ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Σχολή Ναυπηγών Μηχανολόγων Μηχανικών

Μελέτη σκοπιμότητας για τη κατασκευή και λειτουργία μονάδας FSRU στη περιοχή της Κρήτης

Διπλωματική εργασία

του

Σοφοκλή-Παναγιώτη Κατσιγιάννη

Επιβλέπων καθηγητής:
Δημήτριος Β . Λυρίδης
Αναπληρωτής καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα,Οκτώβριος 2019

Στον πατέρα μου Σπύρο που έφυγε νωρίς και στη μητέρα μου Αναστασία που έκανε την απουσία του «λιγότερο » επώδυνη…

Περιεχόμενα

Λίστα εικόνων 7

Λίστα πινάκων 11

Ευχαριστίες 15

Περίληψη 16

Abstract 17

1. Ανασκόπηση επίκαιρων θεμάτων της αγοράς ενέργειας 18

1.1 Προσφορά και ζήτηση ενέργειας 18

1.2 Ισχύοντες και μελλοντικοί κανονισμοί σχετικά με εκπομπές ρύπων 20

1.3 Το υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG) ως επιλογή για την κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης 23

2. Ισχύουσες πρακτικές σχετικά με τη μεταφορά και διαχείριση του LNG 27

2.1 Τρόποι μεταφοράς LNG 27

2.2 Τρόποι αποθήκευσης και διαχείρισης LNG 32

2.3 Δυνατότητες και προκλήσεις από μια πιο εκτεταμένη χρήση LNG 41

3. Πλωτές μονάδες αποθήκευσης και επαναεριοποίησης φυσικού αερίου(FSRU) 44

3.1 Γενικά στοιχεία 44

3.2 Απόκτηση μονάδας FSRU 45

3.3 Λειτουργία 46

3.4 Εναλλακτικές μέθοδοι σχεδίασης 50

3.5 Τεχνικά χαρακτηριστικά 52

3.6 Παρουσίαση του τρόπου παραλαβής και διαχείρισης του LNG 58

3.7 Πλεονεκτήματα-μειονεκτήματα σε σχέση με άλλες τεχνικές λύσεις αποθήκευσης και διαχείρισης LNG 69

4. Περιγραφή της κατάλληλης μεθόδου για την αξιολόγηση της επένδυσης 75

4.1. Γενικά στοιχεία για μια επένδυση 75

4.2. Τεχνικές αξιολόγησης επενδύσεων 76

4.3. Παρουσίαση της επιλεγείσας μεθόδου αξιολόγησης της επένδυσης στη περίπτωση της κατασκευής μονάδας FSRU 81

5. Μελέτη σκοπιμότητας και οικονομικής εκμετάλλευσης από την χρήση μονάδας FSRU στη περιοχή της Κρήτης 83

5.1. Παρουσίαση ενεργειακών αναγκών της Κρήτης 83

5.2. Ιδιαιτερότητες της Κρήτης από άποψη γεωγραφίας και υποδομών 87

5.3. Υφιστάμενες υποδομές για τη κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης στη περιοχή της Κρήτης 89

5.4. Η αυξημένη χρήση του LNG ως μια λύση για την ενεργειακή αυτάρκεια του νησιού 93

5.5. Καθορισμός της περιοχής στην οποία θα δραστηριοποιείται η μονάδα 94
5.6. Καθορισμός πιθανών λύσεων 96
5.7. Ανάλυση και σύγκριση τεχνικών λεπτομερειών και τελική επιλογή 101
5.8. Παρουσίαση εναλλακτικών τρόπων κατασκευής της μονάδας 104
6. Μελέτη εφικτότητας για την εγκατάσταση μονάδας FSRU στη περιοχή της Κρήτης .. 107
6.1 Πρώτο σενάριο 108
6.1.1 Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και χωρίς ανάπτυξη ΑΠΕ 111
6.1.2 Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ με διασύνδεση 120
6.1.3 Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και με περαιτέρω ανάπτυξη ΑΠΕ 127
6.1.4 Σενάριο εξηλεκτρισμού με αυξημένη χρήση ΦΑ 135
6.2 Δεύτερο σενάριο 143
6.2.1 Οπτική ναυτιλιακής εταιρείας 147
6.2.2 Οπτική εταιρείας αερίου 150
7. Συμπεράσματα 180
8. Βιβλιογραφία 184
9. Παράρτημα –Αναλυτικοί υπολογισμοί 186
9.1. Πρώτο σενάριο 186
9.2. Δεύτερο σενάριο 192
9.2.1 Οπτική ναυτιλιακής εταιρείας 192
9.2.2 Οπτική εταιρείας αερίου 195

Λίστα εικόνων

Εικόνα [1]:Πλοίο μεταφοράς LNG με δεξαμενές τύπου MOSS 28
Εικόνα [2]: Πλοίο μεταφοράς LNG με δεξαμενές τύπου μεμβράνης..... 28
Εικόνα [3]:Είδη συστημάτων συντήρησης-δεξαμενών για αποθήκευση σε LNG Carriers (πηγή: Cultofsea.com)..... 30
Εικόνα [4]: Τρένο για τη μεταφορά LNG (πηγή: CIMC ENRIC) 31
Εικόνα [5]:Φορτηγό για τη μεταφορά LNG (πηγή : CORBAN ENERGY GROUP) 31
Εικόνα [6]: Είδη δεξαμενών αποθήκευσης LNG με βάση τη θέση τους ως προς το έδαφος (πηγή : Εργαστήριο Τεχνολογίας Λιπαντικών και καυσίμων,ΕΜΠ)..... 33
Εικόνα [7] : Δεξαμενή με σύστημα απλού περιορισμού (πηγή: Tokyo-Gas Corp.)..... 34
Εικόνα [8]: Δεξαμενή με σύστημα διπλού περιορισμού (πηγή :Tokyo-Gas Corp.)..... 35
Εικόνα [9] :Δεξαμενές με σύστημα πλήρους περιορισμού (πηγή: KOGAS TECH Corporation) 35
Εικόνα [10] : Πλοίο FSRU (πηγή: Excelerate Energy)..... 36
Εικόνα [11] :Nitrogen-loop regasification plant (πηγη: Wartsila)..... 38
Εικόνα [12]: Mixed Refrigerant Loop (πηγή :Wartsila) 39
Εικόνα [13]:Αναπαράσταση διαχείρισης του LNG κατά την παράδοση του στο τερματικό σταθμό προορισμού (πηγή : Liquefied Gas Handling Principles on Ships and in Terminals,McGuire and White,Third edition,SIGGTO)..... 40
Εικόνα [14]:Διαδικασία μεταφοράς LNG σε μονάδα FSRU και αεριοποίηση του (πηγή : Klaipeda Nafta) 40
Εικόνα [15]: Το FSRU Independence (170000 m3) κατασκευασμένο το 2014 με κόστος κατασκευής 330 εκατ. $ (πηγή:Wikipedia)..... 45
Εικόνα [16] : Το FSRU Golar Freeze (125000 m3) προέκυψε από μετασκευή πλοίου κατασκευασμένου το 1976 (πηγή : Golar LNG)..... 46
Εικόνα [17] :Αναπαράσταση λειτουργίας μονάδας FSRU (πηγη: The Outlook for FSRUs,THE OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES,Ιούλιος 2017) 48
Εικόνα [18] : Διαδικασία επαναεριοποίησης με χρήση μονάδας FSU και κατάλληλης φορτηγίδας επαναεριοποίησης (πηγή: Greenfield LNG brochure,BP)..... 49
Εικόνα [19]: Διαδικασία επαναεριοποίησης με χρήση μονάδας FSU και κατάλληλης νησίδας επαναεριοποίησης (πηγή: Greenfield LNG brochure,BP) 49
Εικόνα [20] : Διαδικασία επαναεριοποίησης με χρήση μονάδας FSU και επίγειας μονάδας επαναεριοποίησης (πηγή: Greenfield LNG brochure,BP) 50
Εικόνα [21] : Διαδικασία επαναεριοποίησης με χρήση μονάδας FSU και κατάλληλης φορτηγίδας με δυνατότητα επαναεριοποίησης και παραγωγής ενέργειας (πηγή: Greenfield LNG brochure,BP) 50
Εικόνα [22] : Το FSRU EXCELSIOR με δεξαμενές τύπου μεμβράνης και μονάδα επαναεριοποίησης στο πρωραίο τμήμα (πηγή : Excelerate Energy) 51
Εικόνα [23] : Το FSRU TOSCANA με σφαιρικές δεξαμενές και μονάδα επαναεριοποίησης στη πλώρη (πηγή: GOLAR LNG)..... 51
Εικόνα [24] : Το FSRU Golar Mazo με σφαιρικές δεξαμενές και μονάδα επαναεριοποίησης μεταξύ 3ής και 4ής δεξαμενής (πηγή :GOLAR LNG) 52
Εικόνα [25] : Το FSRU CHALLENGER με δυνατότητα αποθήκευσης 263000 m3 LNG (πηγή: DAEWOO Heavy Industries)..... 53
Εικόνα [26] : Σύστημα μεταφοράς φορτίου με τη χρήση κρυογενικών σωλήνων(πηγή: INTRAMARE)..... 54

Εικόνα [27] : Σύστημα μεταφοράς φορτίου με τη χρήση κρυογενικών μηχανικών βραχιόνων στο FSRU TOSCANA (πηγή: FMC Technologies) 54
Εικόνα [28]: Τυπική διάταξη Genset-DFDE για FSRU (πηγή : Floating Storage and Regasification Units, Lloyd's Register guidance document,Σεπτέμβριος 2016)..... 55
Εικόνα [29]: Τυπική διάταξη Genset-Gas turbines για FSRU (πηγή : Floating Storage and Regasification Units, Lloyd's Register guidance document,Σεπτέμβριος 2016)..... 56
Εικόνα [30] : Τυπική διάταξη Direct driven DFDE για FSRU (πηγή: Floating Storage and Regasification Units, Lloyd's Register guidance document,Σεπτέμβριος 2016)..... 56
Εικόνα [31]: Ο μηχανικός βραχίονας ARCTIC της εταιρείας SVT και τα τεχνικά του χαρακτηριστικά (πηγή: www.svt-gmbh.com)..... 60
Εικόνα [32]:Ο κρυογενικός σωλήνας Dunlop της εταιρείας Continental (πηγή :www. contitech-oil-gas.com)..... 60
Εικόνα [33] : Τεχνικά χαρακτηριστικά του κρυογενικού σωλήνα DUNLOP(πηγή: www. contitech-oil-gas.com)..... 61
Εικόνα [34] : Απαραίτητος εξοπλισμός για τη διαδικασία μεταφοράς του LNG μεταξύ LNG Carrier και FSRU(πηγή: FSRU MUST HAVE ITEMS,DYNAGAS LTD,Manos Migadios,Μαρτιος 2017) 61
Εικόνα [35] : Εξοπλισμός για ολοκλήρωση μεταφοράς LNG από ένα LNG Carrier σε μια μονάδα FSRU(πηγή: πηγή: FSRU MUST HAVE ITEMS,DYNAGAS LTD,Manos Migadios,Μαρτιος 2017) 62
Εικόνα [36] : Εξοπλισμός για ολοκλήρωση μεταφοράς LNG από ένα LNG Carrier σε μια μονάδα FSRU(πηγή: πηγή: FSRU MUST HAVE ITEMS,DYNAGAS LTD,Manos Migadios,Μαρτιος 2017) 62
Εικόνα [37] : Rotaram Quick Connect/Disconnect Coupler (πηγή: MIB ITALIANA S.P.A.)64
Εικόνα [38] : Open loop system for regasification (πηγή : MGM & FSRU Market overview,MARAN GAS MARITIME INV,Μάρτιος 2016) 67
Εικόνα [39] : Close loop system for regasification using glycol (πηγή : MGM & FSRU Market overview,MARAN GAS MARITIME INV,Μάρτιος 2016)..... 68
Εικόνα [40] : Το σύστημα επαναεριοποίησης Hamworthy με χρήση προπανίου (πηγή: www.wartsila.com/brochure-offshore-LNG.)..... 69
Εικόνα [41]: Δομή της Ηλεκτροπαραγωγής στη Κρήτη (πηγή : Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης,ΕΜΠ,2016) 88
Εικόνα [42]:Ενεργειακό ισοζύγιο Κρήτης για το έτος 2013 σε κΤιπ (πηγή: Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης,ΕΜΠ,2016)..... 89
Εικόνα [43]:Δομή κατανάλωσης προϊόντων πετρελαίου στη Κρήτη το 2013 (πηγή: Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης,ΕΜΠ,2016) 90
Εικόνα [44]:Θέση των κεντρικών θερμικών σταθμών παραγωγής Η/Ε στη περιφέρεια Κρήτης(πηγή: ΔΕΔΔΗΕ ΑΕ) 90
Εικόνα [45] :Ο ατμοηλεκτρικός σταθμός στη περιοχή του Αθερινολάκκου στην επαρχεία Σητείας (πηγή: ΑΔΜΗΕ) 91
Εικόνα [46] : Πρότυπος σταθμός παραγωγής Η/Ε από βιοαέριο στο Ηράκλειο της Κρήτης (πηγή : SYCHEM SA) 92
Εικόνα [47]:Τοποθεσία θέσης Αθερινόλακκου στο νομό Λασιθίου με το κόκκινο τετράγωνο (πηγή: Περιφερειακή διεύθυνση Κρήτης)..... 96
Εικόνα [48] : Διαδικασία επαναεριοποίησης στη στεριά με χρήση μονάδας FSU (πηγή: Greenfield LNG brochure,BP) 97
Εικόνα [49] :Διαδικασία επαναεριοποίησης σε κατάλληλη φορτηγίδα με παράλληλη χρήση μονάδας FSU (πηγή : Greenfield LNG brochure,BP)..... 98

Εικόνα [50] : Φορτηγίδα επαναεριοποίησης LNG κατά τον ανεφοδιασμό της με LNG από LNG Carrier (πηγή : Wärtsilä) 99
Εικόνα [51] :Διαδικασία επαναεριοποίησης με τη χρήση πλωτής μονάδας αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG (πηγή : Greenfield LNG brochure, BP) 100
Εικόνα [52] : Εγκατάσταση πρόωσης FSRU με χρήση μηχανών DFDE (πηγή : Floating Storage and Regasification Units, Lloyd's Register guidance document,Σεπτέμβριος 2016). 94
Εικόνα [53] : Εγκατάσταση πρόωσης FSRU με χρήση αεριοστροβίλων (πηγή : Floating Storage and Regasification Units, Lloyd's Register guidance document,Σεπτέμβριος 2016). 95
Εικόνα [54] : Το FSRU Golar Spirit της εταιρείας Golar LNG με δυνατότητα αποθήκευσης 129000 m3 LNG (πηγή: Golar LNG) 106
Εικόνα[55] : Κεντρική ιδέα της μελέτης του 1ου σεναρίου 109
Εικόνα [56] : Αναλυτικό σχέδιο υπολογισμού για τη μελέτη του 1ου σεναρίου 110
Εικόνα [57] : Γράφημα ελάχιστης χρέωσης από τη χρήση FSRU ανά έτος για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου 114
Εικόνα [58] Επίπτωση χρέωσης από τη χρήση FSRU στην NPV για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου 119
Εικόνα [59] : Γράφημα ελάχιστης χρέωσης από τη χρήση FSRU για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου 122
Εικόνα [60] : Γράφημα της επίπτωσης χρέωσης από τη χρήση FSRU στην NPV για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου 127
Εικόνα [61] : Γράφημα ελάχιστης χρέωσης από τη χρήση FSRU για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου 130
Εικόνα [62] : Επίπτωση χρέωσης από τη χρήση FSRU στην NPV για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου 135
Εικόνα [63] : Γράφημα της ελάχιστης χρέωσης για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου 138
Εικόνα [64] : Επίπτωση της ταρίφας από τη χρήση FSRU στην NPV για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου 143
Εικόνα [65] : Γενική ιδέα 2ου σεναρίου 144
Εικόνα [66] : Αναλυτική πορεία της μελέτης για το 2ο σενάριο από την οπτική της ναυτιλιακής εταιρείας 145
Εικόνα [67] : Αναλυτική πορεία της μελέτης για το 2ο σενάριο από την οπτική της εταιρείας αερίου 146
Εικόνα [68] : Επίπτωση ταρίφας στην NPV για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου 157
Εικόνα [69] : Επίδραση ταρίφας στην NPV για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρου 165
Εικόνα [70] : Επίδραση της ταρίφας στην NPV για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου 172
Εικόνα [71]: Επίπτωση ταρίφας στην NPV για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου 179
Εικόνα [72] :Υπολογισμός CAPEX και OPEX 186
Εικόνα [73] : Χρήση Goal seek για τον υπολογισμό των ελάχιστων εσόδων για το 1ο σενάριο 187
Εικόνα [74] :Υπολογισμός ελάχιστης χρέωσης για το 1ο σενάριο 187
Εικόνα [75] :Υπολογισμός πραγματικής χρέωσης και εσόδων 188
Εικόνα [76] : Υπολογισμός NPV 1ης περίπτωσης 1ου σεναρίου 188
Εικόνα [77]: Υπολογισμός IRR 1ης περίπτωσης 1ου σεναρίου 189
Εικόνα [78] : Υπολογισμός ταμειακών ροών μετόχων 189
Εικόνα [79]: Υπολογισμός NPV ναυτιλιακής εταιρείας για το 1ο σενάριο 190
Εικόνα [80] : Υπολογισμός IRR ναυτιλιακής εταιρείας για το 1ο σενάριο 190
Εικόνα [81]: Ταμειακές ροές για διάφορες τιμές της ταρίφας για το 1ο σενάριο 191
Εικόνα [82]: Τιμές της NPV για διάφορες τιμές της ταριφας 191

Εικόνα [83]: Υπολογισμός των τιμών της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για το 1ο σενάριο 192
Εικόνα [84]: OPEX ναυτιλιακής εταιρείας 193
Εικόνα [85]: Χρήση του Goal Seek για τον υπολογισμό του ελάχιστου απαιτούμενου ναύλου 193
Εικόνα [86] : Υπολογισμός της NPV για την ναυτιλιακή εταιρεία 194
Εικόνα [87]: Υπολογισμός του IRR για την ναυτιλιακή εταιρεία 194
Εικόνα [88]: OPEX εταιρείας αερίου για το 2ο σενάριο 195
Εικόνα [89]: Χρήση του Goal Seek για τον υπολογισμό της ελάχιστης χρέωσης 195
Εικόνα [90] : Υπολογισμός πραγματικών εσόδων και χρέωσης για την εταιρεία αερίου για το 2ο σενάριο 196
Εικόνα [91]: Υπολογισμός της NPV της εταιρείας αερίου για το 2ο σενάριο 197

Λίστα πινάκων

Πίνακας [1]:Εξέλιξη επιτρεπτών τιμών σχετικά με τις εκπομπές ρύπων στην αυτοκινητοβιομηχανία στην ΕΕ (πηγή: SMMT) 22
Πίνακας [2]: Κατανάλωση Η/Ε στη περιοχή της Κρήτης κατά τόπους και συνολικά (πηγή : Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης,ΕΜΠ,2016) 85
Πίνακας [3] :Κατανάλωση καυσίμων στη περιοχή της Κρήτης κατά τόπους και συνολικά (πηγή : Ενεργειακός σχεδιασμός περιφέρειας κρήτης,ΕΜΠ,2016) 86
Πίνακας [4]: Κατανάλωση Η/Ε ανά κλάδο και συνολικά στη περιφέρεια Κρήτης (πηγή : Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης,ΕΜΠ,2016) 86
Πίνακας [5] :Κατανάλωση καυσίμων ανά κλάδο και συνολικά στη περιφέρεια Κρήτης (πηγή : Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης,ΕΜΠ,2016) 87
Πίνακας [6] : Ετήσιο CAPEX και OPEX για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου 112
Πίνακας [7] : Ελάχιστα ετήσια Έσοδα για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου 113
Πίνακας [8] : Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση του FSRU για τις τρεις τιμές των προεξοφλητικών επιτοκίων για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου..... 114
Πίνακας [9] : Ετήσια πραγματικά έσοδα για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου 115
Πίνακας [10] : Τιμές της NPV και του IRR για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου 116
Πίνακας [11] :Ταμειακές ροές ναυτιλιακής εταιρείας για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου 117
Πίνακας [12] : Ταμειακές ροές εταιρείας αερίου για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου .. 118
Πίνακας [13] : NPV και IRR ναυτιλιακής εταιρείας και εταιρείας αερίου για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου 118
Πίνακας [14] : Τιμές των διαφόρων μεγεθών για διάφορες τιμές ταρίφας για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου 119
Πίνακας [15] : Τιμές της χρέωσης που μηδενίζουν την NPV για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου 120
Πίνακας [16]: Ετήσιο CAPEX και OPEX για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου 121
Πίνακας [17] :Ελάχιστα ετήσια έσοδα για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου 121
Πίνακας [18] : Ελάχιστη χρέωση για τη χρήση του FSRU για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου 122
Πίνακας [19] : Ετήσια έσοδα για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου 123
Πίνακας [20] : Τιμές για την NPV και τον IRR για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου 123
Πίνακας [21] : Ταμειακές ροές για τη ναυτιλιακή εταιρεία για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου 125
Πίνακας [22] : Ταμειακές ροές για την εταιρεία αερίου για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου 126
Πίνακας [23] : Τιμές της NPV και του IRR για τη ναυτιλιακή εταιρεία και την εταιρεία αερίου για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου..... 126
Πίνακας [24] : Τιμές των διαφόρων μεγεθών για τις διάφορες τιμές της ταρίφας για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου 127
Πίνακας [25] : Τιμές της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου 127
Πίνακας [26] : Ετήσιο CAPEX και OPEX για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου 128
Πίνακας [27] : Ελάχιστα έσοδα για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου 128
Πίνακας [28] : Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση FSRU για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου 129
Πίνακας [29] : Ετήσια έσοδα για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου 131

Πίνακας [30] : Τιμές της NPV και του IRR για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου 131
Πίνακας [31] : Ταμειακές ροές για τη ναυτιλιακή εταιρεία για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου 132
Πίνακας [32] : Ταμειακές ροές για την εταιρεία αεριου για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου 133
Πίνακας [33]: Τιμές της NPV και του IRR για τις δυο εταιρείες για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου 133
Πίνακας [34] : Τιμές των διαφόρων μεγεθών για διάφορες τιμές της ταρίφας για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου 134
Πίνακας [35] : Τιμές της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου 135
Πίνακας [36] : Ετήσιο CAPEX και OPEX για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου 136
Πίνακας [37] :Ελάχιστα ετήσια έσοδα για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου 136
Πίνακας [38] : Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση FSRU για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου 137
Πίνακας [39] : Ετήσια έσοδα για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου 139
Πίνακας [40] :Τιμές της NPV και του IRR για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου 139
Πίνακας [41] : Ταμειακές ροές για τη ναυτιλιακή εταιρεία για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναριου 140
Πίνακας [42]: Ταμειακές ροές για την εταιρεία αερίου για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναριου 141
Πίνακας [43] : Τιμές της NPV και του IRR για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου 142
Πίνακας [44] : Τιμές των διαφόρων μεγεθών για διάφορες τιμές της ταρίφας για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου 142
Πίνακας [45] : Τιμές της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου 143
Πίνακας [46] : CAPEX και OPEX ναυτιλιακής εταιρείας για το 2ο σενάριο 148
Πίνακας [47] : Αξία διάλυσης μονάδας FSRU 146
Πίνακας [48] : Ελάχιστος απαιτούμενος ναύλος 148
Πίνακας [49] : Πραγματικός ναύλος 149
Πίνακας [50] : Τιμές για την NPV,τον IRR και τον ημερήσιο ναύλο 149
Πίνακας [51] :OPEX εταιρείας αερίου για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου 151
Πίνακας [52] : Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου 152
Πίνακας [53] : Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου 153
Πίνακας [54]: Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου 154
Πίνακας [55] : Πραγματική χρέωση έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου 155
Πίνακας [56]: Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου 156
Πίνακας [57] : Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου 157
Πίνακας [58] : Τιμές για την NPV και τον IRR για τη 1ή περίπτωση του 2ου σεναρίου 157
Πίνακας [59]: Τιμές της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου 158
Πίνακας [60] : OPEX εταιρείας αερίου για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου 158

Πίνακας [61]: Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου 159
Πίνακας [62] : Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου 160
Πίνακας [63]: Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου 161
Πίνακας [64]: Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου 162
Πίνακας [65]: Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου 163
Πίνακας [66] : Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου 164
Πίνακας [67]: Τιμές της NPV και του IRR για την εταιρεία αερίου για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναριου 164
Πίνακας [68]: Τιμές της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου 165
Πίνακας [69] : OPEX εταιρείας αερίου για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου 166
Πίνακας [70] : Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου 167
Πίνακας [71]:Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου 168
Πίνακας [72] : Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου 169
Πίνακας [73] : Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου 170
Πίνακας [74] : Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου 171
Πίνακας [75]: Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου 171
Πίνακας [76]: Τιμές της NPV και του IRR για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου 172
Πίνακας [77]: Τιμές της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου 172
Πίνακας [78]: OPEX εταιρείας αερίου για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου 173
Πίνακας [79]: Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου 174
Πίνακας [80]: Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου 175
Πίνακας [81]: Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου 176
Πίνακας [82] : Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου 177
Πίνακας [83] : Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου 178
Πίνακας [84] : Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου 178
Πίνακας [85]:Τιμές της NPV και του IRR για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου 179
Πίνακας [86]: Τιμές της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για τη 4η περίπτωση του 2ου σενάριου 179

Ευχαριστίες

Η εκπόνηση της διπλωματικής μου εργασίας σηματοδοτεί το τέλος της φοίτησης μου στο τμήμα Ναυπηγών Μηχανολόγων Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου. Η παρουσία μου στη σχολή αποτέλεσε για μένα μια διαδρομή ανηφορική, κοπιαστική και απαιτητική αλλά παράλληλα όμορφη, ξεχωριστή και ενδιαφέρουσα. Ατενίζοντας πλέον τη γραμμή του τερματισμού αισθάνομαι την ανάγκη να ευχαριστήσω όλους τους ανθρώπους που με βοήθησαν ο καθένας με τον τρόπο του να ολοκληρώσω αυτό το όμορφο ταξίδι.

