οργάνωση της διάταξης της εγκατάστασης σε ζώνες συμπεριλαμβανομένων των αποστάσεων ασφαλείας (safety distances)
4. Ποσοτική εκτίμηση κινδύνου (Quantitative Risk Assessment—QRA)

Στην συνέχεια αυτού του κεφαλαίου θα αναλυθούν τα τέσσερα (4) βήματα.

3.3.1 Καθορισμός του περιεχομένου της μελέτης ασφαλείας

Πρώτο βήμα σε μία αναφορά εκτίμησης επικινδυνότητας κατά την μεταφόρτωση LNG είναι ο καθορισμός της περίπτωσης που θα μελετηθεί. Συγκεκριμένα, περιλαμβάνει:

- Την περιγραφή και την διάταξη της εγκατάστασης μεταφόρτωσης
- Πιθανές γειτονικές εγκαταστάσεις και την ευρύτερη περιοχή
- Τα συστήματα και τα συστατικά σχετικά με την λειτουργία, τον σχεδιασμό και τις διαδικασίες λειτουργίας
- Περιγραφή πιθανών λειτουργικών περιορισμών
- Την οργάνωση των δραστηριοτήτων ανεφοδιασμού για το πλοίο παραλαβής και το πλοίο διανομής.
- Τις ενδιαφερόμενες αρχές και τους φορείς (DNV GL AS, 2015)

3.3.2 Ποιοτική Εκτίμηση Κινδύνου (Qualitative Risk Assessment)

Πριν από την επίσημη δημιουργία μίας νέας διαδικασίας μεταφόρτωσης, πρέπει να πραγματοποιείται ποιοτική εκτίμηση κινδύνου (Q_{ual}RA) σύμφωνα με τις οδηγίες ISO/TS 18683.

		Likelihood				
		1 Rare	2 Unlikely	3 Possible	4 Likely	5 Almost Certain
Consequences	5 Catastrophic	5 Moderate	10 High	15 Extreme	20 Extreme	25 Extreme
	4 Major	4 Moderate	8 High	12 High	16 Extreme	20 Extreme
	3 Moderate	3 Low	6 Moderate	9 High	12 High	15 Extreme
	2 Minor	2 Low	2 Moderate	6 Moderate	8 High	10 High
	1 Negligible	1 Low	2 Low	3 Low	4 Moderate	5 Moderate

Εικόνα 3-8. Πίνακας επικινδυνότητας (risk matrix). Πηγή:
Risk Management 2019, jasonpope.co.uk

Τα επίπεδα κινδύνου στις ποιοτικές εκτιμήσεις κινδύνου ενσωματώνονται συνήθως σε έναν «πίνακα επικινδυνότητας» (risk matrix) (Εικόνα 3-8) και υποδεικνύουν το επίπεδο επικινδυνότητας που σχετίζεται σε ένα συγκεκριμένο συνδυασμό συνέπειας (consequence) - πιθανότητας (likelihood). Για παράδειγμα, η επικινδυνότητα μπορεί να είναι:

- Αρκετά «χαμηλή» που να μην χρειάζεται περαιτέρω μείωση,
- Σε επίπεδο όπου ο μετριασμός πρέπει να εξεταστεί και να εφαρμοστεί εάν είναι εφικτό, ή
- «Υψηλή», όπου απαιτείται μετριασμός.

Σημειώνεται πως το επίπεδο επικινδυνότητας είναι ενδεικτικό ενός ή περισσότερων αλλά όχι όλων των πιθανών ατυχημάτων/συμβάντων. Επομένως, η αξιολόγηση αυτή δεν παρέχει συνολική ένδειξη της κατάστασης. Εάν απαιτείται μία συνολική αξιολόγηση, τότε απαιτείται η μέθοδος QRA που αναλύεται παρακάτω στο κεφάλαιο 3.3.4.

Η αρχική ποιοτική εκτίμηση επικινδυνότητας θα πρέπει να περιλαμβάνει τουλάχιστον μια αναφορά αναγνώρισης κινδύνου (Hazard Identification—HAZID). Αυτή παρέχει επαρκείς λεπτομέρειες ώστε ο χειριστής της μονάδας να κατανοεί πλήρως τη φύση κάθε κινδύνου και να μπορεί να προβεί τους απαραίτητους χειρισμούς ανά πάσα στιγμή. Τα αποτελέσματα της HAZID περιλαμβάνουν κατατάξεις επικινδυνότητας και συστάσεις για επιπλέον προστασία σε κάθε σενάριο.

Ο στόχος της μελέτης HAZID είναι ο προσδιορισμός των κινδύνων, των απαιτούμενων ενεργειών και της δυσμενέστερης πιθανής διαρροής ώστε να προσδιοριστούν οι ζώνες ασφάλειας μέσω ντετερμινιστικής προσέγγισης και τέλος, μιας λίστας μέτριων και υψηλών κινδύνων που θα αναλυθούν ποσοτικά στη QRA.

Οι παρακάτω λέξεις αποτελούν οδηγό για την διεξαγωγή HAZID κατά την εκφόρτωση LNG:

- Διαρροή
- Απώλεια σε εξοπλισμό (σωληνώσεις, βαλβίδες)
- Ρήξη
- Βλάβη εύκαμπτου σωλήνα
- Διάβρωση
- Ρήξη εύκαμπτου σωλήνα
- Πυρκαγιά / Έκρηξη
- Σημαντικές ζημιές στην κατασκευή
- Κατασκευαστική ακεραιότητα
- Διαρροή αερίου
- Μηχανική αστοχία
- Διασπορά αερίου
- Αστοχία ελέγχου / ηλεκτρική αστοχία
- Αέριο στον σωλήνα εισαγωγής αέρα
- Ανθρώπινο σφάλμα
- Πιθανή πυρκαγιά & έκρηξη
- Ελαπτώματα κατασκευής
- Λανθασμένη λειτουργία ψύξης
- Επιλογή υλικού
- Υπερβολικός ρυθμός μεταφοράς
- Σφάλμα φλάντζας ή συνδετήρα
- Σφάλμα υδραυλικής μονάδας ισχύος
- Διαχείριση BOG κατά τη διάρκεια του ανεφοδιασμού
- Αποτυχία επικοινωνίας
- Αποτυχία ελέγχου
- Διακοπή ηλεκτρικού ρεύματος
- Αποτυχία βαλβίδων ESD
- Σχετική κίνηση των δεξαμενών
- Σφάλμα ενεργοποίησης ERC
- Σφάλμα συζευκτήρα ERC
- Απροσδόκητος εξαερισμός

(IACS, 2016; DNV GL AS, 2015)

Ο παρακάτω Πίνακας 3-1 αποτελεί ένα παράδειγμα ανάλυσης HAZID της μεταφόρτωσης πλοίων LNG.

Πίνακας 3-1. Παράδειγμα ανάλυσης HAZID

AA	Κίνδυνος	Αιτία	Πιθανή επίπτωση	Υφιστάμενα μέτρα ασφαλείας	Μέτρα/σχόλια μετριασμού επικινδυνότητας
Μεταφόρτωση πλοίων					
1	Μικρή διαρροή από εύκαμπτο σωλήνα μεταφοράς υγρού LNG	1.Ανθρώπινο λάθος 2.Σχεδιασμός και εξοπλισμός 3.Σφάλμα στην διαδικασία 4.Φθορά 5.Έλλειψη επαρκών προτύπων οδηγιών και κανονισμών για την διαδικασία 6.Λανθασμένη ένωση σωληνώσεων μεταφόρτωσης	1.Μικρή διαρροή υγρού, π.χ. σταγονίδια 2.Απελευθέρωση αερίου που διαλύεται γρήγορα 3.Όχι άμεσος κίνδυνος πυρκαγιάς λόγω μικρής διαρροής	1.Σύστημα ESD 2.Προστατευτικός εξοπλισμός κατάλληλος για κρουγενικές διαρροές 3.Πλήρης παρακολούθηση της διαδικασίας 4.Οριοθέτηση επικινδυνων ζωνών όπως ορίζει ο IMO 5.Περιορισμένη πρόσβαση στην περιοχή της μεταφόρτωσης 6.Προσωπικός προστατευτικός εξοπλισμός του πληρώματος 7.Ανιχνευτήρες διαρροής αερίων και εξαερισμός (σε περίπτωση κλειστού χώρου) 8.Κώδικας IGC που αφορά την ενεργοποίηση συστήματος ESD 9.Μετρητής πίεσης στον εύκαμπτο σωλήνα	1.Οι μικρές διαρροές είναι γενικά πιο δύσκολο να ανιχνευθούν, παρόλα αυτά το εξατμιζόμενο νέφος είναι λευκού χρώματος επομένως μπορεί να εντοπιστεί εύκολα 2.Το ίδιο επίπεδο επικινδυνότητας πρέπει να ορίζεται για όλα τα είδη δεξαμενών αποθήκευσης LNG, ενώ παράλληλα πρέπει να γίνονται προσπάθειες μείωσης της συχνότητας διαρροών ώστε να μειωθεί και η επικινδυνότητα

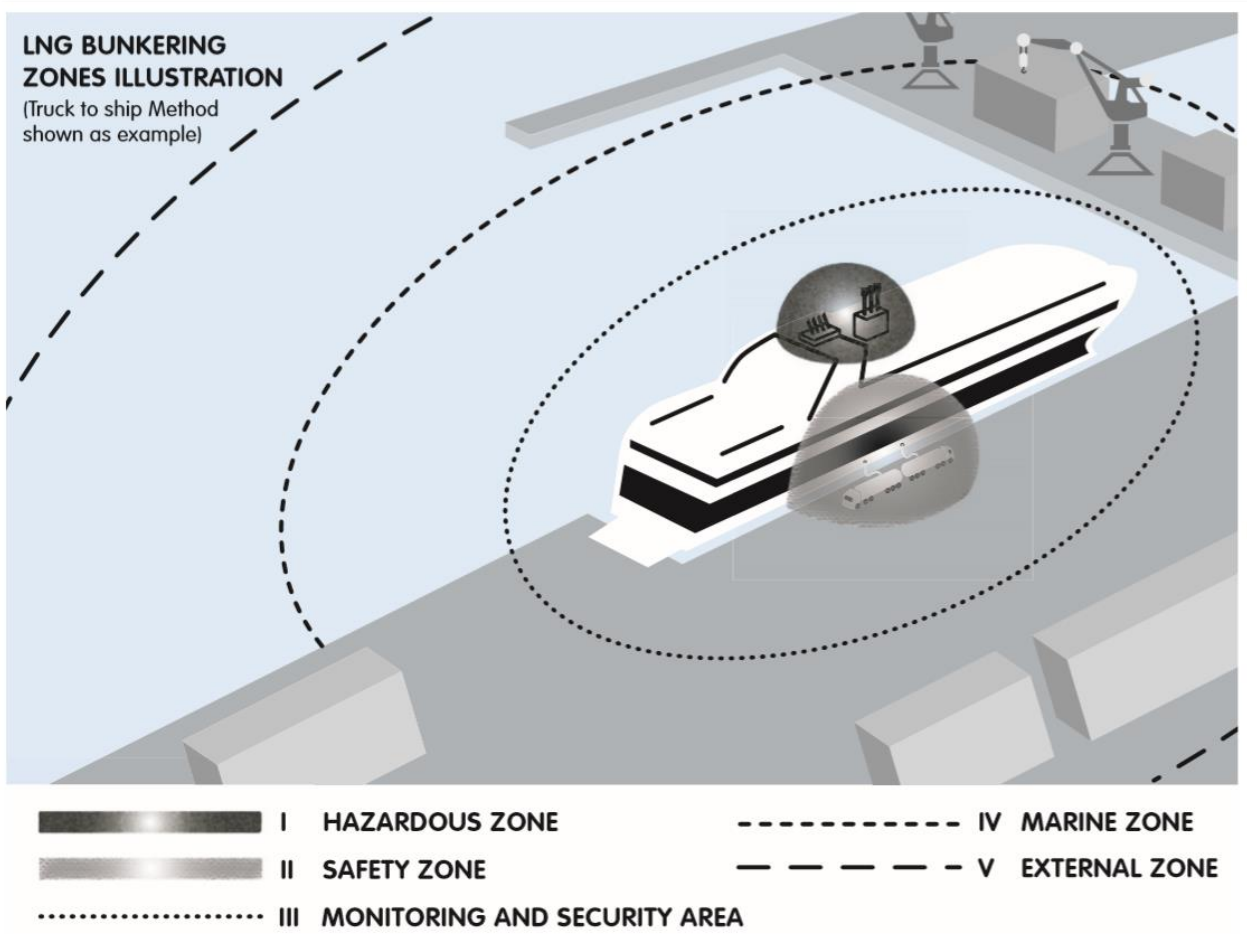
Πηγή: (DNV GL AS, 2015)

3.3.3 Ζώνες ελέγχου (Controlled zones)

Μέρος του σχεδιασμού μίας εγκατάστασης μεταφόρτωσης LNG αποτελεί και ο καθορισμός ζωνών ανά περιοχές για την οριοθέτηση των επιπτώσεων σε περίπτωση ατυχήματος. Οι ζώνες που διακρίνονται είναι πέντε (5) (βλ. Εικόνα 3-9) και οι πιο συνηθισμένες μέθοδοι προσδιορισμού τους είναι η ντετερμινιστική (το επίπεδο ασφαλείας ορίζεται ως διακριτή τιμή – κυρίως για τον προσδιορισμό της ζώνης ασφαλείας) και η προσέγγιση με βάση την επικινδυνότητα (προσεγγίζει την μεθοδολογία QRA αλλά δίνει μικρότερες ζώνες σε σύγκριση με την πρώτη).

3.3.3.1 Επικίνδυνη ζώνη (Hazardous zone)

Πρόκειται για μία τρισδιάστατη ζώνη στην οποία αναμένεται εύφλεκτη ή εκρηκτική ατμόσφαιρα αρκετά συχνά ώστε να απαιτούνται ειδικές προφυλάξεις για τον έλεγχο πιθανών πηγών ανάφλεξης. Οι επικίνδυνες ζώνες είναι πάντα παρούσες αλλά αντιμετωπίζονται μέσω κατάλληλων τεχνικών σχεδιασμού και πρακτικών ασφαλείας. Η ζώνη αυτή πρέπει να είναι καθορισμένη για όλα τα μέρη που αφορούν το σύστημα μεταφόρτωσης LNG, το πλοίο κατανάλωσης LNG, τις δεξαμενές εκφόρτωσης και τους τερματικούς σταθμούς σύμφωνα με το IEC 60092.



Εικόνα 3-9. Ζώνες ελέγχου σε περίπτωση μεταφόρτωσης LNG μεταξύ πλοίου – βυτιοφόρου οχήματος.

3.3.3.2 Ζώνη ασφαλείας (Safety zone)

Ως ζώνη ασφαλείας ορίζεται ο τρισδιάστατος χώρος εντός του οποίου μπορεί να συμβεί η πλειονότητα των περιπτώσεων διαρροής και, σε εξαιρετικές περιπτώσεις, υπάρχει επιβεβαιωμένη πιθανότητα διαρροής φυσικού αερίου ή LNG που μπορεί να βλάψει την ζωή ανθρώπου ή να καταστρέψει εξοπλισμό. Αυτή η ζώνη υπάρχει μόνο κατά την εκφόρτωση και μπορεί να είναι μεγαλύτερη από την Επικίνδυνη ζώνη, καθώς ενδέχεται να επεκτείνεται μέχρι το πλοίο κατανάλωσης LNG, το πλοίο μεταφοράς LNG, ή και τις σωληνώσεις. Ο σκοπός της Ζώνης ασφαλείας είναι να ελαχιστοποιεί την πιθανότητα βλάβης σε ανθρώπους στον εξοπλισμό.

Η Ντετερμινιστική προσέγγιση ορίζει τη ζώνη ασφαλείας ως την περιοχή εντός της απόστασης του LFL, η οποία έχει υπολογιστεί χρησιμοποιώντας με ένα αναγνωρισμένο και επικυρωμένο μοντέλο διασποράς ειδικό για το LNG (π.χ. το PHAST), για τη μέγιστη ρεαλιστική

διαρροή όπως έχει οριστεί από το HAZID. Η εκτίμηση διασποράς περιλαμβάνει τα ακόλουθα βήματα:

- Προσδιορισμός του ρυθμού και της διάρκειας εκροής του υγρού με βάση το μέγεθος, την πίεση, το υπολειπόμενο απόθεμα και την λειτουργία του ESD. Για αστοχίες μεγάλου μεγέθους, ο ρυθμός εκροής θα επηρεάζει το χρόνο ενεργοποίησης του ESD.
- Προσδιορισμός του αρχικού flash και της παραγωγής ατμού λόγω απώλειας πίεσης. Για «ζεστό» LNG, το αρχικό flash είναι σημαντικό.
- Προσδιορισμός της υγρής λίμνης LNG και του ρυθμού εξάτμισης ανάλογα με τις ιδιότητες του εδάφους/νερού.
- Προσδιορισμός εάν με βάση τις χαρακτηριστικές διαστάσεις των εμποδίων στο περιβάλλον μπορεί να συμβεί ανακυκλοφορία ή διασπορά των αερίων. Εάν συμβαίνει αυτό, τότε το μοντέλο θα πρέπει να λάβει υπόψη τις επιπτώσεις αυτών των εμποδίων.
- Αξιολόγηση της διασποράς ανάλογα με τις καιρικές συνθήκες και το έδαφος (π.χ. τραχύτητα εδάφους)

3.3.3.3 Περιοχή παρακολούθησης & ασφάλειας (Monitoring & Security Area)

Η περιοχή παρακολούθησης και ασφάλειας ορίζεται ως ο τρισδιάστατος χώρος εντός του οποίου οι δραστηριότητες (συμπεριλαμβανομένων των ατόμων και των κινήσεων οχημάτων) πρέπει να εντοπιστούν και να παρακολουθούνται για να διασφαλιστεί ότι δεν επηρεάζουν την ασφάλεια της διαδικασίας ανεφοδιασμού διερχόμενοι από τη Ζώνη Ασφαλείας. Ο πρωταρχικός σκοπός του είναι να αποτρέψει τις επιπτώσεις από τις ενέργειες των ατόμων που δεν εμπλέκονται στη διαδικασία ανεφοδιασμού.

3.3.3.4 Θαλάσσια ζώνη αποκλεισμού (Marine Exclusion Zone)

Ο σκοπός της θαλάσσιας ζώνης αποκλεισμού είναι η προστασία του πλοίου μεταφοράς LNG από άλλες μετακινήσεις, καθορίζοντας κυρίως ελάχιστες αποστάσεις και ταχύτητες για τα διερχόμενα πλοία, ώστε να ελαχιστοποιηθεί ο κίνδυνος πρόσκρουσης πλοίων κατά την διάρκεια ανεφοδιασμού.

Ο καθορισμός της θαλάσσιας ζώνης αποκλεισμού είναι για κάθε λιμένα ξεχωριστά ώστε να αποφασίζει και να εφαρμόζει τους λιμενικούς κανόνες, με βάση συγκεκριμένες μελέτες λιμένων και πλοίων. Όλα τα πλοία και τα δεξαμενόπλοια LNG πρέπει να συμμορφώνονται με αυτούς τους κανόνες.

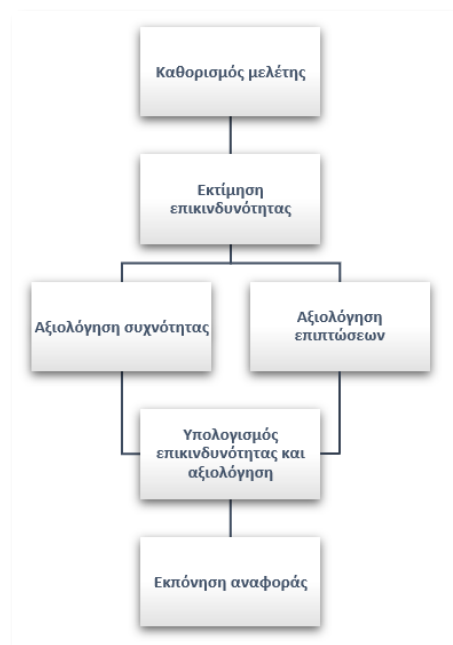
Η περιοχή παρακολούθησης και ασφάλειας είναι πάντα μεγαλύτερη από τη ζώνη ασφαλείας. Δεδομένου ότι οι λόγοι για την περιοχή παρακολούθησης και ασφάλειας είναι πολλοί, είναι απίθανο να καθοριστεί ή να αιτιολογηθεί το μέγεθός της με υπολογισμό. Αυτή η περιοχή ισχύει μόνο κατά τη διάρκεια της μεταφόρτωσης.

3.3.3.5 Εξωτερική ζώνη (External zone)

Σε μεγάλο μέρος της Ευρώπης απαιτείται ο καθορισμός εξωτερικής ζώνης. Το επίπεδο επικινδυνότητας έξω από την περιοχή του λιμανιού πρέπει να διατηρείται χαμηλό. Αυτή η ζώνη καθορίζεται από τους κινδύνους που μπορούν να εκτεθούν τα γενικά μέλη του κοινού, βάσει των τοπικών κανονιστικών απαιτήσεων (SGMF, 2018; DNV GL AS, 2015).

3.3.4 Ποσοτική εκτίμηση κινδύνου (Quantitative Risk Assessment—QRA)

Η Ποσοτική εκτίμηση κινδύνου (Quantitative risk assessment – QRA) είναι μία ευρέως διαδεδομένη και αποδεκτή μεθοδολογία για την ποσοτική εκτίμηση κινδύνων με συγκεκριμένη δομή. Η QRA μελετά την επικινδυνότητα τόσο στους ανθρώπους, όσο στον εξοπλισμό μίας συγκεκριμένης διεργασίας υπολογίζοντας τις πιθανές επιπτώσεις των κινδύνων που μπορεί να προκληθούν σε διάφορα σενάρια, λαμβάνοντας υπόψιν και την πιθανότητα αυτών των σεναρίων να συμβούν. Η τεχνική αυτή καθορίζει τα επίπεδα κινδύνου που σχετίζονται με τυχαίες απώλειες στα συστήματα περιορισμού του φορτίου, όπως διαρροές, απελευθερώσεις αερίου/υγρού, κ.α. Η μεθοδολογία παρουσιάζεται στο Διάγραμμα ροής 3-1. Τα πρώτα στάδια είναι κοινά με την QualRA και έχουν ήδη αναλυθεί στα κεφάλαια 3.3.1 και 3.3.2, επομένως λεπτομέρειες για τα υπόλοιπα βήματα ξεχωριστά ακολουθούν στην συνέχεια.



Διάγραμμα ροής 3-1. Μεθοδολογία QRA.

3.3.4.1 Αξιολόγηση συχνότητας (Frequency assessment)

Μόλις γίνει η αναγνώριση των κινδύνων, το επόμενο βήμα σε μία QRA είναι η εκτίμηση της συχνότητας όπου ο κάθε κίνδυνος μπορεί να προκύψει. Οι τεχνικές-εργαλεία που χρησιμοποιούνται εδώ είναι:

- Η ανάλυση παλαιότερων δεδομένων
- Ανάλυση με την χρήση Δένδρου Σφαλμάτων (Fault Tree Analysis)
- Δένδρο γεγονότων (Event Tree Analysis)
- Προσομοιώσεις

Η επιλογή εξαρτάται από τα διαθέσιμα ιστορικά δεδομένα και τις στατιστικές έρευνες. Στην συγκεκριμένη περίπτωση, δεν υπάρχουν αρκετά δεδομένα για τα ατυχήματα κατά την μεταφόρτωση πλοίων. Η εταιρία DNV GL προτείνει την χρήση δεδομένων από την Βρετανική (UK Health and Safety Executive) βάση δεδομένων Hydrocarbon Release Database (HCRD), η οποία έχει δεδομένα από υπεράκτιες πλατφόρμες εξόρυξης πετρελαίου και μπορούν να αντιπροσωπεύσουν τον παρόμοιο εξοπλισμό που χρησιμοποιείται κατά την μεταφόρτωση. Τα δεδομένα βασίζονται σε 4000 καταγεγραμμένες διαρροές από το 1992 έως το 2010. Στατιστικά δεδομένα για τις κρυογονικές διεργασίες LNG δεν υπάρχουν. Παρόλα αυτά, τα αποτελέσματα που προκύπτουν από την βάση δεδομένων HCRD για τις μονάδες LNG δίνουν συντηρητικά αποτελέσματα (υπερβολικά δυσμενή επιπτώσεις), κάτι που μπορεί να οδηγήσει σε εγκατάσταση ακριβού εξοπλισμού μείωσης της επικινδυνότητας ή μεγάλες αποστάσεις ασφαλείας χωρίς να υπάρχει λόγος (DNV GL, 2013; DNV GL, 2016).

Σήμερα, δεδομένα συχνότητας διαρροών υπάρχουν στο λογισμικό Safeti της DNV GL το οποίο χρησιμοποιεί καθιερωμένες βάσεις δεδομένων συχνότητας αστοχίας και προσφέρει μια πλατφόρμα που διευκολύνει με γρήγορο και άμεσο υπολογισμό της πιθανότητας διαρροών για διάφορους τύπους εξοπλισμού, όπως δοχεία, βαλβίδες, αντλίες και σωλήνες (DNV GL AS, 2018).

3.3.4.2 Αξιολόγηση συνεπειών (*Consequence assessment*)

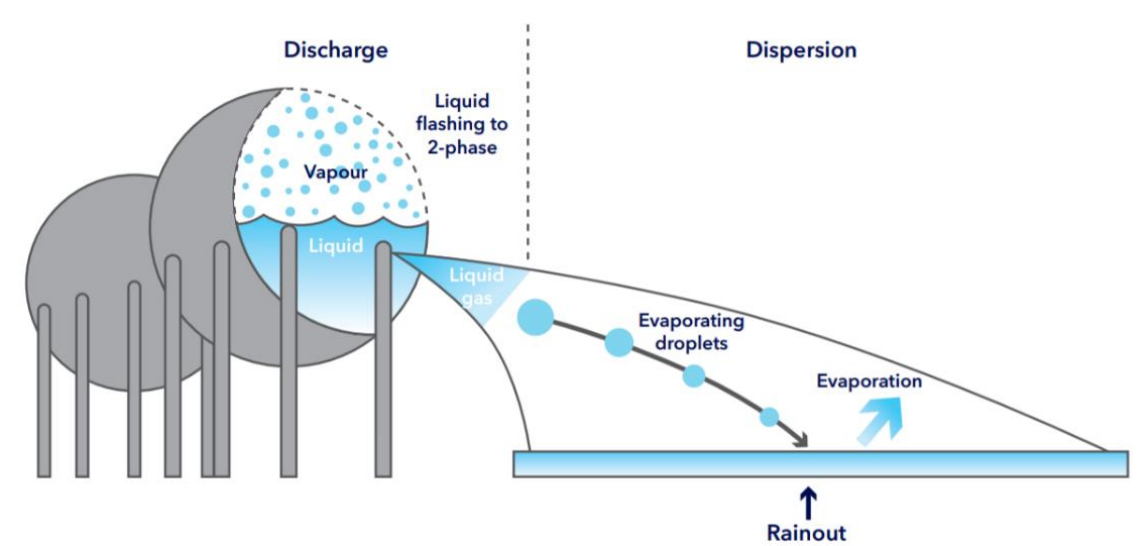
Πρόκειται για τη διαδικασία περιγραφής και ποσοτικοποίησης της σχέσης μεταξύ της έκθεσης σε έναν επικίνδυνο παράγοντα και των δυσμενών επιπτώσεων στην υγεία ή/και στο περιβάλλον που προκύπτουν από τέτοιες εκθέσεις. Η εκπόνηση μίας αξιολόγησης συνεπειών σημαίνει συνήθως προσδιορισμό, σε συνάρτηση με τις διάφορες πιθανές συνθήκες έκθεσης, (α) τις δυσμενείς επιπτώσεις στην ανθρώπινη υγεία, συμπεριλαμβανομένων των θανάτων, των ασθενειών ή των τραυματισμών, και/ή (β) των δυσμενών περιβαλλοντικών επιπτώσεων, συμπεριλαμβανομένων των οικολογικών βλαβών και τις ανθρώπινων απωλειών. (Covello V.T., Merkhofer M.W, 1993)

Για παράδειγμα, η περίπτωση ανάφλεξης εύφλεκτης διαρροής μπορεί να έχει διάφορες επικίνδυνες επιπτώσεις όπως γλώσσα φωτιάς, λίμνη ή flash fire, πύρινη σφαίρα ή ακόμα και

έκρηξη αέριου νέφους (VCE) ανάλογα με το τύπο του σεναρίου, τον χρόνο και το χώρο της ανάφλεξης.

Η εκτίμηση των συνεπειών πραγματοποιείται χρησιμοποιώντας αναγνωρισμένα εργαλεία μοντελοποίησης συνεπειών που είναι ικανά να προσδιορίσουν τα αποτελέσματα και τις επιπτώσεις τους στο προσωπικό δυναμικό, τον εξοπλισμό και τις κατασκευές. Αυτά τα εργαλεία πρέπει να επικυρωθούν με πειραματικά δεδομένα δοκιμών κατάλληλα για το μέγεθος και τις συνθήκες του κινδύνου που πρέπει να αξιολογηθεί. Η μοντελοποίηση συνεπειών περιλαμβάνει τα ακόλουθα διαδοχικά βήματα:

Υπολογισμοί εκροής πρέπει να πραγματοποιούνται για τον καθορισμό των χαρακτηριστικών διαρροής για το LNG (συμπεριλαμβανομένης της αποσυμπίεσης σε κατάσταση περιβάλλοντος). Τα σενάρια που θα μοντελοποιηθούν περιλαμβάνουν διαρροές από αγωγούς/εύκαμπτους σωλήνες (π.χ. διαρροές ή καταστροφικές ρήξεις), απελευθεώσεις εντός κτιρίου και απελευθέρωση από ψυχρούς ιστούς. Τα σενάρια διαρροής που πρέπει να ληφθούν υπόψη είναι και οι διαρροές χωρίς πίεση και υπό πίεση, ανάλογα με το σύστημα αποθήκευσης και εκφόρτωσης.



Εικόνα 3-10. Απεικόνιση διφασικής διαρροής LNG η οποία προκαλεί λίμνη LNG και μερική εξάτμιση σταγονιδίων φυσικού αερίου. Πηγή: DNV GL AS 2015

Έτσι, για μία τέτοια διαρροή, όπως αυτή την Εικόνα 3-10, οι υπολογισμοί πρέπει να ορίσουν την συγκέντρωση του αερίου καθώς το νέφος μετακινείται με την φορά του αέρα. Αυτό περιλαμβάνει τις επιπτώσεις μίας γλώσσας φωτιάς και τις παθητικής διασποράς σταγονιδίων. Συγκεκριμένα στην περίπτωση της διφασικής διαρροής, η δημιουργία λίμνης και η εξάτμιση των

σταγονιδίων θα πρέπει να μοντελοποιηθεί, σε συνδυασμό με τους υπολογισμούς φωτιάς και έκρηξης (σε περιπτώσεις που τα φαινόμενα VCE είναι πιθανά) (DNV GL AS, 2015).





3.4 Τρωτά σημεία κατά την μεταφόρτωση LNG μεταξύ πλοίων

Κατά την διαδικασία μεταφόρτωσης LNG υπάρχει ένας μεγάλος αριθμός εναρκτήριων συμβάντων που μπορούν να προκαλέσουν διαρροή LNG και κατά συνέπεια κίνδυνο στους κοντινούς ανθρώπους, στον εξοπλισμό και στο περιβάλλον. Τα βασικότερα τρωτά σημεία στην διαδικασία αυτή είναι τα παρακάτω τέσσερα (4) και παρουσιάζονται στο Πίνακα 3-2 που ακολουθεί στην επόμενη σελίδα, μαζί με τις πιθανές αιτίες δημιουργίας, τους κινδύνους και τις επιπτώσεις που μπορεί να προκαλέσουν, ενώ στην συνέχεια θα αποτελέσουν βάση για το υπολογιστικό μέρος της διπλωματικής εργασίας. Πρόκειται για τα σενάρια που είναι περισσότερο πιθανά να συμβούν κατά την μεταφόρτωση LNG μεταξύ πλοίων, μπορούν να μελετηθούν μέσω μοντελοποίησης και στην συνέχεια να ληφθούν υπόψιν για τον μετριασμό των επιπτώσεων που μπορεί να προκαλέσουν.

Αυτά τα γεγονότα θα μελετηθούν σε διάφορες συνθήκες και για διάφορα μεγέθη, έτσι ώστε να ληφθούν τα πιο αντιπροσωπευτικά αποτελέσματα ποιοτικά και ποσοτικά σχετικά με τις επιπτώσεις που θα προκαλέσουν στους ανθρώπους, τον εξοπλισμό και το περιβάλλον (ABS, 2017).

Τέλος, σημειώνεται πως επί του παρόντος, η πιθανότητα θραύσης δεξαμενής μεταφοράς LNG, τυχαία ή εκ προθέσεως, η δυναμική και η διασπορά μιας μεγάλης διαρροής, καθώς και οι κίνδυνοι μιας τέτοιας διαρροής, δεν μπορεί να είναι 100% προβλέψιμη, για δύο κύριους λόγους. Πρώτον, ο συνδυασμός των σημερινών σχεδιασμένων πλοίων LNG και των πρακτικών διαχείρισης της ασφάλειας για τη μεταφορά LNG έχουν μειώσει τα ατυχήματα LNG σε τέτοιο βαθμό που υπάρχουν ελάχιστες ιστορικές ή εμπειρικές πληροφορίες σχετικά με τις συνέπειες των ατυχημάτων ή των μεγάλων διαρροών. Δεύτερον, τα υφιστάμενα πειραματικά δεδομένα σχετικά με τη δυναμική των κηλίδων LNG (LNG spills) και τη διασπορά τους σε περίπτωση διαρροής προς την διεύθυνση του νερού είναι πάνω από 100 εκατό φορές μικρότερου μεγέθους από τις κηλίδες που έχουν σημειωθεί. Οι διακυμάνσεις στις τοπικές συνθήκες, τα σχέδια πλοίων LNG και οι περιβαλλοντικές συνθήκες περιπλέκουν περαιτέρω τις προβλέψεις κινδύνου (Sandia National Laboratories, 2004).

Πίνακας 3-2. Γεγονότα έναρξης ατυχημάτων κατά την μεταφόρτωση πλοίων LNG και συνήθης αιτίες πρόκλησης.

Εναρκτήρια Γεγονότα	Συνήθης αιτίες	Πιθανοί κίνδυνοι	Πιθανές συνέπειες
<p>Διαρροή από αντλία, αγωγούς, εύκαμπτους σωλήνες ή δεξαμενές</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Φυσική/χημική διάβρωση • Ανθρώπινο σφάλμα • Σφάλμα εύκαμπτου σωλήνα • Ακατάλληλη συντήρηση • Μη κατάλληλες κρουγονικές συνθήκες στους αγωγούς κατά την μεταφορά • Σφάλμα στεγανοποίησης • Χρήση ακατάλληλων σωληνώσεων • Δονήσεις • Ακατάλληλη εγκατάσταση ή χειρισμός • Ακατάλληλη διαδικασία μεταφόρτωσης 	<ul style="list-style-type: none"> • Για διαρροή υγρού: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Εξατμιζόμενη λίμνη ✓ Λίμνη φωτιάς 	<ul style="list-style-type: none"> • Συνέπειες εξατμιζόμενης λίμνης και μη αναφλεγόμενου αερίου: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Τοξικό νέφος ✓ Ανάφλεξη αερίου νέφους ✓ Έκρηξη αερίου νέφους
<p>Αθέμητη αποσύνδεση εύκαμπτων σωλήνων</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Ακατάλληλη σύνδεση εύκαμπτου σωλήνα • Σφάλμα εύκαμπτου σωλήνα • Υπερβολική κίνηση του βραχίονα φόρτωσης ή του συστήματος μεταφοράς • Ακατάλληλη αγκυροβόληση ή βλάβη στο σύστημα αγκυροβόλησης • Μεταφόρτωση παρασυρόμενων πλοίων • Ακραίος καιρός (άνεμος, θάλασσα) • Φυσική καταστροφή (π.χ. σεισμός) 	<ul style="list-style-type: none"> • Για διαρροή αερίου/διφασικού μίγματος: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Μη αναφλεγόμενο αέριο ✓ Γλώσσα φωτιάς • Ολική διάρρηξη: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Πύρινη σφαίρα 	<ul style="list-style-type: none"> • Συνέπειες λίμνης φωτιάς, γλώσσας φωτιάς και πύρινης σφαίρας: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Θερμική ακτινοβολία
<p>Υπερπλήρωση/υπερπίεση δεξαμενής πλοίου κατανάλωσης LNG</p> 	<p>Αδυναμία ελέγχου ροής της δεξαμενής από χειριστή ή ελεγκτή στάθμης</p>		
<p>Πλήρης ρήξη εξοπλισμού</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Πτώση φορτίου ή αντικειμένου πάνω στον εξοπλισμό μεταφόρτωσης (αγωγοί, σωληνώσεις, δεξαμενές) • Σύγκρουση πλοίων • Σύγκρουση πλοίου με εξοπλισμό 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Πύρινη σφαίρα 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Θερμική ακτινοβολία

ΜΕΡΟΣ Β: ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ

1. Η εγκατάσταση

1.1 Γενικές πληροφορίες εγκατάστασης

Στην παρούσα μελέτη εξετάζεται η περίπτωση Πλωτής Εγκατάστασης Αποθήκευσης και Επαναεριοποίησης υγροποιημένου φυσικού αερίου (FSRU), η θέση εγκατάστασης της οποίας βρίσκεται στο θαλάσσιο χώρο της ΒΑ Ελλάδας. Η συγκεκριμένη εγκατάσταση χρησιμοποιείται για την εισαγωγή LNG μέσω μεταφόρτωσης STS (ship-to-ship) από δεξαμενόπλοια μεταφοράς LNG και την εξαγωγή φυσικού αερίου μέσω υποθαλάσσιου συστήματος σωληνώσεων προς το χερσαίο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ).

1.2 Γεωγραφική θέση

Το FSRU θα είναι σταθμευμένο στην θαλάσσια περιοχή της ΒΑ Ελλάδας (βλ. Εικόνα Β1-1) με απόσταση περίπου 20 km από την κοντινότερη ακτή (Υψόμετρο-Elevation 0). Το βάθος του νερού στην τοποθεσία αυτή είναι προσεγγιστικά 40 m και ο πληθυσμός τις περιφέρειας κυμαίνεται περίπου στις 600.000.



Εικόνα Β1-1. Γεωγραφική θέση FSRU στην θαλάσσια περιοχή της ΒΑ Ελλάδας

1.3 Περιγραφή εγκατάστασης

Για τον καθορισμό της εγκατάστασης χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα από υπάρχουσες και υπό κατασκευή μονάδες FSRU και πλοία LNGC, ώστε να τα μεγέθη να βασίζονται σε πραγματικά δεδομένα. Με βάση τα παραπάνω, ορίζεται και η υποθετική εγκατάσταση όπως παρουσιάζεται παρακάτω.

Οι διαστάσεις του πλωτού σταθμού είναι 291 x 43 m, με βύθισμα 11,5 m, συνολικό ύψος 26 m και χωρητικότητα αποθήκευσης LNG 170.000 m³.

Ο ονομαστικός ρυθμός ροής φυσικού αερίου είναι 640.000 m³/h (530 εκ. scf/d), ενώ σε περιόδους αιχμής θα εξάγει 950.000 m³/h (800 εκ. scf/d) φυσικού αερίου. Το FSRU θα είναι μόνιμα αγκυροβολημένο και αποτελείται από:

- 4 δεξαμενές μεμβράνης χωρητικότητας (100%) 42.500 m³ έκαστη.
- Μονάδα επαναεριοποίησης 50% ανοιχτού κύκλου και 50% κλειστού
- Βασικό εξοπλισμό για τις περαιτέρω λειτουργίες
- Σύστημα αγκυροβολήσης τύπου Spread²²
- Υποθαλάσσιο σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου υψηλής πίεσης

Το σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου θα αποτελείται από:

- Δύο (2) εύκαμπτους ανυψωτήρες-αγωγούς φόρτωσης 12” και ένα καλώδιο τροφοδοσίας (control umbilical) που θα συνδέονται με το σύστημα συλλεκτήρα PLEM (pipe line end manifold) σε απόσταση 200 m
- Το PLEM διαστάσεων 10 m μήκος x 6.5 m πλάτος.
- Ένα σύνδεσμο προέκτασης 53 μέτρων από το κέντρο του PLEM έως τον αγωγό μεταφοράς υψηλής πίεσης
- Έναν υποθαλάσσιο αγωγό 30” μήκους 24 km επιστρωμένο με τσιμέντο που εκτείνεται μέχρι την ακτή. Ο αγωγός που θα βρίσκεται κοντά στην ακτή θα είναι θαμμένος περίπου 15 m βάθος κάτω από το νερό.

LNGCs χωρητικότητας μεταξύ 125.000 με 145.000 m³ θα εφοδιάζουν το FSRU περίπου με συχνότητα κάθε 2 βδομάδες. Οι εύκαμπτοι σωλήνες φόρτωσης και επιστροφής αερίου είναι δύο (2), διαμέτρου 16” και βρίσκονται στο μέσο του πλοίου για μεταφόρτωση STS από το πλάι.

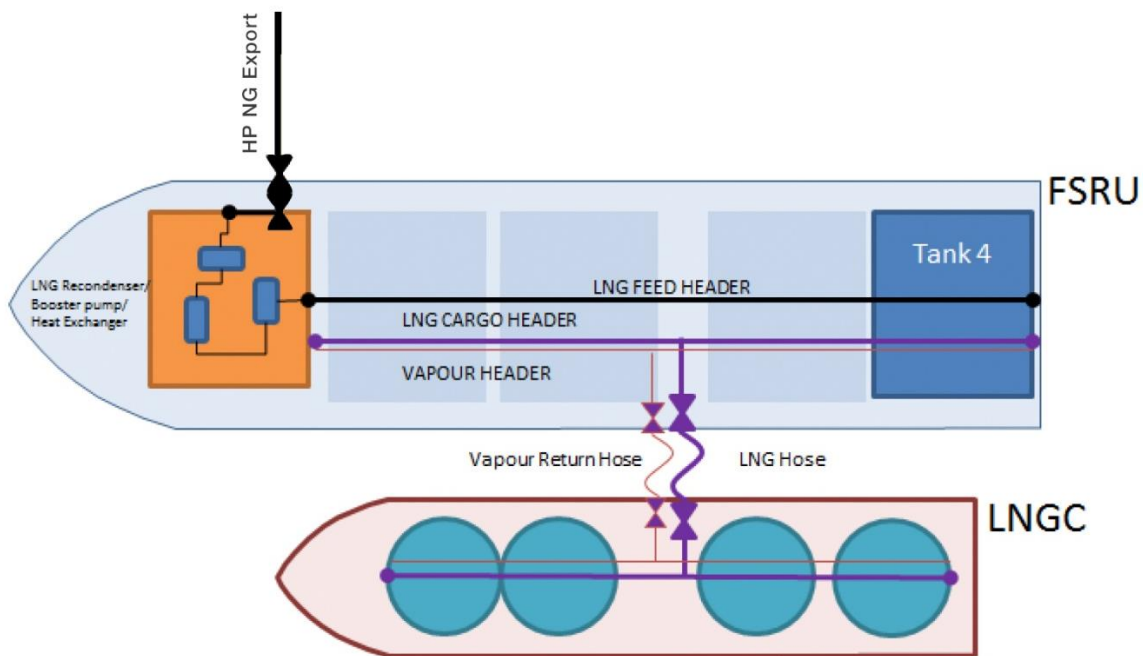
²² Spread αγκυροβολήση είναι όταν το πλοίο αγκυροβολείται σε με πολλαπλές γραμμές ώστε να μένει σε μόνιμο σημείο, συνήθως με την πλήρη να κοιτά προς την κατεύθυνση που έρχονται τα κύματα.

Η μονάδα θα χρησιμοποιεί περίπου 50 άτομα, συμπεριλαμβανομένου των αξιωματικών και του πληρώματος (Gastrade, 2018; Min Cheol Ryu et. al., 2016; Marine Traffic, 2020; SENER, 2014).

1.4 Σχηματική απεικόνιση

Στην Εικόνα B1-2 φαίνεται η σχηματική απεικόνιση της λειτουργίας του FSRU κατά την μεταφόρτωση LNG και την εξαγωγή φυσικού αερίου μέσω του υποθαλάσσιου συστήματος σωληνώσεων για την μεταφορά προς την ξηρά (HP NG Export).

Η μονάδα επαναεριοποίησης τοποθετείται στο μπροστά μέρος του καταστρώματος μαζί με τον απαραίτητο εξοπλισμό όπως συμπυκνωτήρα, αντλία και εναλλάκτη θερμότητας.

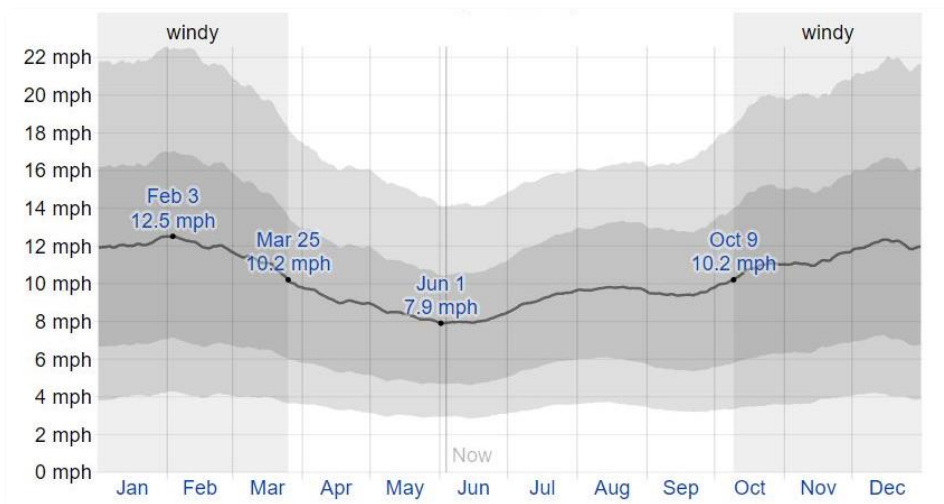


Εικόνα B1-2. Σχηματική απεικόνιση μεταφόρτωσης LNG μεταξύ πλωτού σταθμού και μεταφορέα LNG. Παρατηρούνται οι σφαιρικές δεξαμενές του LNGC, οι δεξαμενές μεμβράνης του FSRU, καθώς και οι εύκαμπτοι σωλήνες μεταφοράς LNG και επιστροφής αερίου BOG με **μωβ** χρώμα. Η **(πορτοκαλί)** μονάδα επαναεριοποίησης του FSRU εξάγει το φυσικό αέριο μέσω του αγωγού υψηλής πίεσης. Έντονα παρατηρούνται οι αντλίες του συστήματος που συμβολίζονται με **μωβ** και **μαύρο** σύμβολο.

1.5 Μετεωρολογικά δεδομένα περιοχής

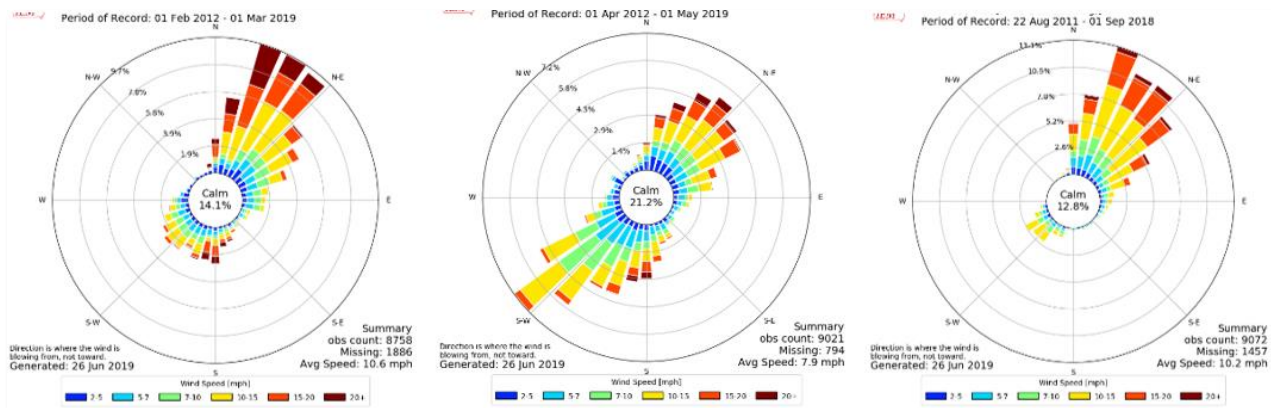
Προκειμένου να γίνει εκτίμηση των μετεωρολογικών δεδομένων (μέσες τιμές) για την εξεταζόμενη περιοχή ελήφθησαν υπόψη τα παρακάτω διαγράμματα που αφορούν καιρικά δεδομένα της περιοχής της Βόρειας Ελλάδας, ώστε η εκτίμηση να είναι όσο το δυνατόν πιο ρεαλιστική.

Σύμφωνα με μετρήσεις που λήφθηκαν σε απόσταση 10 m πάνω από το έδαφος, τους θερινούς μήνες παρατηρείται ταχύτητα 7,9 mph, ενώ τους χειμερινούς μήνες υπολογίζεται 12,5 mph. Η ενδεικτική τιμή της ταχύτητας του ανέμου κατά μέσο όρο στο έτος μπορεί να είναι η 10,2 mph (βλ. Διάγραμμα B1-1).

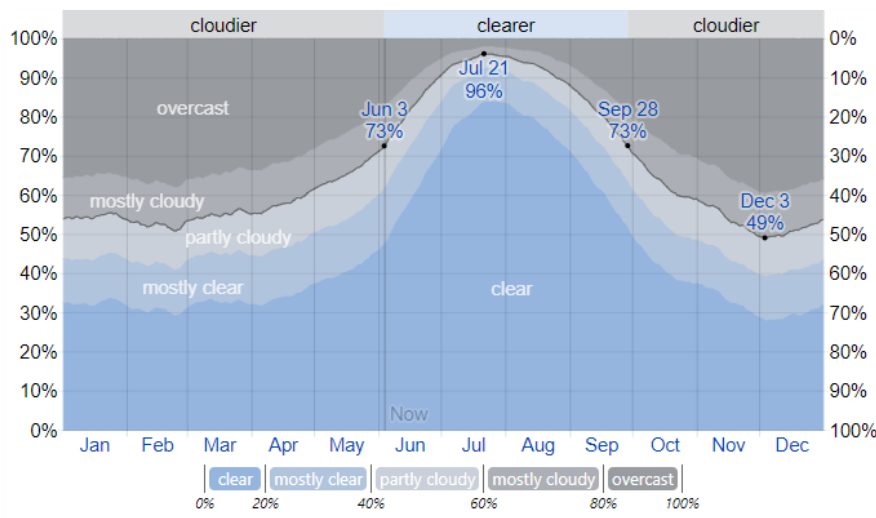


Διάγραμμα B1-1. Διάγραμμα ταχύτητας του αέρα. Πηγή: Weather Spark, Cedar Lake Ventures, Inc, <https://weatherspark.com/y/91800/>

Σύμφωνα με το Διάγραμμα B1-2, ο άνεμος πνέει κυρίως από τα BBA (NNE), εκτός από τους μήνες της άνοιξης που είναι από τα ΝΔ (SW).



Διάγραμμα B1-2. Κατεύθυνση ανέμου κατά τους μήνες Φεβρουάριο (αριστερά), Απρίλιο (μέση) και Αύγουστο (δεξιά).
 Πηγή: Iowa State University, Iowa Environmental Mesonet, <https://mesonet.agron.iastate.edu/sites/>



Διάγραμμα B1-3. Συννεφιά κατά την πάροδο ενός έτους την θαλάσσια περιοχή. Πηγή: Weather Spark, Cedar Lake Ventures, Inc, <https://weatherspark.com/y/91800/>

Οι καθαρότερες μέρες στην περιοχή αυτή είναι κατά την καλοκαιρινή περίοδο με συννεφιά κάτω από 10%, ενώ οι πιο συννεφιασμένες παρατηρούνται τον χειμώνα, τον μήνα Δεκέμβριο όπου μπορεί να φτάσει και το 70%. Μία ενδεικτική μέση τιμή μπορεί να θεωρηθεί το 40% με βάση το Διάγραμμα B1-3.

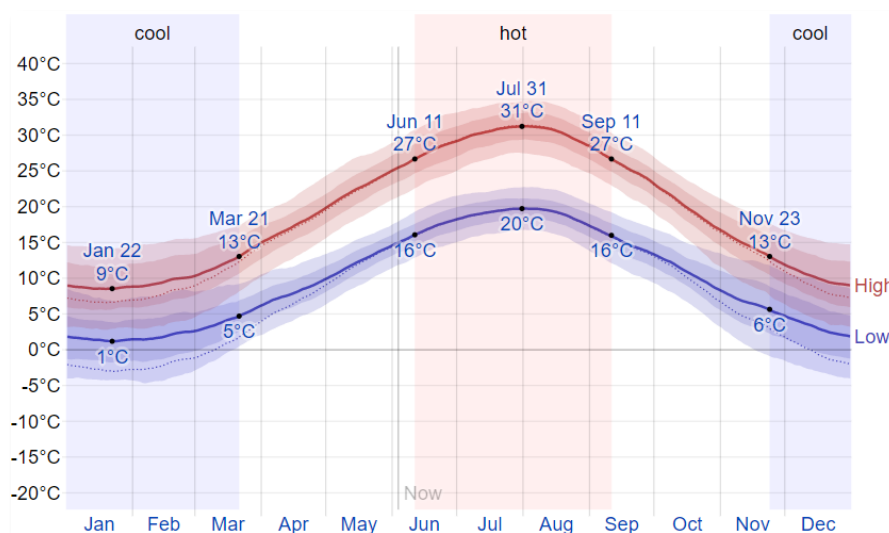
Σύμφωνα με τον Πίνακα B1-1, παρατηρείται μέγιστη σχετική υγρασία τους χειμερινούς μήνες με μέγιστο ποσοστό το 87,1% τον Νοέμβριο, ενώ ελάχιστη υγρασία τον μήνα Ιούλιο όπου φτάνει το 47,8%. Η ετήσια μέση τιμή για την περιοχή αυτή είναι 64,2% υγρασία.