Αρχικά, θα ήθελα να ευχαριστήσω την μητέρα μου Αναστασία και τις αδερφές μου Μαρία και Παυλίνα για την ακατάπαυστη στήριξη τους και την αμέριστη αγάπη τους που με έκανε να υπερβώ κάθε δυσκολία στο δρόμο προς την επίτευξη του στόχου μου. Ξεχωριστές ευχαριστίες θα ήθελα να εκφράσω στον επιβλέπων καθηγητή της διπλωματικής μου εργασίας κ. Δημήτριο Λυρίδη για την άψογη συνεργασία και τη συνεχή καθοδήγηση καθώς και στον υποψήφιο διδάκτορα κ. Χρήστο Παπαλεωνίδα ο οποίος ήταν πάντα διαθέσιμος και πρόθυμος να με βοηθήσει όποτε τον χρειάστηκα.

Επιπλέον, θα ήθελα να ευχαριστήσω όλους τους ανθρώπους με τους οποίους συνεργάστηκα στα πλαίσια των σπουδών μου. Συγκεκριμένα, ευχαριστώ θερμά όλους τους καθηγητές, ερευνητές, επιστημονικούς συνεργάτες, υποψήφιους διδάκτορες και φοιτητές που γνώρισα κατά τη παραμονή μου στη σχολή Ναυπηγών διότι ο καθένας με τον τρόπο του με βοήθησε να βελτιωθώ τόσο ως επιστήμονας αλλά και κυρίως ως άνθρωπος.

Κλείνοντας, οφείλω να ευχαριστήσω τον εαυτό μου γιατί το πείσμα και η αποφασιστικότητα του ήταν πάντα μεγαλύτερα και από τη πιο μεγάλη δυσκολία και παρόλο το σκοτάδι που συνάντησε κατόρθωσε να βρει το δρόμο του για το φως.

Περίληψη

Ο σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη του φυσικού αερίου καθώς και της πλωτής μονάδας αποθήκευσης και επαναεριοποίησης φυσικού αερίου (FSRU). Αρχικά, γίνεται μια γενική ανασκόπηση του ενεργειακού σκηνικού παγκοσμίως με βάση στοιχεία για τη προσφορά και ζήτηση της ενέργειας ενώ παρουσιάζονται ισχύοντες και μελλοντικοί κανονισμοί σχετικά με τις εκπομπές των ρύπων. Εν συνεχεία, παρουσιάζεται το LNG ως μια αξιόπιστη λύση για τη κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του πλανήτη και παρατίθενται πληροφορίες σχετικά με τη μεταφορά και αποθήκευση του καθώς και σχετικά με τις προκλήσεις από μια πιο εκτεταμένη χρήση του.

Παράλληλα, γίνεται παρουσίαση της μονάδας FSRU και παρέχονται πληροφορίες σχετικά με τη λειτουργία του, τους εναλλακτικούς τρόπους κατασκευής, τα διάφορα τεχνικά του χαρακτηριστικά ενώ γίνεται και σύγκριση με τους χερσαίους τερματικούς σταθμούς.

Στη τελική φάση της εργασίας πραγματοποιείται μια μελέτη σκοπιμότητας με βάση διάφορα οικονομικά κριτήρια που περιέχονται στην εργασία. Ειδικότερα, μελετάται η εγκατάσταση και λειτουργία μια μονάδας FSRU στη περιοχή της Κρήτης και συγκεκριμένα του Αθερινόλακκου σε δυο διαφορετικά σενάρια.

Στο πρώτο σενάριο μελετάται μια κοινοπραξία ναυτιλιακής εταιρείας-εταιρείας αερίου η οποία θα κατέχει και θα διαχειρίζεται το FSRU. Αντίθετα, στο δεύτερο σενάριο η ναυτιλιακή εταιρεία κατέχει και διαχειρίζεται τη μονάδα, ενώ η εταιρεία αερίου ναυλώνει το FSRU από τη ναυτιλιακή εταιρεία και χρεώνει τη χρήση του ως σημείο εισόδου Φ.Α. στην Ελλάδα. Στο τέλος κάθε σεναρίου γίνεται σχολιασμός των εκάστοτε αποτελεσμάτων.

Αξίζει να σημειωθεί ότι τα στοιχεία που περιέχονται στην εργασία προέρχονται από έγκυρες βιβλιογραφικές πηγές ενώ οι διάφοροι υπολογισμοί, η μεθοδολογία και τα αποτελέσματα της έρευνας παρουσιάζονται στο κεφάλαιο 6.

Abstract

The aim of this diploma thesis is the study of natural gas and of the operation of a Floating Storage and Regasification Unit (FSRU). Initially, a general review of global energy needs, based on evidence of supply and demand, is presented. Moreover, the establishment of LNG as a reliable energy alternative option is examined and possible challenges from an increased utilization of LNG are highlighted.

In addition, the FSRU is presented as part of the LNG supply chain. Thus, information about the function, the technical specifications , the ways of construction and the several benefits and drawbacks of her use are in detail examined.

Lastly, a feasibility study is conducted following specific economic criteria, which are displayed in the diploma thesis. Specifically, the installation and operation of a FSRU in the region of Crete is examined based on two different scenarios.

The first scenario examines the option of a joint company, which will have a shipping company and a natural gas company as shareholders. On the contrary, in the second scenario the shipping company acts as owner and manager of the FSRU and the natural gas company charters the FSRU from the shipping company. In both scenarios, results and commentary are presented in the end of the analysis.

It is worth mentioning that the study uses data retrieved from reliable and valid literature sources and that both the calculations and methodology of each case examined are presented in the 6th chapter.

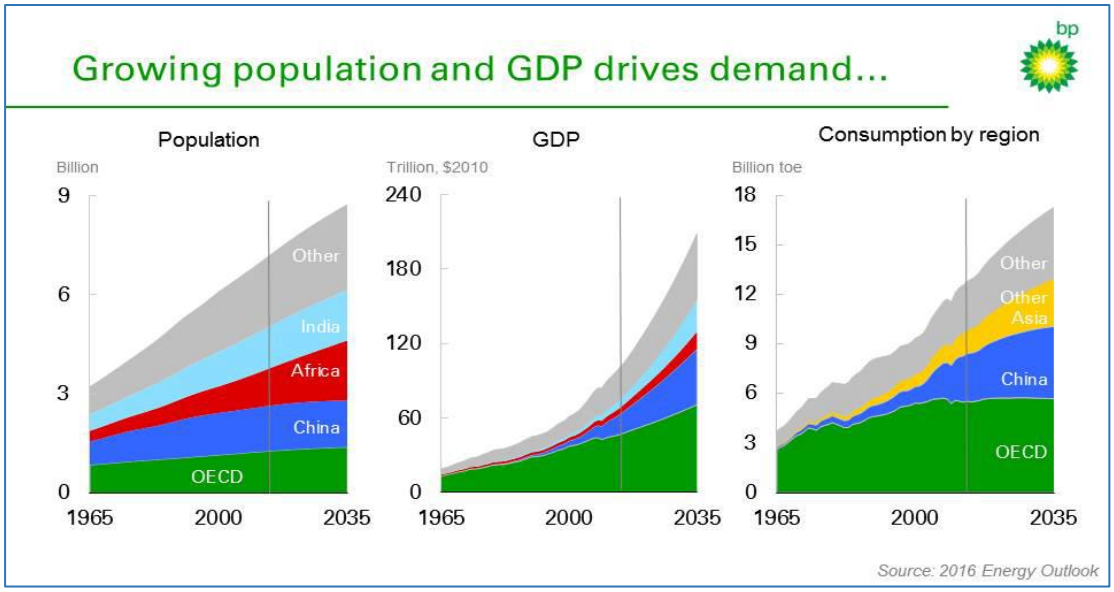
1. Ανασκόπηση επίκαιρων θεμάτων της αγοράς ενέργειας

1.1 Προσφορά και ζήτηση ενέργειας

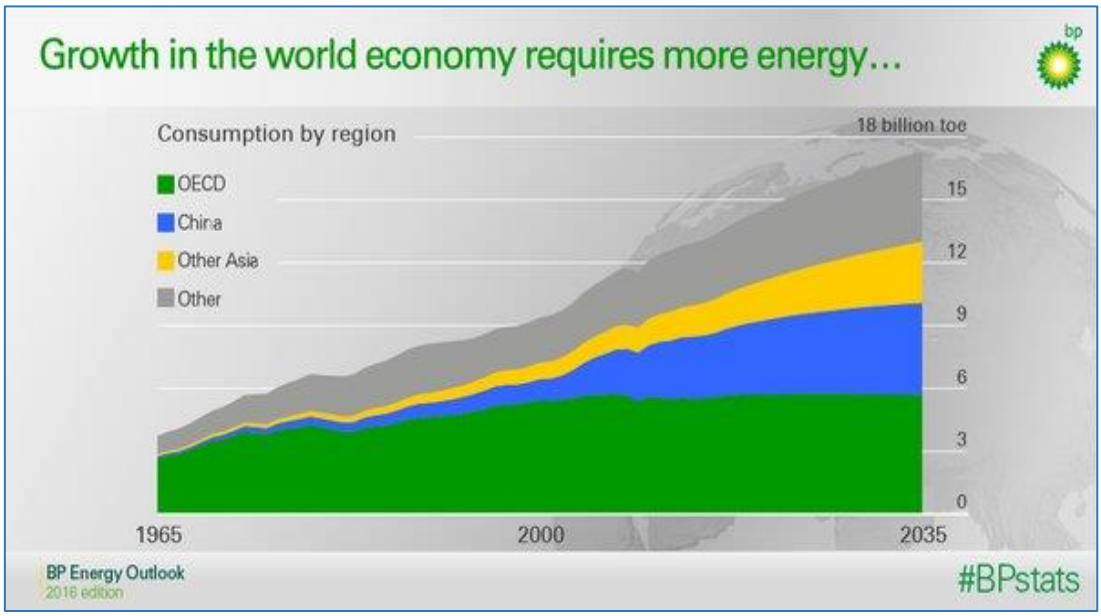
Ο περασμένος αιώνας χαρακτηρίστηκε από τις ραγδαίες τεχνολογικές εξελίξεις οι οποίες οδήγησαν σε μια πρωτόγνωρη οικονομική ανάπτυξη των σύγχρονων κοινωνιών. Καθοριστικό ρόλο σε αυτή τη διαδικασία έπαιξε η εξάπλωση και η κυριαρχία των μηχανών εσωτερικής καύσης οι οποίες αυτοματοποίησαν πολλές διαδικασίες και έδωσαν την δυνατότητα αυξημένης παραγωγής σε λιγότερο χρόνο. Επιπλέον η χρησιμοποίηση τους στις μεταφορές εκμηδένισε τις αποστάσεις και έθεσε τα θεμέλια για το σύγχρονο οικονομικό θαύμα του δυτικού κόσμου.

Ο ρόλος της ενέργειας σε αυτή τη διαμορφούμενη νέα πραγματικότητα ήταν και είναι καταλυτικός. Η εκτεταμένη χρήση των ορυκτών καυσίμων – κυρίως πετρελαίου και άνθρακα- στις διάφορες μονάδες παραγωγής ενέργειας αποτέλεσε την κινητήρια δύναμη για την ανάπτυξη του δυτικού κόσμου. Με το πέρασμα των χρόνων και καθώς η ζήτηση για ενέργεια συνεχώς αυξανόταν νέες μορφές ενέργειας εμφανίστηκαν για να συνδράμουν στην ικανοποίηση των όλο και αυξανόμενων ενεργειακών αναγκών της υφηλίου. Τέτοιες μορφές ενέργειας είναι πχ λοιποί υδρογονάνθρακες όπως το φυσικό αέριο ή οι διάφορες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

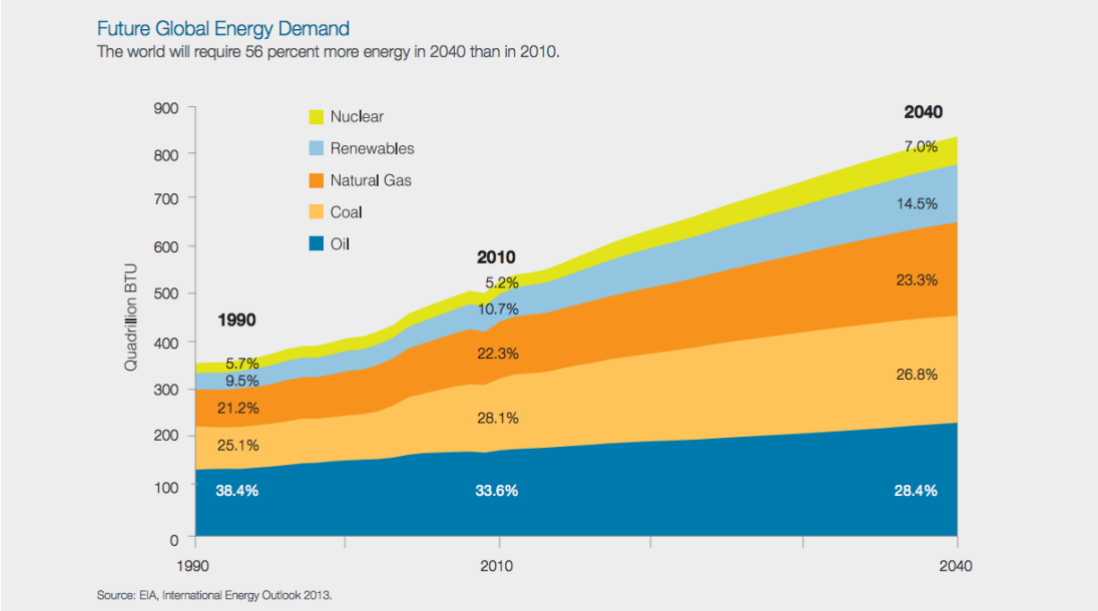
Σύμφωνα με στοιχεία που προκύπτουν από αρκετές μελέτες η ζήτηση για ενέργεια στο μέλλον θα αυξηθεί σε πολύ μεγαλύτερο βαθμό. Αυτό οφείλεται κυρίως στην ενδεχόμενη ανάπτυξη των αναδυόμενων οικονομιών κυρίως εκτός ΟΟΣΑ οι οποίες θα έχουν συνεχώς αυξανόμενες ενεργειακές ανάγκες. Επιπλέον η αύξηση του ΑΕΠ αυτών των χωρών και η αύξηση της αγοραστικής δύναμης των πολιτών θα δημιουργήσει επιπλέον ενεργειακές προκλήσεις για την παγκόσμια κοινότητα. Τέλος η ενδεχόμενη ανάκαμψη της παγκόσμιας οικονομίας σε γενικότερο επίπεδο τα επόμενα χρόνια αναμένεται να οδηγήσει σε αυξανόμενη ζήτηση ενέργειας.



Γράφημα [1]:Εξάρτηση κατανάλωσης ενέργειας από την αύξηση του πληθυσμού και το ΑΕΠ κάθε περιοχής (BP, 2017)



Γράφημα [2]: Εκτιμώμενη κατανάλωση ενέργειας διαφόρων περιοχών σε βάθος 20-ετίας (BP, 2017)



Γράφημα [3] : Εκτιμώμενη μελλοντική ζήτηση για τις διάφορες μορφές ενέργειας (Doman et al., 2013)

Όλα τα παραπάνω στοιχεία σε συνδυασμό με τον αναμενόμενο εξηλεκτρισμό που αναμένεται να συντελεστεί σε παγκόσμιο επίπεδο τα επόμενα χρόνια συνθέτουν ένα σκηνικό πρωτοφανούς ζήτησης ενέργειας. Συνεπώς για την κάλυψη των μελλοντικών ενεργειακών αναγκών του πλανήτη είναι επιτακτική η συνεπακόλουθη αύξηση της παραγόμενης ενέργειας ώστε να αποφευχθεί ένα δυσάρεστο ενεργειακό έλλειμμα. Αυτό είναι δυνατό να επιτευχθεί τόσο με αυξανόμενη παραγωγή των υπαρχόντων καυσίμων κυρίως υδρογονανθράκων όσο και με σταδιακή εξάπλωση εναλλακτικών πηγών ενέργειας όπως αιολική, ηλιακή, βιομάζα κτλ. που θα συνεισφέρουν στην ενεργειακή αυτάρκεια της παγκόσμιας κοινότητας.

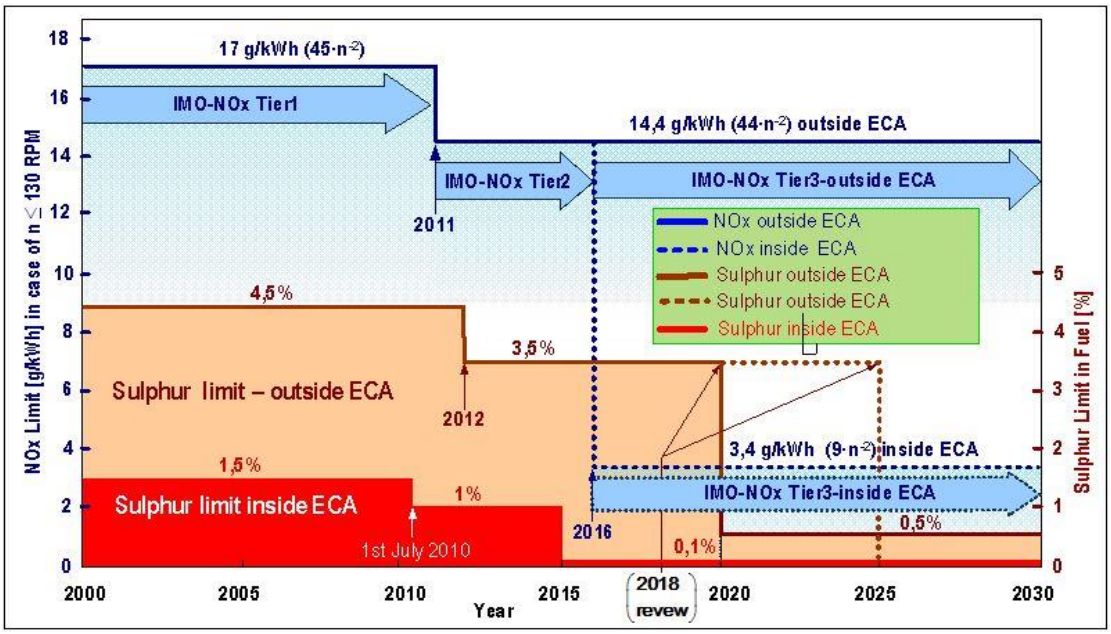
1.2Ισχύοντες και μελλοντικοί κανονισμοί σχετικά με εκπομπές ρύπων

Η εκτεταμένη χρήση υδρογονανθράκων ως πηγών ενέργειας τις τελευταίες δεκαετίες και κυρίως οι εκπομπές ρύπων από την καύση τους οδήγησε σε τεράστια επιβάρυνση του περιβάλλοντος μέσω του φαινόμενου του θερμοκηπίου. Παράγωγα της καύσης των υδρογονανθράκων όπως τα CO_2,NO_X,SO_X είναι υπεύθυνα για τη σταδιακή υπερθέρμανση του πλανήτη και για την επακόλουθη μεγάλη κλιματική αλλαγή. Η παγκόσμια κοινότητα υπό το φόβο περαιτέρω καταστροφής του περιβάλλοντος προχώρησε στη θέσπιση κανονισμών σχετικά με τις εκπομπές ρύπων στις διάφορές παραγωγικές δραστηριότητες.

Ενδεικτικό είναι το παράδειγμα της ναυτιλίας με τη δημιουργία των Περιοχών Ελέγχου Εκπομπών Ρύπων(ECAs). Υιοθετήθηκαν το 1997 με τον παράρτημα VI της MARPOL και πρόκειται για περιοχές στις οποίες υπάρχουν περιορισμοί σχετικά με τις εκπομπές ρύπων των πλοίων που κινούνται σε αυτές. Πρόκειται για τις εξής τέσσερις περιοχές:

Βαλτική θάλασσα, Βόρεια θάλασσα, Περιοχή Ελέγχου Εκπομπών Βορείου Αμερικής(NAECA),US Caribbean ECA.Αξίζει να σημειωθεί πως ενώ όλες οι παραπάνω περιοχές έχουν αυξημένες απαιτήσεις για τα οξείδια του θείου, μόνο οι περιοχές ελέγχου των ΗΠΑ έχουν αυξημένες απαιτήσεις για τα οξείδια του αζώτου.

Η εξέλιξη των επιτρεπτών τιμών στις διάφορες περιοχές ανά την υφήλιο παρουσιάζεται στο παρακάτω διάγραμμα.



Γράφημα [4]: Μεταβολή επιτρεπτών τιμών εκπομπών ρύπων με το πέρασμα του χρόνου

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η ανάγκη μείωσης του ποσοστού των οξειδίων του θείου στις περιοχές εκτός ECA σε ποσοστό 0.5% η οποία δρομολογείται από την 1.1.2020 με ενδεχόμενη όμως παράταση ως την 1.1.202. Επιπλέον η περαιτέρω μείωση της ποσότητας των οξειδίων του αζώτου από την 1.1.2016 δημιούργησε νέες προκλήσεις για τη ναυτιλιακή βιομηχανία. Τέλος η ενδεχόμενη θέσπιση νέων ECAs τα επόμενα χρόνια και η ανάγκη συμμόρφωσης με τους αυστηρούς περιορισμούς που συνεπάγεται η κίνηση σε αυτές αναγκάζει τις πλοιοκτήτριες εταιρείες να εξετάσουν εναλλακτικές λύσεις. για αποφυγή δυσάρεστων για αυτές εξελίξεων.

Πέρα από τη ναυτιλία, η αυτοκίνηση είναι ένας ακόμα κλάδος στον οποίο οι περιβαλλοντικοί κανονισμοί για τις εκπομπές ρύπων έχουν γίνει αυστηρότεροι με το πέρασμα των χρόνων. Οι παραπάνω κανονισμοί αφορούν τις περισσότερες ενώσεις που παράγονται από την καύση υδρογονανθράκων στους κινητήρες των συμβατικών αυτοκινήτων. Οι επιτρεπτές τιμές των ρύπων παίρνουν διαφορετικές τιμές ανάλογα με τη περιοχή στον κόσμο που κινείται ένα όχημα. Χαμηλότερες επιτρεπτές τιμές για τις εκπομπές των ρύπων παρουσιάζονται στις ΗΠΑ και στον Καναδά.