Πίνακας Β1-1. Ετήσια δεδομένα υγρασίας για την θαλάσσια περιοχή της Βόρειας Ελλάδας.

Έτος	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2011	M	M	M	M	M	M	M	52.2%	56.0%	70.2%	69.1%	83.0%
2012	76.4%	75.6%	71.5%	72.6%	72.6%	58.4%	47.8%	50.8%	59.3%	70.3%	73.0%	86.3%
2013	87.0%	M	77.3%	68.8%	64.5%	62.7%	50.0%	48.1%	63.2%	76.1%	81.4%	74.3%
2014	86.9%	79.1%	75.5%	77.5%	71.2%	68.2%	61.2%	66.9%	M	M	87.1%	85.9%
2015	78.0%	69.6%	75.0%	70.2%	67.0%	66.1%	57.0%	60.0%	65.9%	72.9%	77.7%	72.6%
2016	76.9%	81.1%	77.0%	71.9%	73.5%	62.5%	53.5%	52.8%	57.0%	68.2%	70.8%	62.2%
2017	76.0%	77.2%	71.6%	68.2%	67.8%	68.1%	57.1%	56.7%	68.9%	78.5%	84.0%	82.0%
2018	81.1%	79.6%	80.2%	66.3%	63.9%	61.5%	66.4%	49.7%	59.2%	70.1%	72.9%	76.9%
2019	78.5%	67.8%	68.6%	72.4%	72.8%	63.4%	61.6%	52.5%	59.4%	75.7%	83.6%	78.8%
2020	67.9%	73.3%	74.1%	63.4%	66.8%	74.5%	M	M	M	M	M	M

Πηγή: Iowa State University, Iowa Environmental Mesonet, <https://mesonet.agron.iastate.edu/>

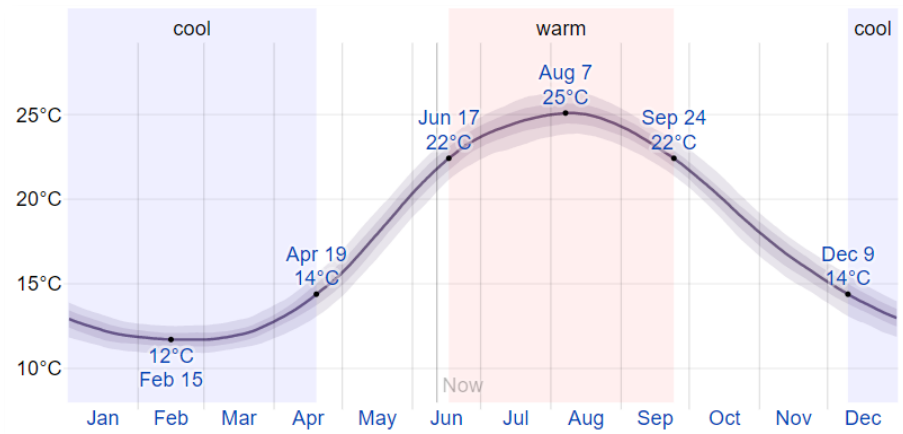
Η θερινή σεζόν διαρκεί 3 μήνες ξεκινώντας από τον Ιούνιο, με μέση θερμοκρασία τους 27°C (βλ. Διάγραμμα Β1-4) . Η χειμερινή περίοδος διαρκεί 3,9 μήνες από τον Νοέμβριο και η μέση θερμοκρασία τότε είναι οι 13°C. Η μέγιστη θερμή θερμοκρασία είναι οι 31°C τους καλοκαιρινούς μήνες, ενώ η ελάχιστη τους χειμερινούς μήνες φτάνει τον 1°C. Επομένως μία ενδεικτική μέση τιμή για όλο τον χρόνο είναι οι 18°C.



Διάγραμμα Β1-4. Δεδομένα θερμοκρασίας καιρού. Πηγή: Weather Spark, Cedar Lake Ventures, Inc , <https://weatherspark.com/y/91800/>

Τέλος, ένα ακόμη σημαντικό δεδομένο είναι η θερμοκρασία του νερού της θάλασσας, αφού πρόκειται για υπεράκτια εγκατάσταση. Σύμφωνα με το Διάγραμμα Β1-5, η θερμοκρασία του νερού υπόκειται σε σημαντικές αυξομειώσεις κατά την διάρκεια του χρόνου. Με μέγιστη θερμοκρασία να

είναι οι 25°C την εποχή του καλοκαιριού, ενώ ελάχιστη οι 12°C κατά την διάρκεια του χειμώνα, μπορεί κανείς να ορίσει μία μέση θερμοκρασιακή τιμή των 18°C για το νερό της θάλασσας.



Διάγραμμα B1-5. Θερμοκρασία νερού της θάλασσας. Πηγή: Weather Spark, Cedar Lake Ventures, Inc , <https://weatherspark.com/y/91800/>

2. Συστατικά και κίνδυνοι

2.1 Φυσικό αέριο και LNG

Το φυσικό αέριο είναι ένα μίγμα κυρίως από μεθάνιο και ορισμένους άλλους υδρογονάνθρακες σε μικροποσότητες. Το LNG είναι το φυσικό αέριο σε υγρή μορφή σε εξαιρετικά χαμηλές θερμοκρασίες και πίεση κοντά στην ατμοσφαιρική. Στην μοντελοποίηση των σεναρίων γίνεται η παραδοχή πως το συστατικό αποτελείται αποκλειστικά από μεθάνιο του οποίου οι ιδιότητες συνοψίζονται στον Πίνακα B2-1.

Πίνακας B2-1. Ιδιότητες μεθανίου

Ιδιότητα	Μεθάνιο
Μοριακό βάρος	16,04
Σημείο βρασμού (°C)	-161,5
Σημείο τήξης (°C)	-182,5
Σχετική πυκνότητα υγρού (σε σχέση με το νερό = 1)	0,422 (στους 160°C)
Σχετική πυκνότητα αερίου (σε σχέση με τον αέρα = 1)	0,55
Όρια αναφλεξιμότητας αερίου (mole %)	5-15

2.2 Εκτίμηση κινδύνων

Οι κίνδυνοι του LNG έχουν αναλυθεί διεξοδικά στο Κεφάλαιο 3.2 (Μέρος Α), όπου παρουσιάζονται και οι πιο απίθανες περιπτώσεις, ανάλογα με την φύση του συστατικού που θα διαρρεύσει, δηλαδή αν είναι ατμώδες ως φυσικό αέριο ή ως υγροποιημένο φυσικό αέριο. Οι κίνδυνοι που αναμένεται να προκύψουν στην συνέχεια, ανάλογα με το σενάριο του ατυχήματος, περιλαμβάνουν:

- Γλώσσα φωτιάς (Jet fire)
- Ανάφλεξη αέριου νέφους (Flash fire)
- Λίμνη φωτιάς (Pool fire)
- Πύρινη σφαίρα (Fireball)
- BLEVE και τέλος,
- Έκρηξη αέριου νέφους (VCE)

Φαινόμενα όπως η απότομη αλλαγή φάσης (RPT) και ανατροπή φάσεων (Roll over) δεν αποτελούν μέρος αυτής της εργασίας με βάση την σχετική αναφορά που έγινε το Κεφάλαιο 3.2.7 (Μέρος Α).

3. Σενάρια επικινδυνότητας

Για τον ορισμό των σεναρίων επικινδυνότητας κατά την διάρκεια της μεταφόρτωσης πλοίων, ελέγχονται οι παρακάτω περιοχές:

- Χώρος εκφόρτωσης STS (FRSU/LNGC)
- Δεξαμενές αποθήκευσης LNG πλοίων (FSRU & LNGC)

Οι λεπτομέρειες που θα ορίζουν το κάθε σενάριο, περιλαμβάνουν πληροφορίες όπως:

- Συνθήκες (θερμοκρασίας, πίεσης) του εξοπλισμού
- Ποσότητα όγκου και πληρότητα LNG ή φυσικού αερίου στον εξοπλισμό που πλήττεται
- Μέγεθος οπής διαρροής
- Τοποθεσία της οπής στον εξοπλισμό

Ύστερα από την ανάλυση επικινδυνότητας στα τρωτά σημεία της μεταφόρτωσης LNG μεταξύ πλοίων στο Κεφάλαιο 3.4 (Μέρος Α), τα σενάρια που σχετίζονται με διαρροές εξοπλισμού είτε φυσικού αερίου είτε LNG περιγράφονται στον Πίνακα Β3-1.

Πίνακας Β3-1. Σενάρια ατυχημάτων που θα μελετηθούν στο υπολογιστικό πρόγραμμα.

Σύστημα	Κωδικός αναφοράς	Περιγραφή
FSRU	L01	Διαρροή LNG από δεξαμενή αποθήκευσης του FSRU (Τύπου μεμβράνης)
	M01	Διαρροή LNG/NG από δεξαμενή αποθήκευσης του FSRU (Τύπου μεμβράνης)
	G01	Διαρροή NG από πλήρη ρήξη υποθαλάσσιου αγωγού μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης
FSRU/LNGC	L02	Διαρροή LNG από τον εύκαμπτο σωλήνα (STS)
	G02	Διαρροή NG από τον σωλήνα επιστροφής αερίου (STS)
LNGC	L03	Διαρροή LNG από δεξαμενή αποθήκευσης του LNGC (Τύπου σφαιρική Moss)
	M02	Διαρροή LNG/NG από δεξαμενή αποθήκευσης του LNGC (Τύπου σφαιρική Moss)

Τονίζεται πως οποιαδήποτε αποτυχία στην διαδικασία έχει ως αποτέλεσμα διαρροή ή ρήξη δεξαμενής ή σωλήνωσης (βλ. Πίνακα 3-2-Μέρος Α). Αν και μελετάται η διαδικασία της μεταφόρτωσης, θεωρείται σημαντικό να γίνει έλεγχος και στον υποθαλάσσιο αγωγό που συνδέεται άμεσα με το FSRU.

4. Εκτίμηση επιπτώσεων

4.1 Εισαγωγή

Η εκτίμηση επιπτώσεων θα διεξαχθεί με την χρήση του προγράμματος ALOHA, έκδοση 5.4.7. Πρόκειται για ένα πρόγραμμα προσομοίωσης κινδύνων το οποίο αναπτύχθηκε για το λογισμικό πακέτο CAMEO και χρησιμοποιείται ευρέως για τον προγραμματισμό και αντιμετώπιση έκτακτων αναγκών που αφορούν χημικές ουσίες. Το ALOHA επιτρέπει την εισαγωγή λεπτομερειών για μία πραγματική ή πιθανή χημική διαρροή και στην συνέχεια εξάγει εκτιμήσεις σχετικά με τις επικίνδυνες ζώνες διαφόρων κινδύνων. Μπορεί να μοντελοποιήσει τοξικά αέρια

νέφη, εύφλεκτα αέρια νέφη, BLEVEs, γλώσσες φωτιάς, λίμνες φωτιάς καθώς και εκρήξεις αέριου νέφους (VCE).

4.2 Παραδοχές

4.2.1 Μετεωρολογικά δεδομένα

Κατά την εκπόνηση των σεναρίων που αναφέρθηκαν στον Πίνακας Β3-1 θα χρειαστεί να εισαχθούν δεδομένα που αφορούν τον καιρό στην θαλάσσια περιοχή που μελετάται. Σύμφωνα με την παράγραφο 4.2.1 συνοψίζονται οι εξής τρεις (3) περιπτώσεις του Πίνακας Β4-1 οι οποίες έχουν μετρηθεί σε ύψος 10 m από το έδαφος:

Πίνακας Β4-1. Ατμοσφαιρικά δεδομένα εισαγωγής στο υπολογιστικό λογισμικό.

	Ταχύτητα αέρα [mph]	Κατεύθυνση	Συννεφία	Θερμοκρασία [°C]	Θερμοκρασία θάλασσας [°C]	Υγρασία
Γενικά	10,2	NNE	40%	18	18	65%
Καλοκαίρι	7,9	SW	10%	31	25	47%
Χειμώνας	12,5	NNE	70%	1	12	87%

Στις προσομοιώσεις δεν λαμβάνεται υπόψη θερμοκρασιακή αναστροφή και ορίζεται ως παράμετρος Pasquill η ουδέτερη σταθερότητα D.

Η μοντελοποίηση θα γίνει με βάση την πρώτη περίπτωση «Γενικά», που αποτελεί μία μέση κατάσταση καιρικών φαινομένων. Στα σενάρια που θα προκύψουν κρίνεται αναγκαία η ανάλυση ευαισθησίας και στις ακραίες καιρικές συνθήκες που μπορεί να εμφανιστούν στην περιοχή αυτή, τόσο το καλοκαίρι, όσο και τον χειμώνα, αλλά και η ανάλυση με βάση μεμονωμένων μεταβλητών όπως την ταχύτητα του αέρα, την θερμοκρασία και την υγρασία.

4.2.2 Διαδικασία μεταφόρτωσης STS

Κατά την διαδικασία μεταφόρτωσης LNG μεταξύ FSRU και LNGC, θεωρείται πως μόνο το απολύτως απαραίτητο προσωπικό διαμένει στον χώρο του καταστρώματος, δεν υπάρχουν επιπλέον επιβάτες και ένας ελάχιστον αριθμός περίπου 2 ατόμων σε κάθε πλοίο θα παρευρίσκετε στον σταθμό εκφόρτωσης για να έχει εποπτεία της διαδικασίας. Επιπλέον, θεωρείται πως δεν λαμβάνουν χώρα ταυτόχρονες διαδικασίες παρά μόνο μία κάθε φορά.

4.2.3 Προσανατολισμός απελευθέρωσης

Όλες οι διαρροές θεωρούνται οριζόντιας απελευθέρωσης σε ανοιχτή θάλασσα.

4.2.4 Σύσταση διαρροής

Το LNG/NG θεωρείται ότι αποτελείται 100% από μεθάνιο για τους σκοπούς τις μοντελοποίησης.

4.2.5 Διάρκεια διαρροής

Όλοι οι υπολογισμοί στην παρούσα υπολογιστική μελέτη περιορίζονται με κατώτατο και ανώτατο χρονικό όριο. Το ALOHA αναμένει πως η διαρροή στην ατμόσφαιρα θα διαρκέσει το λιγότερο ένα (1) λεπτό, ενώ συγχρόνως αν προβλέπει διάρκεια μεγαλύτερη από μία (1) ώρα, περιορίζει τους υπολογισμούς σε αυτόν τον χρόνο. Αυτό συμβαίνει διότι σε μία διαρροή μίας ώρας παρατηρούνται αλλαγές στις καιρικές συνθήκες, όπως αλλαγή του ανέμου και της κατεύθυνσής του και επιπλέον, επειδή τα αποτελέσματα βασίζονται σε πειράματα τα οποία έχουν γίνει σε χρονικές περιόδους 10 λεπτών έως 1 ώρα.

4.2.6 Οριακές τιμές επιπτώσεων και ζώνες ασφαλείας

4.2.6.1 Ζώνες προστασίας

Η διαχείριση των βιομηχανικών ατυχημάτων προϋποθέτει την οριοθέτηση ειδικών ζωνών γύρω από την θέση του ατυχήματος ανάλογα με την ένταση των επιπτώσεων και τον καθορισμό ορίων για τον προσδιορισμό τους. Στην Ελλάδα έχουν υιοθετηθεί οι παρακάτω ζώνες προστασίας:

- Ζώνη I – Προστασία Δυνάμεων Καταστολής: αντιστοιχεί στη Ζώνη που συμβαίνουν σοβαροί τραυματισμοί και θάνατοι σε σημαντικό ποσοστό.
- Ζώνη II – Προστασία Πληθυσμού-Σοβαρές Επιπτώσεις: για τα περισσότερα άτομα της ζώνης αυτής αναμένονται ανεπανόρθωτες βλάβες στην υγεία τους και πιθανοί θάνατοι σε μικρό ποσοστό του πληθυσμού. Στην ζώνη αυτή γίνονται συστηματικές ενέργειες διάσωσης από τα σωστικά συνεργεία.
- Ζώνη III – Προστασία πληθυσμού-Μέτριες Επιπτώσεις: δεν αναμένονται θάνατοι ενώ σε σχετικά μικρό αριθμό ατόμων αναμένονται βλάβες στην υγεία τους. Η διάσωση γίνεται κυρίως από τον ίδιο τον πληθυσμό και σε λίγες περιπτώσεις από σωστικά συνεργεία.

(Ζιώμας Ιωάννης, Κροκίδα Μαγδαληνή, 2014)

4.2.6.2 Όρια εκρηκτικότητας

Το ALOHA θεωρεί πως η εκρηκτικότητα των εύφλεκτων νεφών είναι στο 60% του LFL (βλ. Κεφάλαιο 1.5.2.1-Μέρος Α) για πιο συντηρητικά αποτελέσματα (Ζώνη I - Flash fire: 0.6 LFL).

4.2.6.3 Όρια θερμικής ακτινοβολίας και ωστικού κύματος

Οι οριακές τιμές που χρησιμοποιούνται στην Ελλάδα παρουσιάζονται στον Πίνακα B4-2 για ακίνητο παρατηρητή (Ζιώμας Ιωάννης, Κροκίδα Μαγδαληνή, 2014).

Πίνακας B4-2. Οριακές τιμές ζωνών επικινδυνότητας της θερμικής ακτινοβολίας και της υπερπίεσης.

Ζώνη	Βαθμός έκθεσης	Μονάδες μέτρησης	Αποτέλεσμα έκθεσης
Θερμική ακτινοβολία (Jet fire ή Pool fire)			
Ζώνη I	15	kW/m ²	Εγκαύματα γ' βαθμού σε ποσοστό πάνω από 50%
Ζώνη II	6	kW/m ²	Εγκαύματα γ' βαθμού στο 1% του πληθυσμού
Ζώνη III	3	kW/m ²	Εγκαύματα α' βαθμού σε σημαντικό μέρος του πληθυσμού
Όστικές επιπτώσεις-Υπερπίεση (Έκρηξη)			
Ζώνη I	350	mbar	Σοβαρές και μη επισκευάσιμες ζημιές στο φέροντα οργανισμό και τους τοίχους κτιρίων
Ζώνη II	140	mbar	Ζημιές στο φέροντα οργανισμό και σε εξωτερικούς ή εσωτερικούς τοίχους
Ζώνη III	50	mbar	Ζημιές σε πόρτες και παράθυρα, ελαφρές ρηγματώσεις σε τοίχους

4.2.6.4 Όρια τοξικότητας

Τα όρια τοξικότητας του αέριου νέφους ανάλογα με την συγκέντρωση στις Ζώνες 1,2 και 3 σε είναι: 400.000 ppm, 230.000 ppm και 65,000 ppm αντίστοιχα.

4.2.7 Είδη δεξαμενών

Οι δεξαμενές αποθήκευσης του FSRU είναι σχεδιασμού μεμβράνης, επομένως θα μοντελοποιηθούν ως οριζόντιες κυλινδρικές δεξαμενές (tank source-horizontal cylinder), σε αντίθεση με τις δεξαμενές αποθήκευσης του LNGC που είναι σφαιρικές δεξαμενές τύπου B και θα μοντελοποιηθούν ως έχουν (tank source-spherical).

4.2.8 Διαρροές δεξαμενών

Σύμφωνα με τις σπές των παραβιάσεων που επιλέχθηκαν στο πρότζεκτ Rabaska (επίσημη ανάλυση επικινδυνότητας πλοίων LNG και σταθμών επαναεριοποίησης) οι οποίες βασίζονται σε ιστορικά γεγονότα ορίζονται ως αντιπροσωπευτικές τιμές σπών τα 250 mm για απλή διάτρηση δεξαμενής, τα 750 mm για σύγκρουση πλοίων και τα 1,5 m για εκούσια ενέργεια (π.χ.

τρομοκρατική επίθεση) (Saeid Mokhatab et al, 2014). Τα δεδομένα που θα εισαχθούν για την προσομοίωση των ατυχημάτων που αφορούν δεξαμενές παρουσιάζονται στον Πίνακας B4-3.

Πίνακας B4-3. Δεδομένα εισαγωγής για την προσομοίωση ατυχημάτων σε δεξαμενές.

	Δεξαμενή FSRU Μεμβράνης	Δεξαμενή LNGC Σφαιρική
Όγκος [m³]	42500	32500
Διάμετρος [m]	36,8	39,6
Πληρότητα	98%	
Διάμετρος οπής	250 mm, 750 mm και 1,5 m	250 mm, 750 mm, και 1,5 m

Για την μοντελοποίηση των δεξαμενών γίνεται η παραδοχή πως πρόκειται για μονώροφη (single-storied) κατασκευή και επειδή ένα μέρος των δεξαμενών βρίσκεται πάνω από το κατάστρωμα, επιλέγεται η πιο συντηρητική επιλογή ότι βρίσκονται σε ανοιχτό χώρο (unsheltered) και ο αέρας πέφτει προς τα πάνω τους σε σύγκριση με προστατευμένα κτίρια. Τέλος, το περιβάλλον στο οποίο θα διαρρεύσει το υγρό/αέριο επιλέγεται ως ανοιχτή θάλασσα (open water).

Στις δεξαμενές αποθήκευσης διακρίνονται 2 περιπτώσεις διαρροής με βάση την φάση του LNG. Ιδανικά, διατηρείται σε ατμοσφαιρικές πιέσεις και σε θερμοκρασία -162°C ώστε να είναι υγρό και σε περίπτωση που βρίσκεται υπό πίεση είναι διφασικό μίγμα υγρού/ατμού. Για την προσομοίωση διαρροής διφασικού μίγματος, θεωρείται θερμοκρασία αποθήκευσης μεγαλύτερη από -162°C.

Για τις σφαιρικές δεξαμενές, μελετώνται οπές σε 2 θέσεις: στο 5% και στο 70%. Όπως έχει ήδη αναφερθεί στο κεφάλαιο 2.2.1 (Μέρος Α), το κάτω μισό μέρος της δεξαμενής τύπου Moss αποτελείται από ένα φράγμα περισυλλογής, ενώ το άνω μισό της βρίσκεται πάνω από το κατάστρωμα του πλοίου.

Αντίστοιχα, με βάση την κατασκευή των δεξαμενών μεμβράνης οι οποίες έχουν ως εξωτερική δεξαμενή/μόνωση το ίδιο το κύτος το πλοίου, θεωρείται οπή στο 5% της δεξαμενής και διαρροή κατευθείαν σε νερό.

Για την περίπτωση της πλήρης ρήξης δεξαμενής μελετάται μία περίπτωση, αυτή της άμεσης απελευθέρωσης όλης της ποσότητας της δεξαμενής μεμβράνης (direct-instantaneous release). Επιλέγεται αυτή η περίπτωση διότι αποτελεί την δυσμενέστερη λόγω της μεγαλύτερης ποσότητας LNG που περιέχει (41650 m³). Σημειώνεται πως το λογισμικό εξετάζει το φαινόμενο αυτό θεωρώντας πως όλη η ποσότητα που εκρέει στο περιβάλλον εξατμίζεται στιγμιαία.

4.2.9 Διαρροές αγωγών/σωληνώσεων

Χρησιμοποιείται η παραδοχή ότι πρόκειται για μονώροφη κατασκευή (single-storied) σε ανοιχτό χώρο (unsheltered) με διαρροή στην ανοιχτή θάλασσα (open water).

Για την μοντελοποίηση διαρροής από τον υποθαλάσσιο αγωγό θεωρείται αγωγός αερίου (gas pipeline) με την άκρη του να συνδέεται με μεγάλη δεξαμενή (θεωρητικά άπειρη πηγή). Δεν ορίζεται στο σύστημα ότι πρόκειται για υποθαλάσσιο αγωγό, επομένως θεωρείται ρήξη σε σημείο λίγο πριν βυθιστεί στην θάλασσα.

Για την μοντελοποίηση διαρροής των εύκαμπτων σωλήνων χρησιμοποιείται οριζόντια κυλινδρική δεξαμενή (tank source) διαμέτρου ίση με 16" και μήκους 20 m με πληρότητα 100% και θέση οπής στον πυθμένα (0%) ώστε να είναι η δυσμενέστερη περίπτωση όπου εκρέει όλη η ποσότητα.

Στην πρώτη περίπτωση, αυτής που αφορά τον υποθαλάσσιο αγωγό, δύναται να προσομοιωθεί μόνο πλήρης ρήξη, ενώ στην περίπτωση των εύκαμπτων σωλήνων γίνεται να αποτυπωθούν και οι διαρροές διαφόρων οπών. Τα δεδομένα εισαγωγής που απαιτούνται από το λογισμικό για τις προσομοιώσεις σωληνώσεων και αγωγών παρουσιάζονται στον Πίνακα B4-4.

Πίνακας B4-4. Δεδομένα εισαγωγής για την προσομοίωση ατυχημάτων σε αγωγούς/σωλήνες.

	Υποθαλάσσιος αγωγός	Εύκαμπτος σωλήνας LNG	Εύκαμπτος σωλήνας επιστροφής NG
Διάμετρος [mm]	304,8	406,4	406,4
Μήκος [m]	200	20	20
Πίεση [atm]	100	1	2
Θερμοκρασία [°C]	Ατμοσφαιρική	-162	-149

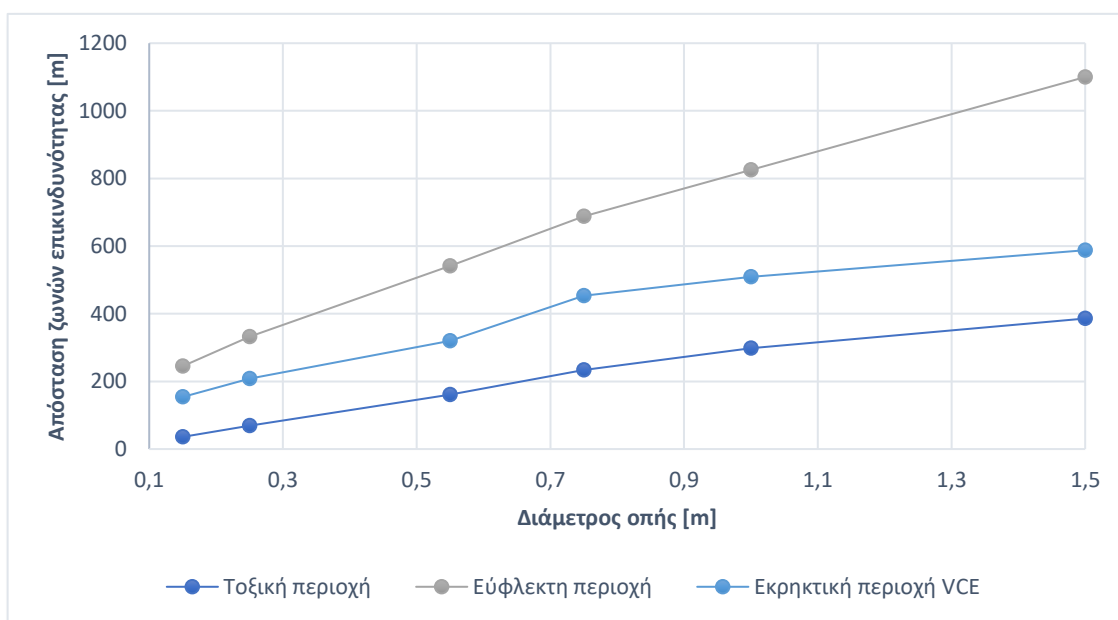
5. Αποτελέσματα και συζήτηση αποτελεσμάτων

Στο Παράρτημα Γ παρουσιάζονται σε πίνακες όλα τα αποτελέσματα από τα σενάρια που αναλύθηκαν και θα συζητηθούν στην συνέχεια. Στο κεφάλαιο αυτό θα παρουσιαστεί η ανάλυση των αποτελεσμάτων αυτών σε πίνακες και ο σχολιασμός τους ύστερα από στατιστική επεξεργασία.

Σημειώνεται πως τα επίπεδα υπερπίεσης που αφορούν την Ζώνη 1 των ωστικών επιπτώσεων δεν προσεγγίστηκαν ποτέ, επομένως ως ζώνη ενδιαφέροντος για τις επιπτώσεις αυτές θεωρείται η Ζώνη 2.

5.1 Διαρροή υγρού από δεξαμενή αποθήκευσης του FSRU (Τύπου μεμβράνης)

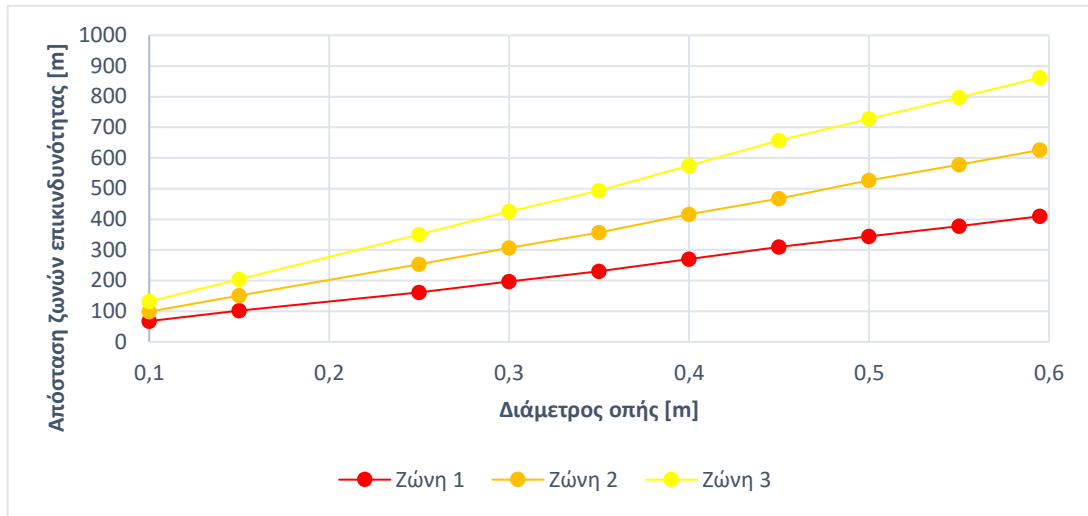
Στην περίπτωση του σεναρίου διαρροής υγρού LNG από μία δεξαμενή μεμβράνης του FSRU, οι συνέπειες που προκύπτουν εξαρτώνται άμεσα από το μέγεθος της οπής της διαρροής. Όπως είναι αναμενόμενο, με την αύξηση της διαμέτρου της οπής αυξάνονται και οι επιπτώσεις που αφορούν τόσο μία εξαμιζόμενη λίμνη (βλ. Διάγραμμα B5-1), όσο και μία λίμνη φωτιάς (βλ. Διάγραμμα B5-2).



Διάγραμμα B5-1. Εξάρτηση μεγέθους οπής με την έκταση των επιπτώσεων που προκύπτουν από εξαμιζόμενη λίμνη υγρού LNG. Για την τοξική και την εύφλεκτη περιοχή απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2.

Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.

Με βάση τις ζώνες προστασίας που έχουν υιοθετηθεί στην Ελλάδα, η Ζώνη 1 που αντιστοιχεί στην ζώνη προστασίας δυνάμεων καταστολής ορίζεται σε αυτή την περίπτωση στα 386 m για την τοξική περιοχή, 1,1 km για την εύφλεκτη περιοχή και 588 m για την εκρηκτική περιοχή.

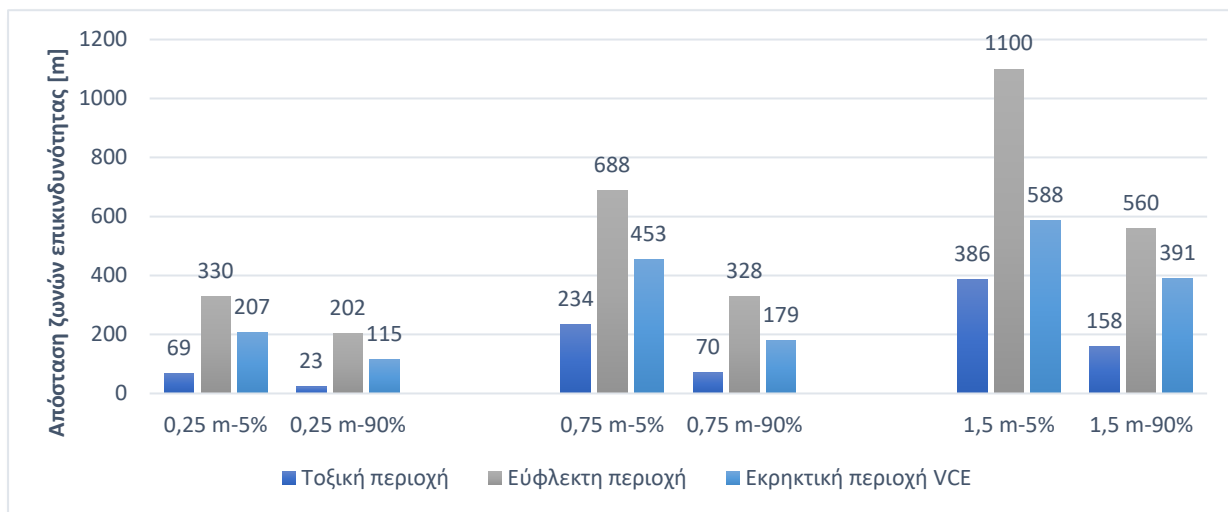


Διάγραμμα B5-2. Εξάρτηση μεγέθους οπής με την έκταση των ζωνών επιπτώσεων που προκύπτουν από λίμνη φωτιάς υγρού LNG.

Αντίστοιχα, για την οριοθέτηση της θερμής περιοχής σε περίπτωση λίμνης φωτιάς ορίζονται τα 410 m λόγω θερμικής ακτινοβολίας. Η ασφαλής περιοχή, στην οποία δεν απαιτούνται μέτρα προστασίας, βρίσκεται σε απόσταση μεγαλύτερη από 1,1 km από το σημείο ατυχήματος.

Σε περίπτωση πλήρους ρήξης της δεξαμενής, όλη η ποσότητα που περιέχει εκρέει μέσα σε 1 λεπτό σαν μίγμα δύο φάσεων, αφού μέρος της ποσότητας θα εξατμίζεται στιγμιαία, με επιπτώσεις που πλήττουν πληθυσμό σε απόσταση μεγαλύτερη από 10 km. Αυτό συμβαίνει εξαιτίας της διαφοράς θερμοκρασίας μεταξύ του νερού και του απελευθερωμένου LNG που προκαλεί μία διαδικασία βρασμού. Μία τέτοια περίπτωση, όπως έχει ήδη αναφερθεί, έχει πολύ μικρή πιθανότητα να συμβεί, παρόλα αυτά τα αποτελέσματά της βρίσκονται στο Παράρτημα Γ.

Καθώς η θέση της οπής ανεβαίνει προς τα πάνω, είναι αναμενόμενο να μειώνονται και οι επιπτώσεις, ανεξάρτητα από το μέγεθος της οπής. Αυτό, προκύπτει από το γεγονός πως η ποσότητα που θα εκρέει από μία διαρροή στην κορυφή της δεξαμενής είναι αναλογικά λιγότερη απ' ό,τι αν η διαρροή ήταν στον πυθμένα, όπου το φαινόμενο θα μπορούσε να εξελισσεται μέχρι να αδειάσει η δεξαμενή.

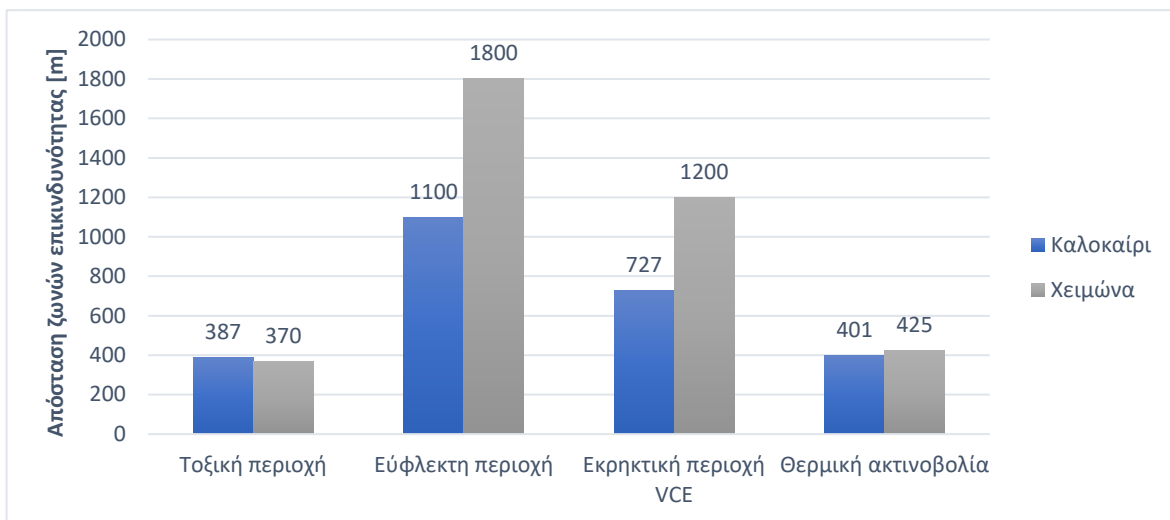


Διάγραμμα Β5-3. Επιπτώσεις ενός εξαμιζόμενου νέφους σε θέση οπής 5% και 90% για 0,25, 0,75 και 1,5 m διάμετρο οπής. Για την τοξική και την εύφλεκτη περιοχή απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.

Στο Διάγραμμα Β5-3 παρατηρείται η σχέση μεταξύ του μεγέθους της οπής και της θέσης που βρίσκεται με αντίκτυπο στην διαφορά των ζωνών επικινδυνότητας που προκύπτουν από διαρροή υγρού. Με βάση αυτό προκύπτει ο Πίνακας Β5-1, όπου υπολογίστηκαν τα ποσοστά μείωσης των επιπτώσεων έτσι ώστε να διαπιστωθεί αν υπάρχει κάποια συσχέτιση. Σύμφωνα με αυτόν, διαπιστώνεται ότι ανάλογα με το μέγεθος της οπής και το εξεταζόμενο φαινόμενο, αν η θέση της οπής μετακινηθεί από το 5% στο 90%, παρατηρείται μία μείωση των επιπτώσεων από 40% έως 70%, με την μεγαλύτερη μείωση να εμφανίζεται για οπή 0,75 m.

Πίνακας Β5-1. Διαφορά των επιπτώσεων και ποσοστά μείωσης για διαμέτρους οπών 0,25, 0,75, και 1,5 m στις θέσεις οπών 5% και 90%. Για την τοξική και την εύφλεκτη περιοχή φαίνεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2.

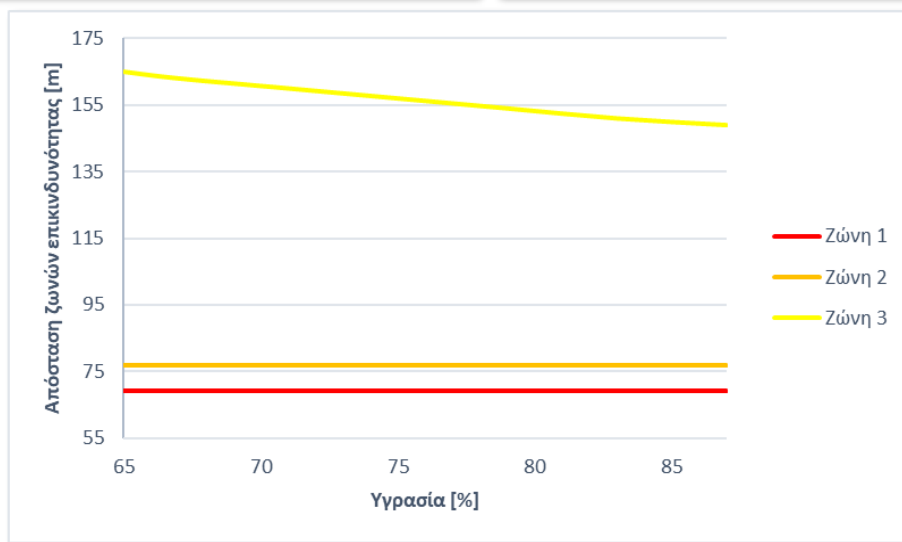
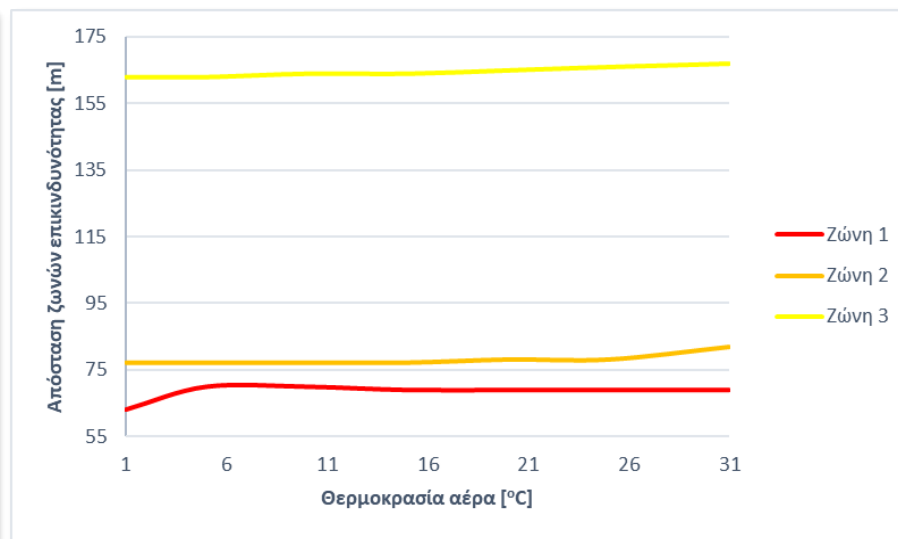
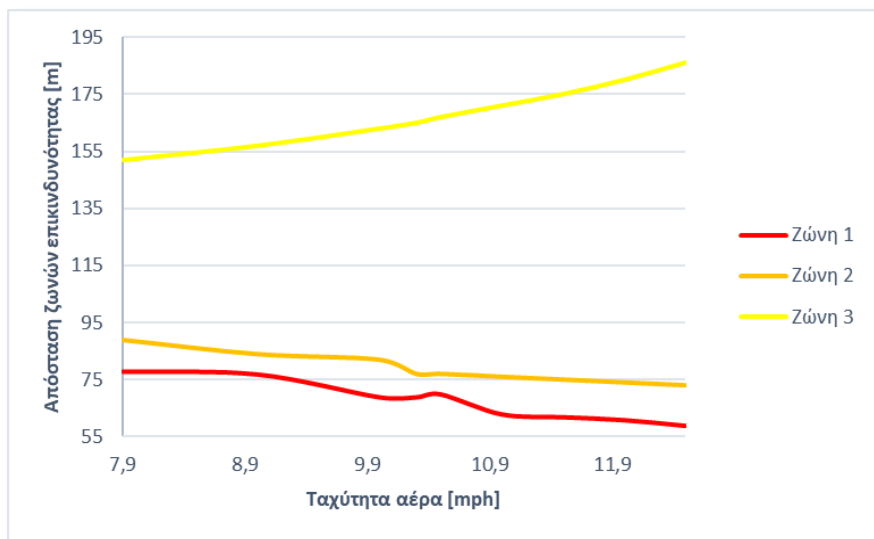
Διάμετρος οπής [m]	Διαφορά επιπτώσεων [m]			Ποσοστό μείωσης		
	Τοξική περιοχή	Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE	Τοξική περιοχή	Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE
0,25	46	128	92	67%	39%	44%
0,75	164	360	274	70%	52%	60%
1,5	228	540	197	59%	49%	34%



Διάγραμμα B5-4. Σύγκριση επιπτώσεων διαρροής υγρού LNG από δεξαμενή μεμβράνης το καλοκαίρι και τον χειμώνα για σπή 1,5 m στην θέση 5%. Για την τοξική, την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.

Με βάση τα μετεωρολογικά δεδομένα, διαπιστώθηκε πως το καλοκαίρι οι επιπτώσεις του τοξικού νέφους που αφορούν την ζώνη ενδιαφέροντος (Ζώνη 1) είναι δυσμενέστερες για τους καλοκαιρινούς μήνες, ενώ οι υπόλοιπες επιπτώσεις των κινδύνων που προκύπτουν από διαρροή υγρού LNG είναι μεγαλύτερες τον χειμώνα. Αυτό επιβεβαιώνεται για οποιαδήποτε διάμετρο σπή, αλλά παρουσιάζεται για την δυσμενέστερη περίπτωση της διαρροής 1,5 m στο Διάγραμμα B5-4. Καθώς η διαφορά των επιπτώσεων το καλοκαίρι με τον χειμώνα ποικίλει σε βαθμό (πχ. η θερμική ακτινοβολία είναι ελάχιστα μεγαλύτερη το χειμώνα), ακολουθεί μία ανάλυση ευαισθησίας σε μεμονωμένες μεταβλητές που αφορούν τον καιρό για κάθε επίπτωση, ώστε να μελετηθεί αυτή η συμπεριφορά εις βάθος.

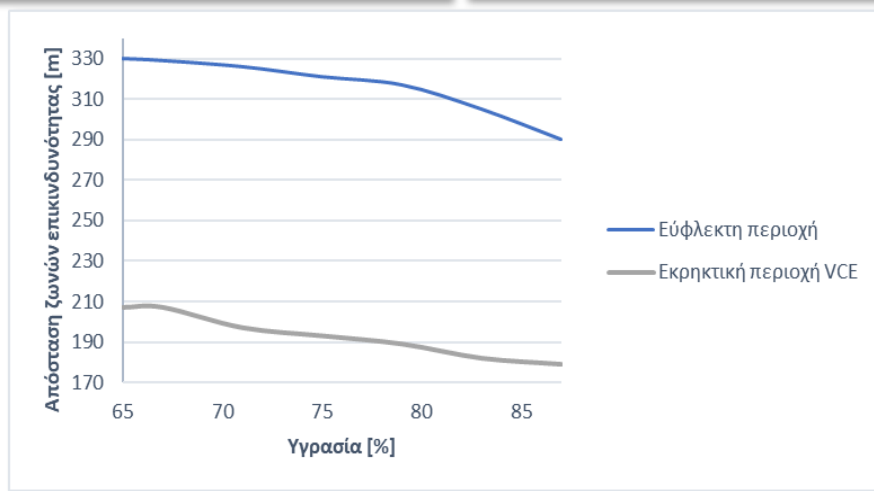
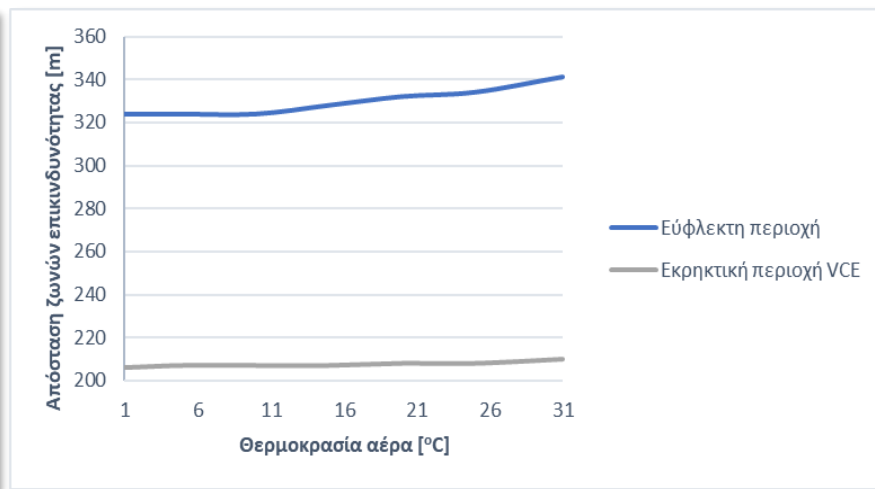
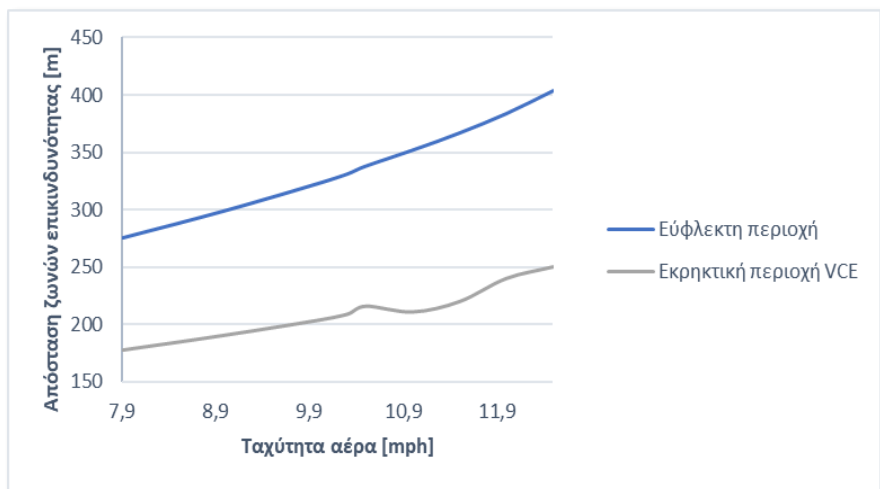
Στα παρακάτω διαγράμματα παρουσιάζεται η συμπεριφορά των επιπτώσεων τοξικού νέφους, οι εύφλεκτες και οι εκρηκτικές περιοχές, καθώς και η θερμική ακτινοβολία λόγω λίμνης φωτιάς στις μεταβολές της ταχύτητας του αέρα, της θερμοκρασίας του αέρα και της υγρασίας.



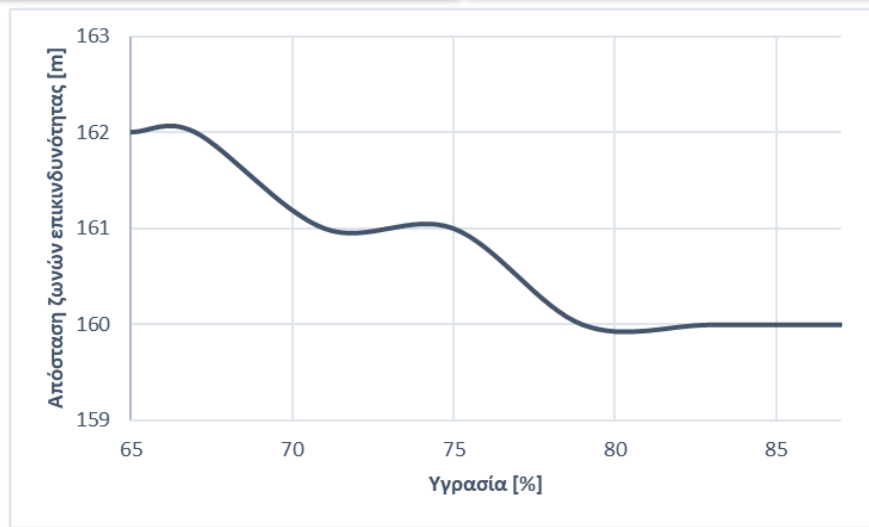
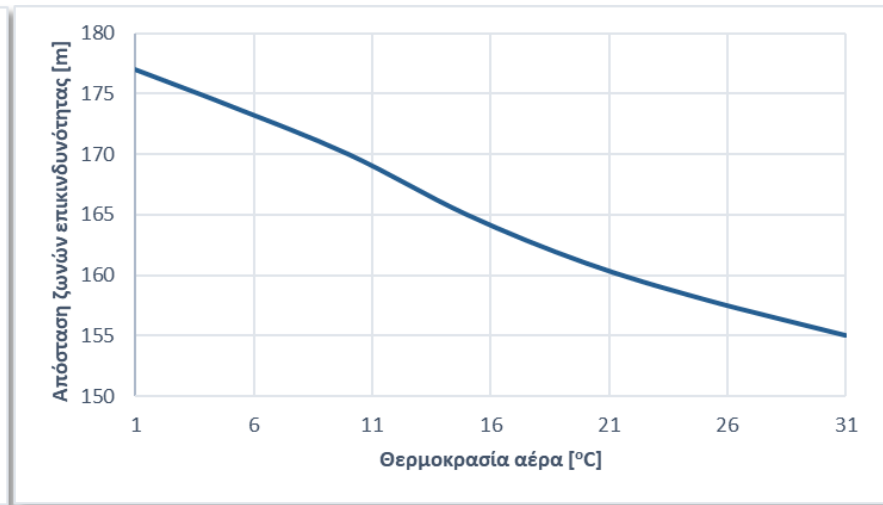
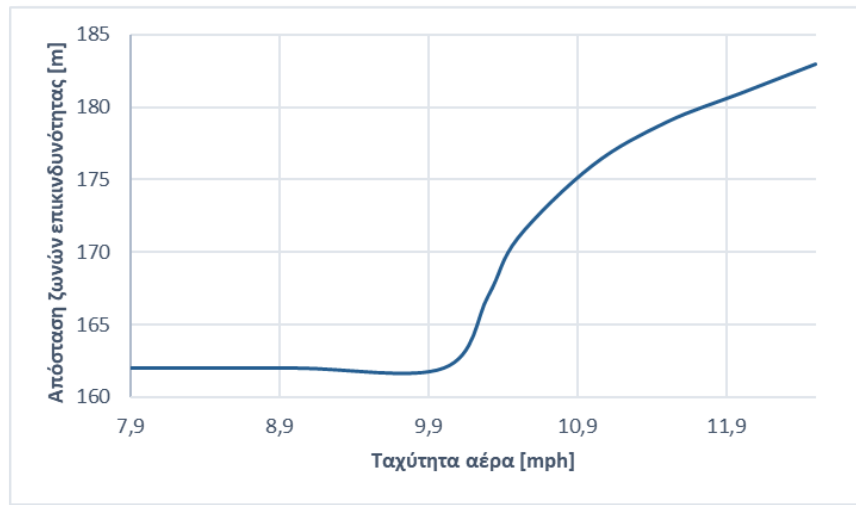
Διάγραμμα Β5-5. Ανάλυση ευαισθησίας των επιπτώσεων τοξικού νέφους που προκύπτει από οπή 0,25 m στην θέση 5% με την μεταβολή της ταχύτητας του αέρα (πάνω αριστερά), της θερμοκρασίας του αέρα (πάνω δεξιά) και της υγρασίας (μέση κάτω).