Όσον αφορά την Ευρωπαϊκή Ένωση, η θέσπιση των διατάξεων EURO από το 1992 και ύστερα οδήγησαν στην κίνηση οχημάτων με σημαντικά χαμηλότερες εκπομπές ρύπων

σε σχέση με το παρελθόν. Η τελευταία διάταξη EURO 6 η οποία τέθηκε σε εφαρμογή από 1.1.2016 θέτει ακόμα χαμηλότερα όρια για τις εκπομπές Co_2 τα οποία καθορίζονται ως εξής:

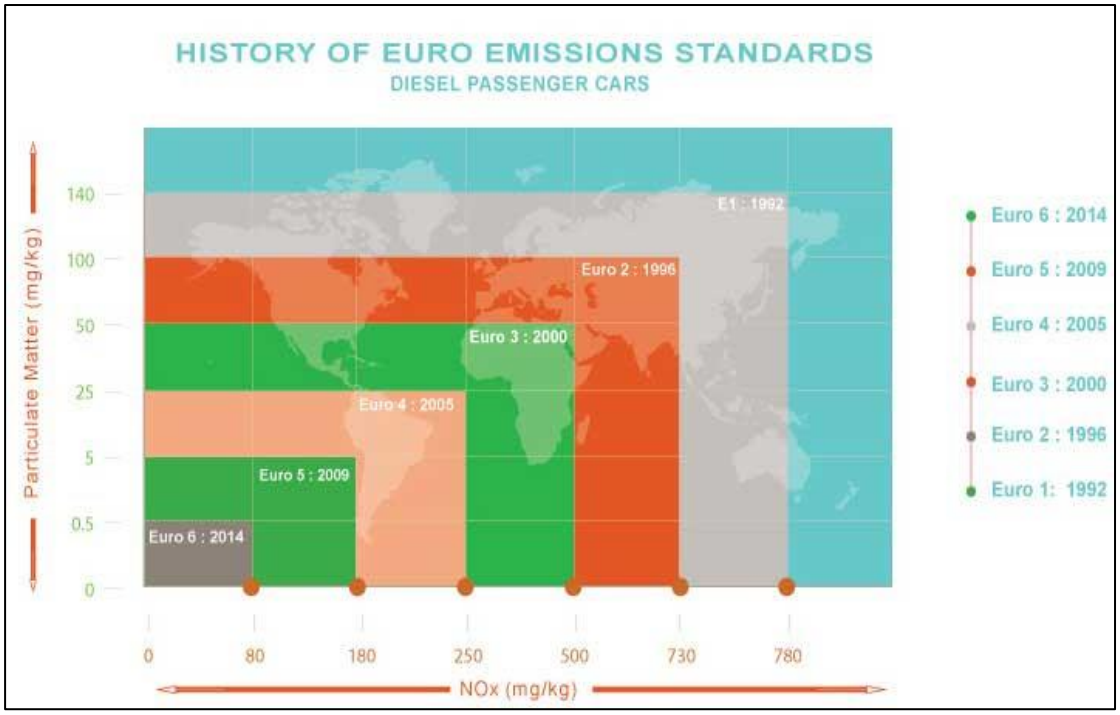
Επιβατηγά αυτοκίνητα: **130gr/km** και **95gr/km** από το 2021

Ελαφριά επαγγελματικά(<1760kg) : **175gr/km** και **147gr/km** από το 2020

Επιπλέον με τις καινούριες διατάξεις μειώνονται ακόμα περισσότερο οι επιτρεπτές τιμές Nox για όσα οχήματα κινούνται στην Ευρωπαϊκή Ένωση. Η μεταβολή των επιτρεπτών τιμών με το πέρασμα του χρόνου γίνεται εμφανής στις παρακάτω εικόνες.

Euro standard	Introduction date		Emission limits		
	New approvals	All new registrations	Petrol NOx	Diesel NOx	Diesel PM
Euro-1	1 July 1992	31 December 1992	0.97g/km*	0.97g/km*	0.14g/km
Euro-2	1 January 1996	1 January 1997	0.5g/km*	0.9g/km* (direct injection)	0.1g/km
Euro-3	1 January 2000	1 January 2001	0.15g/km	0.5g/km	0.05g/km
Euro-4	1 January 2005	1 January 2006	0.08g/km	0.25g/km	0.025g/km
Euro-5	1 September 2009	1 January 2011	0.06g/km	0.18g/km	0.005g/km
Euro-6	1 September 2014	1 September 2015	0.06g/km	0.08g/km	0.0045g/km

Πίνακας [1]:Εξέλιξη επιτρεπτών τιμών σχετικά με τις εκπομπές ρύπων στην αυτοκινητοβιομηχανία στην ΕΕ (SMMT, n.d.)



Γράφημα [5]: Επιτρεπτές τιμές εκπομπών NOX σε επιβατηγά αυτοκίνητα με κινητήρες Diesel ("New Euro6 emissions standards set to clean up diesel," n.d.)

Όλα τα παραπάνω στοιχεία συνθέτουν ένα ιδιαίτερα απαιτητικό σκηνικό για τους διάφορους τομείς της παραγωγικής δραστηριότητας. Η γενική τάση για μείωση των εκπομπών ρύπων σε μεγαλύτερο βαθμό μελλοντικά αναμένεται να αλλάξει τους συσχετισμούς στον παγκόσμιο ενεργειακό χάρτη καθώς οι παραδοσιακές μορφές παραγωγής ενέργειας συνδέονται με αυξημένες τιμές επιβλαβών για το περιβάλλον ενώσεων.

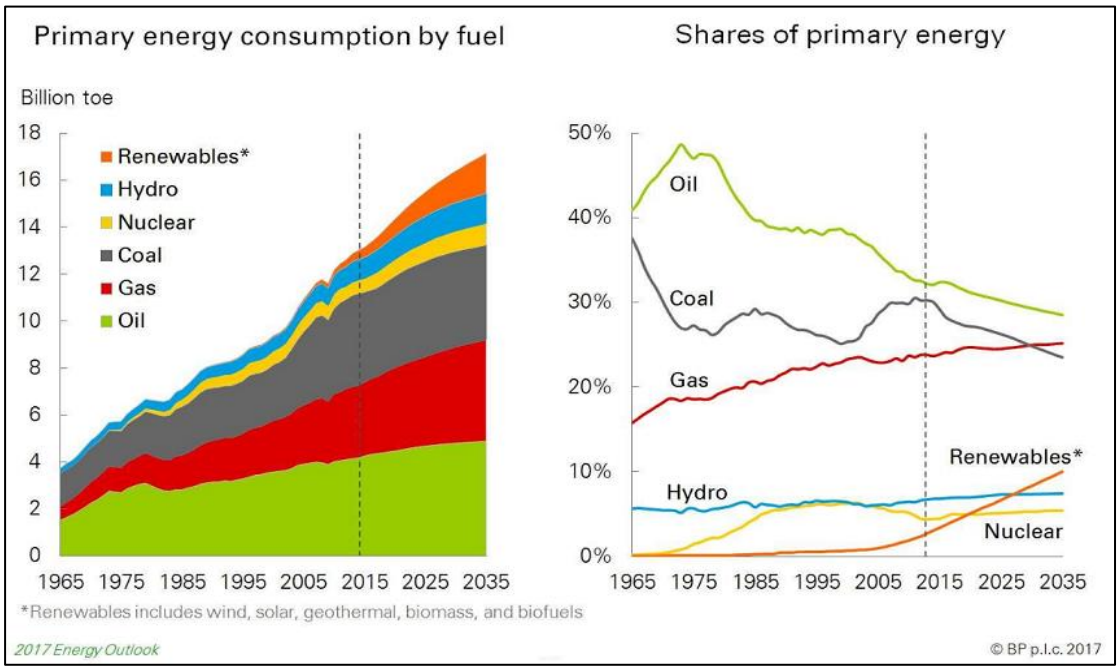
1.3Το υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG) ως επιλογή για την κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης

Η ενδεχόμενη μεγάλη αύξηση της ζήτησης ενέργειας τα επόμενα χρόνια σε συνδυασμό με τις όλο και αυστηρότερες απαιτήσεις σχετικά με τις εκπομπές ρύπων σε παγκόσμιο επίπεδο καθιστούν τη στροφή σε άλλες φιλικότερες προς το περιβάλλον μορφές ενέργειας επιτακτική.

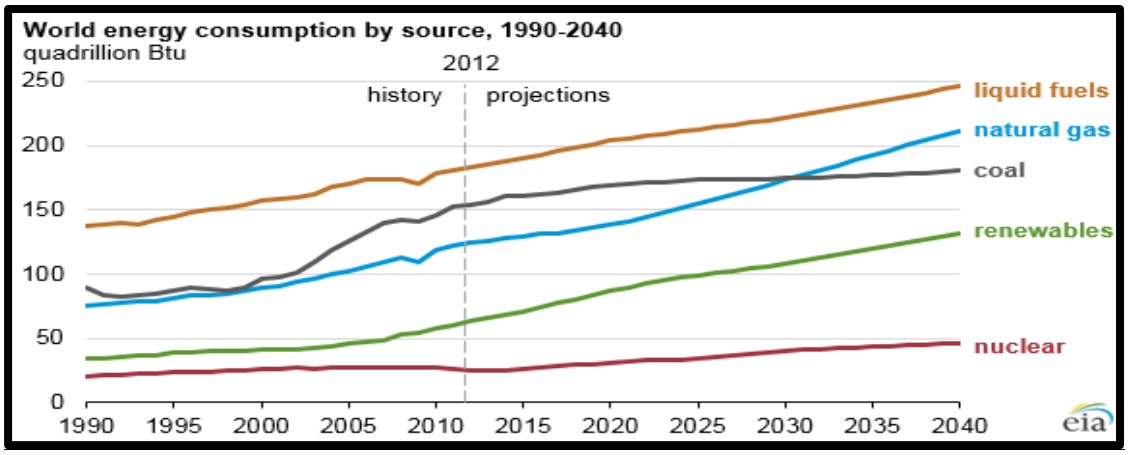
Είναι κοινός τόπος ότι το υγροποιημένο φυσικό αέριο αναμένεται να διαδραματίσει όλο και σημαντικότερο ρόλο στο μελλοντικό ενεργειακό σκηνικό. Η επιθυμητή απεξάρτηση από τις παραδοσιακές μορφές υδρογονανθράκων – κυρίως πετρέλαιο και κάρβουνο- κυρίως για περιβαλλοντικούς και οικονομικούς λόγους προβλέπεται να οδηγήσει σε μια μεγάλη αύξηση της ζήτησης του φυσικού αερίου ως καύσιμο παραγωγής ενέργειας.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν τα στοιχεία που προκύπτουν από σχετικές μελέτες που πραγματοποιήθηκαν για λογαριασμό δυο από τις σημαντικότερες εταιρείες ενέργειας στον κόσμο, της BP και της Shell. Και οι δυο εκθέσεις καταλήγουν στο συμπέρασμα πως το ποσοστό της χρήσης φυσικού αερίου ως πηγή ενέργειας θα αυξηθεί σημαντικά τα επόμενα χρόνια.

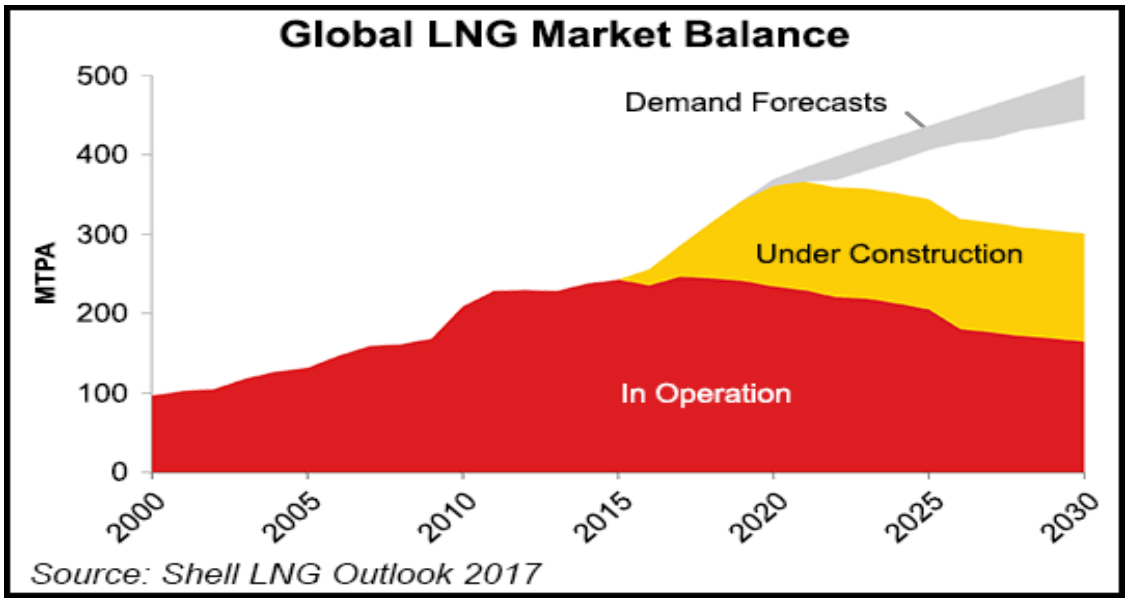
Με βάση τις προβλέψεις της BP και της EIA (Energy Information Administration) μέσα στα επόμενα 20 χρόνια το φυσικό αέριο αναμένεται να καθιερωθεί στη δεύτερη θέση πίσω μόνο από το πετρέλαιο ως καύσιμο για παραγωγή ενέργειας. Αξίζει να σημειωθεί πως το φυσικό αέριο προβλέπεται να είναι το μόνο καύσιμο από τα συμβατικά το οποίο θα αυξήσει τα ποσοστά χρήσης του καθώς τόσο η χρήση του πετρελαίου όσο και του άνθρακα περιορίζεται σημαντικά. Κυρίαρχο ρόλο σε αυτή τη μεταστροφή διαδραματίζει η αλλαγή πλεύσης αρκετών χωρών σχετικά με την παραγωγή ενέργειας. Σύμφωνα με τις εκτιμήσεις της Shell η ζήτηση φυσικού αερίου θα αυξηθεί αρκετά ώστε να χρειαστεί η κατασκευή νέων παραγωγικών μονάδων για την πλήρη ικανοποίηση των αναγκών σε LNG.



Γράφημα [6]: Μεταβολή ποσοστών χρήσης διαφόρων μορφών ενέργειας σε βάθος 20-ετίας (BP, 2017)



Γράφημα [7]: Εκτίμηση παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας με βάση την πρώτη ύλη στο μέλλον (Doman et al., 2013)



Γράφημα [8]: Πρόβλεψη ισοζυγίου προσφοράς-ζήτησης για LNG (Shell, 2017)

Πέρα όμως από τις αναλύσεις των παραπάνω οργανισμών, ιδιαίτερα ευνοϊκές για την αύξηση της χρήσης του LNG είναι οι αποφάσεις σχετικά με την ενεργειακή πολιτική των διαφόρων κρατών. Ειδικότερα, η ΕΕ μέσω της οδηγίας 2014/94 του ευρωπαϊκού κοινοβουλίου σχετικά με την ανάπτυξη υποδομών εναλλακτικών καυσίμων επιβάλλει σε όλα τα κράτη μέλη την ανάπτυξη κατάλληλων υποδομών για την εκτεταμένη χρήση φυσικού αερίου.

Πιο συγκεκριμένα κάθε κράτος είναι υποχρεωμένο μέχρι τις 31/12/2025 να έχει δημιουργήσει ικανό αριθμό σημείων ανεφοδιασμού LNG για το κοινό στο υφιστάμενο οδικό δίκτυο καθώς και να διασφαλίσει κατάλληλο σύστημα διανομής μεταξύ των σημείων αποθήκευσης και ανεφοδιασμού LNG. Επιπλέον, σύμφωνα με την παρούσα

οδηγία, το LNG ενδέχεται να αποτελέσει μια αποδοτική οικονομικά τεχνολογία προκειμένου τα βαρέα επαγγελματικά οχήματα να συμμορφώνονται με τα αυστηρότερα όρια εκπομπών ρύπων του EURO 6.

Στο τομέα των θαλασσιών μεταφορών ειδικά μικρών αποστάσεων η πολιτική της ΕΕ είναι εξίσου ελπιδοφόρα για το LNG. Η οδηγία 2012/33/ΕΕ σχετικά με την περιεκτικότητα των καυσίμων σε θείο ανοίγει το δρόμο για την εκτεταμένη χρήση του LNG ως ναυτιλιακό καύσιμο καθώς συνδέεται με μειωμένες εκπομπές ρύπων και αποτελεί, σύμφωνα με την οδηγία 2014/94,ένα ελκυστικό εναλλακτικό καύσιμο ώστε να πληρούνται οι απαιτήσεις για μειωμένους ρύπους. Σε αυτό το πλαίσιο, ένα κεντρικό δίκτυο σημείων ανεφοδιασμού LNG σε θαλάσσιους λιμένες και λιμένες εσωτερικής ναυσιπλοΐας θα πρέπει να είναι διαθέσιμο τουλάχιστον μέχρι τα τέλη του 2025 και του 2030 αντίστοιχα σε κάθε κράτος μέλος της ΕΕ.

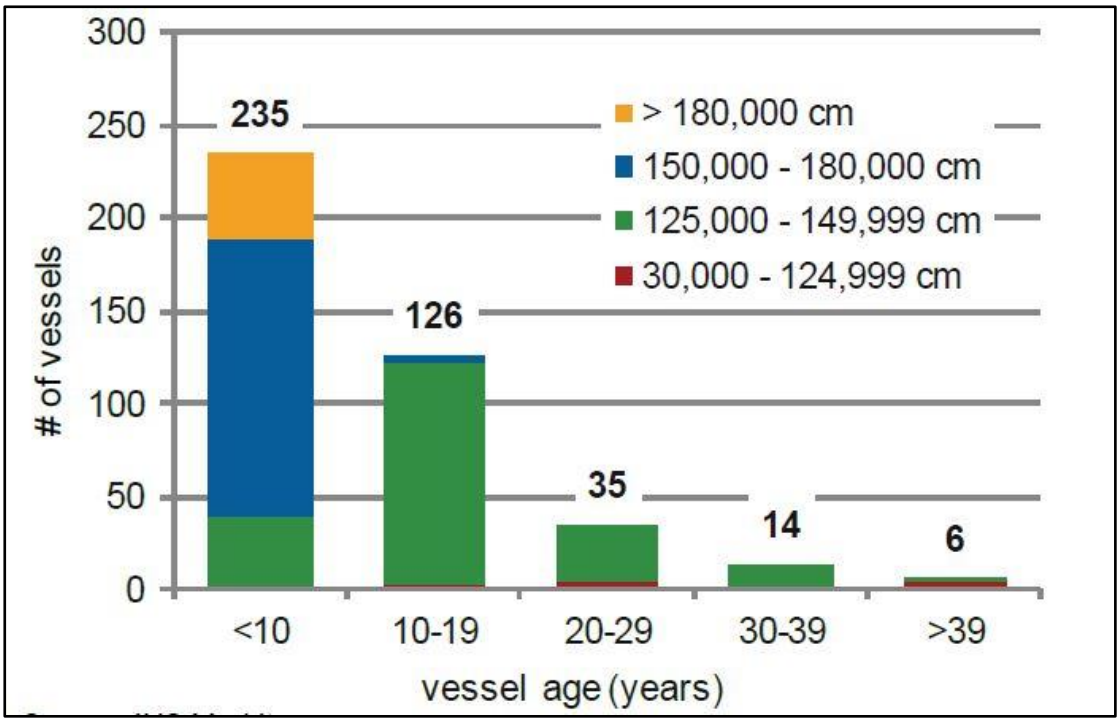
Όλα τα παραπάνω στοιχεία σε συνδυασμό με την όλο και αυξανόμενη κατασκευή μονάδων παραγωγής ηλεκτρισμού με χρήση LNG τόσο στις αναπτυγμένες όσο και στις αναπτυσσόμενες χώρες όπως η Ινδία, διαμορφώνουν ένα ιδιαίτερα ευνοϊκό πλαίσιο ώστε να LNG να αποτελέσει μια πολύ ελκυστική επιλογή για την κάλυψη της ενεργειακής ζήτηση τόσο μεσοπρόθεσμα όσο και μακροπρόθεσμα.

2. Ισχύουσες πρακτικές σχετικά με τη μεταφορά και διαχείριση του LNG

2.1 Τρόποι μεταφοράς LNG

Το φυσικό αέριο, από το οποίο παράγεται το LNG, βγαίνει από το έδαφος σε αέρια μορφή. Για την παραγωγή του LNG είναι απαραίτητη η διαδικασία της υγροποίησης η οποία χωρίζεται σε δυο στάδια: α) απομάκρυνση συγκεκριμένων συστατικών όπως σκόνη, νερό, ήλιο, βαρείς υδρογονάνθρακες, β) συμπύκνωση σε υγρή μορφή με ψύξη στους -162 $_{o}$C υπό ατμοσφαιρική πίεση (1bar). Με το πέρας της παραπάνω διαδικασίας, το παραγόμενο LNG έχει όγκο ίσο περίπου με το 1/600 του αντίστοιχου φυσικού αερίου από το οποίο παράχθηκε.

Σε αντίθεση με το φυσικό αέριο το οποίο μεταφέρεται κατά κανόνα με αγωγούς, η μεταφορά LNG γίνεται με τη χρήση ειδικών πλοίων μεταφοράς υγροποιημένου φυσικού αερίου, τα λεγόμενα LNG carriers.Πρόκειται για ιδιαίτερα εξειδικευμένα πλοία τα οποία παρουσιάζουν υψηλό βαθμό αξιοπιστίας ώστε να μεταφέρουν με ασφάλεια το δύσκολο στη διαχείριση φορτίο τους Σύμφωνα με επίσημα στοιχεία ο παγκόσμιος στόλος πλοίων μεταφοράς LNG φτάνει τα 439 πλοία ενώ η όλο και αυξανόμενη ζήτηση για φυσικό αέριο έχει οδηγήσει σε συνεχείς παραγγελίες για νέες κατασκευές (International Gas Union, 2018).



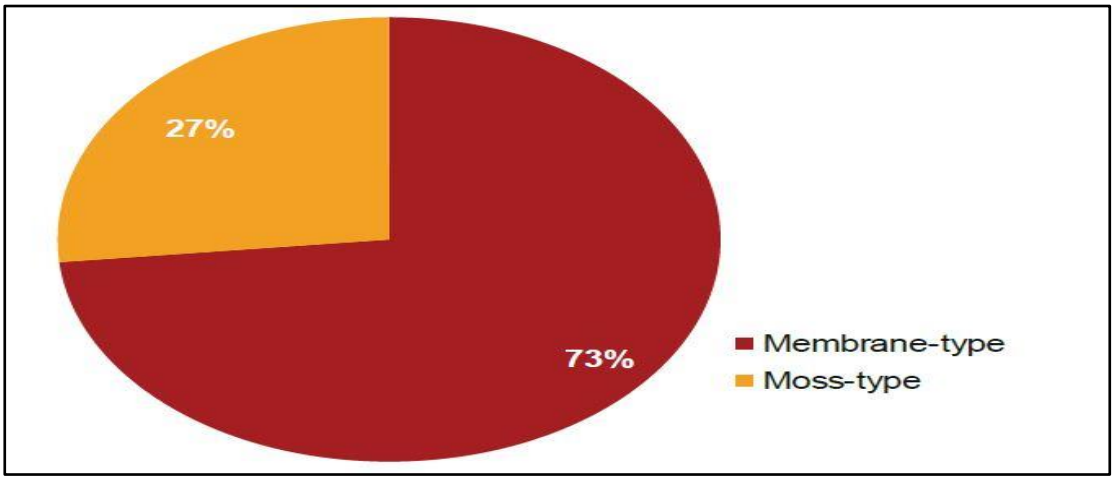
Γράφημα [9]:Αριθμός σε συνάρτηση με την ηλικία παγκόσμιου στόλου LNG Carriers (International Gas Union, 2018)

Εικόνα [1]:Πλοίο μεταφοράς LNG με δεξαμενές τύπου MOSS

Εικόνα [2]: Πλοίο μεταφοράς LNG με δεξαμενές τύπου μεμβράνης

Ένα τυπικό πλοίο μεταφοράς LNG διαθέτει 4-6 δεξαμενές, οι οποίες ανάλογα με τη σχεδίαση είναι δυνατόν να είναι τύπου μεμβράνης ή ανεξάρτητες. Η σύγχρονη τάση

στις νέες κατασκευές είναι η επιλογή πρισματικών δεξαμενών τύπου μεμβράνης καθώς χρησιμοποιούν πιο αποδοτικά το σχήμα της γάστρας και επιτρέπουν τη μεταφορά περισσότερου ωφέλιμου φορτίου με την ίδια μεταφορική ικανότητα σε σχέση με τις ανεξάρτητες δεξαμενές. Λόγω των ειδικών συνθηκών που απαιτούνται για τη διατήρηση του φυσικού αερίου σε υγρή μορφή, οι δεξαμενές περιβάλλονται με κατάλληλα στρώματα μόνωσης ώστε η θερμοκρασία να διατηρηθεί στους -162 $_{o}$C προς αποφυγή ανεπιθύμητης αεριοποίησης του LNG.



Γράφημα [10]:Ποσοστά των δυο κύριων συστημάτων διατήρησης φορτίου επί του συνολικού αριθμού των LNG Carriers (International Gas Union, 2018)

Σύμφωνα με επίσημα στοιχεία, ανεξάρτητα της ποιότητας της μόνωσης, σε ένα τυπικό ταξίδι 20 ημερών ενός LNG carrier το 2-6% του φορτίου εξατμίζεται(Boil off gas). Προκειμένου να μην μείνει ανεκμετάλλευτο αυτό το μέρος του φορτίου, μετά από θέρμανση εισάγεται στους λέβητες του πλοίου και χρησιμοποιείται ως καύσιμο για τη κύρια μηχανή. Όσον αφορά το είδος της κύριας μηχανής, τις περισσότερες φορές πρόκειται για αεριοστρόβιλους αν και σε νεότερες κατασκευές προτιμώνται αργόστροφες μηχανές Diesel λόγω υψηλότερου βαθμού απόδοσης.

Η πλειοψηφία των νεόκτιστων LNG carriers μεταφέρει 120000-140000 m^3 υγροποιημένου φυσικού αερίου, αν και υπάρχουν παραγγελιές για πλοία με χωρητικότητα που φτάνει τα 260000 m^3.Όλα τα εν λόγω πλοία πρέπει να εναρμονίζονται με τις διατάξεις του κώδικα IGC όσον αφορά τα κατασκευαστικά και λειτουργικά στοιχεία τους, ενώ όσον αφορά τις απαιτήσεις ασφαλείας και προστασίας του περιβάλλοντος υπάγονται στις διατάξεις της SOLAS και της MARPOL όπως τα υπόλοιπα πλοία μεταφοράς υγρού φορτίου.