Σύμφωνα με το Διάγραμμα B5-5 που προκύπτει από την ανάλυση ευαισθησίας στις επιπτώσεις του τοξικού νέφους, παρατηρείται πως η συμπεριφορά των ζωνών 1 και 2 δεν ακολουθεί παρόμοια πορεία με την ζώνη 3. Με την αύξηση της ταχύτητας του αέρα, ενώ οι επιπτώσεις της ζώνης 1 και 2 μειώνονται, η ζώνη 3 αυξάνεται. Αντίστοιχα, με την μεταβολή της υγρασίας η ζώνη 1 και 2 ακολουθεί σταθερή πορεία, σε αντίθεση με την ζώνη 3 που φθίνει. Γενικότερα, οι μεταβολές της υγρασίας και της ταχύτητας του αέρα δεν δείχνουν να επηρεάζουν ιδιαίτερα τις τοξικές επιπτώσεις, όμως μία μεγαλύτερη προσοχή θα πρέπει να δοθεί στις ζώνες μικρών τραυματισμών (ζώνη 3). Τέλος, η ανοδική πορεία των ζωνών που αφορούν το τοξικό νέφος με την μεταβολή της θερμοκρασίας του αέρα τους καλοκαιρινούς μήνες (βλ. Διάγραμμα B5-4) επιβεβαιώνουν πως η συμπεριφορά αυτή οφείλεται στην έκθεση του πληθυσμού σε υψηλές θερμοκρασίες.

Όπως φαίνεται στο παρακάτω Διάγραμμα B5-6, στην περίπτωση της εύφλεκτης και εκρηκτικής περιοχής των ζωνών μεγαλύτερης επικινδυνότητας παρατηρείται αύξηση των επιπτώσεων με την αύξηση της ταχύτητας του αέρα και της θερμοκρασίας του, ενώ αντίθετη πορεία ακολουθούν με την αύξηση της υγρασίας. Επομένως, η αιτία που τον χειμώνα παρατηρείται αύξηση των επιπτώσεων αυτών οφείλεται στην υψηλή ταχύτητα του αέρα και όχι στην θερμοκρασία και την υγρασία.



Διάγραμμα B5-6. Ανάλυση ευαισθησίας των επιπτώσεων στην εύφλεκτη και εκρηκτική περιοχή που προκύπτει από οπή 0,25 m στην θέση 5% με την μεταβολή της ταχύτητας του αέρα (πάνω αριστερά), της θερμοκρασίας του αέρα (πάνω δεξιά) και της υγρασίας (μέση κάτω). Για την εύφλεκτη απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.



Διάγραμμα Β5-7. Ανάλυση ευαισθησίας των επιπτώσεων θερμικής ακτινοβολίας λόγω λίμνης φωτιάς που προκύπτει από οπή 0,25 m στην θέση 5% με την μεταβολή της ταχύτητας του αέρα (πάνω αριστερά), της θερμοκρασίας του αέρα (πάνω δεξιά) και της υγρασίας (μέση κάτω). Για περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, παρόλα αυτά τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.

Ενδιαφέρουσα συμπεριφορά παρατηρείται από την ανάλυση ευαισθησίας της θερμικής ακτινοβολίας που προκαλείται από λίμνη φωτιάς υγρού LNG (Διάγραμμα B5-7). Μεταβολές στην ταχύτητα του αέρα φαίνεται να μην επιδρούν καθόλου μέχρι να αγγίξει τα 10,3 mph, όπου μετά αυξάνεται εκθετικά.

Αντίθετα, γραμμική μείωση παρατηρείται στις επιπτώσεις από την θερμική ακτινοβολία καθώς αυξάνεται η θερμοκρασία, γεγονός που δεν ισχύει, όπως αναφέρθηκε, στο τοξικό νέφος. Αυτό είναι λογικό καθώς σε ένα θερμό περιβάλλον, η ακτινοβολία που εκπέμπει ένα σώμα (στην περίπτωση αυτή η λίμνη φωτιάς) θα είναι μικρότερη απ' όταν είναι σε ψυχρό περιβάλλον γιατί η εκπομπή θερμότητας εξαρτάται από την διαφορά θερμοκρασίας των σωμάτων και εξελίσσεται μέχρι να εξισωθούν οι τιμές μεταξύ τους. Επιπλέον, είναι γνωστό πως ο ρυθμός καύσης είναι αντιστρόφως ανάλογος της διαφοράς θερμοκρασίας, ενώ η διαφορά θερμοκρασίας είναι ανάλογη με την ισχύς της ακτινοβολίας της φλόγας και την ροή της θερμικής ακτινοβολίας. Επομένως, όσο μεγαλύτερη η διαφορά θερμοκρασίας, τόσο μεγαλύτερη και η ακτινοβολία που θα εκπέμπει η λίμνη φωτιάς.

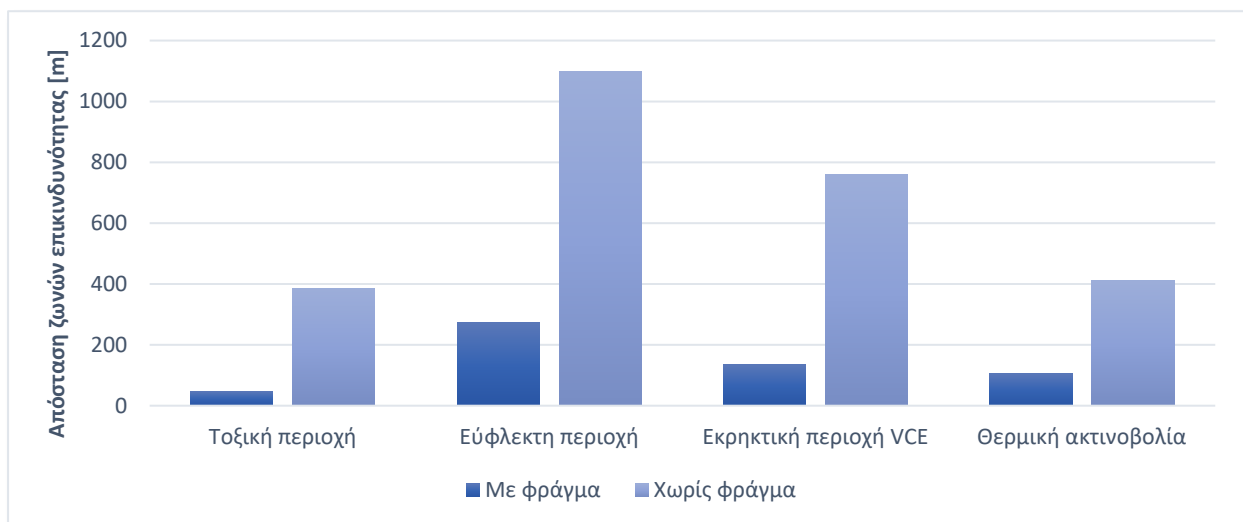
Παράλληλα, ενώ η μείωση των επιπτώσεων είναι σχετικά αμελητέα με την αύξηση της υγρασίας (από 162 m μέχρι 160 m), παρατηρείται ότι γίνεται σταδιακά καθώς μεταβάλλεται το ποσοστό υγρασίας. Επομένως, η αύξηση των επιπτώσεων της θερμικής ακτινοβολίας στον χειμώνα οφείλεται στην υψηλή ταχύτητα και την χαμηλή θερμοκρασία του αέρα.

5.2 Διαρροή υγρού από δεξαμενή αποθήκευσης του LNGC (Τύπου σφαιρική)

Όπως έχει γίνει ήδη ξεκάθαρο από της παραδοχές που αφορούν την προσομοίωση σφαιρικών δεξαμενών, το άνω μισό μέρος αποτελείται από απλή σφαιρική δεξαμενή με διαρροή σε νερό, ενώ το κάτω μισό από σφαιρική δεξαμενή με περιορισμό από φράγμα. Παρόλα αυτά κρίθηκε σημαντικό να τονιστεί πως η προσομοίωση του κάτω μισού μέρους της δεξαμενής δεν ανταποκρίνεται στην πραγματικότητα. Αν και η χρήση φράγματος προσεγγίζει την κατάσταση, στην ουσία πρόκειται για έναν εντελώς κλειστό χώρο. Οι ατμοσφαιρικές συνθήκες που επικρατούν μεταξύ του εξωτερικού φλοιού της δεξαμενής και του κύτους του πλοίου δεν ανταποκρίνονται στις συνθήκες του περιβάλλοντος που έχουν οριστεί. Πρόκειται για μία ιδεατή προσομοίωση που αφορά εξωτερικό/ανοιχτό χώρο και όχι τον πραγματικό κλειστό χώρο που ορίζει η κατασκευή των σφαιρικών δεξαμενών.

Σύμφωνα με τα παραπάνω, γνωρίζοντας ότι δεν μπορεί να δοθεί η ολοκληρωμένη ποσοτική εικόνα που αφορά τις επιπτώσεις από διάρρηξη αφού οι περιορισμοί του προγράμματος είναι αρκετά δεσμευτικοί, δίνεται μία ποιοτική ανάλυση. Σε περίπτωση διαρροής κοντά στο πυθμένα της σφαιρικής δεξαμενής, το κρουογενικό υγρό που διαρρέει στο εξωτερικό αρχίζει να θερμαίνεται με αποτέλεσμα να εξατμίζεται το υγρό LNG και να συγκεντρώνεται διφασικό μίγμα μέχρι να γεμίσει ο κλειστός αυτός χώρος. Στην συνέχεια, ενδεχομένως αυτό να προκαλέσει αστοχία στο ίδιο το κύτος του πλοίου, κάτι που προσεγγιστικά μοιάζει με την διαρροή από πλοίο δεξαμενών μεμβράνης στην θάλασσα.

Για να γίνει αντιληπτή η σημασία του ορισμού μίας σωστής προσομοίωσης στις επιπτώσεις που προκαλούν οι οπές σε μία σφαιρική δεξαμενή, γίνεται μία ιδεατή προσομοίωση του κάτω μέρους της δεξαμενής με την απλή προσθήκη ενός φράγματος μεγέθους 42,6 m (λίγο μεγαλύτερου από την διάμετρο της δεξαμενής) και μία χωρίς το φράγμα.



Διάγραμμα B5-8. Ανάλυση επικινδυνότητας διαρροής υγρού LNG με φράγμα και χωρίς, από οπή διαμέτρου 1,5 m στην θέση 5% σε μία σφαιρική δεξαμενή. Για την τοξική, την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.

Σύμφωνα με το Διάγραμμα B5-8, είναι φανερή η διαφορά στα αποτελέσματα που προκύπτουν για την κάθε περίπτωση. Αν και οι δυσμενέστερες επιπτώσεις θα ήταν για προσομοίωση χωρίς φράγμα, θεωρείται σημαντική η εκπόνηση της ανάλυσης επικινδυνότητας με ρεαλιστικές συνθήκες. Η πιθανότητα να υπάρχει διαρροή στον πυθμένα της σφαιρικής δεξαμενής και να εκρέει η ποσότητα στο νερό είναι εξαιρετικά μικρή, αφού είναι πλήρως μονωμένη και εξωτερικά περιβάλλεται από την ειδικά κατασκευασμένη συμπαγή δομή/κύτος του πλοίου.

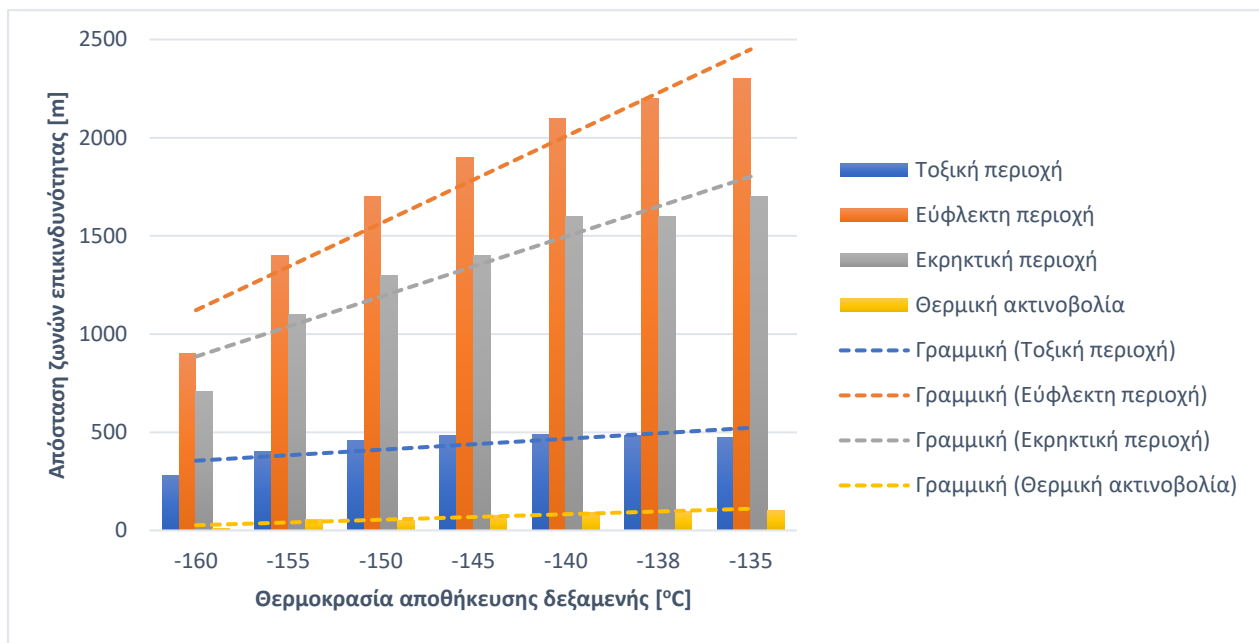
Επομένως, η προσομοίωση διαρροής υγρού που αφορούν οπή στον πυθμένα δεν λαμβάνονται υπόψη στην παρούσα εργασία, όμως μελετάται η οπή στο επάνω μισό μέρος χωρίς φράγμα.

Το σημείο στο οποίο οι επιπτώσεις των ατυχημάτων που μπορεί να προκληθούν από διαρροή υγρού LNG σε σφαιρικές δεξαμενές είναι οι δυσμενέστερες αντιστοιχεί σε θέση οπής 55%, ενώ οι κόκκινες ζώνες επικινδυνότητας που προκύπτουν για οπή μεγέθους 1,5 m (δυσμενέστερη περίπτωση μεγέθους οπής) είναι 289 m για το τοξικό νέφος, 1,7 km για την εύφλεκτη περιοχή και 1,2 km για την εκρηκτική. Τέλος, στην περίπτωση της λίμνης φωτιάς, η κόκκινη ζώνη που προκύπτει από την θερμική ακτινοβολία φτάνει τα 410 m. Φυσικά αυτό το αποτέλεσμα ήταν αναμενόμενο, καθώς όσο πιο χαμηλά θα ήταν η οπή (χωρίς φράγμα), τόσο πιο γρήγορα θα έπεφτε στο νερό και τόσο μεγαλύτερη ποσότητα θα είχε να απελευθερώσει.

Η ανάλυση ευαισθησίας στα καιρικά δεδομένα για μία δεξαμενή που δεν περιορίζεται από φράγμα δεν μελετάται καθώς έχει ήδη διεξαχθεί στην περίπτωση της δεξαμενής μεμβράνης και κατά συνέπεια θεωρείται πως ακολουθεί παρόμοια συμπεριφορά.

5.3 Διαρροή LNG/NG από δεξαμενή αποθήκευσης του FSRU και LNGC

Η διαρροή διφασικού μίγματος μπορεί να συμβεί σε συνθήκες υπερπίεσης ή υπερθέρμανσης. Το περιεχόμενο της δεξαμενής που περιέχει αρχικά υγρό LNG αρχίζει να μετατρέπεται σε αέριο καθώς αυξάνεται η πίεση. Παρόμοια συμπεριφορά θα έχει αν αυξηθεί και η θερμοκρασία, ενώ η πίεση παραμένει ατμοσφαιρική. Επιπλέον, η εκροή υγρού-ατμού μπορεί να συμβεί και για μικρές οπές που βρίσκονται πάνω από την στάθμη του υγρού αλλά πλησίον αυτής. Για την προσομοίωση της κατάστασης αυτής θεωρείται αύξηση της θερμοκρασίας αποθήκευσης, έτσι ώστε σε περίπτωση διαρροής να εκρέει διφασικό μίγμα LNG/NG. Επομένως, για θερμοκρασία μεγαλύτερη των -162°C μπορεί να γίνει μία προσπάθεια προσέγγισης του φαινομένου αυτού, αν και πρόκειται για μία περίπτωση εξαιρετικά μικρής πιθανότητας, καθώς υπάρχουν πολλαπλές βαλβίδες ασφαλείας και συστήματα ελέγχου (όπως αναφέρεται και στα κεφάλαιο 2.3.3.4 και 2.5.2.1-Μέρος Α).



Διάγραμμα B5-9. Επιπτώσεις μη φλεγόμενου αερίου και γλώσσας φωτιάς από την διαρροή διφασικού μίγματος LNG/NG οπής 0,25 m στην θέση 98% μεταβάλλοντας την θερμοκρασία αποθήκευσης των δεξαμενών. Για την τοξική, την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.

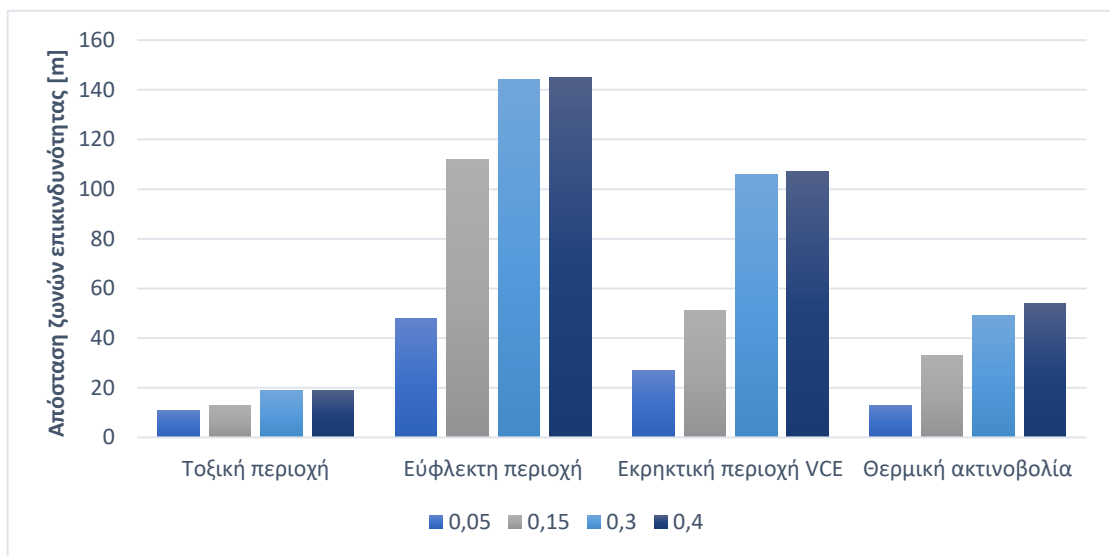
Σε δεξαμενή με πληρότητα 98% και οπή στην θέση 98% μεγέθους 0,25 m, ελέγχεται η συμπεριφορά των επιπτώσεων από μη φλεγόμενο αέριο και γλώσσα φωτιάς καθώς μεταβάλλεται η θερμοκρασία. Στο Διάγραμμα B5-9 παρατηρείται αύξηση των επιπτώσεων καθώς αυξάνεται η θερμοκρασία, κάτι που είναι αναμενόμενο αφού όσο περισσότερο αέριο περιέχεται στην δεξαμενή, τόσο δυσμενέστερες και οι επιπτώσεις. Άλλωστε, αυτός είναι και ο λόγος που επιλέγεται να μεταφέρεται σε υγρή μορφή. Σχολιάζεται πως η συμπεριφορά αυτή είναι ίδια ποιοτικά και ποσοτικά είτε σε δεξαμενή μεμβράνης (FSRU), είτε σε σφαιρική δεξαμενή (LNGC).

Τέλος, παρατηρείται μία ποιοτική διαφορά μεταξύ των επιπτώσεων διαρροής διφασικού μίγματος και διαρροής υγρού. Στην πρώτη περίπτωση, οι επιπτώσεις των ζωνών επικινδυνότητας είναι μικρότερες λόγω θερμικής ακτινοβολίας και ακολουθεί η τοξική περιοχή. Αντίθετα, στη περίπτωση εκροής υγρού LNG (παράγραφοι 5.1 και 5.2-Μέρος Β) η σειρά αυξανόμενης επικινδυνότητας είναι διαφορετική, αφού πρώτες παρατηρούνται οι ζώνες τοξικού νέφους και στην συνέχεια οι ζώνες τις θερμικής ακτινοβολίας. Αυτό ενδεχομένως να οφείλεται στην γρηγορότερη διασπορά της διφασικής χημικής ουσίας στον αέρα απ' ότι του υγρού, αυξάνοντας τις επιπτώσεις του τοξικού νέφους.

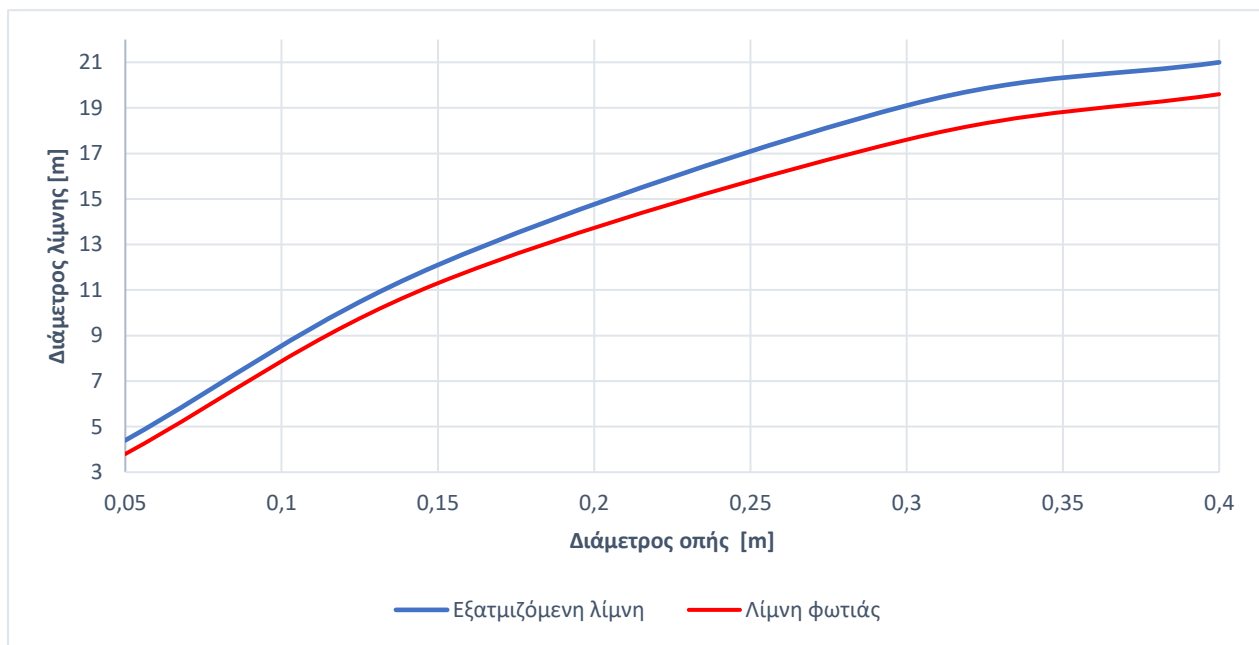
Στην συγκεκριμένη περίπτωση επιλέγεται να μην γίνει ανάλυση ευαισθησίας καθώς πρόκειται για ένα μη ρεαλιστικό σενάριο, που δεν συνάδει με την πραγματικότητα, τόσο από άποψη προσομοίωσης στο λογισμικό αυτό, όσο και από πλευράς πιθανοτήτων να συμβεί.

5.4 Διαρροή LNG από τον εύκαμπτο σωλήνα (STS)

Για να παρατηρηθεί η αύξηση των επιπτώσεων καθώς αυξάνεται διάμετρος της οπής κατασκευάστηκε το Διάγραμμα B5-10. Σύμφωνα με αυτό, για την αναπαράσταση των δυσμενέστερων επιπτώσεων θα χρησιμοποιηθεί η οπή μεγέθους 0,4 m, λίγο μικρότερη από την διάμετρο του σωλήνα. Επίσης, σύμφωνα με αυτό, εάν γίνει ατύχημα κατά την μεταφόρτωση οι κόκκινες ζώνες εκτείνονται στα 19 m για την τοξική περιοχή, 145 m για την εύφλεκτη και 107 m για την εκρηκτική περιοχή και τέλος, 54 m για την έκταση της θερμικής ακτινοβολίας σε περίπτωση λίμνης φωτιάς.



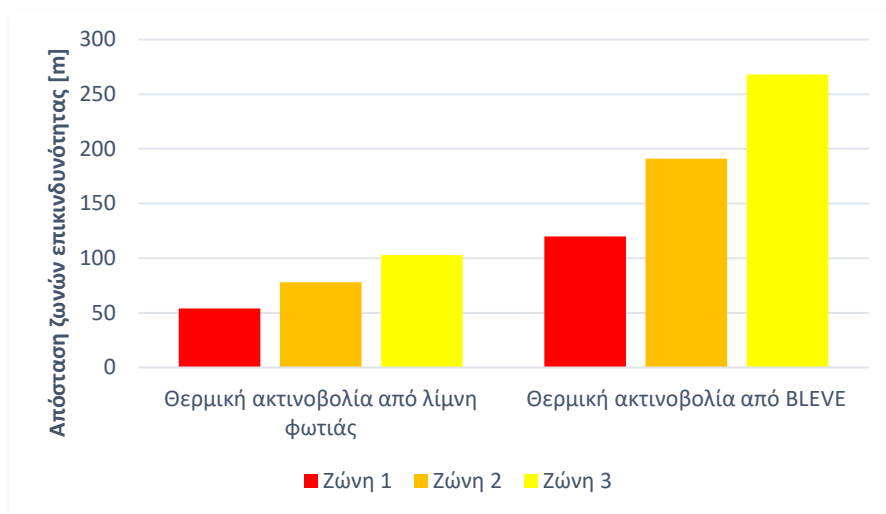
Διάγραμμα B5-10. Ανάλυση ευαισθησίας των επιπτώσεων στις μεταβολές της διαμέτρου της οπής από 0,05 m έως 0,4 m στην θέση 0%. . Για την τοξική, την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.



Διάγραμμα B5-11. Διάμετρος εξατμιζόμενης λίμνης και λίμνης φωτιάς εν συνάρτησι της διαμέτρου της οπής που θα διαρρεύσει το υγρό LNG για θέση οπής 0% στον εύκαμπτο σωλήνα.