Εικόνα [3]:Είδη συστημάτων συντήρησης-δεξαμενών για αποθήκευση σε LNG Carriers (“Gas Tanker - Types, Tanks, Re-liquefaction and Cargo Handling Operations,” n.d.)

Πέρα από τη θαλάσσια μεταφορά του LNG,η οποία αποτελεί και το μεγαλύτερο ποσοστό του μεταφερόμενου όγκου, μεταφορά LNG μπορεί να πραγματοποιηθεί με ειδικά διαμορφωμένα φορτηγά και τρένα, με στόχο την άμεση μεταφορά, μέσω του οδικού και σιδηροδρομικού δικτύου, στις διάφορες παραγωγικές μονάδες. Το μεταφερόμενο LNG τοποθετείται μέσα σε ειδικά κιβώτια-δεξαμενές οι οποίες το διατηρούν σε υγρή κατάσταση με τρόπο αντίστοιχο με τις δεξαμενές των LNG carriers..Με την προσδοκώμενη αύξηση της ζήτησης για LNG καθώς και τη σταδιακή βελτίωση των αντίστοιχων έργων υποδομής, η ποσότητα του μεταφερόμενου LNG με αυτές τις μεθόδους αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά.

Εικόνα [4]: Τρένο για τη μεταφορά LNG ("Manufactures First LNG Railway LNG Tank Container in China-News-CIMC ENRIC HOLDING LIMITED," n.d.)

Εικόνα [5]:Φορτηγό για τη μεταφορά LNG ("LNG Storage Tanks - Corban Energy Group," n.d.)

2.2 Τρόποι αποθήκευσης και διαχείρισης LNG

Αποθήκευση

Οι ειδικές συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας που απαιτούνται για την παραμονή του φυσικού αερίου σε υγρή κατάσταση καθιστούν την αποθήκευση του μια ιδιαίτερα απαιτητική διαδικασία. Η αποθήκευση του LNG γίνεται σε κατάλληλα διαμορφωμένες δεξαμενές, οι οποίες έχουν αυξημένες απαιτήσεις αξιοπιστίας με στόχο την αποφυγή ανεπιθύμητων διαρροών φορτίου υπό τη μορφή ατμών που μπορούν να οδηγήσουν σε δυσάρεστες καταστάσεις όπως αστοχία της δεξαμενής ή έκρηξη καθώς το φυσικό αέριο είναι ιδιαίτερα εύφλεκτο.Οι δεξαμενές αυτές διαθέτουν ισχυρή θερμική μόνωση και εξαιρετικά ισχυρή κατασκευή έναντι ρωγμών, σεισμών και εξωτερικών πληγμάτων.

Το μέγεθος και το είδος αυτών των δεξαμενών καθορίζεται από τις ανάγκες και τη θέση της παραγωγικής μονάδας. Τα υλικά κατασκευής τους είναι κατάλληλα ώστε να αντέχουν στις υψηλές τάσεις που αναπτύσσονται από τις έντονες μεταβολές θερμοκρασίας(κρυογενικές διαδικασίες) και είναι κατά κανόνα ειδικά κράματα όπως χάλυβας με 9% Ni και κράματα Al-Mg.

Ο διαχωρισμός των διαφόρων δεξαμενών αποθήκευσης LNG γίνεται με βάση τη θέση σε σχέση με το έδαφος και το είδος του περιορισμού που διαθέτουν έναντι διαρροών. Ειδικότερα χωρίζονται σε υπόγειες και υπέργειες δεξαμενές όσον αφορά τη θέση και μονού, διπλού και πλήρους περιορισμού αντίστοιχα. Για λόγους πληρότητας ακολουθεί περαιτέρω ανάλυση των επιμέρους δεξαμενών αποθήκευσης LNG

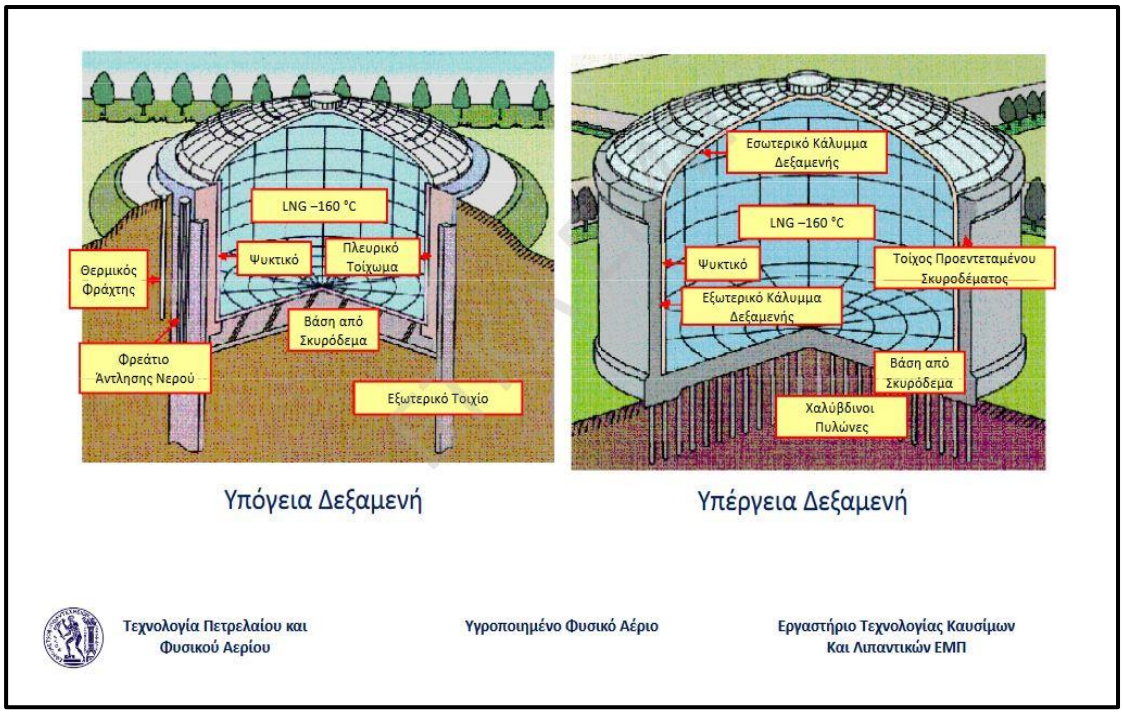
Ως προς τη θέση

Υπέργειες

Κατασκευάζονται πάνω από την επιφάνεια του εδάφους και στηρίζονται σε χαλύβδινους πυλώνες. Εμφανίζουν χαμηλότερο κόστος κατασκευής αλλά παρουσιάζουν υψηλότερο ρυθμό εξάτμισης καθώς και υψηλότερο κίνδυνο έναντι διαρροών.

Υπόγειες

Κατασκευάζονται μέσα στο έδαφος και μόνο η οροφή προεξέχει στην επιφάνεια. Σε σχέση με τις υπέργειες δεξαμενές έχουν σημαντικά υψηλότερο κόστος κτήσης το οποίο όμως αντισταθμίζεται από το χαμηλό ρυθμό εξάτμισης και τον μικρότερο κίνδυνο έναντι διαρροών.

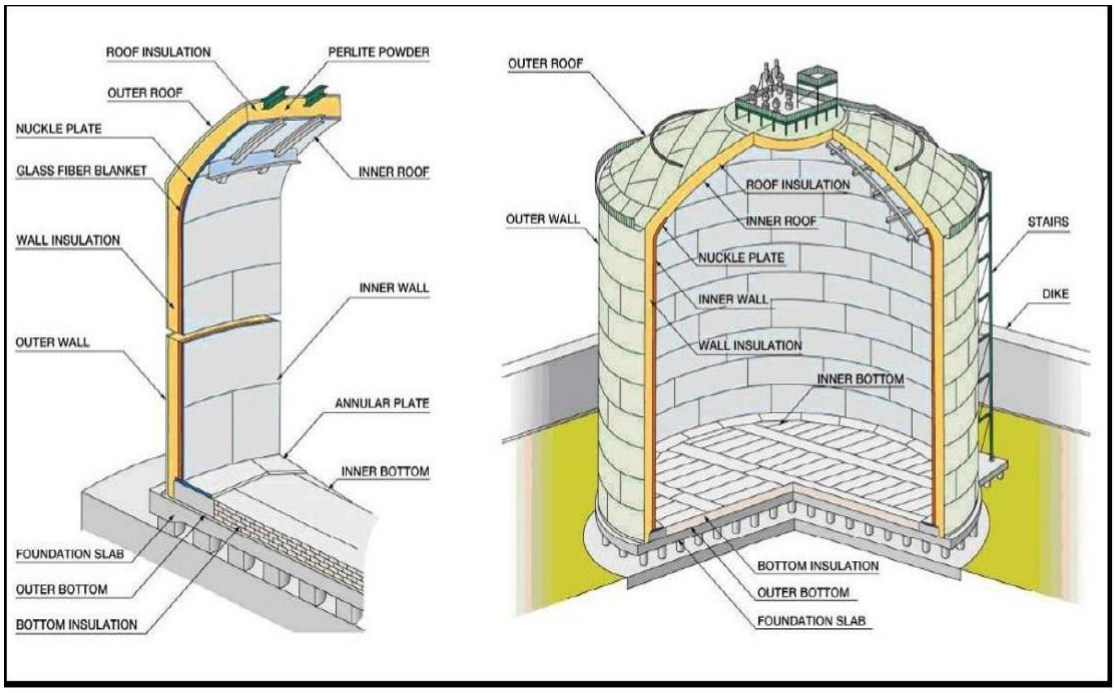


Εικόνα [6]: Είδη δεξαμενών αποθήκευσης LNG με βάση τη θέση τους ως προς το έδαφος ("Εργαστήριο Τεχνολογίας Καυσίμων και Λιπαντικών - Σχολή Χημικών Μηχανικών Ε.Μ.Π.," n.d.)

Ως προς το είδος του περιορισμού

Απλού περιορισμού (Single Containment)

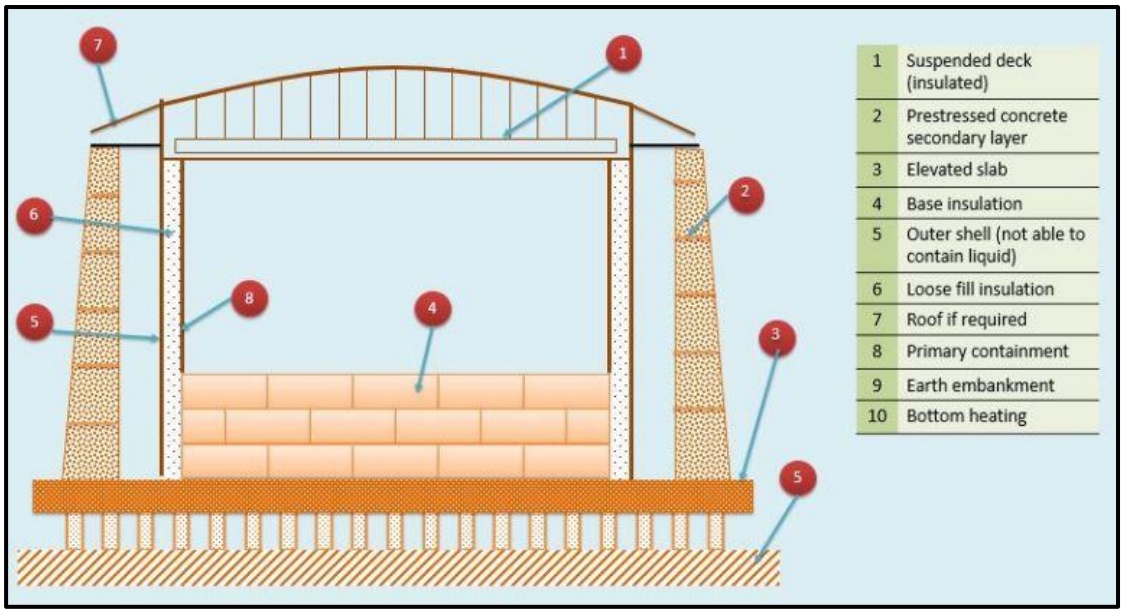
Αυτό το σύστημα διαθέτει μια εσωτερική δεξαμενή κατασκευασμένη από χάλυβα με 9%Ni ώστε να αντέχει σε θερμοκρασία -162 $_{o}$C καθώς και στις υδροστατικές πιέσεις που ασκούνται από το LNG.Το εξωτερικό περίβλημα κατασκευάζεται από χάλυβα με υψηλό ποσοστό άνθρακα και δεν είναι ανθεκτικό στις κρυογενικές θερμοκρασίες. Μεταξύ εσωτερικής δεξαμενής και περιβλήματος υπάρχει μόνωση με μικροσφαιρίδια περλίτη. Τυχόν διαρροές από την εσωτερική δεξαμενή δεν γίνεται να περιοριστούν και το LNG διαφεύγει τελικά έξω από τη δεξαμενή. Αυτός είναι ο λόγος που οι εν λόγω δεξαμενές χτίζονται κατά κανόνα σε απομακρυσμένες περιοχές και μακριά από άλλες κατασκευές προς αποφυγή ατυχημάτων.



Εικόνα [7] : Δεξαμενή με σύστημα απλού περιορισμού

Διπλού περιορισμού

Αποτελούνται και αυτές όπως και οι απλού περιορισμού από μια εσωτερική δεξαμενή κατασκευασμένη από το ίδιο κράμα χάλυβα με τη διαφορά ότι έξωθεν αυτής περιβάλλεται από ένα περίβλημα τσιμέντου το οποίο παρέχει ένα δεύτερο επίπεδο προστασίας απέναντι σε πιθανή διαρροή. Ωστόσο,μια πιθανή διαρροή είναι δυνατόν να πραγματοποιηθεί καθώς η πίεση αυξάνεται λόγω εξάτμισης του LNG.



Εικόνα [8]: Δεξαμενή με σύστημα διπλού περιορισμού

Πλήρους περιορισμού

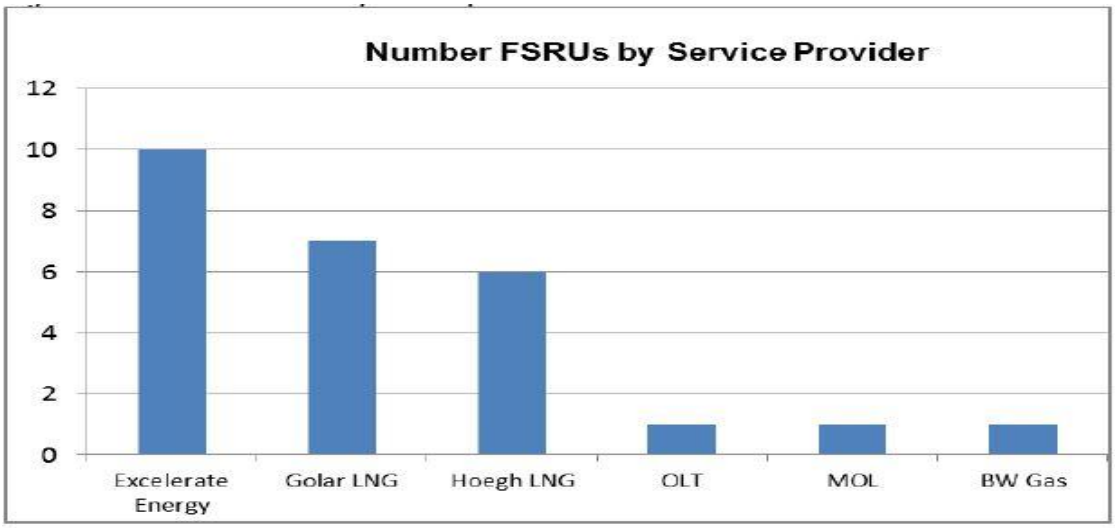
Το συνηθέστερο είδος δεξαμενών αποθήκευσης στις νέες κατασκευές. Σε αυτό το είδος η εσωτερική δεξαμενή καλύπτεται πλήρως από μια στρώση προφορτισμένου τσιμέντου το οποίο παρέχει ένα δευτερεύον σύστημα περιορισμού των διαρροών. Με αυτό τον τρόπο μια διαρροή από την εσωτερική δεξαμενή περιορίζεται σχεδόν απόλυτα.

Εικόνα [9] :Δεξαμενές με σύστημα πλήρους περιορισμού

Πέρα όμως από τους προαναφερόμενους «χερσαίους» τρόπους αποθήκευσης του LNG,τα τελευταία χρόνια παρατηρείται αποθήκευση LNG και σε ειδικά διαμορφωμένα πλοία, τα λεγόμενα FSRU στα οποία αποθηκεύεται το LNG και στη συνέχεια με κατάλληλους μηχανισμούς αεριοποιείται και με κατάλληλες διαδικασίες μεταφέρεται στο δίκτυο του φυσικού αερίου της εκάστοτε περιοχής.

Εικόνα [10] : Πλοίο FSRU (“FSRU and Floating Regas – FSRU Fleet,” n.d.)

Η σκέψη κατασκευής των FSRU ξεκίνησε το 2001,όταν η εταιρεία Excelerate Energy σε συνδυασμό με την El Paso έδωσε παραγγελία για τη κατασκευή μια μονάδας FSRU για το έργο Gulf Gateway.Σήμερα υπάρχουν 26 αντίστοιχες μονάδες, από τις οποίες οι 23 λειτουργούν ως τερματικοί σταθμοί και οι 3 ως LNG Carriers.Επιπλέον 10 μονάδες είναι υπό κατασκευή ενώ υπάρχουν επιλογές για την τοποθέτηση άλλων 10 μονάδων σε ναυπηγεία. Σύμφωνα με πρόσφατη έρευνα της IGU υπολογίζεται ότι σχεδόν 50 μονάδες FSRU θα είναι σε λειτουργία μέχρι το 2025 με χωρητικότητα στα 200 mtpa, δηλαδή το 60% της παγκόσμιας παραγωγής LNG το 2016 (Songhurst, 2017a).



Γράφημα [11]:Διαχειρίστριες εταιρείες FSRUs (Songhurst, 2017a)

Η πρωτοφανής ανάπτυξη των FSRU οφείλεται στο χαμηλότερο κόστος, εμπορική ευελιξία, στο χαμηλότερο χρόνο κατασκευής και τη δυνατότητα επαναχρησιμοποίησης σε άλλο μέρος, σε αντίθεση με τις μονάδες στη στεριά οι οποίες δεν μπορούν να μεταφερθούν σε άλλη τοποθεσία. Ειδικότερα, μια μονάδα FSRU αντιστοιχεί περίπου στο 50-60% του κόστους σε σχέση με ένα τερματικό στη στεριά και μπορεί να κατασκευαστεί στο μισό χρόνο. Πιο συγκεκριμένα μια νέα κατασκευή FSRU κοστίζει 240-300 εκατομμύρια $ και κατασκευάζεται σε 27-36 μήνες. Όσον αφορά τη μετασκευή ενός υπάρχοντος LNG Carrier σε μονάδα FSRU το κόστος κυμαίνεται στα 80-100 εκατ. $ και ο χρόνος παραλαβής είναι 18 μήνες κυρίως λόγω του μεγάλου χρόνου παράδοσης του εξοπλισμού και όχι του χρόνου των εργασιών (Songhurst, 2017a).

Η χωρητικότητα των σύγχρονων FSRUs είναι 170000 m3 και η ποσότητα εξαγωγής ΦΑ είναι 6 MTPA.Οι εν λόγω μονάδες παρέχουν την ίδια ακριβώς ικανότητα εκτέλεσης των διαδικασιών όπως ακριβώς και στη ξηρά ,διαθέτοντας κατάλληλες εγκαταστάσεις διαχείρισης του boil-off gas με χρήση κατάλληλων συμπυκνωτών. Η αποθήκευση του LNG γίνεται σε κατάλληλες δεξαμενές τύπου μεμβράνης η MOSS όπως ακριβώς και στα συμβατικά LNG Carriers.

Διαχείριση

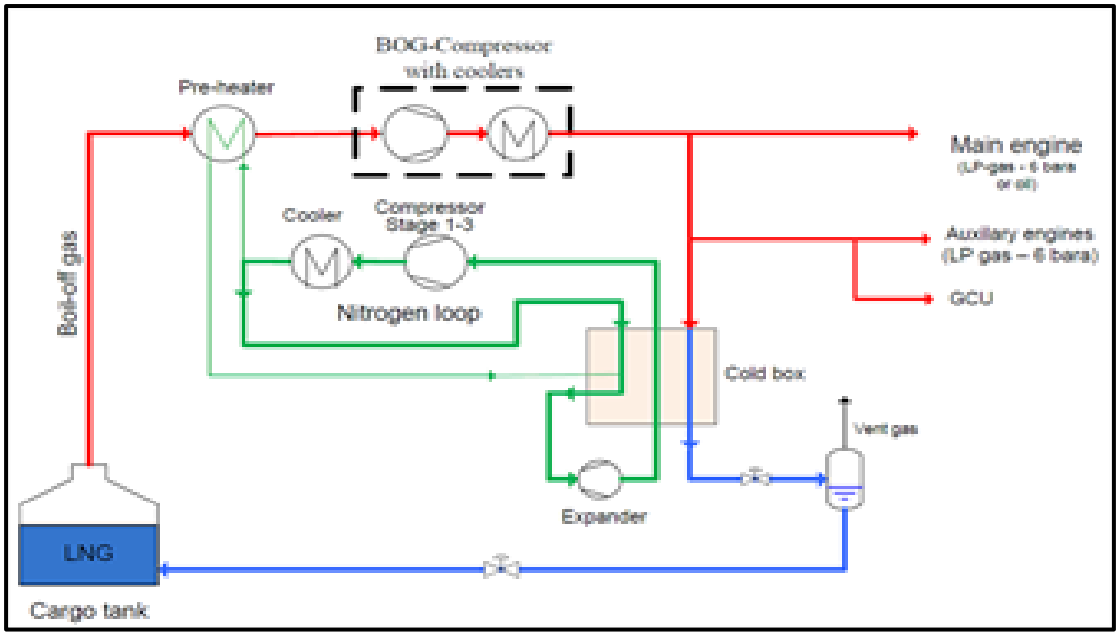
Η διαχείριση του LNG περιλαμβάνει τη σειρά των ενεργειών που απαιτούνται μετά την παραγωγή του LNG από την μονάδα υγροποίησης του τερματικού σταθμού φόρτωσης του, μέχρι τη στιγμή που το LNG θα αεριοποιηθεί στις ειδικές μονάδες του τερματικού σταθμού εκφόρτωσης και θα εισαχθεί στο δίκτυο φυσικού αερίου της περιοχής. Ουσιαστικά περιλαμβάνει τη μεταφορά του LNG από τις ειδικά διαμορφωμένες δεξαμενές του τερματικού σταθμού φόρτωσης στα LNG carriers, την ύπαρξη των ειδικών συνθηκών που απαιτούνται για την ασφαλή μεταφορά του εν πλω καθώς και τη διαδικασία εκφόρτωσης του LNG κατά την άφιξη στο τερματικό σταθμό στον οποίο θα γίνει η εκφόρτωση του LNG.

Προκειμένου να εξεταστεί η προβλεπόμενη διαχείριση του LNG είναι αναγκαίο να καθοριστεί ο σκοπός παραγωγής του. Η παραγωγή του LNG πηγάζει από την ανάγκη μεταφοράς του φυσικού αερίου σε μεγάλες αποστάσεις, όπου η κατασκευή αγωγών είναι ασύμφορη ή αδύνατη, δια μέσου θαλάσσης και με χρήση των LNG carriers.