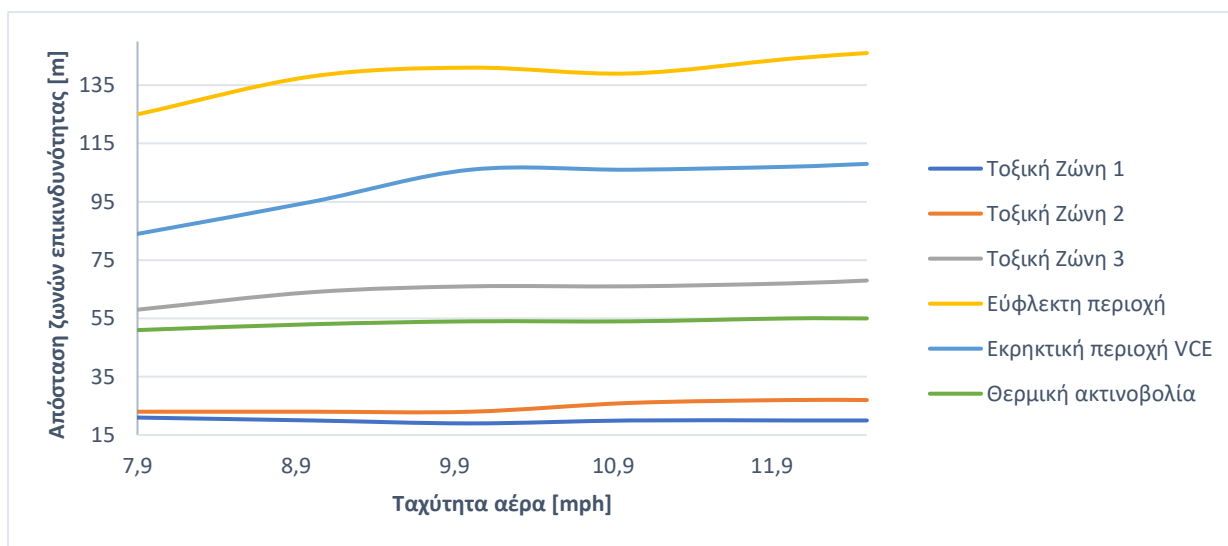
Με βάση το Διάγραμμα B5-11, η διάμετρος της εξατμιζόμενης λίμνης ακολουθεί την ίδια τάση με την διάμετρο της λίμνης φωτιάς, όμως, καθώς αυξάνεται η οπή μετατοπίζεται όλο και περισσότερο προς τα πάνω. Σε περίπτωση που χυθεί υγρό LNG στην θάλασσα κατά την μεταφόρτωση πλοίων, είναι σημαντικό να μπορεί να προβλεφθεί η έκταση που θα πάρει, ώστε να ληφθούν και κατάλληλα μέτρα μετριασμού για την προστασία και τον καθαρισμό του θαλάσσιου περιβάλλοντος, πέρα από τις επιπτώσεις που θα έχει στον ανθρώπινο πληθυσμό και συγκεκριμένα στο πλήρωμα του πλοίου.

Στην περίπτωση που γίνει ολική ρήξη του εύκαμπτου σωλήνα από έκρηξη, το LNG θα αναφλεγεί σαν πύρινη σφαίρα διαμέτρου 60 m και θα δημιουργηθεί το φαινόμενο BLEVE. Η θερμική ακτινοβολία που θα προκληθεί από αυτό το φαινόμενο είναι σχεδόν διπλάσια από την θερμική ακτινοβολία της μέγιστης λίμνης φωτιάς που θα μπορούσε να δημιουργηθεί σε αυτή την περίπτωση (Διάγραμμα B5-12). Το φαινόμενο θα διαρκέσει 5 s, σε αντίθεση με την λίμνη φωτιάς που θα διαρκέσει 1 λεπτό. Επομένως, η ασφαλής ζώνη στην οποία δεν απαιτούνται μέτρα προστασίας για την αντιμετώπιση κινδύνων που σχετίζονται με την διαδικασία μεταφόρτωσης ορίζεται σε απόσταση μεγαλύτερη των 286 m.

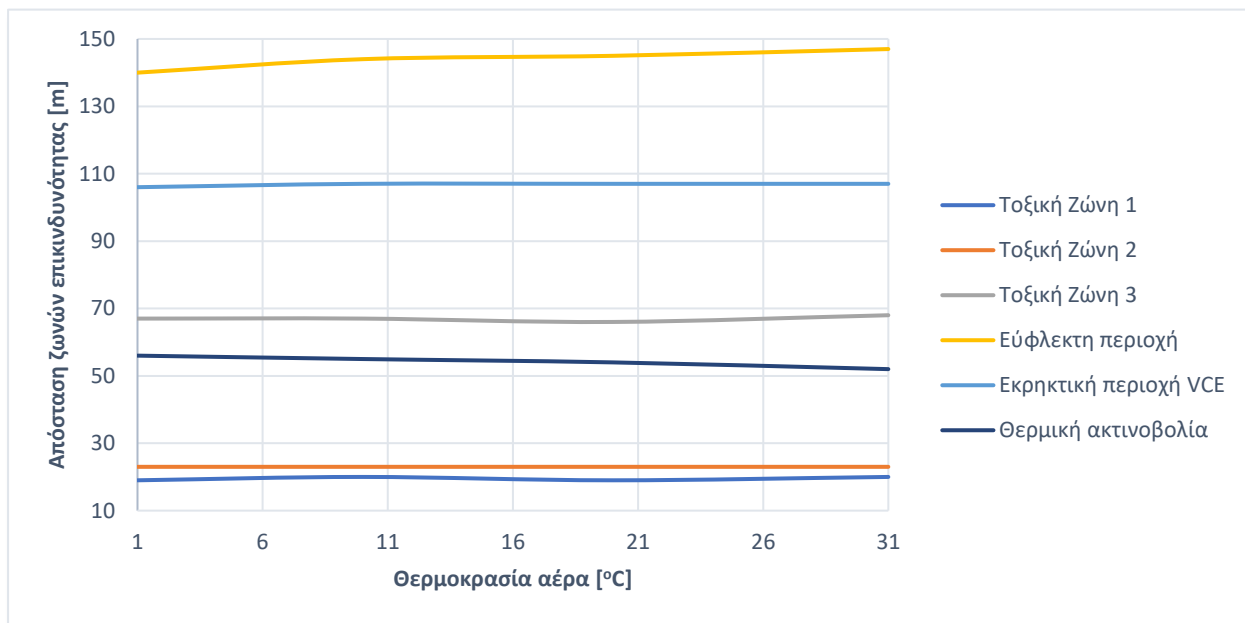


Διάγραμμα B5-12. Εκτίμηση επιπτώσεων θερμικής ακτινοβολίας από λίμνη φωτιάς (οπτή 0,4 m στην θέση 0%) και BLEVE.

Ακολουθεί η ανάλυση ευαισθησίας των επιπτώσεων σε μεταβολές στην ταχύτητα και την θερμοκρασία του αέρα, καθώς και στην θερμοκρασία της θάλασσας του νερού. Σύμφωνα με το Διάγραμμα B5-13, η ταχύτητα του αέρα επιδρά ανάλογα σε όλες τις επιπτώσεις των επικίνδυνων σεναρίων. Η επίδραση αυτή αν και ανάλογη, δεν είναι έντονη καθώς η αύξηση που επέρχεται με την αύξηση της ταχύτητας του αέρα είναι ιδιαίτερα μικρή. Κατά βάση, μόνο η εύφλεκτη ζώνη και η εκρηκτική περιοχή αυξάνονται σχετικά αισθητά.

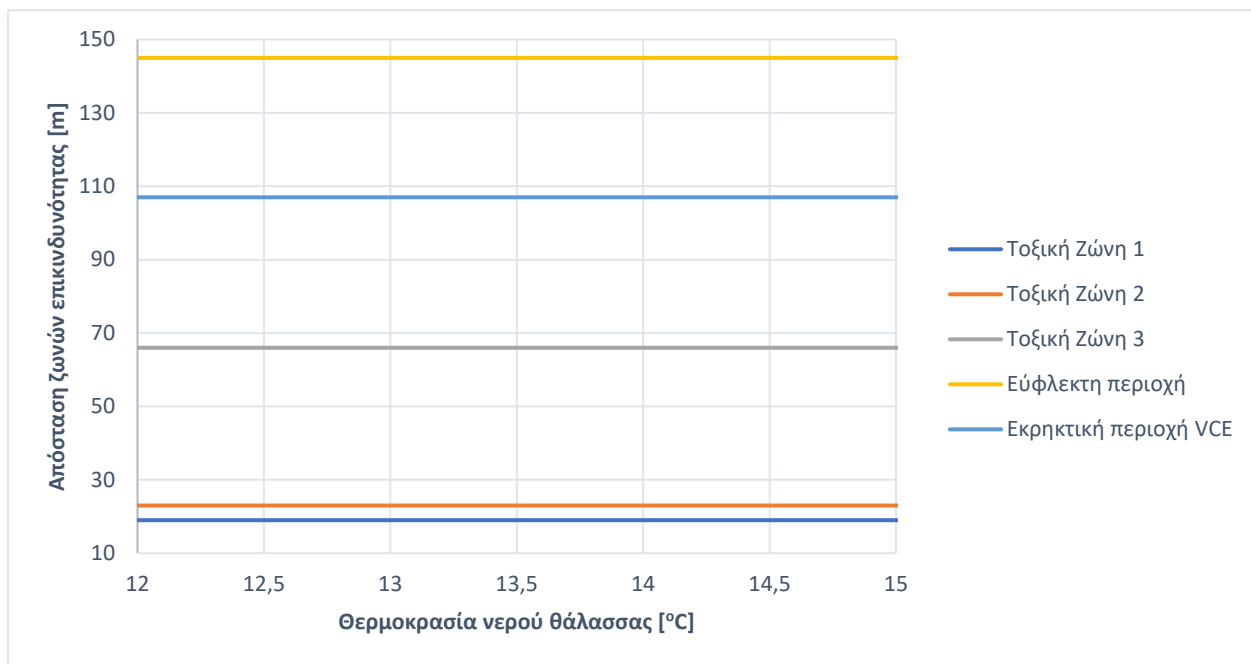


Διάγραμμα B5-13. Μεταβολή των επιπτώσεων εξατμιζόμενης λίμνης και λίμνης φωτιάς στις μεταβολές της ταχύτητας του αέρα για οπή 0,4 m στην θέση 0% του εύκαμπτου σωλήνα μεταφοράς LNG. Για την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.



Διάγραμμα B5-14. Μεταβολή των επιπτώσεων εξαμιζόμενης λίμνης και λίμνης φωτιάς στις μεταβολές της θερμοκρασίας του αέρα για σπή 0,4 m στην θέση 0% του εύκαμπτου σωλήνα μεταφοράς LNG. Για την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.

Αντίστοιχη συμπεριφορά έχουν και οι επιπτώσεις στην μεταβολή της θερμοκρασία του αέρα (Διάγραμμα B5-14). Η επίδραση είναι ανάλογη αλλά λιγότερο έντονη, με την μόνη διαφορά πως η θερμική ακτινοβολία μειώνεται καθώς αυξάνεται η θερμοκρασία του αέρα. Τέλος, αν και ήταν αναμενόμενο πως για τις δεδομένες μέγιστες και ελάχιστες θερμοκρασίες νερού θάλασσας δεν θα επηρεαζόταν ιδιαίτερα το αποτέλεσμα, καθώς για την εκτιμώμενη τοποθεσία οι τιμές κυμαίνονται από 12°C έως 25°C (πολύ μικρό εύρος), παρατηρήθηκε πως οι επιπτώσεις μένουν εντελώς αμετάβλητες στην μεταβολή αυτή (Διάγραμμα B5-15).



Διάγραμμα B5-15. Μεταβολή των επιπτώσεων εξαμιζόμενης λίμνης και λίμνης φωτιάς στις μεταβολές της θερμοκρασίας του νερού της θάλασσας για οπή 0,4 m στην θέση 0% του εύκαμπτου σωλήνα μεταφοράς LNG. Για την εύφλεκτη περιοχή απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.

Σημειώνεται πως η συμπεριφορά της θερμικής ακτινοβολίας στις μεταβολές του νερού της θάλασσας δεν μελετάται καθώς τα αποτελέσματα του λογισμικού για λίμνη φωτιάς (και γλώσσα φωτιάς) είναι ίδια είτε πρόκειται για διαρροή σε ξηρό έδαφος είτε σε νερό. Αυτό φυσικά είναι λογικό διότι ο ρυθμός εξάτμισής τους είναι παρόμοιος.

5.5 Διαρροή NG από τον σωλήνα επιστροφής αερίου (STS)

Για την προσομοίωση υπερπίεσης και υπερθέρμανσης του εύκαμπτου σωλήνα επιστροφής NG, χρησιμοποιήθηκε οπή 0,4 m (λίγο μικρότερη από την διάμετρο). Για την υπερπίεση χρησιμοποιήθηκε θερμοκρασία -149°C και πιέσεις από 1,2 atm έως 2,5 atm ώστε να είναι σε αέρια φάση όλη η ποσότητα που διαρρέεται και για την υπερθέρμανση χρησιμοποιήθηκε πίεση 2 atm και ελέγχθηκαν τιμές από -150°C έως και -130°C για τον αντίστοιχο λόγο. Σε περίπτωση που μελλοντικά χρειαστεί να ελεγχθούν κι άλλες πιέσεις ή θερμοκρασίες πρέπει να μεταβληθεί και η θερμοκρασία, ή η πίεση αντίστοιχα. Ο λόγος που γίνεται αυτή η ανάλυση σχετίζεται με την ύπαρξη αντλιών που μπορούν να ορίζουν συγκεκριμένες συνθήκες στο σωλήνα

και κατά συνέπεια οι μεταβολές πίεσης-θερμοκρασίας δεν ακολουθούν την πορεία της καμπύλης ισορροπίας του διαγράμματος φάσεων.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της προσομοίωσης διαρροής από σωλήνα επιστροφής αερίου παρατηρήθηκαν τα εξής:

- A. Η διάμετρος της οπής για διαρροή φυσικού αερίου δεν επηρεάζει την έκταση των επιπτώσεων.
- B. Η μεταβολή της πίεσης στον σωλήνα επιστροφής αερίου για τις εξεταζόμενες πιέσεις από 1,2 atm έως 2,5 atm επηρεάζει αμελητέα τις επιπτώσεις. Συγκεκριμένα, παρατηρείται αποκλειστικά αύξηση της εύφλεκτης ζώνης μέχρι 10 m και αύξηση ζώνης που αφορά έκρηξη VCE κατά 4 m.
- Γ. Η μεταβολή της θερμοκρασίας του σωλήνα επιστροφής από -150°C έως -130°C δεν επηρεάζει καθόλου τις επιπτώσεις, εκτός από αυτές της εύφλεκτης περιοχής όπου μειώνονται κατά 3 m.
- Δ. Από την ανάλυση ευαισθησίας των επιπτώσεων στις μεταβολές της ταχύτητας του αέρα και της θερμοκρασίας του, προέκυψε πως δεν επηρεάζονται καθόλου οι ζώνες επικινδυνότητας, παρά μόνο της εύφλεκτης περιοχής όπου με την αύξηση της ταχύτητας του αέρα, αυξήθηκε αμελητέα και η κόκκινη ζώνη.

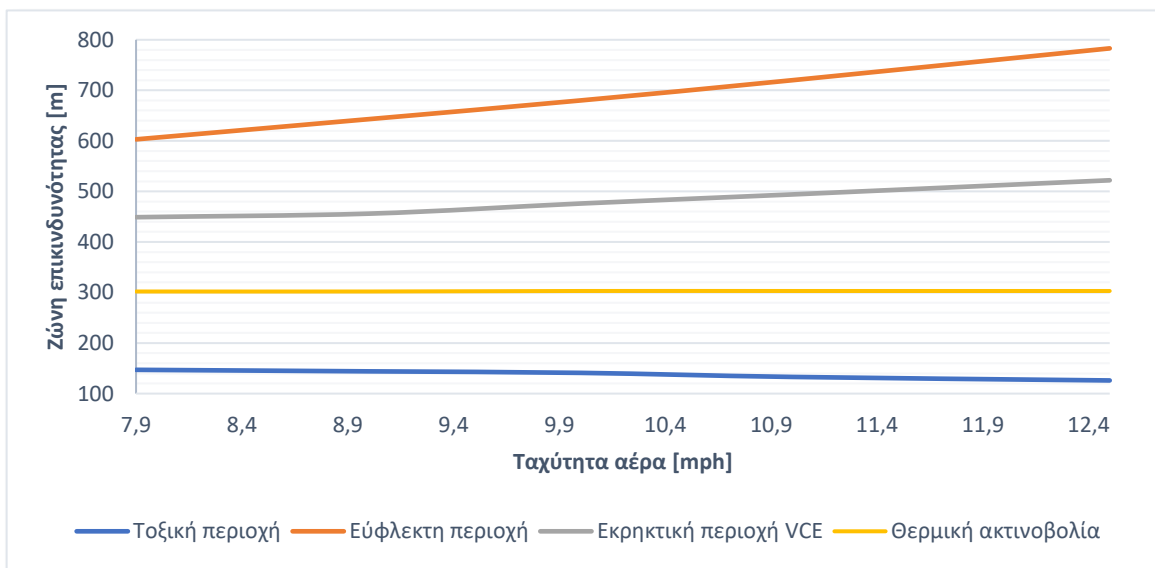
Τα αποτελέσματα των παραπάνω αναλύσεων μπορούν να επιβεβαιωθούν από τους Πίνακες του Παραρτήματος Γ. Συνοπτικά, για την τοξική περιοχή ορίζονται τα 10 m ως κόκκινη ζώνη, τα 20 m για την εύφλεκτη περιοχή, τα 12 m για την εκρηκτική και τα 10 m για την θερμική ακτινοβολία.

Επομένως, για διαρροή αερίου από τον σωλήνα επιστροφής NG κατά την μεταφόρτωση, οι οριακές ζώνες επικινδυνότητας που προκύπτουν εμπεριέχονται σε αυτές της διαρροής υγρού από τον εύκαμπτο σωλήνα μεταφοράς LNG, επομένως δεν χρειάζεται να οριστούν νέα όρια ασφαλείας σε αυτή την περίπτωση.

5.6 Διαρροή NG από πλήρη ρήξη υποθαλάσσιου αγωγού μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης

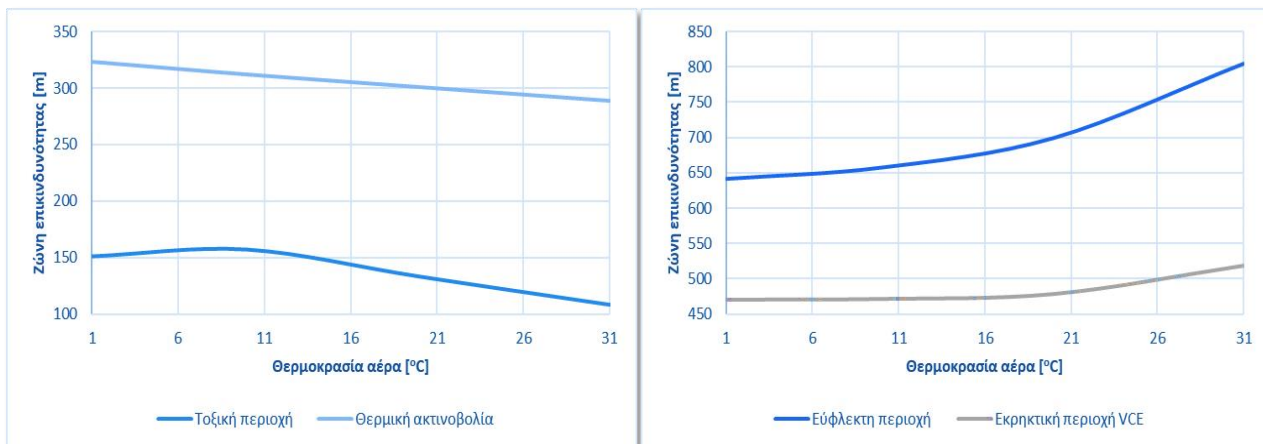
Παρόλο που δεν βρίσκεται στο πλαίσιο της διπλωματικής αυτής εργασίας η μεταφόρτωση χερσαίων δεξαμενών από το FSRU, γνωρίζοντας τις μεταβλητές εισόδου για την προσομοίωση πλήρους ρήξης του υποθαλάσσιου αγωγού μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης που συνδέεται με τον πλωτό σταθμό, γίνεται ανάλυση των επιπτώσεων στις μεταβολές των καιρικών συνθηκών. Σημειώνεται πως αν και πρόκειται για υποθαλάσσιο αγωγό, η οπή θεωρείται σε σημείο όπου ο αγωγός δεν έχει βυθιστεί ακόμα μέσα στο νερό.

Αρχικά, προσδιορίζονται οι παρακάτω ζώνες ενδιαφέροντος που αφορούν επιπτώσεις μη φλεγόμενου αερίου και γλώσσας φωτιάς. Για το τοξικό νέφος ορίζεται η απόσταση 138 m, η εύφλεκτη περιοχή στα 689 m, η εκρηκτική στα 477 m και η επίδραση της θερμικής ακτινοβολίας λόγω γλώσσας φωτιάς τα 303 m. Οι λόγοι που τα αποτελέσματα ρήξης υποθαλάσσιου αγωγού δίνουν τόσο μεγάλα αποτελέσματα σε σύγκριση με τον εύκαμπτο σωλήνα επιστροφής αερίου αφορούν το μέγεθος του αγωγού/σωλήνα και την πίεση. Σε αυτή την περίπτωση πρόκειται για αγωγό 100 φορές μεγαλύτερο σε μήκος και σε πίεση 100 φορές μεγαλύτερη (όπως ορίστηκε και στον Πίνακα Β4-4), οπότε αναμενόμενα είναι και τα δυσμενέστερα αποτελέσματα.



Διάγραμμα Β5-16. Μεταβολή των επιπτώσεων μη φλεγόμενου αερίου και γλώσσας φωτιάς στις μεταβολές της ταχύτητας του αέρα για πλήρη ρήξη του υποθαλάσσιου αγωγού μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης (100 barg) σε σημείο πριν βυθιστεί στην θάλασσα. Για την τοξική, την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.

Η ανάλυση ευαισθησίας των ζωνών επικινδυνότητας εν συναρτήσει της ταχύτητας του αέρα φαίνεται στο Διάγραμμα Β5-16. Σύμφωνα με αυτό, για άλλη μια φορά η συμπεριφορά των επιπτώσεων εύφλεκτης και εκρηκτικής περιοχής φαίνεται να επηρεάζεται περισσότερο. Ανάλογη αύξηση ακολουθούν οι προαναφερθείσες περιοχές καθώς αυξάνεται η ταχύτητα του αέρα, σε αντίθεση με την αντιστρόφως ανάλογη σχέση την ταχύτητας με την τοξική περιοχή (με ελάχιστες μεταβολές στις ζώνες). Η θερμική ακτινοβολία παραμένει αμετάβλητη για διαρροή φυσικού αερίου από τον υποθαλάσσιο αγωγό, όπως αντίστοιχα συνέβη και στον εύκαμπτο σωλήνα επιστροφής αερίου.



Διάγραμμα B5-17. Μεταβολή των επιπτώσεων μη φλεγόμενου αερίου και γλώσσας φωτιάς στις μεταβολές της θερμοκρασίας του αέρα για πλήρη ρήξη του υποθαλάσσιου αγωγού μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης (100 barg) σε σημείο πριν βυθιστεί στην θάλασσα. Για την τοξική, την εύφλεκτη περιοχή και την περιοχή εκπομπής θερμικής ακτινοβολίας απεικονίζεται η Ζώνη 1, ενώ για την εκρηκτική η Ζώνη 2. Τα αποτελέσματα στις άλλες ζώνες έχουν ανάλογη συμπεριφορά.

Για μεταβολές στην θερμοκρασία του αέρα, η ανάλυση ευαισθησίας προβλέπει με την αύξηση της θερμοκρασίας του αέρα: μείωση των επιπτώσεων που αφορούν την τοξική περιοχή και την θερμική ακτινοβολία και αύξηση των επιπτώσεων για την εύφλεκτη και εκρηκτική περιοχή (Διάγραμμα B5-17). Αν και οι μεταβολές είναι μικρές, πιο έντονα παρατηρούνται στην τοξική και στην εύφλεκτη περιοχή, σε αντίθεση με την ευαισθησία στις μεταβολές της ταχύτητας του αέρα που επηρεάζεται αισθητά μόνο η εύφλεκτη.

6. Συμπεράσματα

Η υπολογιστική μελέτη που διεξάχθηκε αποτελεί μία πρωταρχική έρευνα που θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί ως τμήμα της εσωτερικής μελέτης ασφαλείας ενός πλωτού σταθμού απώτερο σκοπό την κατάρτιση ή επικαιροποίηση του εξωτερικού σχεδίου έκτακτης ανάγκης της αντίστοιχης περιφέρειας, το λεγόμενο Σχέδιο Αντιμετώπισης Τεχνολογικών Ατυχημάτων Μεγάλης Έκτασης (ΣΑΤΑΜΕ). Τα βασικά συμπεράσματα που προέκυψαν από την ανάλυση επικινδυνότητας κατά την μεταφόρτωση πλοίου-πλωτού σταθμού αποθήκευσης και επαναεριοποίησης (FSRU) παρουσιάζονται στην συνέχεια.

Κατά βάση, ανεξάρτητα από το σενάριο ατυχήματος, όσο μεγαλύτερη η διάμετρος οπής ή/και όσο χαμηλότερη είναι η θέση της οπής, τόσο δυσμενέστερες και οι επιπτώσεις τον κινδύνων που μπορεί να προκληθούν. Αυτό οφείλεται στο γεγονός πως η ποσότητα που εκρέει στο περιβάλλον είναι περισσότερη, όπως και ο χρόνος που θα εξελίσσεται το φαινόμενο. Επιπλέον, διαπιστώθηκε πως όταν η θέση της οπής μετακινηθεί από το 5% στο 90%, για οποιοδήποτε μέγεθος οπής, προκύπτει ένα ποσοστό μείωσης των επιπτώσεων που κυμαίνεται από 40% έως 70% ανάλογα με την περίπτωση που εξετάζεται.

Η εξέλιξη ενός βιομηχανικού ατυχήματος και οι επιπτώσεις του εξαρτώνται άμεσα από τις μετεωρολογικές συνθήκες και από την τοπογραφία της περιοχής. Η ανάλυση ευαισθησίας αποτελεί κομβικό σημείο της εργασίας καθώς διαπιστώνεται η συμπεριφορά των ζωνών επικινδυνότητας μεταβάλλοντας μεταβλητές όπως την ταχύτητα και την θερμοκρασία του αέρα, την θερμοκρασία του νερού της θάλασσας και την υγρασία. Όπως είναι λογικό, δεν έχουν όλες οι μεταβλητές την ίδια βαρύτητα και επιρροή στις επιπτώσεις.

Με βάση τους υπολογισμούς μπορεί να οριστεί το συμπέρασμα πως το καλοκαίρι είναι δυσμενέστερες οι επιπτώσεις στις ζώνες τοξικού νέφους από διαρροές δεξαμενών, αλλά τον χειμώνα είναι δυσμενέστερες οι επιπτώσεις που αφορούν την εύφλεκτη και εκρηκτική περιοχή και την θερμική ακτινοβολία. Τονίζεται πως το συμπέρασμα αυτό βασίζεται σε μέσες τιμές καιρικών δεδομένων για την κάθε εποχή και δεν αφορά όλες τις ημέρες που τις αποτελούν όπως είναι και λογικό για ένα περιβάλλον με Μεσογειακό κλίμα. Στην συνέχεια, με βάση την ανάλυση ευαισθησίας στις καιρικές μεταβλητές, προσδιορίζεται και η αιτία που συμβαίνει αυτό. Οι τοξικές επιπτώσεις έχουν μεγαλύτερη ευαισθησία στις μεταβολές της ταχύτητας του αέρα και κατά συνέπεια σε χαμηλές ταχύτητες, όπως σε αυτές το καλοκαίρι, η τοξικότητα αυξάνεται. Παρόμοια, οι επιπτώσεις που αφορούν την εύφλεκτη, την εκρηκτική και την θερμική ακτινοβολία έχουν μεγαλύτερη ευαισθησία στην ταχύτητα του αέρα, η οποία καθώς αυξάνεται τον χειμώνα, αυξάνει και τις επιπτώσεις.

Για διαρροές υγρού LNG από δεξαμενές, είτε πρόκειται για μεμβράνης, είτε για σφαιρική δεξαμενή, οι επιπτώσεις είναι πιο ευαίσθητες σε μεταβολές της θερμοκρασίας του αέρα όπου αυξάνονται ανάλογα, εκτός από την περίπτωση της θερμικής ακτινοβολίας όπου επηρεάζει αρκετά και η ταχύτητα του αέρα με αντιστρόφως ανάλογο τρόπο. Αν και η προσομοίωση με χρήση φράγματος σε σφαιρικές δεξαμενές περιόριζε σε μεγάλο βαθμό τις επιπτώσεις, δεν ενδείκνυται για περαιτέρω μελέτη λόγω των πολλών δεσμευτικών περιορισμών που παρουσιάζει κατά την προσομοίωση.

Για διαρροές από εύκαμπτους σωλήνες μεταφοράς LNG ή NG, δεν παρατηρείται ιδιαίτερη ευαισθησία στις μεταβολές των καιρικών συνθηκών. Πέρα από μικρές μεταβολές, κατά πλειοψηφία, στην ζώνη εύφλεκτης περιοχής, η τοποθεσία του FSRU μπορεί να θεωρηθεί ιδανική για διαδικασίες μεταφόρτωσης καθώς τα ελεγχόμενα μετεωρολογικά δεδομένα δεν δημιουργούν ακραίες επιπτώσεις που δεν μπορούν να μετριάσουν εύκολα. Είναι λογικό οι περιοχές ανάφλεξης να αυξάνονται σε εύρος αφού εξαρτώνται από την θερμοκρασία του μίγματος, η οποία επηρεάζεται από την αύξηση της θερμοκρασίας του περιβάλλοντος.

Από την πλήρη ρήξη του υποθαλάσσιου αγωγού σε σημείο πριν βυθιστεί στην θάλασσα, διαπιστώνεται πως αν και η ευαισθησία στις μεταβολές της θερμοκρασίας του αέρα είναι μικρή, επηρεάζονται αντιστρόφως ανάλογα οι επιπτώσεις της τοξικής ζώνης και της θερμικής ακτινοβολίας και ανάλογα οι επιπτώσεις της εύφλεκτης και εκρηκτικής περιοχής. Όσον αφορά την συμπεριφορά του τοξικού νέφους, αυτό είναι λογικό καθώς η μεταφορά θερμότητας γίνεται μέσω του αέρα, άρα σε υψηλότερη θερμοκρασία αέρα υπάρχει μεγαλύτερο ποσό θερμότητας, μεγαλύτερη εξάτμιση του νέφους και επομένως λιγότερο δυσμενείς επιπτώσεις από αυτό. Παράλληλα, όσο πιο θερμό κλίμα, τόσο μικρότερη η διαφορά θερμοκρασίας μεταξύ της γλώσσας φωτιάς και της ατμόσφαιρας και κατά συνέπεια μικρότερη και η εκπομπή ακτινοβολίας. Αντίθετα, η υψηλή θερμοκρασία ενισχύει την πιθανότητα ανάφλεξης και επομένως ευνοεί την ευφλεκτότητα και την εκρηκτικότητα.

Σε περίπτωση υπερθέρμανσης και διαρροής, ή οπής στο επίπεδο της στάθμης του υγρού, εκρέει διφασικό μίγμα. Η εκροή διφασικού μίγματος φαίνεται να μην επηρεάζεται από το είδος της δεξαμενής, όμως καθώς αυξάνεται η θερμοκρασία αυξάνονται και οι επιπτώσεις. Μάλιστα, δυσμενέστερες επιπτώσεις δημιουργεί το τοξικό νέφος απ' ότι η θερμική ακτινοβολία, κάτι που έρχεται σε αντίθεση ποιοτικά με τις επιπτώσεις που δημιουργούν οι εκροές υγρού LNG.

Για να οριστούν οι ζώνες ελέγχου θα δοθεί βάση στην εκτίμηση επιπτώσεων των εφικτών και δυσμενέστερων σεναρίων ατυχημάτων, με σκοπό να μπορούν να ληφθούν μέτρα ώστε ο πληθυσμός που παρευρίσκεται κοντά στην βιομηχανική υπεράκτια μονάδα να προστατεύεται επαρκώς και για τα λιγότερο σοβαρά ατυχήματα. Παρακάτω, οι ζώνες αξιολογούνται άμεσα από το βαθμό των επιπτώσεων των ατυχημάτων και έμμεσα από την πιθανότητα πραγματοποίησής τους. Σημειώνεται πως τα σενάρια που προκαλούν σημαντικά αρνητικές επιπτώσεις αλλά έχουν εξαιρετικά μικρή πιθανότητα εμφάνισης, δεν λαμβάνονται υπόψη, όπως επίσης και τα σενάρια που προκύπτουν από τις αναλύσεις ευαισθησίας. Με βάση τα παραπάνω, ορίζονται οι τρεις (3)

δυσμενέστερες περιπτώσεις διαρροής, μία για κάθε σύστημα (FSRU, LNGC, FSRU/LNGC) όπως φαίνονται και στον Πίνακα Β6-1.

Πίνακας Β6-1. Συγκεντρωτικός πίνακας δυσμενέστερων αποτελεσμάτων από την ανάλυση επικινδυνότητας

Σύστημα	Διάμετρος οπής [m]	Θέση οπής	Κίνδυνος	Επιπτώσεις [m]		
				Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III
FSRU	1,5	5%	Εξαμιζόμενη λίμνη 387 m	Τοξική περιοχή		
				386	418	639
				Εύφλεκτη περιοχή		
				1100		
				Εκρηκτική περιοχή VCE		
				-	588	1100
				Θερμική ακτινοβολία		
Λίμνη φωτιάς 200 m				410	626	862
FSRU/LNGC	0,4	0%	Εξαμιζόμενη λίμνη 21 m	Τοξική περιοχή		
				19	23	66
				Εύφλεκτη περιοχή		
				145		
				Εκρηκτική περιοχή VCE		
				-	107	116
				Θερμική ακτινοβολία		
Λίμνη φωτιάς 19,6 m				54	78	103
LNGC	1,5	55%	Εξαμιζόμενη λίμνη 302 m	Τοξική περιοχή		
				289	316	931
				Εύφλεκτη περιοχή		
				1700		
				Εκρηκτική περιοχή VCE		
				-	1200	1200
				Θερμική ακτινοβολία		
Λίμνη φωτιάς 200 m				410	626	862

Όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 5.5 (Μέρος Β), για την οριοθέτηση των ζωνών ασφαλείας που αφορούν την μεταφόρτωση υγροποιημένου φυσικού αερίου, χρησιμοποιήθηκε το σενάριο που αφορά διαρροή υγρού από εύκαμπτο σωλήνα καθώς προέβλεπε δυσμενέστερα αποτελέσματα. Παρατηρείται πως οι επιπτώσεις που αφορούν τέτοιου είδους διαρροή επηρεάζουν αποστάσεις μεγαλύτερες των 20 m (μήκος εύκαμπτου σωλήνα) κάτι που σημαίνει πως σε περίπτωση διαρροής κατά την μεταφόρτωση πρέπει να ληφθούν μέτρα ασφαλείας και στα δύο πλοία.

Η εύρεση της κατάλληλης απόστασης που θα πρέπει να απέχουν τα δύο πλοία κατά την μεταφόρτωση, ώστε να μην επηρεάζονται αλυσιδωτά μεταξύ τους, δεν είναι εφικτή. Καθώς

αυξάνεται το μήκος του εύκαμπτου σωλήνα αυξάνεται και η ποσότητα που θα εκρέει σε περίπτωση διαρροής, επομένως θα αυξάνονται και οι επιπτώσεις. Περαιτέρω έρευνα θα μπορούσε να γίνει για την καταλληλότερη απόσταση που θα πρέπει να απέχουν τα δύο πλοία ώστε να είναι εφικτή η μεταφόρτωση και να ελαχιστοποιούνται οι επιπτώσεις.

Σημαντικό είναι να τονιστεί πως σε απόσταση μεγαλύτερη των 1,7 km από το σημείο του δυσμενέστερου ατυχήματος, θεωρείται πλήρως ασφαλής ζώνη ενώ δεν χρειάζεται κανένα μέτρο ασφάλειας. Πρόκειται για την μέγιστη απόσταση που μπορεί να προκαλέσει αρνητικές επιπτώσεις στην υγεία και τον εξοπλισμό σύμφωνα με τα αποτελέσματα, ενώ παράλληλα δεν επηρεάζει τις υποδομές και τον πληθυσμό στην κοντινότερη ακτή (20 km μακριά).

Κλείνοντας, όλα τα παραπάνω θα πρέπει να ληφθούν υπόψη από τις αρμόδιες υπηρεσίες και τους εμπλεκόμενους φορείς, με στόχο την κατάλληλη προετοιμασία της μονάδας (δυναμικό προσωπικό και εξοπλισμός) σε οποιαδήποτε πιθανή, αλλά και λιγότερο πιθανή, περίπτωση ατυχήματος, στα πλαίσια της πρόληψης και έγκαιρης προειδοποίησης, για τον μετριασμό των αντίστοιχων επιπτώσεων για τους πιθανούς αποδέκτες.

Βιβλιογραφία

- ABS. (2017). *LNG Bunkering: Technical and Operational Advisory*. Houston, USA: American Bureau of Shipping.
- Anay Luketa-Hanlin. (2006). A review of large-scale LNG spills: Experiments and modeling. *Journal of Hazardous Materials A132*, 119-140.
- Bayu Hari Wibowo. (2016). *Liquid Natural Gas Process in PT Badak NGL*. Ανάκτηση May 4, 2020, από <http://myvillagesbaros.blogspot.com/>
- BGR Energy Study . (2018). *Data and Developments Concerning German and Global Energy Supplies*. (22).— 174 p, Hannover, August 2019.
- Bhuvan Jha. (2019, October 20). *LNG Tankers – Different Types And Dangers Involved*. Ανάκτηση από Marine Insight: <https://www.marineinsight.com/>
- Bjørn Nygård. (2016, April 25). *Boil-Off Gas handling onboard LNG fuelled ships*. Ανάκτηση από Wärtsilä: <https://www.wartsila.com/>
- Bob Curt. (2004). Marine Transportation of LNG . *Intertanko Conference* . QatargasII Development .
- Boyan Guo, Ali Ghalambor. (2012). *Natural Gas Engineering Handbook* (2nd ed.). Houston, TX: GULF.
- (2019). *BP Energy Outlook*. U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, U.S. Energy Information Administration.
- BP Statistical Review of World Energy . (2019). *Statistical Review of World Energy June 2019*. U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, U.S. Energy Information Administration.
- C. M. Sliepcevich. (1965). Liquefied Natural Gas-A New Source Of Energy: Part II, Peak Load Shaving And Other Uses. *American Scientist*, 308-316.
- CCOHS. (2018, November 12). *Chemicals and Materials: OSH Answers Fact Sheets*. Ανάκτηση από Canadian Centre for Occupational Health and Safety: <https://www.ccohs.ca/>
- Chi U. Ikoku. (1894). *Natural Gas Reservoir Engineering*. The Pennsylvania State University, Florida: Krieger Publishing Company.

- Covello V.T., Merkhofer M.W. (1993). Consequence Assessment. Στο *Risk Assessment Methods* (σσ. 127-201). Boston, MA: Springer.
- Daniel Tenkrat, Tomas Hlincik and Ondrej Prokes. (2010). *Natural gas odorization*. Institute of Chemical Technology Prague, Czech Republic: Available from: <http://www.intechopen.com/books/natural-gas/natural-gas-odorization>.
- David A. Wood, Maksym Kulitsa. (2017). A review: Optimizing performance of Floating Storage and Regasification Units (FSRU) by applying advanced LNG tank pressure management strategies. *International Journal of Energy Research*, 1-28.
- David A. Wood, Maksym Kulitsa. (2018, October 11). Weathering/Ageing of Liquefied Natural Gas Cargoes During Marine Transport and Processing on Floating Storage Units and FSRU. *Journal of Energy Resources Technology*, 140.
- Dimitrios Dalaklis. (2015). Effective firefighting strategies for LNG during bunkering. *LNG Bunkering & Training Challenges*. Glasgow-UK: World Maritime University. Ανάκτηση από Effective fire-fighting strategies for LNG: <https://www.onthemosway.eu/>
- DNV GL. (2013). *Failure frequency guidance - Process equipment leak frequency data for use in QRA*. U.S.A.: Det Norske Veritas.
- DNV GL. (2016). *Considerations for Proponents when Conducting QRA for LNG Bunkering SIMOPS*. U.S.A.: American Petroleum Institute, Det Norske Veritas, Inc. Oil & Gas Maritime Advisory.
- DNV GL AS. (2015). *Recommended practice DNVGL-RP-G105: Development and operation of liquefied natural gas bunkering facilities*. U.S.A. : Det Norske Veritas.
- DNV GL AS. (2018). *Safeti Leak*. U.S.A.: Det Norske Veritas.
- Dr Skouras Stathis. (2019, May 2). *Natural Gas Processing, Process Technology, R&T Centre Trondheim, Equinor, Norway*. Ανάκτηση από Advanced Thermodynamics: <https://courses.chemeng.ntua.gr/download/2276>
- Dr. Chen-Hwa Chiu. (2008). History of the Development of LNG Technology. *AICHE Annual Conference: Hundred Years of Advancements in Fuels and Petrochemicals*. Philadelphia, Pennsylvania.

- EMSA. (2013). *Study on Standards and Rules for bunkering of gas-fuelled Ships*. Portugal: European Maritime Safety Agency (EMSA).
- EMSA. (2018). *Guidance on LNG Bunkering to Port Authorities and Administrations*. Portugal: European Maritime Safety Agency (EMSA).
- Energir GNL. (2014). *Safety Data Sheet: Liquefied Natural Gas*. Montreal, Canada: Energir GNL.
- Engineering ToolBox. (2009). *Thermodynamics*. Ανάκτηση April 12, 2020, από https://www.engineeringtoolbox.com/thermodynamics-t_36.html
- Erik Vanem et al. (2008). Analysing the risk of LNG carrier operations. *Reliability Engineering and System Safety*, 93, 1328-1344.
- Evangelos K. Boulougouris, Leonidas E. Chrysinas. (2015, July). *Module 1: Lecture Notes on LNG Fueled Vessels Design Training*. Ανάκτηση από On The MoS Way Network (OTMW-N): <https://www.onthemosway.eu/>
- Filip Jovanovic et al. (2019). Comparative analysis of natural gas importss by pipelines and FSRUS terminals. *Scientific Journal of Marine Research* 33, 110-116.
- Gastrade. (2018). *Invitation for Expression of Interest (IEOI) for the supply of a Floating Storage and Regasification Unit (FSRU)*. Ανάκτηση από Gastrade: <http://www.gastrade.gr/>
- GEA. (2012). *Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future*. UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria: Cambridge University Press.
- Georges Melhem, Henry Ozog. (2006, July). Understand LNG Rapid Phase Transitions (RPT). *Hydrocarbon Processing*, 85.
- GIIGNL. (2015). *Rollover in LNG Storage Tanks*. France: International Group of Liquefied Natural Gas Importers.
- GIIGNL. (2019). *LNG Information Paper No 1 - Basic Properties of LNG*. France: The international group of liquefied natural gas importers.
- GIIGNL. (2019). *LNG Information Paper No 2 - The LNG Process Chain*. France: The International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL).
- GIIGNL. (2019). *LNG Information Paper No 5 - Managing LNG Risks*. France: The

- International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL).
- GIIGNL. (2020). *GIIGNL Annual Report - The LNG industry*. France: International Group of Liquefied Natural Gas Importers.
- HEC. (2013). LNG as Ship Fuel Effects on Ship Design, Operations and Supporting Infrastructure. *New Technologies for the Marine Highway TRB Marine Highways Committee*. Herbert Engineering Corp.
- IACS. (2016). *LNG Bunkering Guidelines No. 142*. London, England: International Association of Classification Societies.
- Ignacio Arias Fernández et al. (2017). Review of propulsion systems on LNG carriers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1395-1411.
- IGU . (2017). *Natural Gas Facts & Figures, 1. Natural Gas 101*. Ανάκτηση April 20, 2020, από International Gas Union: <https://www.igu.org/resources-data>
- IGU. (2019, April 1). *IGU World LNG report*. Barcelona, Spain: International Gas Union. Ανάκτηση από International Gas Union: <https://www.igu.org/>
- IMO. (2020). *IGC Code*. Ανάκτηση από International Maritime Organization (IMO): <http://www.imo.org/>
- Inkyu Lee, Jinwoo Park and Il Moon. (2018, December). Key Issues and Challenges on the Liquefied Natural Gas Value Chain: A Review from the Process Systems Engineering Point-of-View. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, σσ. 5805-5818.
- JMU. (2019). *SBR System - Self-supporting, Prismatic-shape IMO type B*. Ανάκτηση από Japan Marine United Corporation: <https://www.jmuc.co.jp/>
- John L. Woodward, Robin M. Pitblado. (2010). *LNG Risk Based Safety: Modeling and Consequence Analysis*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- John McMurry. (2015). *Οργανική Χημεία*. (B. A. κ.ά., Μεταφρ.) Ηράκλειο: Πανεπιστημιακές Εκδόσεις Κρήτης.
- KLAW LNG. (2020). *LNG Vessel Bunkering*. Ανάκτηση από KLaw LNG: <https://www.klawlng.com/lng-applications/lng-vessel-bunkering/>
- L. Vandebroek, J. Berghmans. (2012). 2012 International Symposium on Safety Science and Technology - Safety aspects of the use of LNG for marine

- propulsion. *Procedia Engineering*, 45, σσ. 21-26.
- LI Jianhua, HUANG Zhenghua. (2012). 2012 International Symposium on Safety Science and Technology - Fire and explosion risk analysis and evaluation for LNG ships. *Procedia Engineering*, 45, 70-76.
- Marine Traffic. (2020). *EXEMPLAR*. Ανάκτηση από MarineTraffic.com: <https://www.marinetraffic.com/>
- Martijn van Essen. (2016). The Effect of Boil off on the Knock Resistance of LNG Gases. *CIMAC Congress*. Helsinki: DNV GL.
- McGuire, White. (2000). *Liquefied Gas Handling Principles On Ships and in Terminals*. London: Witherby & Co Ltd.
- Michelle Michot Foss. (2012). *Introduction to LNG: An overview on liquefied natural gas (LNG), its properties, the LNG industry, and safety considerations*. Houston, Texas 77019: Center for Energy Economics.
- Min Cheol Ryu et. al. (2016). Sloshing design load prediction of a membrane type LNG cargocontainment system with two-row tank arrangement in offshore applications. *International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering*(8), σσ. 537-553.
- Mokhatab S., Messersmith D. (2018, July). *Liquefaction technology selection for baseload LNG plants*. Ανάκτηση από Hydrocarbon Processing: <https://www.hydrocarbonprocessing.com/>
- Myung Wook Shin et al. (2007). Optimization of the Operation of Boil-Off Gas Compressors at a Liquefied Natural Gas Gasification Plant. *Industrial & Engineering Chemistry Research* , 46, σσ. 6540-6545.
- Nima Khakzad, Genserik Reniers. (2018). Safety of Offshore Topside Processing Facilities: The Era of FPSOs and FLNGs. Στο *Methods in Chemical Process Safety* (Τόμ. 2, σσ. 269-287). Faculty of Technology, Policy, and Management, Delft University of Technology, Delft, The Netherlands: Elsevier Inc.
- Ole Vidar Nilsen. (2018). LNG regulatory update. *Best fuel of the future*. DNV GL.
- Olga Aneziris. (2019). SUPER-LNG overview and guidelines for LNG port Safety. *Safety of LNG supply at port areas*. Athens, Greece : NCSR "DEMOKRITOS".

- Ostovar, Arash and Nashaat N. Nassar. (2019, June 3). *Natural Gas in Canada, Historica Canada*. Ανάκτηση April 2020, 12, από The Canadian Encyclopedia:
<https://www.thecanadianencyclopedia.ca/en/article/natural-gas-in-canada>
- Papurello D., et al. (September 2016). Natural gas trace compounds analysis with innovative systems: PTR-ToF-MS and FASTGC.
- Peter G. Noble. (2009). A Short History of LNG Shipping 1959-2009. *Texas Section –SNAME*.
- PGW. (2016). *Safety Data Sheet: Liquefied Natural Gas (LNG)*. Philadelphia, Pennsylvania: Philadelphia Gas Works (PGW).
- Rolf K. Eckhoff. (1994). New Safety Issues when Moving from Liquid Fuels to Natural Gas. *Marine Pollution Bulletin*, 29, 304-306.
- S. Faramawy, T. Zaki, A.A.-E. Sakr. (2016). Natural gas origin, composition, and processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*.
- Saeid Mokhatab et al. (2014). *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Oxford, UK: Elsevier.
- Saeid Mokhatab, et al. (2019). *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing, Principles and Practices*. USA: Gulf Professional Publishing.
- Sandia National Laboratories. (2004). *Guidance on Risk Analysis and Safety Implications of a Large Liquefied Natural Gas (LNG) Spill Over Water*. California, USA: United States Department of Energy by Sandia Corporation.
- SENER. (2014). *Technological differentiation as SENER's strategic advantage*. SENER.
- Seungkyu Dan et al. (2014). Quantitative risk analysis of fire and explosion on the top-side LNG-liquefaction process of LNG-FPSO. *Process Safety and Environmental Protection*, 92, 430-441.
- SGMF. (2017). *gas as a marine fuel - an introductory guide*. London, UK: Society for Gas as a Marine Fuel.
- SGMF. (2018). *Recommendation of Controlled Zones during LNG bunkering*. London, UK: Society for Gas as a Marine Fuel.
- SMTF. (2011). *LNG ship to ship bunkering procedure*. Museigatan: Swedish Marine Technology Forum .

- Tiberiu M. Leib, Carmo J. Pereira. (2008). *Perry's Chemical Engineers' Handbook* (8th ed., Vol. 24). United States of America: The McGraw-Hill Companies, Inc.
- Tu Huan et al. (2018). Options and Evaluations on Propulsion Systems of LNG Carriers. *IntechOpen*.
- U.S. Energy Information Administration (EIA). (January 2020). *Annual Energy Outlook 2020 with projections to 2050*. Office of Energy Analysis, U.S. Department of Energy Washington, DC 20585. Ανάκτηση April 17, 2020, από <https://www.eia.gov/aeo>
- UK P&I . (2019, November). *UK P&I*. Ανάκτηση από Risk Focus: Safe LNG Bunkering Operations: <https://www.ukpandi.com/>
- Walter Chukwunonso Ikealumba, Hongwei Wu. (2014). Some Recent Advances in Liquefied Natural Gas (LNG) Production, Spill, Dispersion, and Safety. *Energy Fuels*, 28, σσ. 3556-3586.
- Yude Shao et al. (2019). Dynamic Optimization of Boil-Off Gas Generation for Different Time Limits in Liquid Natural Gas Bunkering. *Energies*, 12,1130.
- Δ. Καρώνης, Ε. Λόης, Φ. Ζαννίκος. (2015). Κεφάλαιο 4: Υγροποίηση Φυσικού Αερίου. In *Τεχνολογία Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου* (pp. 66-92). Αθήνα: Πανεπιστημιακές Εκδόσεις ΕΜΠ.
- Ε.Λόης, Φ. Ζαννίκος, Δ. Καρώνης. (2014). *Τεχνολογία Καυσίμων και Λιπαντικών*. Εργαστήριο Τεχνολογίας Καυσίμων και Λιπαντικών, ΕΜΠ, Αθήνα: Πανεπιστημιακές Εκδόσεις ΕΜΠ.
- Ζιώμας Ιωάννης, Κροκίδα Μαγδαληνή. (2014). *Ασφάλεια Βιομηχανικών Εγκαταστάσεων: Σημειώσεις Μαθήματος*. Αθήνα: ΕΜΠ.
- Μηνάς Τσαμόπουλος. (2020). *Ναυτιλία: Σε περιοχή ελέγχου εκπομπών καυσαερίων θα μετατραπεί η Μεσόγειος*. Ανάκτηση από New Money: <https://www.newmoney.gr/>
- Φ. Ζαννίκος, Δ. Καρώνης. (2018). *Ενεργειακές Τεχνολογίες: Μεταφορά, Διανομή, Αποθήκευση Φυσικού Αερίου*. Ανάκτηση από <https://courses.chemeng.ntua.gr/fueltech>
- Φ. Ζαννίκος, Δ. Καρώνης. (2019). *Αέρια και Στερεά Καύσιμα: Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο*. Ανάκτηση από https://courses.chemeng.ntua.gr/gaseous_and_solid_fuels

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α: Μονάδες μέτρησης

Μονάδα Μέτρησης	Ανάπτυξη	Μέτρηση
bcm	Δισεκατομμύρια Κυβικά Μέτρα (Billion Cubic Meters)	Όγκου
billion toe	Δισεκατομμύρια Τόνοι Ισοδύναμου Πετρελαίου (Billion Tonne Of Oil Equivalent)	Ενέργειας
btu	Βρετανική Μονάδα Θερμότητας (British Thermal Unit) Ισοδυναμεί με 1055 j	Θερμική ενέργεια
Gt	Γιγατόνοι (Giga Tonnes)	Μάζας
Kpag	Κιλοπασκάλ Gauge (Kilopascal G)	Πίεση μετρητή
Mt	Μεγατόνοι (Mega Tonnes)	Μάζας
MTPA	Εκατομμύρια Μετρικοί Τόνοι Ανά Έτος (Million Metric Tonnes Per Year) Χρησιμοποιείται για την μέτρηση δυναμικότητας μίας βιομηχανίας	Μάζα/Χρόνο
nm	Ναυτικά Μίλια (Nautical Miles) Ισοδυναμεί με 1852 μέτρα	Απόσταση
ppmv	Μέρη Ανά Δισεκατομμύριο Κατ' Όγκον (Parts Per Million By Volume)	Περιεκτικότητας
tcm	Τρισεκατομμύρια Κυβικά Μέτρα (Trillion Cubic Meters)	Όγκου
toe	Τόνος Ισοδύναμου Πετρελαίου (Tonne Of Oil Equivalent) Ένας Τ.Ι.Π. ισοδυναμεί με την ενέργεια που εκλύεται από την καύση ενός τόνου αργού πετρελαίου και είναι περίπου ίσος με 42 GJ.	Ενέργειας