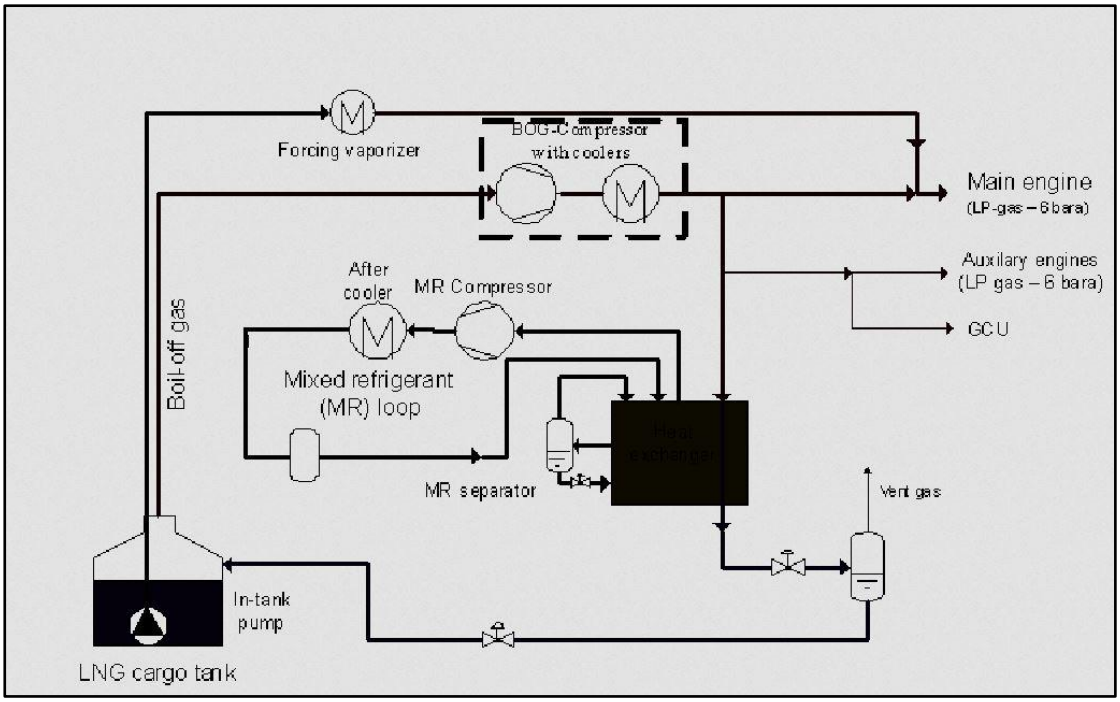
Μετά το πέρας της υγροποίησης του φυσικού αερίου, που περιγράφηκε παραπάνω, το LNG που παράγεται αποθηκεύεται σε κατάλληλες δεξαμενές –κατά κανόνα πλήρους περιορισμού- μέχρι τη στιγμή που θα έρθει κάποιο LNG carrier και θα ξεκινήσει η διαδικασία της φόρτωσης. Σε κάθε μια από αυτές τις δεξαμενές υπάρχουν ειδικές αντλίες για τη φόρτωση, οι οποίες είναι βυθισμένες μέσα στη δεξαμενή σε κατάλληλη στήλη. Οι αντλίες αυτές συνδέονται με τις γραμμές φορτίου, οι οποίες είναι σωληνώσεις που οδηγούν στους βραχίονες φόρτωσης του τερματικού σταθμού και μέσω των οποίων θα γίνει η φόρτωση του LNG carrier.

Η κατάλληλη διαχείριση του φορτίου μετά τον απόπλου του LNG carrier και κατά τη διάρκεια του ταξιδιού είναι ζωτικής σημασίας. Ως γνωστόν για τη διατήρηση του φυσικού αερίου σε υγρή κατάσταση απαιτείται θερμοκρασία -162 $_{o}$C και πίεση ίση ή ελάχιστα μεγαλύτερη της ατμοσφαιρικής. Η διατήρηση της θερμοκρασίας εντός της δεξαμενής γίνεται με τη χρήση κατάλληλων εναλλακτών θερμότητας με χρήση θαλασσινού νερού ενώ η επιθυμητή πίεση επιτυγχάνεται με τη χρήση συμπιεστών. Για τη διατήρηση της θερμοκρασίας εντός της δεξαμενής υπάρχει κατάλληλη μόνωση προς αποφυγή μεταφοράς θερμότητας. Ο έλεγχος της θερμοκρασίας, της πίεσης αλλά και της στάθμης του φορτίου εντός της δεξαμενής πραγματοποιείται με τη χρήση κατάλληλων συσκευών και μετρητών.

Ανεξάρτητα από τη ποιότητα της μόνωσης κάποιο ποσοστό του LNG(0.1-0.25% τη μέρα κατά WGI) μεταβαίνει στην αέρια κατάσταση (boil-off gas) και με κατάλληλη διαδικασία εισάγεται σε ένα συμπιεστή χαμηλής φόρτισης και μετά από θέρμανση χρησιμοποιείται ως καύσιμο για τη κύρια μηχανή. Σε αρκετές περιπτώσεις γίνεται χρήση κατάλληλων συμπυκνωτών με στόχο της επανυγροποίηση του φυσικού αερίου. Ανάλογα με την ποσότητα του BOG υπάρχουν διάφορες εγκαταστάσεις επανυγροποίησης και ορισμένα παραδείγματα παρουσιάζονται στη συνέχεια.



Εικόνα [11] :Nitrogen-loop regasification plant (Wärtsilä, n.d.)



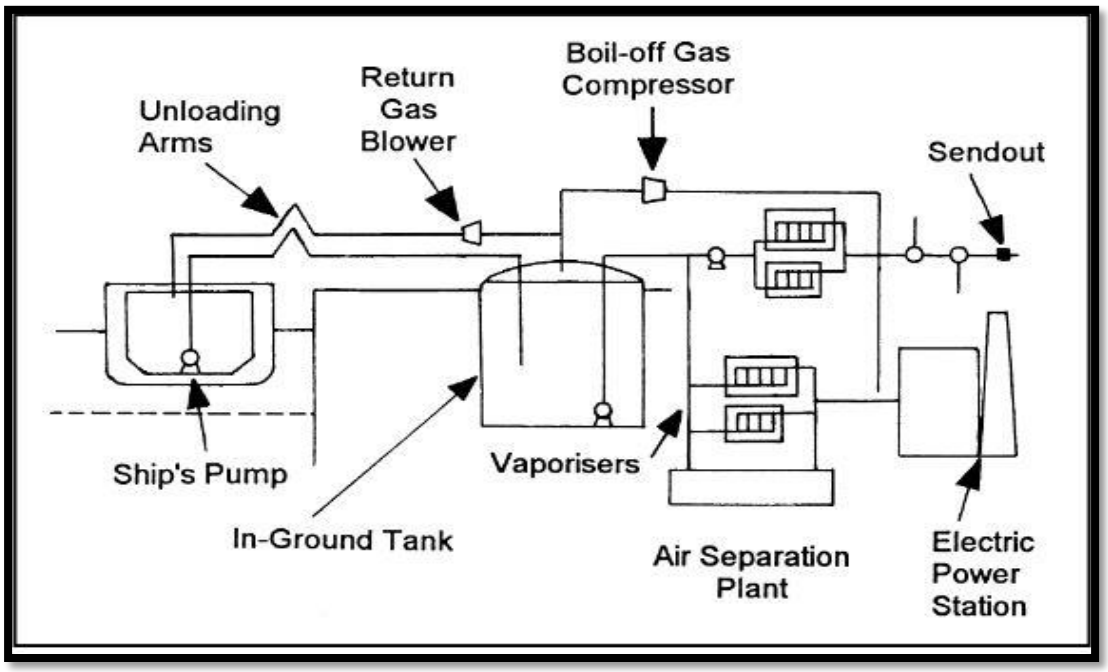
Εικόνα [12]: Mixed Refrigerant Loop (Wärtsilä, n.d.)

Με την άφιξη και πρόσδεση του LNG carrier στον τερματικό σταθμό φυσικού αερίου της επιθυμητής περιοχης ξεκινάει η τελευταία φάση της μεταφοράς και διαχείρισης του LNG.Σε αυτή τη φάση το LNG παραλαμβάνεται με τις προβλεπόμενες διαδικασίες από τον τερματικό σταθμό με στόχο κατά κανόνα την αεριοποίηση του και τη μεταφορά στο δίκτυο φυσικού αερίου ή σε κάποια μονάδα παραγωγής ενέργειας.Επιπλέον ένα ποσοστό του LNG είναι δυνατόν να παραμείνει σε υγρή κατάσταση και να μεταφερθεί από κατάλληλα φορτηγά ή τρένα μεταφοράς στις διάφορες παραγωγικές μονάδες.

Η παραλαβή του LNG από τον τερματικό σταθμό πραγματοποιείται με μια σειρά από διαταξεις και συσκευές.Αρχικά το LNG παραλαμβάνεται είτε από κατάλληλους βραχίονες φόρτωσης (loading arms) είτε σπανιότερα σήμερα από κατάλληλους σωλήνες μεταφοράς LNG (Hoses) .Οι βραχίονες προτιμώνται κατά κανόνα γιατί λόγω της κατασκευής τους παρέχουν μεγαλύτερη ευελιξία κατά τη μεταφορά του LNG ακόμα και σε δύσκολες καιρικές συνθήκες καθώς λόγω των ειδικών περιστρεφόμενων αρθρώσεων που διαθέτουν ακολουθούν πιο εύκολα τις διάφορες μετακινήσεις των LNG carriers (Mc Guire and White, 2008).

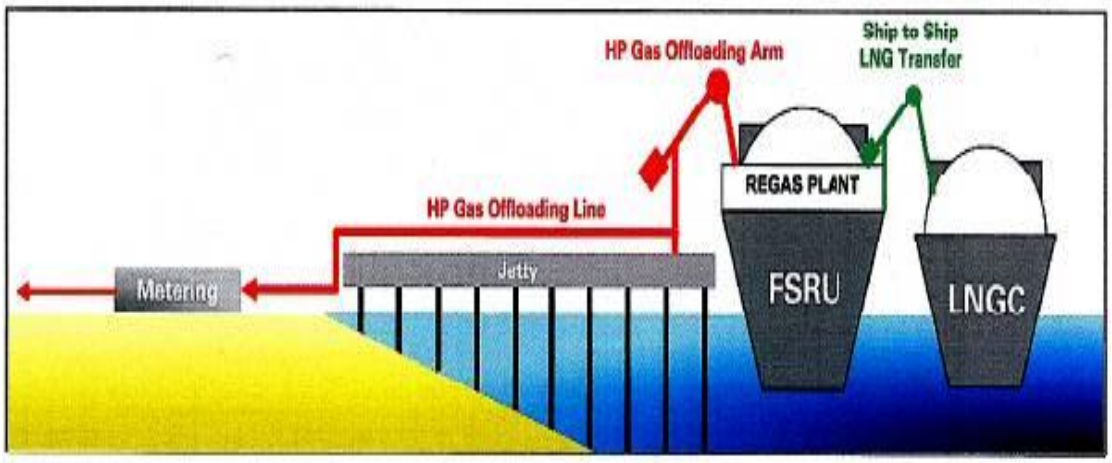
Η μεταφορά του LNG προς τους χώρους αποθήκευσης του τερματικού σταθμού γίνεται με ειδικό σύστημα σωληνώσεων.Κατα κανόνα υπάρχει εγκατάσταση για επιστροφή ατμών-αναθυμιάσεων ενώ συσκευές όπως συμπιεστές,εναλλάκτες θερμότητας και διατάξεις διαχωρισμού του αέρα είναι απαραίτητες για την κατάλληλη διαχείριση και αεριοποίηση του LNG με στόχο την μεταφορά του στις επιθυμητές εξόδους.Όσον αφορά την παραμονή του LNG στις ειδικές δεξαμενές αποθήκευσης του τερματικού

σταθμού οι προβλεπόμενες διατάξεις απαιτούνται για την αποφυγή διαρροών.Μια αναπαράσταση της διαχείρισης του LNG στον τερματικό σταθμό φαίνεται παρακάτω.



Εικόνα [13]:Αναπαράσταση διαχείρισης του LNG κατά την παράδοση του στο τερματικό σταθμό προορισμού (Mc Guire and White, 2008)

Η διαδικασία της αεριοποίησης και εν συνεχεία της μεταφοράς του φυσικού αερίου στο δίκτυο ή σε κάποια μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι δυνατόν να πραγματοποιηθεί και σε μονάδες αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG,τα λεγόμενα FSRU τα οποία πέρα από τη δυνατότητα αποθήκευσης LNG διαθέτουν εγκαταστάσεις για την διαδικασία της αεριοποίησης και παραγωγής φυσικού αερίου.



Εικόνα [14]:Διαδικασία μεταφοράς LNG σε μονάδα FSRU και αεριοποίηση του (Klaipėdos Nafta, 2013)

2.3 Δυνατότητες και προκλήσεις από μια πιο εκτεταμένη χρήση LNG

Η συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση για παραγωγή ενέργειας στο μέλλον και η ανάγκη μεγαλύτερη προστασίας του περιβάλλοντος από επικίνδυνους ρύπους, ανοίγουν το δρόμο για μια πιο εκτεταμένη χρήση του LNG σε παγκόσμιο επίπεδο. Ωστόσο είναι αναγκαία η επίλυση διαφόρων ζητημάτων τα οποία είναι ικανά να αποτελέσουν τροχοπέδη στην αύξηση της χρήσης του LNG.

Σε ευρωπαϊκό επίπεδο η επιθυμία σχετικά με μια πιο εκτεταμένη χρήση του LNG γίνεται όλο και εντονότερη, όπως αποτυπώνεται και στη διάσκεψη της Κομισιόν στις 16.2.2016,σχετικά με τη χάραξη μια ευρωπαϊκής στρατηγικής σχετικά με το LNG και την αποθήκευση του. Στα πλαίσια αυτής της συζήτησης εξετάστηκαν οι δυνατότητες από μια διευρυμένη χρήση LNG εντός του δικτύου της ΕΕ και αναζητήθηκαν τυχόν προβλήματα που πηγάζουν από την ανταγωνιστικότητα, τις υποδομές και την παγκόσμια αγορά LNG.

Σύμφωνα με τα στοιχεία, η παγκόσμια προσφορά LNG αναμένεται να αυξηθεί κατά 50% τα επόμενα χρόνια και η συνεπακόλουθη μείωση των τιμών αποτελεί μια μεγάλη ευκαιρία για την ΕΕ ώστε να εκμεταλλευτεί τα οφέλη του «φθηνού» LNG.Μέσω της αυξημένης διείσδυσης του LNG αναμένεται αύξηση της ανταγωνιστικότητας της ευρωπαϊκής οικονομίας καθώς το κόστος ενέργειας που αποτελεί σημαντικό μέρος των λειτουργικών εξόδων κάθε επιχείρησης θα μειωθεί αισθητά, μειώνοντας τις τιμές των προϊόντων και καθιστώντας τα ανταγωνιστικά στην παγκόσμια αγορά.

Επιπλέον, η προβλεπόμενη αυξημένη χρήση των FSRU στους διάφορους τερματικούς σταθμούς φυσικού αερίου αναμένεται να δώσει ακόμα μεγαλύτερη ενεργειακή ασφάλεια στην ΕΕ ,καθώς θα αποφεύγονται τυχόν προβλήματα από τα διάφορα μονοπώλια στην παροχή φυσικού αερίου .Όπως αναφέρεται και στην έκθεση της Κομισιόν, υπάρχουν τουλάχιστον 4 κράτη μέλη στη περιοχή της Βαλτικής και την κεντρικής Ευρώπης που έχουν πρόσβαση σε περιορισμένο αριθμό πηγών παροχής φυσικού αερίου. Η αύξηση των εναλλακτικών μορφών παραγωγής φυσικού αερίου μαζί με τη βελτίωση των ήδη υπαρχόντων υποδομών και του δικτύου διανομής αναμένεται να προσφέρει στα παραπάνω κράτη ελκυστικές εναλλακτικές λύσεις.

Πέρα όμως από τα εμφανή οικονομικά οφέλη μια πιο εκτεταμένης χρήσης του LNG,υπάρχουν και περιβαλλοντικοί λόγοι που καθιστούν επιτακτική τη στροφή προς το LNG και το φυσικό αέριο. Το LNG συνδέεται με μειωμένα ποσοστά επικίνδυνων ρύπων όπως CO2,NOX,SOX και στα πλαίσια της παγκόσμιας πολιτικής για αντιμετώπιση του φαινόμενου του θερμοκηπίου αποτελεί μια ιδανική ενεργειακή λύση. Χαρακτηριστική είναι η περίπτωση της ακτοπλοΐας στην ΕΕ όπου το LNG έχει ήδη αντικαταστήσει ή αναμένεται να αντικαταστήσει το πετρέλαιο ως ναυτιλιακό καύσιμο με στόχο τη συμμόρφωση με τους νέους αυστηρότερους κανονισμούς του IMO σχετικά με τις εκπομπές θείου και διοξειδίου του άνθρακα. Προς αυτό το πλαίσιο αποφασίσθηκε η εγκατάσταση υποδομών σε όλους τους λιμένες της ΕΕ κατάλληλων υποδομών για τον ανεφοδιασμό πλοίων με LNG ως το 2025.

Επιπρόσθετα η απαίτηση για μείωση των ρύπων στο τομέα της αυτοκίνησης που αποφασίστηκε στην ΕΕ, προβλέπεται να οδηγήσει σε όλο και αυξανόμενη χρήση του LNG ως καύσιμο, αρχικά στα φορτηγά και εν συνεχεία στα συμβατικά οχήματα, καθώς οι συμβατικοί κινητήρες βενζίνης και πετρελαίου δεν φαίνεται να έχουν τη δυνατότητα να εναρμονιστούν με τις όλο και αυστηρότερες διατάξεις σχετικά με τις εκπομπές ρύπων. Αντίθετα οι κινητήρες με καύσιμο LNG κερδίζουν όλο και περισσότερους υποστηρικτές στην Ευρώπη καθώς λόγω των μειωμένων ρύπων που εκπέμπουν, προβάλλονται ως μια ανταγωνιστική και βιώσιμη μετάβαση σε μια αυτοκίνηση με χαμηλότερες εκπομπές ρύπων.

Στο ίδιο μήκος κύματος κυμαίνονται και οι αποφάσεις σχετικά με την παραγωγή ενέργειας σε βιομηχανικό επίπεδο. Οι προσπάθειες σε παγκόσμιο και ευρωπαϊκό επίπεδο στρέφονται προς τη κατεύθυνση του LNG,το οποίο πέρα από τις ελκυστικές τιμές σε σχέση με το πετρέλαιο μοιάζει ικανό να συνεισφέρει αποφασιστικά και σε μια πιο περιβαλλοντικά βιώσιμη παραγωγική δραστηριότητα.

Η μετάβαση όμως σε μια αυξημένη χρήση LNG δεν έρχεται χωρίς προβλήματα και προκλήσεις. Πιο συγκεκριμένα, η δημιουργία περισσότερων υποδομών για εκμετάλλευση του LNG κρίνεται επιτακτική. Ενώ η συνολική χωρητικότητα των χώρων αποθήκευσης LNG της ΕΕ κυμαίνεται σε ικανοποιητικά επίπεδα, οι τερματικοί σταθμοί LNG δεν είναι βέλτιστα κατανεμημένοι σε όλο το γεωγραφικό πλάτος της. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα αρκετά κράτη μέλη να μην είναι σε θέση να καρπωθούν τα οφέλη από μια πιο εκτεταμένη χρήση του LNG.Σε αυτό το πλαίσιο, η ΕΕ παρέχει κίνητρα στα κράτη μέλη για δημιουργία περισσότερων τερματικών σταθμών με ευνοϊκούς όρους, ενώ ειδική μέριμνα γίνεται τόσο για τη βελτίωση του δικτύου φυσικού αερίου όσο και για την αναβάθμιση των διαφόρων κόμβων μέσω των οποίων γίνεται η μεταφορά του φυσικού αερίου και του LNG.Η βελτίωση των υποδομών και του δικτύου φυσικού αερίου θα οδηγήσει σε μια πιο εύρωστη εσωτερική αγορά LNG για την ΕΕ που θα έχει ως αποτέλεσμα την περαιτέρω μείωση των τιμών, ώστε να γίνει το LNG ελκυστικό για όλο και περισσότερα κράτη μέλη.

Ένα ακόμη πρόβλημα που αντιμετωπίζει η εξάπλωση του LNG εντός της ΕΕ είναι τα διάφορα προβλήματα στη νομοθεσία σχετικά με τη διακίνηση του LNG. Ειδικότερα, δεν υπάρχει μέχρι στιγμής μια ενιαία γραμμή σχετικά με τους δασμούς που χρειάζεται ένας πάροχος να πληρώσει προκειμένου να μεταφέρει το LNG προς τους τερματικούς σταθμούς αεριοποίησης εντός της ΕΕ. Αυτό καθιστά σε πολλές περιπτώσεις την αποθήκευση LNG μη συμφέρουσα και μειώνει το ενδιαφέρον για επένδυση πάνω σε υποδομές αύξησης της χωρητικότητας. Σε αυτό πρέπει να προστεθεί και η «εποχικότητα» της ζήτησης LNG η οποία μεταφράζεται σε αυξομειώσεις της ζήτησης εντός του έτους, οι οποίες προκαλούν περαιτέρω προβληματισμούς στις επιχειρήσεις που διαχειρίζονται τερματικούς σταθμούς.

Ως μια πολύ καλή λύση για την αντιμετώπιση του παραπάνω προβλήματος, προβάλλεται η χρήση των FSRU τα οποία μπορούν να συνδράμουν στις περιόδους αυξημένης ζήτησης, αυξάνοντας την ποσότητα του φυσικού αερίου που παράγεται από την αεριοποίηση LNG στους διάφορους τερματικούς σταθμούς. Χαρακτηριστικό είναι το παράδειγμα του τερματικού σταθμού στη πόλη Κλαιπέντας της Λιθουανίας, στην

οποία η χρήση μονάδας FSRU συνέδραμε αποφασιστικά στην δημιουργία μιας πιο ευέλικτης αγοράς ΦΑ μέσα από την απεξάρτηση από το μονοπώλιο παροχής ΦΑ από τους αγωγούς της Ρωσίας, η οποία οδήγησε σε πτώση των τιμών του ΦΑ στη Λιθουανία . Η χορήγηση δανείου ύψους 87 εκατομμυρίων ευρώ με ευνοϊκούς όρους από την Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων στην διαχειρίστρια εταιρεία Klaipedos Nafta για την κατασκευή του πλωτού τερματικού σταθμού αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG, είναι μια πράξη για την εξασφάλιση της «ασφάλειας» και της διαποίκιλσης της ενέργειας εντός της ΕΕ σύμφωνα με τον αντιπρόεδρο της ΕΤΕ Pim van Ballekom ("Lithuania: EIB supports the construction of LNG terminal," n.d.).

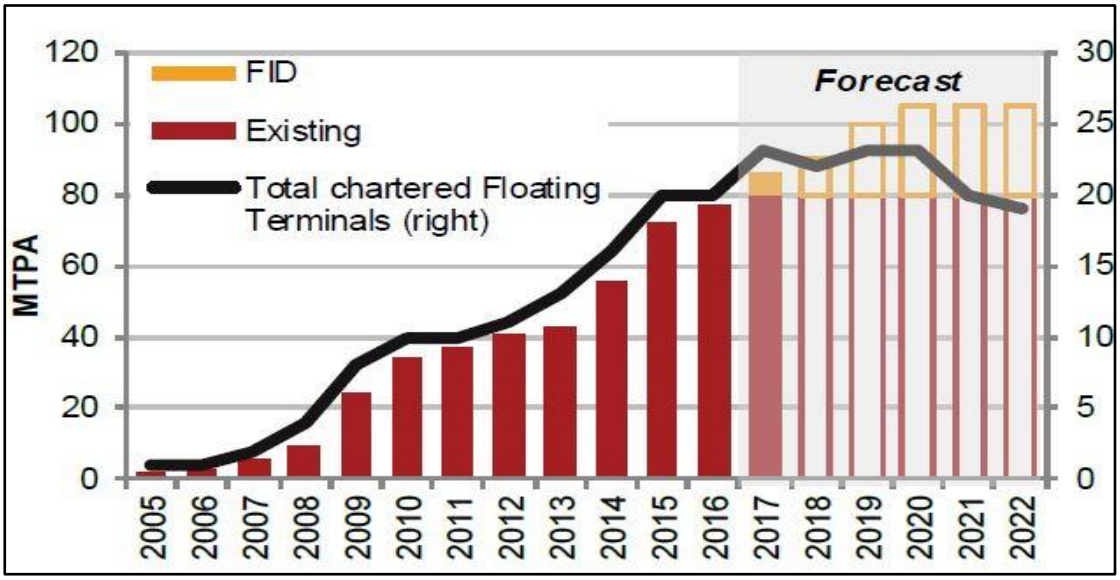
Συμπερασματικά, η αυξανόμενη χρήση του LNG παρουσιάζει αρκετά πλεονεκτήματα και αποτελεί προτεραιότητα για μια πιο εύρωστη και βιώσιμη ενεργειακή πολιτική. Εντούτοις, μια σειρά από δράσεις και διμερείς συμφωνίες είναι αναγκαίες για να εξασφαλιστεί η ευελιξία και η ανταγωνιστικότητα στην μεταφορά και διαχείριση του LNG σε παγκόσμιο επίπεδο και ευρωπαϊκό επίπεδο. Προς αυτή τη κατεύθυνση κινείται η ΕΕ, με στόχο την διασύνδεση όλων των κρατών μελών με ένα βελτιωμένο δίκτυο μεταφοράς LNG που θα οδηγήσει σε αναρίθμητα ενεργειακά, περιβαλλοντικά και κυρίως οικονομικά οφέλη για όλες τις χώρες.

3. Πλωτές μονάδες αποθήκευσης και επαναεριοποίησης φυσικού αερίου(FSRU)

3.1 Γενικά στοιχεία

Καθώς ο ρόλος του φυσικού αερίου στη διαμόρφωση μια παγκόσμιας κοινωνίας με μειωμένες εκπομπές ρύπων διαφαίνεται σημαντικός, το άνοιγμα νέων και πιθανώς μικρών αγορών θα είναι ζωτικής σημασίας για την περαιτέρω εξάπλωση του. Πολλές από αυτές τις αγορές δεν θα έχουν πρόσβαση σε ήδη υπάρχουσες υποδομές φυσικού αερίου ή δεν θα έχουν τη διάθεση και την οικονομική δυνατότητα να επενδύσουν στη κατασκευή υποδομών στη στεριά για παραλαβή και επαναεριοποίηση LNG,οι οποίες απαιτούν υψηλό κόστος και χρόνο κατασκευής. Για όσες από τις παραπάνω χώρες βρέχονται από θάλασσα, η απόκτηση μονάδων πλωτής αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG (FSRUs) φαντάζει ως μια ιδανική λύση για την μείωση των κινδύνων στα αρχικά στάδια της ανάπτυξης της εγχώριας αγοράς ΦΑ (Songhurst, 2017a).

Στο παρακάτω γράφημα παρουσιάζεται η σταδιακή αύξηση του αριθμού και της παραγωγικής δυνατότητας των πλωτών μονάδων αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG με το πέρασμα του χρόνου καθώς και βραχυπρόθεσμες προβλέψεις για την περαιτέρω εξάπλωση των FSRU.Η ενδεχόμενη μείωση των ναυλωμένων FSRU σχετίζεται με την προβλεπόμενη λήξη ήδη υπαρχόντων συμφωνιών, οι οποίες ωστόσο δεν θα επηρεάσουν αποφασιστικά την ευνοϊκή συγκυρία για τα εν λόγω πλοία καθώς νέες συμφωνίες έρχονται στο προσκήνιο ενώ δεν πρέπει να αγνοηθεί ενδεχόμενη ανανέωση συμβολαίων ναύλωσης τα οποία εκπνέουν τα επόμενα χρόνια.



Γράφημα [12] : Δυνατότητα πλωτής επαναεριοποίησης LNG συναρτήσει του χρόνου και του αριθμού των τερματικών σταθμών (International Gas Union, 2018)

3.2 Απόκτηση μονάδας FSRU

Μια μονάδα FSRU μπορεί να είναι το αποτέλεσμα μιας εξ υπακοής νέας σχεδίασης και κατασκευής ή το αποτέλεσμα της μετασκευής ενός υπάρχοντος LNG Carrier. Η εκάστοτε επιλογή καθορίζεται από την πλοιοκτήτρια εταιρεία και οι λόγοι είναι κατά κανόνα οικονομικοί και χρονικοί. Μια νέα κατασκευή ενός τυπικού FSRU με χωρητικότητα 170000 m3 κοστίζει 240-280 εκατ. $ και ο χρόνος παραλαβής είναι 27-36 μήνες. Εντούτοις, λόγω του ανταγωνισμού μεταξύ των Κορεατικών ναυπηγείων που πηγάζει από τη γενικότερη μειωμένη ζήτηση για νέες κατασκευές άλλους είδους πλοίων π.χ. Container ships ,Bulk Carriers το κόστος κατασκευής ενός νέου FSRU έχει μειωθεί.

Εικόνα [15]: Το FSRU Independence (170.000 m3) κατασκευασμένο το 2014

Όσον αφορά το κόστος μετασκευής ενός ήδη υπάρχοντος πλοίου, αυτό κυμαίνεται στα 80 εκατ. $ συν το κόστος κτήσης του LNG Carrier και οι εργασίες για τη μετασκευή διαρκούν περίπου 18 μήνες. Τα παραπάνω στοιχεία κάνουν ελκυστική τη περίπτωση της μετασκευής για διαχειρίστριες εταιρείες LNG Carriers,καθώς είναι δυνατή η είσοδος τους στην αγορά των FSRU με μικρότερο κόστος και σε λιγότερο χρόνο. Ωστόσο, η ζήτηση για μετασκευές έχει συρρικνωθεί τα τελευταία χρόνια καθώς η ανάγκη για μεγαλύτερου μεγέθους πλοία FSRU – της τάξης των 170.000 m3 και πάνω- αναγκάζει τους πλοιοκτήτες να στραφούν σε νέες κατασκευές. Αυτή η στροφή πηγάζει από το γεγονός ότι τα περισσότερα υπάρχοντα LNG Carriers είναι μικρότερου μεγέθους,130.000-140.000 m3,και δεν καλύπτουν τις απαιτήσεις για πλοία FSRU αυξημένης χωρητικότητας.

Εικόνα [16] : Το FSRU Golar Freeze (125.000 m3) προέκυψε από μετασκευή πλοίου κατασκευασμένου το 1976 (Golar LNG, n.d.)

3.3 Λειτουργία

Τα FSRU είναι δυνατόν να κατηγοριοποιηθούν σαν πλοία ή σαν θαλάσσιες εγκαταστάσεις. Στη πρώτη περίπτωση όπως και για κάθε είδους πλοίο είναι υποχρεωτικοί οι προκαθορισμένοι δεξαμενισμοί σε τακτά χρονικά διαστήματα καθώς και η συμμόρφωση με τα διεθνή ναυτιλιακά πρότυπα ασφαλείας. Στη περίπτωση των θαλάσσιων εγκαταστάσεων οι οποίες είναι δυνατόν να είναι κινητές(με εγκατάσταση πρόωσης) ή σταθερές(χωρίς εγκατάσταση πρόωσης),η κατασκευή πρέπει να εναρμονίζεται με τους εκάστοτε εθνικούς κανονισμούς. Χαρακτηριστικό παράδειγμα σταθερής εγκατάστασης είναι το FSRU Toscana το οποίο είναι μονίμως αγκυροβολημένο σε θαλάσσια περιοχή της Ιταλίας. Τα περισσότερα FSRU ταξινομούνται σαν πλοία για να διαθέτουν την ευελιξία να λειτουργούν είτε σαν FSRU είτε σαν LNG Carriers.

Εικόνα [17] : FSRU TOSCANA ("FSRU Toscana installed successfully - London Marine Consultants," n.d.)

Προτού γίνει η παρουσίαση της λειτουργίας των πλωτών μονάδων αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG είναι αναγκαίο να καθοριστούν οι διαφορετικές μορφές κατασκευής των αντίστοιχων μονάδων, καθώς σήμερα υπάρχουν εναλλακτικές τεχνικές λύσεις για τις παραπάνω διαδικασίες. Σε κάθε περίπτωση είναι αναγκαία η ύπαρξη ενός LNG carrier στο οποίο θα αποθηκεύεται το LNG και όσον αφορά την αεριοποίηση του, αυτή είναι δυνατόν να γίνεται είτε πάνω στο LNG Carrier είτε σε εγκαταστάσεις πλησίον αυτού που διαθέτουν μονάδες επαναεριοποίησης φυσικού αερίου ή ακόμα και μονάδες παραγωγής ενέργειας. Στη πρώτη περίπτωση η μονάδα χαρακτηρίζεται ως FSRU,ενώ στη δεύτερη περίπτωση ως FSU καθώς πρόκειται για πλωτή μονάδα αποθήκευσης (Floating Storage Unit).

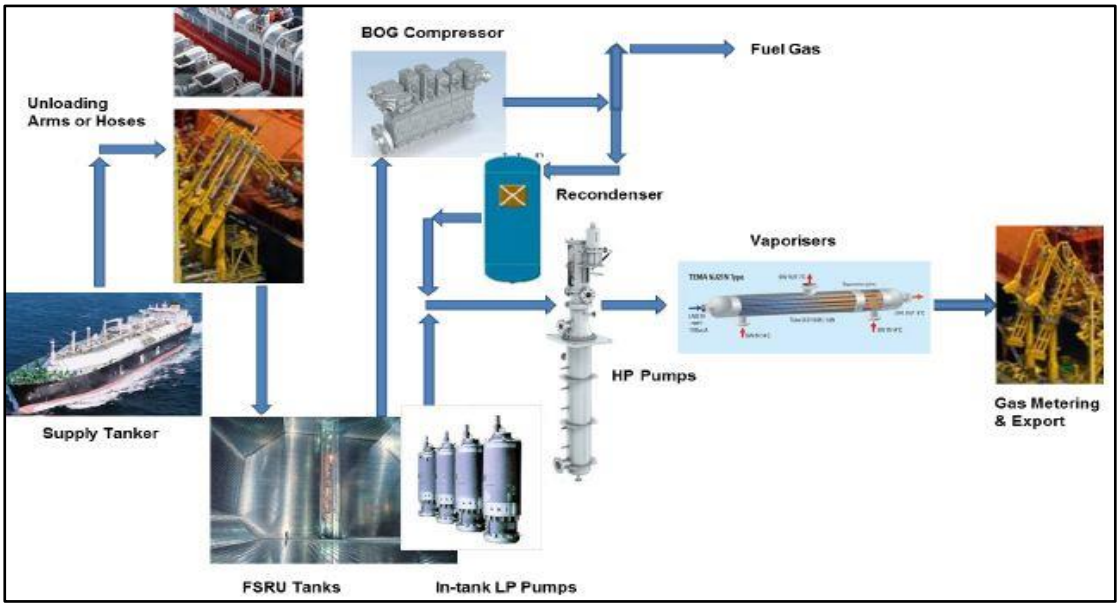
FSRU

Οι μονάδες FSRU τοποθετούνται σε LNG Carriers και χρησιμοποιούν απαραίτητα της ίδια τεχνολογία με τους τερματικούς σταθμούς που βρίσκονται στη στεριά. Η μόνη ουσιαστική διαφορά έγκειται στο γεγονός πως ο εξοπλισμός είναι ειδικά κατασκευασμένος για τη διαχείριση του φορτίου εν πλώ. Στην περίπτωση νέων κατασκευών ο κατάλληλος εξοπλισμός είναι ενσωματωμένος στο πλοίο και κατασκευάζεται μαζί με αυτό, ενώ σε περίπτωση μετασκευών η μονάδα κατασκευάζεται ανεξάρτητα και τοποθετείται στο ήδη υπάρχον πλοίο με στόχο στην ελαχιστοποίηση του χρόνου κατασκευής.

Το LNG παραλαμβάνεται από το LNG Carrier με κατάλληλους μηχανικούς βραχίονες ή κρυογενικούς σωλήνες, μετράται και αποθηκεύεται στις κατάλληλες δεξαμενές αποθήκευσης. Οι αντλίες χαμηλής πίεσης, οι οποίες είναι τοποθετημένες εντός των δεξαμενών, στέλνουν το LNG σε έναν επανασυμπυκνωτή όπου συναντάται με το συμπιεσμένο αέριο εξάτμισης (Boil-Off Gas) από τις δεξαμενές αποθήκευσης και το BOG συμπυκνώνεται ξανά σε LNG πριν την είσοδο του στις αντλίες υψηλής πίεσης. Ένα ποσοστό του BOG χρησιμοποιείται σαν καύσιμο για την εγκατάσταση, μετράται

και απομακρύνεται αν χρειαστεί από το LNG που αεριοποιείται. Αξίζει να σημειωθεί ότι τα αρχικά FSRUs δεν διέθεταν επανασυμπυκνωτές και το πλεονάζον BOG καιγόταν στους λέβητες του πλοίου και ο παραγόμενος ατμός αποβαλλόταν στη θάλασσα σαν συμπύκνωμα.

Οι αντλίες υψηλής πίεσης αυξάνουν τη πίεση από τα 5 bar στην επιθυμητή πίεση εξόδου που απαιτεί ο καταναλωτής (κατά κανόνα 50 bar για μονάδα παραγωγής ενέργειας ή 100 bar για έξοδο στο δίκτυο φυσικού αερίου).Το LNG αεριοποιείται και αφού μετρηθεί εξάγεται με τη χρήση βραχιόνων ή κρυογενικών σωλήνων σε κατάλληλο δίκτυο σωληνώσεων για να οδηγηθεί στους εκάστοτε καταναλωτές.



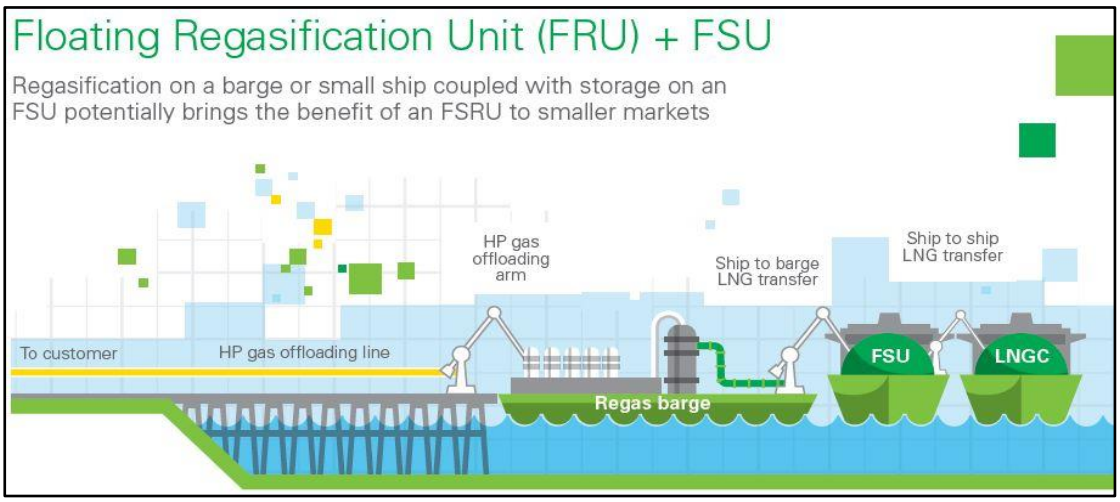
Εικόνα [17] :Αναπαράσταση λειτουργίας μονάδας FSRU (Songhurst, 2017b)

FSU

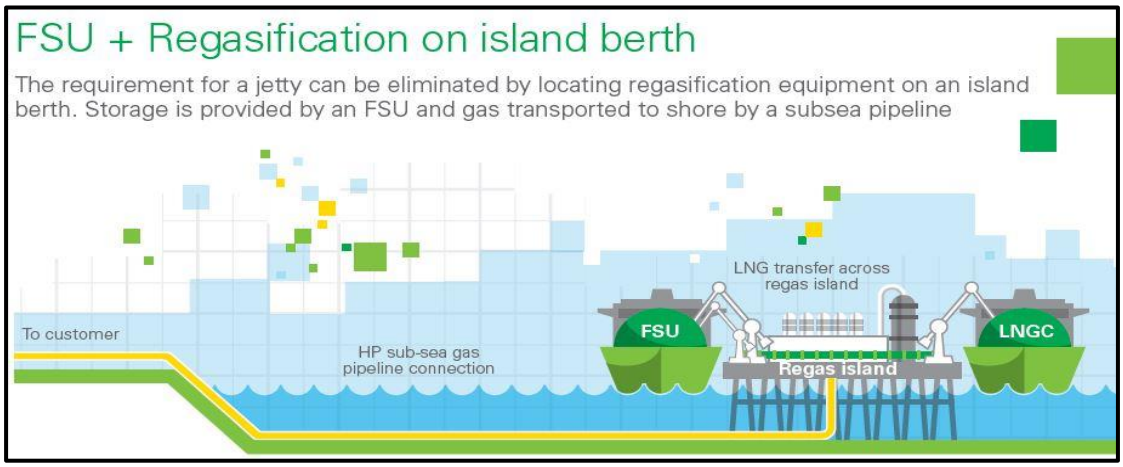
Στη περίπτωση της πλωτής μονάδας αποθήκευσης η αεριοποίηση του LNG γίνεται εκτός του πλοίου. Το LNG μεταφέρεται από κάποιο LNG Carrier στο FSU με παρόμοιο τρόπο με το FSRU δηλαδή με κατάλληλους μηχανικούς βραχίονες ή κρυογενικούς σωλήνες και αποθηκεύεται στις κατάλληλες δεξαμενές αποθήκευσης. Κατόπιν η διαδικασία της αεριοποίησης γίνεται σε κατάλληλες μονάδες αεριοποίησης οι οποίες είναι δυνατόν να βρίσκονται είτε στη στεριά είτε στη θάλασσα. Η διαδικασία της αεριοποίησης πραγματοποιείται με τον ίδιο ακριβώς τρόπο με το FSRU που περιγράφηκε παραπάνω χρησιμοποιώντας επανασυμπυκνωτές και εξαερωτές (vaporisers) ενώ ειδική μέριμνα λαμβάνεται για τη διαχείριση του BOG.

Είναι προφανές πως κάθε μια εναλλακτική τεχνική λύση παρουσιάζει μια σειρά από πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα που σχετίζονται με οικονομικούς και επιχειρησιακούς παράγοντες. Κατά κανόνα η επιλογή της εκάστοτε μεθόδου πηγάζει από τις ιδιαιτερότητες της περιοχής καθώς και από τη διαθεσιμότητα χώρου, χρόνου και οικονομικών πόρων .Στις εικόνες που ακολουθούν παρουσιάζονται για λόγους

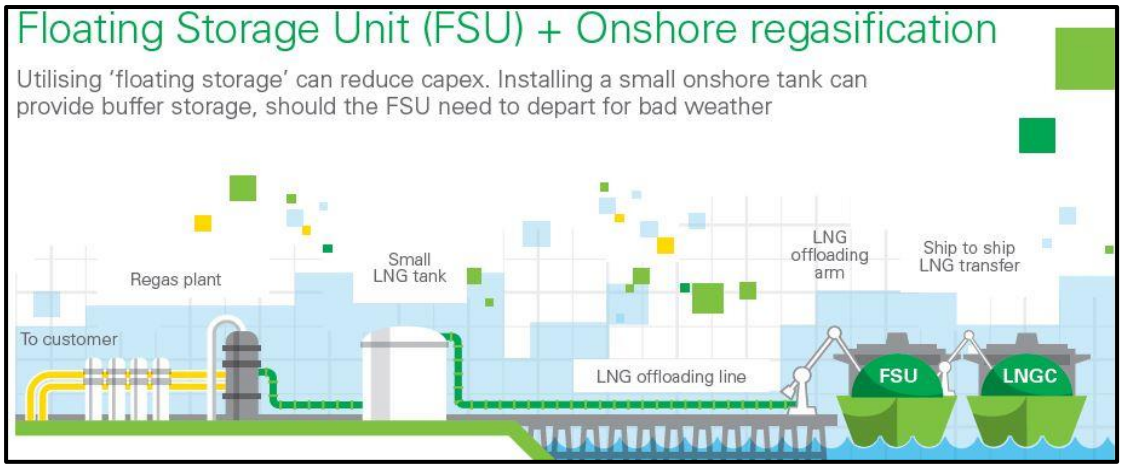
πληρότητας οι πιο διαδεδομένες εναλλακτικές μέθοδοι για επαναεριοποίηση LNG που περιλαμβάνουν χρήση μονάδας FSU.



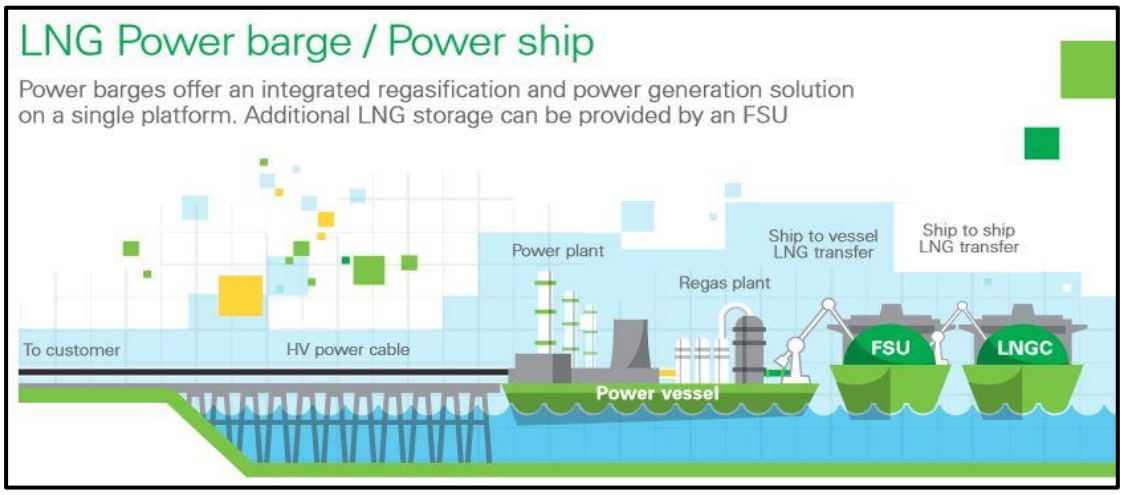
Εικόνα [18] : Διαδικασία επαναεριοποίησης με χρήση μονάδας FSU και κατάλληλης φορτηγίδας επαναεριοποίησης (*Delivering LNG solutions*, n.d.)



Εικόνα [19]: Διαδικασία επαναεριοποίησης με χρήση μονάδας FSU και κατάλληλης νησίδας επαναεριοποίησης (*Delivering LNG solutions*, n.d.)



Εικόνα [20] : Διαδικασία επαναεριοποίησης με χρήση μονάδας FSU και επίγειας μονάδας επαναεριοποίησης (*Delivering LNG solutions*, n.d.)



Εικόνα [21] : Διαδικασία επαναεριοποίησης με χρήση μονάδας FSU και κατάλληλης φορτηγίδας με δυνατότητα επαναεριοποίησης και παραγωγής ενέργειας (*Delivering LNG solutions*, n.d.)

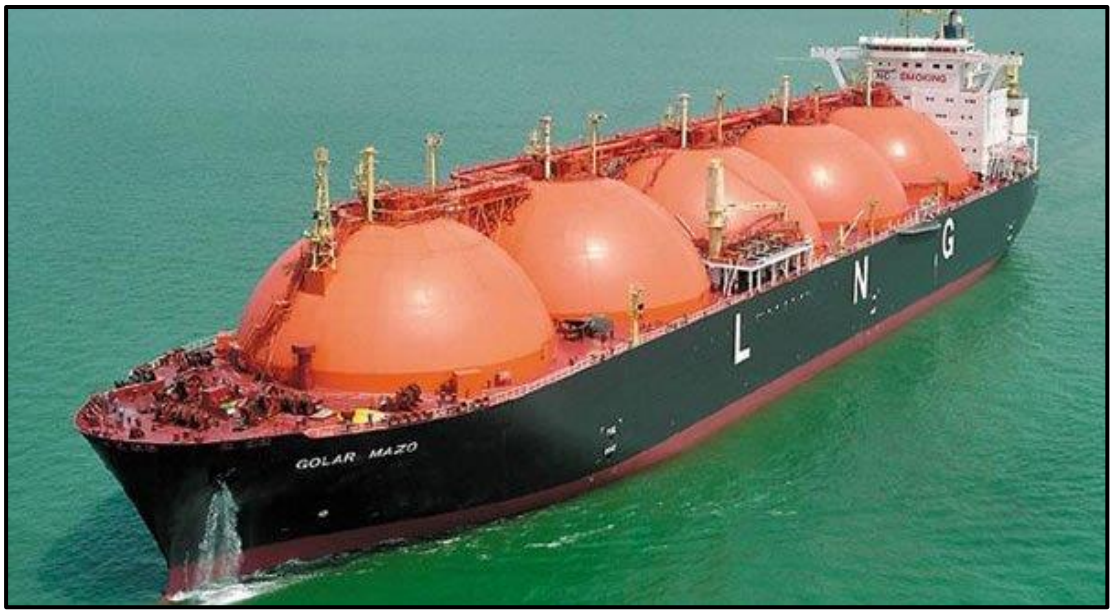
3.4 Εναλλακτικές μέθοδοι σχεδίασης

Η σχεδίαση τόσο των FSRU όσο και των FSU είναι πανομοιότυπη με αυτή των συμβατικών LNG Carriers.Η γάστρα των μονάδων είναι διπλού τοιχώματος για αυξημένη αξιοπιστία ενώ οι δεξαμενές διατήρησης του φορτίου είναι τύπου μεμβράνης ή σφαιρικές(MOSS).Τα τελευταία χρόνια οι δεξαμενές τύπου μεμβράνης προτιμώνται για νεόκτιστα FSRU καθώς εξασφαλίζουν αυξημένη δυνατότητα αποθήκευσης φορτίου για ένα καθορισμένο μέγεθος πλοίου λόγω της έλλειψης κενών χώρων μεταξύ των δεξαμενών. Επιπλέον το επίπεδο κατάστρωμα που διαθέτουν οι μονάδες με δεξαμενές τύπου μεμβράνης παρέχει ευκολία για την εγκατάσταση μονάδων επαναεριοποίησης στο χώρο του καταστρώματος και συγκεκριμένα στο πρωραίο τμήμα του FSRU.Στη περίπτωση μονάδων με σφαιρικές δεξαμενές οι μονάδες

επαναεριοποίησης αναγκαστικά τοποθετούνται είτε μεταξύ των δεξαμενών είτε στο πρωραίο τμήμα του σκάφους. Αξίζει να σημειωθεί πως η πλειοψηφία των μετασκευών LNG carriers σε FSRU αφορούν πλοία με σφαιρικές δεξαμενές.

Εικόνα [22] : Το FSRU EXCELSIOR με δεξαμενές τύπου μεμβράνης και μονάδα επαναεριοποίησης στο πρωραίο τμήμα ("FSRU and Floating Regas – FSRU Fleet," n.d.)

Εικόνα [23] : Το FSRU TOSCANA με σφαιρικές δεξαμενές και μονάδα επαναεριοποίησης στη πλώρη ("FSRU Toscana installed successfully - London Marine Consultants," n.d.)



Εικόνα [24] : Το FSRU Golar Mazo με σφαιρικές δεξαμενές και μονάδα επαναεριοποίησης μεταξύ 3ής και 4ής δεξαμενής (Golar LNG, n.d.)