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β: Συντμήσεις

Σύντμηση	Ανάπτυξη	Μετάφραση
BLEVE	Έκρηξη Εκτονωμένου Ατμού Που Βράζει	Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion
BOG	Αέριο Βρασμού	Boil-Off Gas
CCTV	Κλειστό Κύκλωμα Παρακολούθησης Μέσω Κάμερας	Closed Circuit TV
DF	Κινητήρας Καύσης Διπλού Καυσίμου	Dual Fuel
ECA	Περιοχή Ελέγχου Εκπομπών Καυσαερίων	Emission Control Area
EGC	Κώδικας Για Τα Υπάρχοντα Πλοία Που Μεταφέρουν Χύμα Υγροποιημένα Αέρια	Code For Existing Ships Carrying Liquefied Gases In Bulk
ERC	Σύζευξη Απελευθέρωσης Έκτακτης Ανάγκης	Emergency Release Coupling
ESD	Σύστημα Τερματισμού Έκτακτης Ανάγκης	Emergency Shut-Down
ESD	Διακοπή Λειτουργίας Έκτακτης Ανάγκης	Emergency Shut Down
FBOG	Εξαναγκασμένης Προέλευσης BOG	Forced Boil-Off Gas
FPSO/FLNG	Πλωτή Μονάδα Παραγωγής LNG, Αποθήκευσης Και Εκφόρτωσης	Floating Production Storage And Offloading
FRU	Πλωτοί Σταθμοί Επαναεριοποίησης	Floating Regasification Units
FSRU	Πλωτός Σταθμός Αποθήκευσης, Επαναεριοποίησης Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου	Floating Storage Regasification Unit
FSU	Πλωτοί Αποθηκευτικοί Σταθμοί	Floating Storage Units
GC	Κώδικας Για Την Κατασκευή Και Τον Εξοπλισμό Των Πλοίων Που Μεταφέρουν Υγροποιημένα Αέρια Χύμα	Code for The Construction And Equipment Of Ships Carrying Liquefied Gases In Bulk
	Κώδικας Μεταφορέα Αερίου	Gas Carrier Code
HAZID	Αναφορά Αναγνώρισης Κινδύνου	Hazard Identification
HCRD	Βάση Δεδομένων Διαρροών Υδρογονανθράκων	Hydrocarbon Release Database
HFO	Βαρύ Μαζούτ	Heavy Fuel Oil
IAS	Ολοκληρωμένο Σύστημα Αυτοματισμού	Integrated Automation System
IGC	Διεθνής Κώδικας Μεταφορέων Αερίου	International Gas Carriers Code
IGC	Διεθνής Κώδικας Κατασκευής Και Εξοπλισμού Πλοίων Που Μεταφέρουν Χύμα Υγροποιημένα Αέρια	Code for The Construction And Equipment Of Ships Carrying Liquefied Gases In Bulk
IGU	Διεθνής Ένωσης Φυσικού Αερίου	International Gas Union
IMO	Διεθνής Ναυτιλιακός Οργανισμός	International Maritime Organization
ISO	Διεθνής Οργανισμός Τυποποίησης	International Organization For Standardization
LC50	Δείκτης Θανάσιμης Συγκέντρωσης	Lethal Concentration

LD50	Δείκτης Θανάσιμης Δόσης	Lethal Dose
LEL	Κατώτατο Όριο Εκρηκτικότητας	Lower Explosive Limit
LFL	Κατώτατο Όριο Αναφλεξιμότητας	Lower Flammability Limit
LNG	Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο	Liquefied Natural Gas
LNGC	Δεξαμενόπλοιο Μεταφοράς Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου	Lng Carrier
M/R	Σταθμός Μέτρησης Και Ρύθμισης	Metering And Regulating Station
MARPOL	Διεθνής Σύμβαση Για Την Πρόληψη Της Ρύπανσης Από Τα Πλοία	International Convention for The Prevention Of Pollution From Ships
MDO	Ντίζελ Πλοίων	Marine Diesel Fuel
MGO	Πετρέλαιο Εσωτερικής Καύσης Πλοίων	Marine Gasoil
NBOG	Φυσικά Προερχόμενο BOG	Natural Boil-Off Gas
PLEM	Σύστημα Συλλεκτήρα	Pipe Line End Manifold
QRA	Ποσοτική Εκτίμηση Κινδύνου	Quantitative Risk Assessment
QualRA	Ποιοτική Εκτίμηση Κινδύνου	Qualitative Risk Assessment
REGAS	Επαναεριοποίηση	Regasification
RPT	Απότομη Αλλαγή Φάσης	Rapid Phase Transition
SECA	Περιοχή Ελέγχου Εκπομπών Θείου	Sulphur Emissions Control Areas
SOLAS	Διεθνής Σύμβαση Για Την Ασφάλεια Της Ζωής Στη Θάλασσα	Safety Of Life At Sea
ST	Ατμολέβητες	Steam Turbines
STCW	Διεθνής Σύμβαση Για Τα Πρότυπα Εκπαίδευσης, Πιστοποίησης Και Παρακολούθησης Για Τους Ναυτικούς	Standards of Training, Certification and Watchkeeping for Seafarers
STS	Μεταφόρτωση Μεταξύ Πλοίων	Ship-To-Ship
UFL	Ανώτατο Όριο Αναφλεξιμότητας	Upper Flammability Limit
USCG	Ακτοφυλακή Των ΗΠΑ	US Coast Guard
UVCE	Έκρηξη Αερίου Νέφους Σε Μη Περιορισμένο Χώρο	Unconfined Vapour Cloud Explosion
VCE	Έκρηξη Αερίου Νέφους	Vapour Cloud Explosion
BA/NE	Βορειοανατολικά	Noth-East
ΔΕΠΑ	Δημόσια Επιχείρηση Αερίου	Public Gas Company
ΔΕΣΦΑ	Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου	Hellenic Gas Transmission System Operator
ΕΣΜΦΑ	Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου	Greek National Natural Gas Transmission System
NG	Φυσικό Αέριο	Natural Gas
ΝΔ/SW	Νοτιοδυτικά	South-West
ΥΑ/HC	Υδρογονάνθρακες	Hydrocarbon

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ: Αποτελέσματα

Αποτελέσματα για FSRU (L01), T=-162 C, πληρότητα 98%, θέση οπής 5%						
Διάμετρος οπής [m]	Κίνδυνος	Μέγεθος κινδύνου [m]	Επιπτώσεις	Ζώνη I [m]	Ζώνη II [m]	Ζώνη III [m]
0,25	Εξατμιζόμενη λίμνη	65	Τοξική περιοχή	69	78	165
			Εύφλεκτη περιοχή	332		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	208	264
	Λίμνη φωτιάς	75	Θερμική ακτινοβολία	161	251	349
0,75	Εξατμιζόμενη λίμνη	199	Τοξική περιοχή	234	257	399
			Εύφλεκτη περιοχή	688		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	453	784
	Λίμνη φωτιάς	200	Θερμική ακτινοβολία	410	626	862
1,5	Εξατμιζόμενη λίμνη	387	Τοξική περιοχή	386	418	639
			Εύφλεκτη περιοχή	1100		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	588	1100
	Λίμνη φωτιάς	200	Θερμική ακτινοβολία	410	626	862
Πλήρης ρήξη	Εξατμιζόμενη λίμνη		Τοξική περιοχή	3400	4200	7000
			Εύφλεκτη περιοχή	>10000		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	>10000	>10000

Ανάλυση ευαισθησίας για FSRU (L01), T=-162 C, πληρότητα 98% μεταβάλλοντας την διάμετρο της οπής			
Διάμετρος οπής [m]	Επιπτώσεις [m]		
	Τοξική περιοχή	Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE
0,15	36	245	154
0,25	69	332	208
0,55	161	541	320
0,75	234	688	453
1	298	825	509
1,5	386	1100	588
Διάμετρος οπής [m]	Θερμική ακτινοβολία		
	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III
0,1	68	99	132
0,15	102	151	204
0,25	162	253	351
0,3	197	307	426
0,35	230	357	494
0,4	270	416	575
0,45	310	467	658
0,5	344	527	727
0,55	378	578	797
0,595	410	626	862

Αποτελέσματα για FSRU (L01), T=-162 C, πληρότητα 98%, θέση οπής 5% για το καλοκαίρι και τον χειμώνα									
Διάμετρος οπής [m]	Κίνδυνος	Μέγεθος κινδύνου [m]	Επιπτώσεις	ΚΑΛΟΚΑΙΡΙ			ΧΕΙΜΩΝΑΣ		
				Ζώνη I [m]	Ζώνη II [m]	Ζώνη III [m]	Ζώνη I [m]	Ζώνη II [m]	Ζώνη III [m]
0,25	Εξαμιζόμενη λίμνη	65	Τοξική περιοχή	81	90	160	58	72	176
			Εύφλεκτη περιοχή	288			369		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	188	270	-	225	269
	Λίμνη φωτιάς	75	Θερμική ακτινοβολία	158	248	344	188	277	372
0,75	Εξαμιζόμενη λίμνη	199	Τοξική περιοχή	253	271	406	192	214	377
			Εύφλεκτη περιοχή	648			685		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	455	803	-	401	679
	Λίμνη φωτιάς	200	Θερμική ακτινοβολία	410	626	862	425	648	893
1,5	Εξαμιζόμενη λίμνη	387	Τοξική περιοχή	386	418	639	387	419	649
			Εύφλεκτη περιοχή	1100			1100		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	588	1100		727	1200
	Λίμνη φωτιάς	200	Θερμική ακτινοβολία	410	626	862	401	614	845
Πλήρης ρήξη	Εξαμιζόμενη λίμνη		Τοξική περιοχή	3400	4200	7000	3500	4300	7100
			Εύφλεκτη περιοχή	>10000			>10000		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	>10000	>10000		>10000	>10000

Ανάλυση ευαισθησίας για FSRU (L01), T=-162 C, πληρότητα 98% μεταβάλλοντας την διάμετρο της οπής			
Διάμετρος οπής [m]	Επιπτώσεις [m]		
	Τοξική περιοχή	Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE
0,15	36	245	154
0,25	69	332	208
0,55	161	541	320
0,75	234	688	453
1	298	825	509
1,5	386	1100	588
Διάμετρος οπής [m]	Θερμική ακτινοβολία		
	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III
0,1	68	99	132
0,15	102	151	204
0,25	162	253	351
0,3	197	307	426
0,35	230	357	494
0,4	270	416	575
0,45	310	467	658
0,5	344	527	727
0,55	378	578	797
0,595	410	626	862

Ανάλυση ευαισθησίας για FSRU (L01), T=-162 C, πληρότητα 98% μεταβάλλοντας την θέση της οπής για 0,25, 0,75 και 1,5 m οπή				
Διάμετρος οπής [m]	Θέση οπής [%]	Επιπτώσεις [m]		
		Τοξική περιοχή	Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE
0,25	5	69	330	207
	20	63	320	196
	40	59	305	188
	60	49	281	174
	70	43	263	169
	90	23	202	115
0,75	0	237	689	457
	5	234	688	453
	20	210	638	400
	40	194	603	345
	60	172	560	280
	70	158	528	256
	90	70	328	179
	5	386	1100	588
1,5	90	158	560	391

Ανάλυση ευαισθησίας για FSRU (L01), T=-162 C, πληρότητα 98%, οπή 0,25 m και θέση 5% μεταβάλλοντας την ταχύτητα του αέρα									
Ταχύτητα αέρα [mph]	Επιπτώσεις [m]								
	Τοξική περιοχή			Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE		Θερμική ακτινοβολία		
	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III		Ζώνη II	Ζώνη III	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III
7,9	78	89	152	275	178	261	162	253	351
9	77	84	157	299	191	262	162	253	351
10	69	82	163	323	204	263	162	253	351
10,3	69	77	165	331	209	264	167	258	356
10,5	70	77	167	338	216	264	171	261	359
11	63	76	171	352	211	267	176	265	362
11,5	62	75	175	367	220	271	179	267	363
12	61	74	180	384	240	281	181	269	363
12,5	59	73	186	404	250	288	183	269	362

Ανάλυση ευαισθησίας για FSRU (L01), T=-162 C, πληρότητα 98%, οπή 0,25 m και θέση 5% μεταβάλλοντας την θερμοκρασία του αέρα									
Θερμοκρασία αέρα [C]	Επιπτώσεις [m]								
	Τοξική περιοχή			Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE		Θερμική ακτινοβολία		
	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III		Ζώνη II	Ζώνη III	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III
1	63	77	163	324	206	262	177	272	374
5	70	77	163	324	207	262	174	268	370
10	70	77	164	324	207	263	170	263	363

15	69	77	164	328	207	263	165	257	365
20	69	78	165	332	208	264	161	251	349
25	69	78	166	334	208	264	158	248	345
31	69	82	167	341	210	266	155	244	339

Ανάλυση ευαισθησίας για FSRU (L01), T=-162 C, πληρότητα 98%, οπή 0,25 m και θέση 5% μεταβάλλοντας την υγρασία									
Επιπτώσεις [m]									
Υγρασία [%]	Τοξική περιοχή			Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE		Θερμική ακτινοβολία		
	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III		Ζώνη II	Ζώνη III	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III
65	69	77	165	330	207	264	162	253	351
67	69	77	163	329	207	263	162	252	351
71	69	77	160	326	197	260	161	252	350
75	69	77	157	321	193	257	161	251	349
79	69	77	154	317	189	254	160	251	348
83	69	77	151	305	182	251	160	250	347
87	69	77	149	290	179	248	160	250	347

Αποτελέσματα για LNGC (L03.2), T=-162 C, πληρότητα 98%, θέση οπής 55%						
Διάμετρος οπής [m]	Κίνδυνος	Μέγεθος κινδύνου [m]	Επιπτώσεις	Ζώνη I [m]	Ζώνη II [m]	Ζώνη III [m]
0,25	Εξατμιζόμενη λίμνη	47	Τοξική περιοχή	56	62	193
			Εύφλεκτη περιοχή	287		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	176	224
Λίμνη φωτιάς	49	Θερμική ακτινοβολία	136	205	280	
1,5	Εξατμιζόμενη λίμνη	302	Τοξική περιοχή	289	316	931
			Εύφλεκτη περιοχή	1700		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	1200	1200
	Λίμνη φωτιάς	200	Θερμική ακτινοβολία	410	626	862

Αποτελέσματα για LNGC (L03.2), T=-162 C, πληρότητα 98%, θέση οπής 70%						
Διάμετρος οπής [m]	Κίνδυνος	Μέγεθος κινδύνου [m]	Επιπτώσεις	Ζώνη I [m]	Ζώνη II [m]	Ζώνη III [m]
0,25	Εξατμιζόμενη λίμνη	47	Τοξική περιοχή	42	49	121
			Εύφλεκτη περιοχή	260		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	167	202
Λίμνη φωτιάς	49	Θερμική ακτινοβολία	119	178	241	
0,75	Εξατμιζόμενη λίμνη	138	Τοξική περιοχή	155	172	289
			Εύφλεκτη περιοχή	522		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	241	416
Λίμνη φωτιάς	171	Θερμική ακτινοβολία	352	540	744	
1,5	Εξατμιζόμενη λίμνη	255	Τοξική περιοχή	247	272	754
			Εύφλεκτη περιοχή	1300		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	936	985
Λίμνη φωτιάς	200	Θερμική ακτινοβολία	410	626	862	

Αποτελέσματα για LNGC (L03.2), T=-162 C, πληρότητα 98%, θέση οπής 55%						
Διάμετρος οπής [m]	Κίνδυνος	Μέγεθος κινδύνου [m]	Επιπτώσεις	Ζώνη I [m]	Ζώνη II [m]	Ζώνη III [m]
0,25	Εξαμιζόμενη λίμνη	47	Τοξική περιοχή	56	62	193
			Εύφλεκτη περιοχή	287		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	176	224
	Λίμνη φωτιάς	49	Θερμική ακτινοβολία	136	205	280
1,5	Εξαμιζόμενη λίμνη	302	Τοξική περιοχή	289	316	931
			Εύφλεκτη περιοχή	1700		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	1200	1200
	Λίμνη φωτιάς	200	Θερμική ακτινοβολία	410	626	862

Αποτελέσματα για LNGC (L03.2), T=-162 C, πληρότητα 98%, θέση οπής 70%						
Διάμετρος οπής [m]	Κίνδυνος	Μέγεθος κινδύνου [m]	Επιπτώσεις	Ζώνη I [m]	Ζώνη II [m]	Ζώνη III [m]
0,25	Εξαμιζόμενη λίμνη	47	Τοξική περιοχή	42	49	121
			Εύφλεκτη περιοχή	260		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	167	202
	Λίμνη φωτιάς	49	Θερμική ακτινοβολία	119	178	241
0,75	Εξαμιζόμενη λίμνη	138	Τοξική περιοχή	155	172	289
			Εύφλεκτη περιοχή	522		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	241	416
	Λίμνη φωτιάς	171	Θερμική ακτινοβολία	352	540	744
1,5	Εξαμιζόμενη λίμνη	255	Τοξική περιοχή	247	272	754
			Εύφλεκτη περιοχή	1300		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	936	985
	Λίμνη φωτιάς	200	Θερμική ακτινοβολία	410	626	862

Αποτελέσματα για FSRU (M01), πληρότητα 98%, θέση οπής 98% και οπή 0,25% μεταβάλλοντας την θερμοκρασία αποθήκευσης																								
Θερμοκρασία [C]	-160			-155			-150			-145			-140			-138			-135			-130		
Επιπτώσεις	Z 1	Z 2	Z 3	Z 1	Z 2	Z 3	Z 1	Z 2	Z 3	Z 1	Z 2	Z 3	Z 1	Z 2	Z 3	Z 1	Z 2	Z 3	Z 1	Z 2	Z 3	Z 1	Z 2	Z 3
Τοξική περιοχή	278	354	627	402	525	952	459	616	1100	485	673	1300	489	706	1400	484	712	1500	474	718	1500	448	714	1600
Εύφλεκτη περιοχή	900			1400			1700			1900			2100			2200			2300			2400		
Εκρηκτική περιοχή	-	707	750	-	1100	1100	-	1300	1300	-	1400	1500	-	1600	1700	-	1600	1700	-	1700	1800	-	1800	1800
Εκρηκτική περιοχή	10	57	114	55	118	175	53	138	210	74	160	236	89	177	258	95	183	266	102	192	277	114	206	295

Αποτελέσματα για LNGC (M02), πληρότητα 98%, θέση οπής 98% και οπή 0,25% μεταβάλλοντας την θερμοκρασία αποθήκευσης																								
Θερμοκρασία [C]	-160			-155			-150			-145			-140			-138			-135			-130		
Επιπτώσεις	Z 1	Z 2	Z 3	Z 1	Z 2	Z 3	Z 1	Z 2	Z 3	Z 1	Z 2	Z 3	Z 1	Z 2	Z 3	Z 1	Z 2	Z 3	Z 1	Z 2	Z 3	Z 1	Z 2	Z 3
Τοξική περιοχή	279	355	629	402	525	952	459	616	1100	484	672	1300	488	705	1400	484	712	1500	474	717	1500	448	713	1600
Εύφλεκτη περιοχή	902			1400			1700			1900			2100			2100			2200			2400		
Εκρηκτική περιοχή	-	708	751	-	1100	1100	-	1300	1300	-	1400	1400	-	1600	1600	-	1600	1700	-	1700	1700	-	1700	1800
Εκρηκτική περιοχή	10	58	114	55	118	175	53	138	210	74	160	236	89	177	258	95	183	266	102	192	277	114	206	295

Αποτελέσματα για FSRU/LNGC (L02), T=-162 C, πληρότητα 100%, θέση οπής 0%						
Διάμετρος οπής [m]	Κίνδυνος	Μέγεθος κινδύνου [m]	Επιπτώσεις	Ζώνη I [m]	Ζώνη II [m]	Ζώνη III [m]
0,05	Εξατμιζόμενη λίμνη	4,4	Τοξική περιοχή	11	11	23
			Εύφλεκτη περιοχή	48		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	27	32
	Λίμνη φωτιάς	3,8	Θερμική ακτινοβολία	13	18	22
0,15	Εξατμιζόμενη λίμνη	12,1	Τοξική περιοχή	13	21	52
			Εύφλεκτη περιοχή	112		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	51	75
	Λίμνη φωτιάς	11,3	Θερμική ακτινοβολία	33	47	61
0,3	Εξατμιζόμενη λίμνη	19,1	Τοξική περιοχή	19	23	66
			Εύφλεκτη περιοχή	144		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	106	110
	Λίμνη φωτιάς	17,6	Θερμική ακτινοβολία	49	70	93
0,4	Εξατμιζόμενη λίμνη	21	Τοξική περιοχή	19	23	66
			Εύφλεκτη περιοχή	145		
			Εκρηκτική περιοχή VCE	-	107	116
	Λίμνη φωτιάς	19,6	Θερμική ακτινοβολία	54	78	103
Ολική διάτρηση	Πύρινη σφαίρα	60	Θερμική ακτινοβολία	120	191	268

Ανάλυση ευαισθησίας για FSRU/LNGC (L02), T=-162 C, πληρότητα 100%, οπή 0,4 m και θέση 0% μεταβάλλοντας την ταχύτητα του αέρα									
Ταχύτητα αέρα [m/s]	Επιπτώσεις [m]								
	Τοξική περιοχή			Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE		Θερμική ακτινοβολία		
	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III		Ζώνη II	Ζώνη III	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III
7,9	21	23	58	125	84	95	51	76	104
9	20	23	64	138	95	105	53	77	104
10	19	23	66	141	106	115	54	78	103
11	20	26	66	139	106	115	54	72	102
12	20	27	67	144	107	117	55	77	101
12,5	20	27	68	146	108	117	55	77	101

Ανάλυση ευαισθησίας για FSRU/LNGC (L02), T=-162 C, πληρότητα 100%, οπή 0,4 m και θέση 0% μεταβάλλοντας την θερμοκρασία του αέρα									
Θερμοκρασία αέρα [C]	Επιπτώσεις [m]								
	Τοξική περιοχή			Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE		Θερμική ακτινοβολία		
	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III		Ζώνη II	Ζώνη III	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III
1	19	23	67	140	106	116	56	80	106
10	20	23	67	144	107	116	55	79	104
20	19	23	66	145	107	116	54	77	102
31	20	23	68	147	107	116	52	76	100

Ανάλυση ευαισθησίας για FSRU/LNGC (L02), T=-162 C, πληρότητα 100%, οπή 0,4 m και θέση 0% μεταβάλλοντας την θερμοκρασία της θάλασσας						
	Επιπτώσεις [m]					
	Τοξική περιοχή			Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE	
Θερμοκρασία θάλασσας [C]	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III		Ζώνη II	Ζώνη III
12	19	23	66	145	107	116
15	19	23	66	145	107	116
18	19	23	66	145	107	116
21	19	23	66	145	107	116
25	19	23	66	145	107	116

Αποτελέσματα για FSRU/LNGC (G02), T=-149 C και P=2 atm					
Διάμετρος οπής [m]	Κίνδυνος	Επιπτώσεις	Ζώνη I [m]	Ζώνη II [m]	Ζώνη III [m]
0,05	Διαρροή εύφλεκτου αερίου	Τοξική περιοχή	<10	<10	11
		Εύφλεκτη περιοχή	17		
		Εκρηκτική περιοχή VCE	-	<10	13
	Γλώσσα φωτιάς	Θερμική ακτινοβολία	10	10	10
0,15	Διαρροή εύφλεκτου αερίου	Τοξική περιοχή	<10	<10	11
		Εύφλεκτη περιοχή	17		
		Εκρηκτική περιοχή VCE	-	<10	13
	Γλώσσα φωτιάς	Θερμική ακτινοβολία	10	10	10
0,4	Διαρροή εύφλεκτου αερίου	Τοξική περιοχή	<10	<10	11
		Εύφλεκτη περιοχή	17		
		Εκρηκτική περιοχή VCE	-	<10	13
	Γλώσσα φωτιάς	Θερμική ακτινοβολία	10	10	10

Ανάλυση ευαισθησίας για FSRU/LNGC (G02), T=-149 C μεταβάλλοντας την πίεση αποθήκευσης									
	Επιπτώσεις [m]								
	Τοξική περιοχή			Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE		Θερμική ακτινοβολία		
Πίεση [atm]	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III		Ζώνη II	Ζώνη III	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III
1,2	<10	<10	11	11	<10	<10	10	10	10
1,5	<10	<10	11	11	<10	12	10	10	10
2	<10	<10	11	17	<10	13	10	10	10
2,5	<10	<10	11	20	12	14	10	10	10

Ανάλυση ευαισθησίας για FSRU/LNGC (G02), P=2 atm μεταβάλλοντας την ταχύτητα του αέρα									
	Επιπτώσεις [m]								
	Τοξική περιοχή			Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE		Θερμική ακτινοβολία		
Ταχύτητα αέρα [mph]	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III		Ζώνη II	Ζώνη III	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III
7,9	<10	<10	11	17	<10	13	10	10	10
9	<10	<10	11	17	<10	13	10	10	10
10	<10	<10	11	17	<10	13	10	10	10
11	<10	<10	11	16	<10	13	10	10	10
12,5	<10	<10	11	15	<10	13	10	10	10

Ανάλυση ευαισθησίας για FSRU/LNGC (G02), P=2 atm μεταβάλλοντας την θερμοκρασία του αέρα									
	Επιπτώσεις [m]								
	Τοξική περιοχή			Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE		Θερμική ακτινοβολία		
Θερμοκρασία αέρα [C]	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III		Ζώνη II	Ζώνη III	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III
1	<10	<10	11	16	<10	13	10	10	10
10	<10	<10	11	16	<10	13	10	10	10
20	<10	<10	11	17	<10	13	10	10	10
31	<10	<10	11	16	<10	13	10	10	10

Αποτελέσματα για FSRU (G01), P=100 atm και T=Τπεριβάλλοντος					
Διάμετρος οπής [m]	Κίνδυνος	Επιπτώσεις	Ζώνη I [m]	Ζώνη II [m]	Ζώνη III [m]
Πλήρη ρήξη	Διαρροή εύφλεκτου αερίου	Τοξική περιοχή	138	169	343
		Εύφλεκτη περιοχή	689		
		Εκρηκτική περιοχή VCE	-	477	724
	Γλώσσα φωτιάς	Θερμική ακτινοβολία	303	470	653

Ανάλυση ευαισθησίας για FSRU (G01), P=100 atm, T=Τπεριβάλλοντος μεταβάλλοντας την ταχύτητα του αέρα									
	Επιπτώσεις [m]								
	Τοξική περιοχή			Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE		Θερμική ακτινοβολία		
Ταχύτητα αέρα [mph]	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III		Ζώνη II	Ζώνη III	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III
7,9	147	179	319	603	449	731	302	470	653
9	144	175	330	643	456	726	302	470	653
10	141	170	341	680	476	724	303	470	653
11	133	164	352	720	494	725	303	471	653
12,5	126	158	370	783	522	734	303	471	654

Ανάλυση ευαισθησίας για FSRU (G01), P=100 atm, T=Τπεριβάλλοντος μεταβάλλοντας την θερμοκρασία του αέρα									
	Επιπτώσεις [m]								
	Τοξική περιοχή			Εύφλεκτη περιοχή	Εκρηκτική περιοχή VCE		Θερμική ακτινοβολία		
Θερμοκρασία αέρα [C]	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III		Ζώνη II	Ζώνη III	Ζώνη I	Ζώνη II	Ζώνη III
1	151	200	353	642	471	738	323	502	698
10	157	188	348	658	472	730	312	485	674
20	133	162	342	700	479	723	301	467	648
31	108	134	351	805	519	731	289	448	622