3.5 Τεχνικά χαρακτηριστικά

Σε γενικές γραμμές η διαδικασία της προμελέτης για την κατασκευή μονάδων FSRU ή FSU είναι παραπλήσια με αυτή ενός συμβατικού LNG Carrier.Ανάλογα με τις απαιτήσεις του πλοιοκτήτη(μεταφορική ικανότητα, περιορισμοί ναυσιπλοΐας κτλ.) καθορίζονται βασικά κατασκευαστικά μεγέθη π.χ. μήκος, πλάτος, κοίλο ή οι διάφοροι συντελεστές(C_B,C_m).Επιπλέον 0

Ωστόσο για τον καθορισμό συγκεκριμένων τεχνικών χαρακτηριστικών μιας πλωτής μονάδας αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG είναι αναγκαία η εξέταση διαφόρων κρίσιμων για το έργο παραγόντων. Ειδικότερα, ο τρόπος κτήσης(νέα κατασκευή ή μετασκευή),ο χαρακτηρισμός της μονάδας (FSRU ή FSU) καθώς και η τοποθεσία στην οποία θα δραστηριοποιηθεί η μονάδα(ύπαρξη ή μη υποδομών για τη διαχείριση LNG,βάθος περιοχής κτλ.) επηρεάζουν σημαντικά τόσο την επιλογή αντίστοιχου εξοπλισμού όσο και διάφορα συγκεκριμένα τεχνικά χαρακτηριστικά της μονάδας.

Για λόγους πληρότητας ορισμένα από τα κύρια τεχνικά χαρακτηριστικά των πλωτών μονάδων αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG αναλύονται εκτεταμένα στη συνέχεια.

Χωρητικότητα-Δυνατότητα αποθήκευσης

Αποτελεί ένα βασικό τεχνικό χαρακτηριστικό των FS(R)U το οποίο χαρακτηρίζει κάθε αντίστοιχη μονάδα. Οι σύγχρονες νεόκτιστες μονάδες διαθέτουν χωρητικότητες 170.000 m^3 LNG,ενώ οι μονάδες που προέκυψαν από μετασκευές συμβατικών LNG carriers έχουν κατά κανόνα μικρότητες δυνατότητες αποθήκευσης γύρω στα 130.000 m^3. Εντούτοις, υπάρχει έντονο ενδιαφέρον για την κατασκευή ακόμα μεγαλύτερων

μονάδων FSRU με δυνατότητες αποθήκευσης αντίστοιχες των Q-MAX LNG Carriers,οι οποίες θα φτάνουν σε χωρητικότητες πάνω από 250.000 m3. Ενδεικτικό είναι το παράδειγμα του νεόκτιστου FSRU CHALLENGER της ιαπωνικής εταιρείας MOL το οποίο παραδόθηκε στις 28.9.2017 από το κορεάτικο ναυπηγείο της DAEWOO και έχει δυνατότητα αποθήκευσης 263.000 m3 LNG.Το εν λόγω πλοίο κατόπιν σχετικής συμφωνίας έχει ναυλωθεί από την εταιρεία GAS SAYAGO της Ουρουγάης για 20 χρόνια. Όσον αφορά τον χώρο αποθήκευσης είναι δυνατή η επιλογή μεταξύ σφαιρικών δεξαμενών και δεξαμενών τύπου μεμβράνης αν και στη συντριπτική πλειοψηφία των νέων κατασκευών επιλέγονται κατά κανόνα δεξαμενές τύπου μεμβράνης.

Εικόνα [25] : Το FSRU CHALLENGER με δυνατότητα αποθήκευσης 263.000 m3 LNG

Φόρτωση-Εκφόρτωση φορτίου

Όσον αφορά τις διαδικασίες για τη φορτοεκφόρτωση του φορτίου είτε σε υγρή είτε σε αέρια μορφή(αν πρόκειται για FSRU),οι επικρατούσες πρακτικές αφορούν τη χρήση κατάλληλων μηχανικών βραχιόνων(arms) ή ειδικών κρυογενικών σωλήνων(hoses). Στη πράξη χρησιμοποιούνται περισσότερο οι μηχανικοί βραχίονες, ωστόσο πάνω από 1000 μεταφορές LNG έχουν πραγματοποιηθεί με τη χρήση κρυογενικών σωλήνων. Αυτό οφείλεται στο γεγονός πως οι κρυογενικοί σωλήνες είναι φθηνότεροι από τους μηχανικούς βραχίονες, έχοντας βέβαια τα μειονεκτήματα της σχετικά αργής περαίωσης της διαδικασίας μεταφοράς καθώς και της αυξημένης παραγωγής BOG (Songhurst, 2017a).

Εικόνα [26] : Σύστημα μεταφοράς φορτίου με τη χρήση κρυογενικών σωλήνων

Εικόνα [27] : Σύστημα μεταφοράς φορτίου με τη χρήση κρυογενικών μηχανικών βραχιόνων στο FSRU TOSCANA

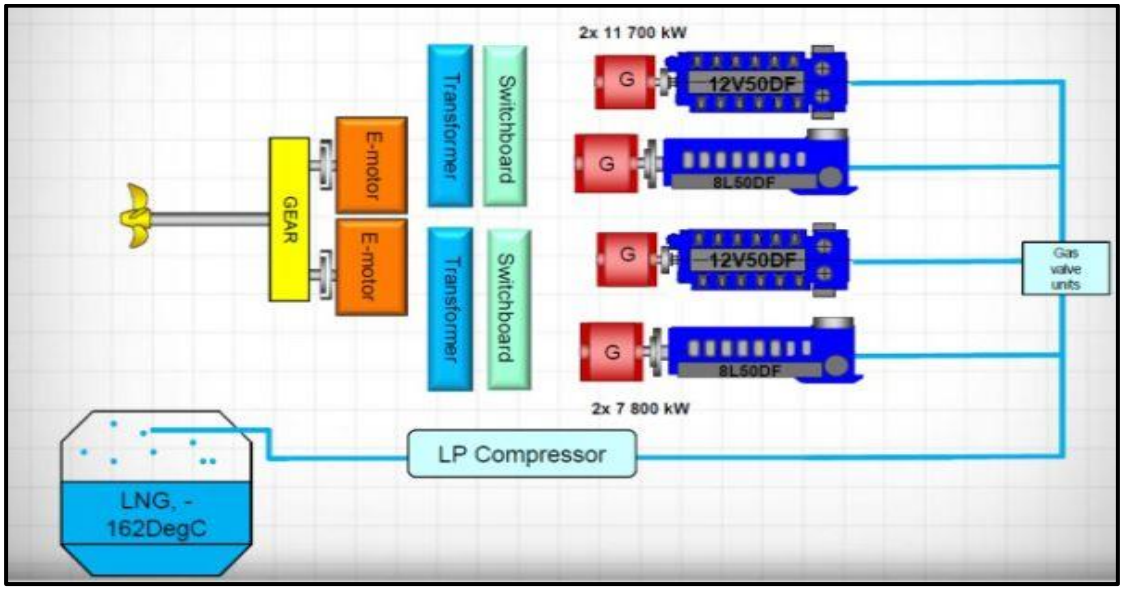
Συστήματα Πρόωσης

Από τεχνική σκοπιά δεν υπάρχει κάποιος συγκεκριμένος περιορισμός σχετικά με την επιλογή της προωστήριας εγκατάστασης μιας μονάδας FSRU. Ωστόσο, είναι απαραίτητη η ικανότητα των κύριων μηχανών να κάνουν χρήση του αποθηκευμένου LNG ως καυσίμου καθώς η συγκεκριμένη πρακτική εξυπηρετεί στη καλύτερη διαχείριση του BOG ακόμα και σε περιόδους που η μονάδα επαναεριοποίησης δεν βρίσκεται σε λειτουργία. Επιπλέον, η συμμόρφωση της μονάδας FSRU με τους κανονισμούς σχετικά με τις εκπομπές ρύπων ειδικά στις ECA είναι απαραίτητη εάν η μονάδα προβλέπεται να λειτουργήσει σε τέτοιες περιοχές με αυστηρότερους κανονισμούς σχετικά με εκπομπές θείου και αζώτου.

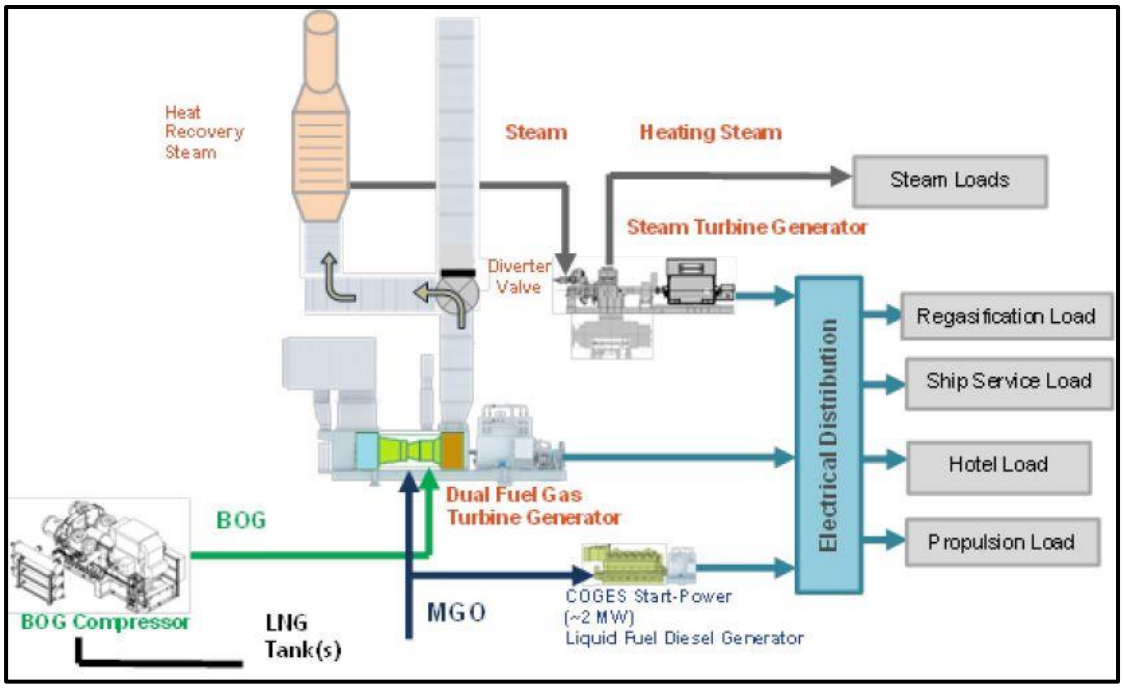
Η τελική επιλογή της προωστήριας εγκατάστασης καθορίζεται σε μεγάλο βαθμό από το σκοπό τον οποίο θα επιτελέσει η μονάδα. Σε μεγαλύτερο ποσοστό γίνεται χρήση

μηχανών ντίζελ διπλού καυσίμου σε ζεύξη με ηλεκτρογεννήτριες(Genset- DFDE) ή αεριοστροβίλων σε ζεύξη με ηλεκτρογεννήτριες(Genset-Gas turbines).Στην περίπτωση που η μονάδα προβλέπεται να χρησιμοποιηθεί σαν LNG Carrier για κάποιο διάστημα ή αναμένεται να μετακινείται σε τακτά χρονικά διαστήματα μεταξύ διαφόρων περιοχών για να λειτουργήσει ως μονάδα επαναεριοποίησης τότε είναι δυνατή η επιλογή δίχρονων μηχανών ντίζελ διπλού καυσίμου απευθείας ζεύξεως με την έλικα (Direct driven DFDE).Η ανωτέρω διάταξη χρησιμοποιείται όλο και περισσότερο σε νεόκτιστα LNG Carriers καθώς συνδέεται με μειωμένη κατανάλωση καυσίμου για την πρόωση του πλοίου.

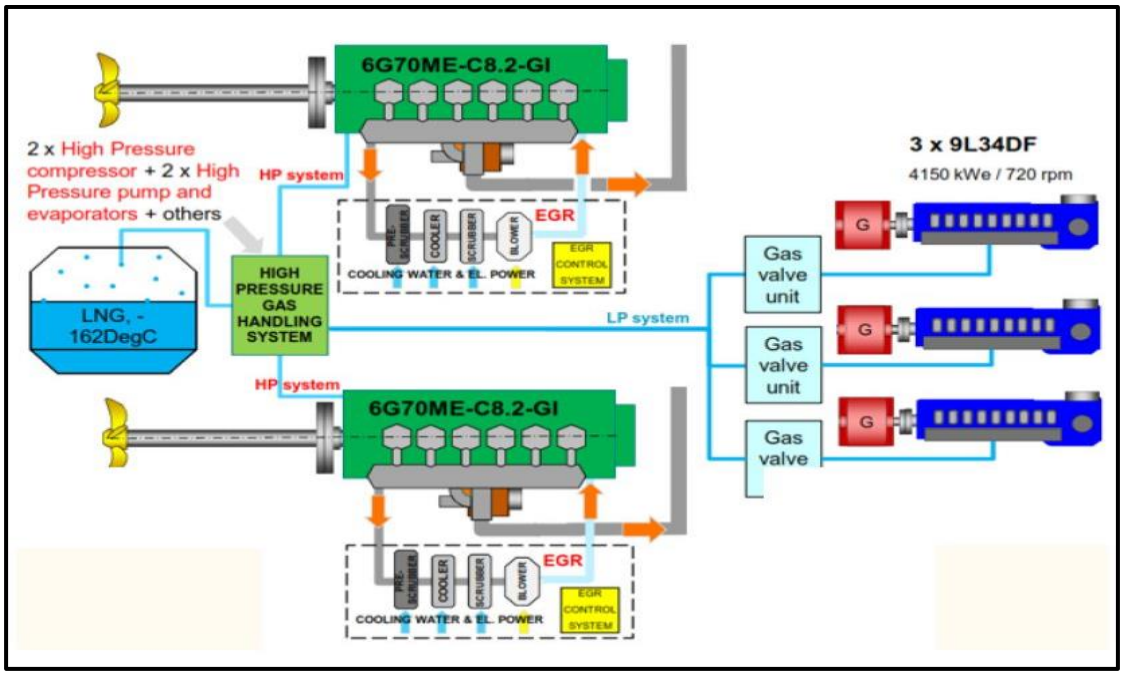
Οι κυριότερες διατάξεις σχετικά με την προωστήρια εγκατάσταση μια μονάδας FSRU παρουσιάζονται στις παρακάτω εικόνες:



Εικόνα [28]: Τυπική διάταξη Genset-DFDE για FSRU (Lloyd's Register, 2016)



Εικόνα [29]: Τυπική διάταξη Genset-Gas turbines για FSRU (Lloyd's Register, 2016)



Εικόνα [30] : Τυπική διάταξη Direct driven DFDE για FSRU (Lloyd's Register, 2016)

Ενεργειακές απαιτήσεις

Οι απαιτήσεις ενέργειας για πλωτές μονάδες αποθήκευσης και επαναεριοποίησης -αν προβλέπεται- LNG ξεκινούν από 1,5 MW και φτάνουν στα 40 MW.Κυρίαρχο ρόλο στις ενεργειακές απαιτήσεις της εκάστοτε μονάδας FS(R)U διαδραματίζει ο σκοπός και το είδος της μονάδας. Στη περίπτωση μονάδων αποθήκευσης(FSUs) χωρίς προπέλα οι ενεργειακές απαιτήσεις είναι λιγότερο από 8 MW,ενώ σε περίπτωση ύπαρξης

προπέλας και ανάλογα με τη επιλογή αντίστοιχου εξοπλισμού οι ενεργειακές απαιτήσεις φτάνουν τα 25 MW.Επιπρόσθετα, η εγκατάσταση και λειτουργία μονάδας επαναεριοποίησης πάνω στο πλοίο(FSRU) καθώς και η επιλογή σύνθετου συστήματος αγκύρωσης ανεβάζει ακόμα περισσότερο το απαραίτητο ενεργειακό φορτίο για τη λειτουργίας της μονάδας.

Cargo carrying capacity (cubic metres)	Designation	Propulsion type	No. of Screws	Engines	Total generated power ('000)
112–332,000	FSU	Non-propelled	-	2 to 6 aux engines	1.6–7.0 kW
26,000	Small FSRU	Non-propelled	-	Unknown	Unknown
		Direct driven			n/a
120–376,000	FSU	Steam turbine	1	1 steam turbine	26–33 kW
44–330,000	FSU	Direct driven	1 to 2	1 to 2 two-stroke engines and 3 aux engines	8–36.4 kW

Πίνακας [2] : Τυπικές ενεργειακές απαιτήσεις FSRU και FSU (Lloyd's Register, 2016)

Όπως είναι αναμενόμενο το μέγεθος των απαιτήσεων ενέργειας για το σύστημα πρόωσης της μονάδας FS(R)U είναι καθοριστικός παράγοντας για τον υπολογισμό της απαίτησης ενέργειας για τη λειτουργία της μονάδας. Στη πράξη, οι απαιτήσεις ενέργειας για μια πλωτή μονάδα με εγκατάσταση πρόωσης, μονάδα επαναεριοποίησης και πρόσθετο εξοπλισμό για αγκύρωση και ελικτικότητα είναι παραπλήσιες σε μέγεθος με αυτές ενός LNG Carrier (Lloyd's Register, 2016) οι οποίες παρουσιάζονται στο παρακάτω πίνακα:

Cargo carrying capacity (cubic metres)	Cargo tanks	Propulsion type	No. of Screws	Engines	Total generated power ('000)
125–150,000	4	Steam turbine	1	2 to 4 aux engines dual-fuel	4.0–10.0
		Diesel electric	1	4 to 6 DFDEs	39.0
		Direct driven			n/a
150–180,000	4	Steam turbine	1	3 to 5 aux engines dual-fuel	7.0–15.0
		Diesel electric	1 or 2	4 to 6 DFDEs	26.0–62.0
		Direct driven	1 or 2	4 aux engines dual-fuel	12.0–15.0
>200,000	5	Steam turbine			n/a
		Diesel electric			n/a
		Direct driven	2	4 to 5 aux oil engines	12.5–16.0

Πίνακας [3] : Τυπικές ενεργειακές απαιτήσεις LNG Carrier ανάλογα με τη χωρητικότητα και την εγκατάσταση πρόωσης (Lloyd's Register, 2016)

Δυνατότητα επανεριοποίησης(Send-out regasification capacity)

Είναι ουσιαστικά η παροχή-ποσότητα φυσικού αερίου που μπορεί να προκύψει από την διαδικασία της αεριοποίησης του LNG.Αφορά κατά κανόνα τα FSRU-τα οποία διαθέτουν μονάδες αεριοποίησης LNG- και αποτελεί καθοριστικό μέγεθος για τον

καθορισμό της παραγωγικής δυνατότητας της μονάδας καθώς και για την οικονομική της εκμετάλλευση. Τα παλαιότερα FSRU διέθεταν δυνατότητα επαναεριοποίησης 1,7-3,4 MTPA ενώ τα πιο σύγχρονα διαθέτουν δυνατότητα που φτάνει στους 6 MTPA .

Ο καθορισμός του κατάλληλου αριθμού γραμμών παραγωγής φυσικού αερίου είναι επίσης ζωτικής σημασίας. Παρά την ύπαρξη αρκετών διαφορετικών συνδυασμών(3x33%,3x50%,6x20% κτλ.), η βέλτιστη πρακτική θεωρείται η χρήση του συνδυασμού 4x33% η οποία παρέχει μεγαλύτερη ευελιξία. Παρόμοια διάταξη χρησιμοποιήθηκε στο FSRU 'Independence' στον τερματικό σταθμό στη πόλη Κλαϊπέντας της Λιθουανίας.

3.6 Παρουσίαση του τρόπου παραλαβής και διαχείρισης του LNG

Οι διαδικασίες της φόρτωσης και της διαχείρισης του LNG είναι ίσως οι δυσκολότερες στη ναυτιλιακή βιομηχανία. Η φύση του φορτίου, οι αυστηρά προβλεπόμενες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας καθώς και η υψηλή επικινδυνότητα η οποία συνοδεύει εν γένει το μεταφερόμενο φορτίο καθιστούν τις παραπάνω διαδικασίες ιδιαίτερα σύνθετες και απαιτητικές. Η «ευλαβική» τήρηση των κανόνων ασφαλείας ,η ύπαρξη ενδεδειγμένου εξοπλισμού, η ικανότητα διαχείρισης έκτακτων καταστάσεων καθώς και η επιστημονική και τεχνική επάρκεια των εργαζομένων αποτελούν απαραίτητα στοιχεία για την επιτυχημένη παραλαβή και διαχείριση του LNG.

Τόσο για τη διαδικασία της φόρτωσης όσο και της διαχείρισης του LNG σε μονάδες FS(R)U υπάρχουν διαφορετικές πρακτικές οι οποίες καθορίζονται από οικονομικούς, επιχειρησιακούς, περιβαλλοντικούς και τεχνολογικούς παράγοντες. Η παρουσία ή μη υπαρχουσών υποδομών στη στεριά διαδραματίζει επίσης καταλυτικό ρόλο στις παραπάνω διαδικασίες. Σε κάθε περίπτωση είναι αναγκαία η συμμόρφωση με την εκάστοτε ναυτιλιακή και περιβαλλοντική νομοθεσία καθώς και η τήρηση των κανόνων ασφαλείας. Σκόπιμο κρίνεται να αναλυθεί ξεχωριστά η κάθε διαδικασία και να παρουσιαστούν αναλυτικά οι επικρατούσες εναλλακτικές επιλογές, οι οποίες θεωρούνται τεχνικά αποδεκτές.

Παραλαβή φορτίου

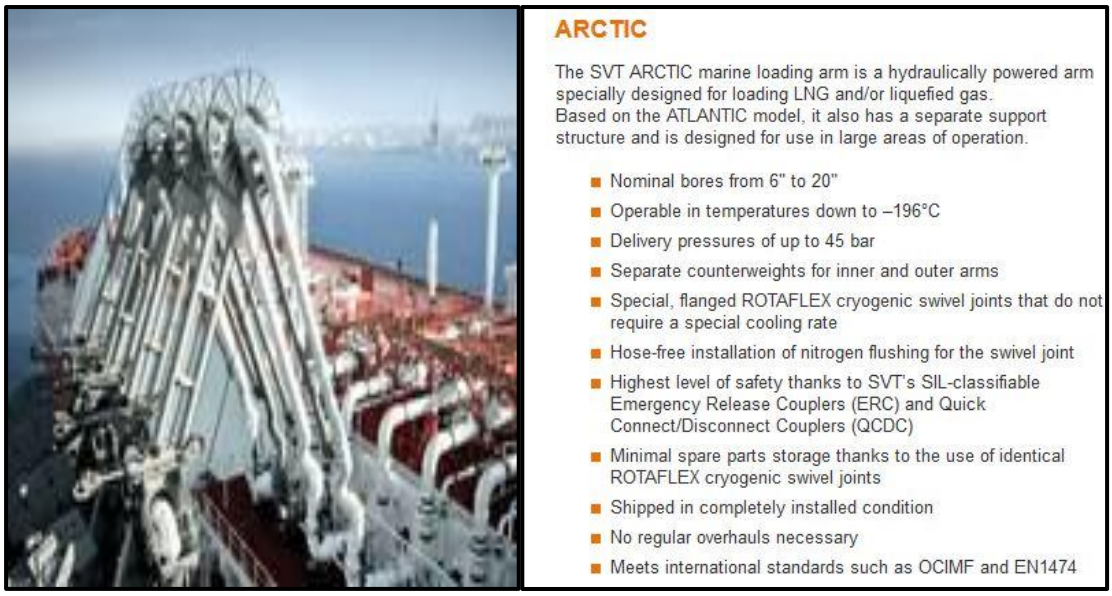
Η διαδικασία της παραλαβής του LNG από την αντίστοιχη μονάδα FS(R)U ξεκινάει με την προσέγγιση του LNG Carrier που μεταφέρει το LNG στον πλωτό τερματικό σταθμό αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG.Πριν ολοκληρωθεί η προσέγγιση του LNG Carrier είναι απαραίτητη η επικοινωνία μεταξύ του πλοιάρχου και του υπεύθυνου του τερματικού σταθμού με στόχο την πλήρη ενημέρωση σχετικά με τις καιρικές συνθήκες και τις τεχνικές ιδιαιτερότητες του πλωτού τερματικού σταθμού π.χ. βάθος, συστήματα αγκύρωσης, είδος συστημάτων μεταφοράς LNG,πρωτόκολλα ασφαλείας και φόρτωσης κτλ. (Mc Guire and White, 2008).

Αξίζει να σημειωθεί πως πριν τη μεταφορά LNG –όπως και σε κάθε μεταφορά υγρού φορτίου- είναι απαραίτητη η διενέργεια ελέγχου στις δεξαμενές του FSRU που θα υποδεχτούν το LNG καθώς και η πραγματοποίηση όλων των απαραίτητων διαδικασιών

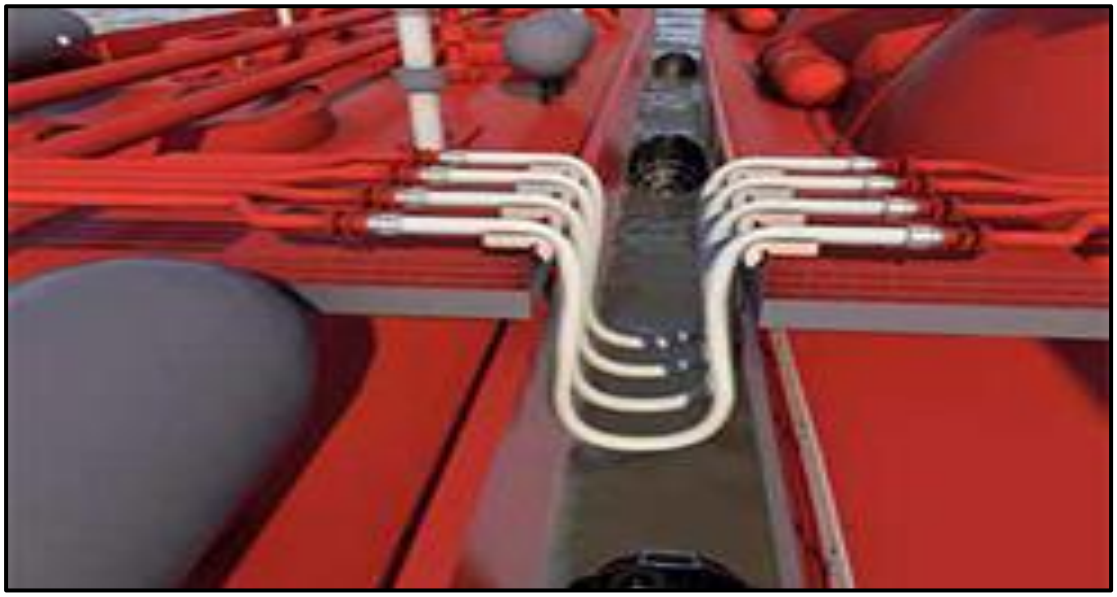
για την πραγματοποίηση μιας ασφαλούς διαδικασίας με τήρηση όλων των κανόνων ασφαλείας.Αρχικά,είναι αναγκαίος ο έλεγχος των δεξαμενών για να εξασφαλιστεί η απουσία ανεπιθύμητων κατάλοιπων και νερού.Στη συνέχεια,και αφου οι δεξαμενές κλείσουν ερμητικά είναι απαραίτητη η ξήρανση του συστήματος διατήρησης του φορτίου καθώς η ύπαρξη οποιασδήποτε μορφής υγρασίας είναι δυνατόν να οδηγήσει σε σχηματισμό πάγου καθώς πρόκειται για πλοίο με ψυχόμενες δεξαμενές.Η διαδικασία της ξήρανσης πραγματοποιείται με τη χρήση ειδικού αδρανούς αερίου(συνδυασμός αζώτου-διοξειδίου του άνθρακα) το οποίο πέρα από τη ξήρανση των δεξαμενών επιτυγχάνει και την αποφυγή δημιουργίας εύφλεκτης ατμόσφαιρας κατά τη διάρκεια της μεταφοράς του LNG.Ειδικότερα,αυτό επιτυγχάνεται με τη μείωση του ποσοστού του οξυγόνου από το 21% σε μάξιμουμ 5% εντός της δεξαμενής (Mc Guire and White, 2008).

Η μεταφορά του LNG μεταξύ των δυο πλοίων είναι δυνατόν να πραγματοποιηθεί είτε με τα δύο πλοία δίπλα το ένα στο άλλο(side by side) είτε το ένα πίσω από το άλλο (tandem).Η μεταφορά του LNG πραγματοποιείται όπως αναφέρθηκε παραπάνω είτε με κατάλληλους μηχανικούς βραχίονες είτε με κατάλληλους κρυογενικούς σωλήνες. Είναι προφανές ότι και στις δυο παραπάνω περιπτώσεις πρέπει να έχει γίνει κατάλληλη επιλογή τόσο μηχανικών βραχιόνων όσο και κρυογενικών σωλήνων ανάλογα με τις ιδιαίτερες απαιτήσεις του εκάστοτε έργου.

Η ορθή επιλογή του συστήματος μεταφοράς του LNG απαιτεί πλήρη κατανόηση των διαδικασιών φόρτωσης-εκφόρτωσης LNG καθώς και των ιδιαιτεροτήτων του LNG όσον αφορά τη πίεση και τη θερμοκρασία. Οι διάφοροι κατασκευαστές του αντίστοιχου εξοπλισμού παρέχουν πλήρεις τεχνικές προδιαγραφές των προϊόντων τους για να συνδράμουν στην ευκολότερη επιλογή του κατάλληλου συστήματος. Στις παρακάτω εικόνες παρουσιάζονται ενδεικτικά παραδείγματα αντίστοιχου εξοπλισμού όπως παρουσιάζεται στις ιστοσελίδες γνωστών κατασκευαστών.



Εικόνα [31]: Ο μηχανικός βραχίονας ARCTIC της εταιρείας SVT και τα τεχνικά του χαρακτηριστικά ("SVT ARCTIC Marine Loading Arm - especially designed for the transfer of liquid gas," n.d.)



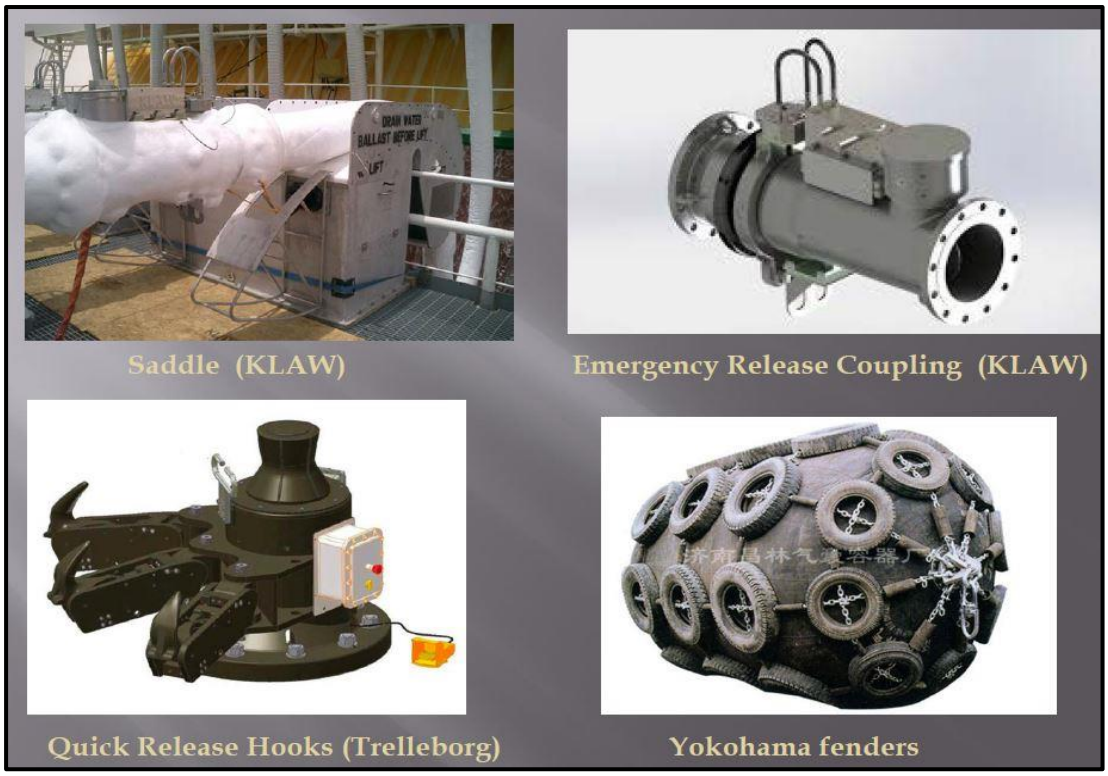
Εικόνα [32]:Ο κρυογενικός σωλήνας Dunlop της εταιρείας Continental ("LNG Hoses – Oil & Gas – ContiTech Industrial Fluid Systems," n.d.)

Hose application	LNG & LNG vapour marine transfer
Hose nominal size	16 inch
Hose internal diameter	400 mm
Single hose length	40 m
Hose outer diameter	~ 455 mm
Maximum working pressure (MWP)	20 bar
Qualification test pressure (5x MWP)	100 bar
Dynamic minimum bend radius (MBR)	1.5 m
Maximum working tension (MWT)	30 tonnes
Minimum breaking tension (5x MWT)	150 tonnes
Working temperature	-196 °C to +40 °C
Maximum LNG transfer rate	5,000 m³/hr

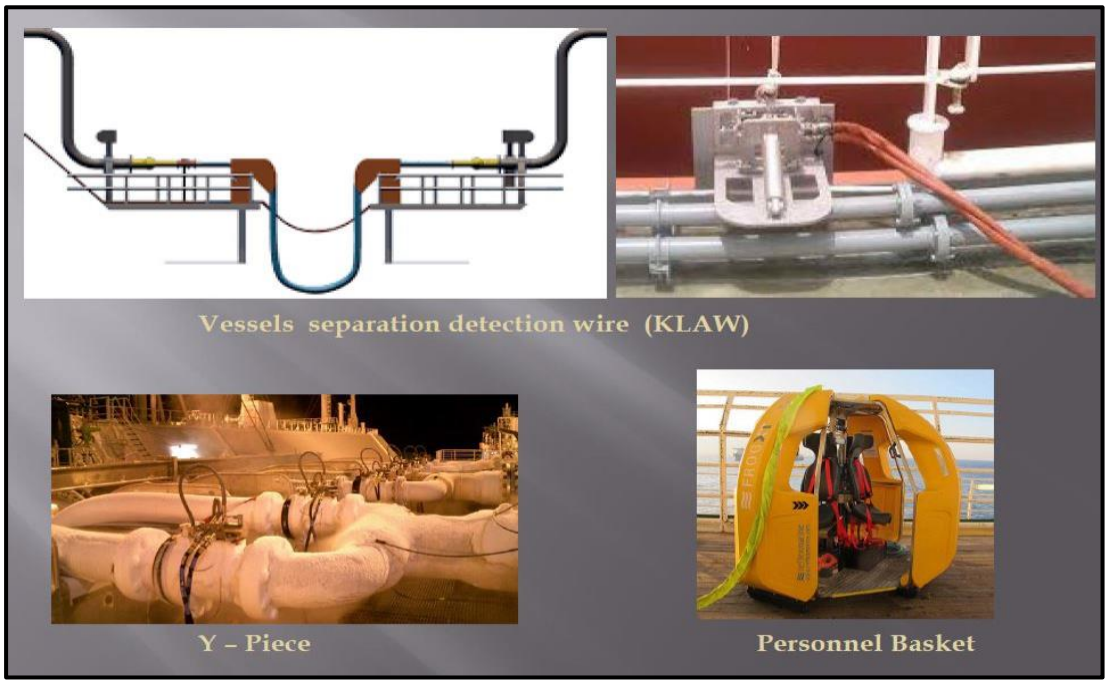
Εικόνα [33] : Τεχνικά χαρακτηριστικά του κρυογενικού σωλήνα DUNLOP ("LNG Hoses – Oil & Gas – ContiTech Industrial Fluid Systems," n.d.)

Πέρα από τα συστήματα μεταφοράς του LNG,μια επιτυχημένη μεταφορά αντίστοιχου φορτίου απαιτεί και μια σειρά πρόσθετων εξαρτημάτων μέσω του οποίου επιτυγχάνεται η ασφαλής πρόσδεση των LNG Carrier στο FSRU καθώς και ο διαρκής έλεγχος της διαδικασίας προς αποφυγή δυσάρεστων καταστάσεων. Είναι προφανές, πως το προσωπικό που συμμετέχει στη διαδικασία της μεταφοράς του LNG απαιτείται να είναι έμπειρο,κατάλληλα εκπαιδευμένο και να διαθέτει υψηλό αίσθημα ευθύνης.

Εικόνα [34] : Απαραίτητος εξοπλισμός για τη διαδικασία μεταφοράς του LNG μεταξύ LNG Carrier και FSRU (Migadis, 2017)



Εικόνα [35] : Εξοπλισμός για ολοκλήρωση μεταφοράς LNG από ένα LNG Carrier σε μια μονάδα FSRU (Migadis, 2017)



Εικόνα [36] : Εξοπλισμός για ολοκλήρωση μεταφοράς LNG από ένα LNG Carrier σε μια μονάδα FSRU (Migadis, 2017)

Προκειμένου να ξεκινήσει η μεταφορά του LNG, είναι αναγκαίο το LNG Carrier να προσεγγίσει τη μονάδα FSRU έτσι ώστε το εκάστοτε σύστημα μεταφοράς LNG του FSRU να συνδεθεί με τις υποδοχές του LNG Carrier από τις οποίες θα μεταφερθεί το LNG.Σε αυτό το στάδιο η χρήση κατάλληλων fenders είναι απαραίτητη για την ασφαλή προσέγγιση των δύο πλοίων.

Στη συνέχεια προτού ξεκινήσει η σύνδεση είτε των μηχανικών βραχιόνων είτε των κρυογενικών σωλήνων στις κατάλληλες σωληνώσεις του LNG Carrier για να ξεκινήσει η παραλαβή του φορτίου είναι αναγκαία η διαδικασία της ψύξης των σωληνώσεων από τις οποίες θα περάσει το LNG καθώς και του συστήματος μεταφοράς του LNG(βραχίονες, κρυογενικοί σωλήνες).

Η διαδικασία της ψύξης είναι απαραίτητη για τρείς λόγους :

- Αποφυγή πιθανών διαρροών οι οποίες παρουσιάζονται σε διάφορα σημεία των σωληνώσεων εξαιτίας της συστολής τους κατά τη μεταφορά του φορτίου π.χ. σε αρθρώσεις με βαλβίδες
- Μείωση πιθανότητας ξαφνικών υπερφορτίσεων στους φυσητήρες(bellows) καθώς οι σωληνώσεις συστέλλονται
- Αποφυγή σχηματισμού αερίων στις σωληνώσεις. Σε περίπτωση που το LNG εισαχθεί σε μια «θερμή» σωλήνα ένα μέρος του θα περάσει στην αέρια φάση, δημιουργώντας μια τεράστια πίεση που είναι δυνατόν να σταματήσει την ομαλή μεταφορά του φορτίου πέρα από πιθανές βλάβες που είναι δυνατόν να προκαλέσει στις σωληνώσεις με την συμπύκνωση του.

Μετά το πέρας της ψύξης των σωληνώσεων είναι αναγκαία η απομάκρυνση του αέρα από τα χρησιμοποιούμενα συστήματα μεταφοράς του LNG.Αυτό επιτυγχάνεται με τη χρήση αδρανούς αερίου (αζώτου) το οποίο συμπιεζόμενο απομακρύνει σταδιακά το οξυγόνο από το υπό απομάκρυνση αέριο. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται μέχρι το ποσοστό του οξυγόνου να πέσει κάτω από το 2% στον αέρα που απομακρύνεται.

Κατά την τελική φάση της παραλαβής του LNG,απαιτείται η σύνδεση των κρυογενικών σωλήνων ή των μηχανικών βραχιόνων της μονάδας FS(R)U με τις αντίστοιχες διατάξεις του LNG Carrier (manifolds) από τις οποίες θα γίνει η παραλαβή του LNG. Καθ' όλη τη διάρκεια της διαδικασίας είναι απαραίτητη η μέτρηση πίεσης και θερμοκρασίας προς αποφυγή δημιουργίας αέριου διαφυγής (boil-off gas).Κατα κανόνα σε κάθε διάταξη υπάρχει και μια σωλήνωση για τη διαχείριση των αερίων που αναπόφευκτα δημιουργούνται κατά την παραλαβή του LNG (vapor return).

Στην περίπτωση χρήσης κρυογενικών σωλήνων κατάλληλες διατάξεις είναι απαραίτητες για την ασφαλή σύνδεση των σωλήνων(couplings,saddles) με στόχο την αποφυγή υπέρβασης της ακτίνας κάμψης που δίνει ο κατασκευαστής(bending radius). Επιπλέον, είναι αναγκαία η ύπαρξη κατάλληλων διατάξεων για την αυτόματη διακοπή της διαδικασίας σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης π.χ. στην απότομη αλλαγή θέσης μεταξύ FSRU και LNG Carrier λόγω κυματισμού ή βλάβης στο σύστημα πρόσδεσης (Emergency release couplers,Vessels separation detection wire).Οι δυο παραπάνω διατάξεις σε καταστάσεις έκτακτης ανάγκης είναι σε θέση να σταματήσουν αυτόματα τη διαδικασία προκείμενου να αποφευχθεί πιθανή διαρροή ή βλάβη στην

χρησιμοποιούμενο εξοπλισμό. Τέλος, διατάξεις που διαχωρίζουν τη παροχή σε δύο μικρότερες(Y-pieces) είναι απαραίτητες για την ολοκλήρωση της παραλαβής του LNG καθώς οδηγούν σε ασφαλέστερη μεταφορά LNG μέσα από μια πιο ελεγχόμενη μεταφορά φορτίου.

Όσον αφορά τη πιθανή χρήση βραχιόνων έναντι κρυογενικών σωλήνων, κατάλληλες διατάξεις για τη σύνδεση των σωληνώσεων μεταφοράς LNG μεταξύ LNG Carrier και FSRU είναι εξίσου απαραίτητες (Couplers).Μετρητικές διατάξεις για τη πίεση και τη θερμοκρασία συνεισφέρουν στην πετυχημένη ολοκλήρωση της διαδικασίας ενώ σε περίπτωση παραγωγής ανεπιθύμητου αερίου(BOG) κατά τη μεταφορά LNG είναι απαραίτητη η ύπαρξη ειδικής σωλήνωσης για την επιστροφή του στο LNG Carrier (Vapor return). Παράλληλα, σε πλήρη αντιστοιχία με την περίπτωση χρήσης κρυογενικών σωλήνων είναι αναγκαία η ύπαρξη κατάλληλου μηχανισμού για την αυτόματη διακοπής της μεταφοράς σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης(Emergency Release Couplers)

Εικόνα [37] : Rotaram Quick Connect/Disconnect Coupler (“Rotaram Quick Connect Disconnect Coupling (RR),” n.d.)

Μετά την κατάλληλη σύνδεση των διαφόρων διατάξεων ξεκινάει η διαδικασία μεταφοράς του LNG αρχικά με χαμηλότερη παροχή και στη συνέχεια με τη σταθερή παροχή που έχει συμφωνηθεί μεταξύ LNG Carrier και πλωτού τερματικού σταθμού. Πιο συγκεκριμένα, το LNG μεταφέρεται μέσω των manifolds του LNG Carrier σε κατάλληλο σύστημα σωληνώσεων για τη μεταφορά LNG που βρίσκεται στο FSRU και στη συνέχεια διανέμεται στις δεξαμενές αποθήκευσης του FSRU.Η ποσότητα του LNG που μεταφέρεται επιβάλλεται να κατανέμεται ισόποσα στις δεξαμενές κατά τη διάρκεια της φόρτωσης και πάντα με βάση το σχέδιο φόρτωσης του πλοίου προς αποφυγή επικίνδυνων κατανεμημένων φορτίων κατά μήκος της γάστρας του FSRU.Καθώς η παροχή του μεταφερόμενου LNG αυξάνεται, είναι απαραίτητος ο έλεγχος των

συνθηκών πίεσης και θερμοκρασίας εντός των δεξαμενών και η λειτουργία ενός ειδικού συμπιεστή για τη διαχείριση του BOG.Σε περίπτωση που ο συμπιεστής δεν είναι σε θέση να διαχειριστεί όλο τον όγκο του BOG και των παραγόμενων ατμών, η μείωση του ρυθμού μεταφοράς LNG κρίνεται απαραίτητη για τον συνεπακόλουθο περιορισμό του BOG.

Τα διάφορα αέρια που δημιουργούνται κατά τη διαδικασία της παραλαβής του LNG απομακρύνονται μέσω κατάλληλης διάταξης(vapor suction) από τις δεξαμενές και οδηγούνται σε κάποιον επανασυμπυκνωτή (recondenser) για να μετατραπούν και πάλι σε LNG.Βασικός στόχος της παραπάνω διαδικασίας είναι η διατήρηση των κατάλληλων συνθηκών πίεσης μέσα στις δεξαμενές –πίεση ίση ή ελάχιστα μεγαλύτερη της ατμοσφαιρικής- ώστε να διατηρείται το LNG υγρή μορφή.

Η διαδικασία της παραλαβής ολοκληρώνεται όταν οι δεξαμενές του FS(R)U που υποδέχονται το LNG φτάνουν σε έναν επιθυμητό βαθμό πλήρωσης. Ειδικότερα, οι δεξαμενές τύπου μεμβράνης συνήθως γεμίζουν σε ποσοστό 98% και οι δεξαμενές τύπου MOSS σε ποσοστό 99.5%.Αξίζει να σημειωθεί ότι καθώς η διαδικασία φόρτωσης οδεύει προς το τέλος της, οι δεξαμενές φορτώνονται εναλλάξ με τέτοιο τρόπο ώστε να δημιουργείται κενό 10-15 λεπτών μεταξύ πλήρους φόρτωσης κάθε δεξαμενής και πάντα σύμφωνα με το σχέδιο φόρτωσης του πλοίου. Για την επίτευξη της τελικής φάσης της φόρτωσης απαιτείται η έγκαιρη ενημέρωση του LNG Carrier (Shuttle tanker),ώστε να γίνει η απαραίτητη μείωση της παροχής LNG προς αποφυγή ανεπιθύμητων καταστάσεων.

Διαχείριση φορτίου

Η αποστολή που θα αποτελέσει η μονάδα και η δυνατότητα ή όχι επαναεριοποίησης LNG καθορίζει σε μεγάλο ποσοστό τη διαχείριση του φορτίου μετά την παραλαβή του. Ειδικότερα, στη περίπτωση των πλωτών μονάδων αποθήκευσης LNG (FSU) κύριος στόχος είναι η διατήρηση του φορτίου σε υγρή κατάσταση και στις καθορισμένες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας μέχρι τη στιγμή που θα γίνει η μεταφορά του σε κάποια ειδική μονάδα επαναεριοποίησης πλωτή ή μη. Αντίθετα στις μονάδες FSRU,κύριος στόχος είναι η επαναεριοποίηση του LNG εν πλω και η μεταφορά με κατάλληλο σύστημα σωληνώσεων είτε στο δίκτυο φυσικού αερίου της περιοχής είτε σε κάποια μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρακείμενης στη περιοχή εγκατάστασης.

Ανεξάρτητα από τη είδος της μονάδας που παραλαμβάνει το LNG,η πρώτη φάση της διαχείρισης του LNG είναι η διατήρηση του σε υγρή κατάσταση μέσα στις ειδικά διαμορφωμένες δεξαμενές του FS(R)U.Οι ειδικές συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας(p=1 atm, T=-162 ^{o}C) που απαιτούνται για τη διατήρηση του φορτίου σε υγρή μορφή καθιστούν την ύπαρξη κατάλληλα μονωμένων δεξαμενών αποθήκευσης LNG αναγκαία καθώς οποιαδήποτε αύξηση της θερμοκρασίας ή της πίεσης οδηγεί σε αεριοποίηση του φορτίου. Εντούτοις, όσο αποτελεσματική και να είναι η μόνωση ένα ποσοστό του LNG `πάντοτε θα εξατμίζεται(boil-off gas) και συνεπώς είναι απαραίτητο να υπάρχουν συστήματα για τη διαχείριση του.

Για λόγους πληρότητας κρίνεται απαραίτητη η παρουσίαση των κύριων μηχανημάτων και διατάξεων μέσω των οποίων γίνεται η διαχείριση του LNG:

- Διατάξεις παραγωγής αδρανούς αερίου και ξηρού αέρα
- Αντλίες(φορτίου ,κενού, ψεκασμού)
- Συμπιεστές
- Εναλλάκτες θερμότητας
- Συστήματα εξαέρωσης LNG
- Διαχωριστές υγρασίας(mist separators)
- Συστήματα αυτόματης παύσης μεταφοράς φορτίου (ESD)
- Μετρητικά όργανα πίεσης και θερμοκρασίας
- Συσκευές διαχείρισης BOG
- Εγκατάσταση επαναεριοποίησης (αν υπάρχει)
- Συστήματα σωληνώσεων(lines or headers)
- Μηχανικοί βραχίονες ή κρυογενικοί σωλήνες

Εντός κάθε δεξαμενής αποθήκευσης LNG βρίσκεται ένας κατάλληλα διαμορφωμένος πυργίσκος στον οποίο είναι συνήθως τοποθετημένες 3 αντλίες καθώς και διάφορες μετρητικές διατάξεις πίεσης και θερμοκρασίας. Όσον αφορά τις αντλίες οι δυο εξ αυτών είναι οι κύριες αντλίες φορτίου –χαμηλής πίεσης- οι οποίες χρησιμοποιούνται για την διαδικασία της εκφόρτωσης του LNG και η τρίτη είναι μια κατάλληλη αντλία ψεκασμού η οποία έχει στόχο την ψύξη της εκάστοτε δεξαμενής καθώς και την άντληση LNG,το οποίο θα χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο μετά την εισαγωγή του σε κατάλληλη συσκευή εξαέρωσης.

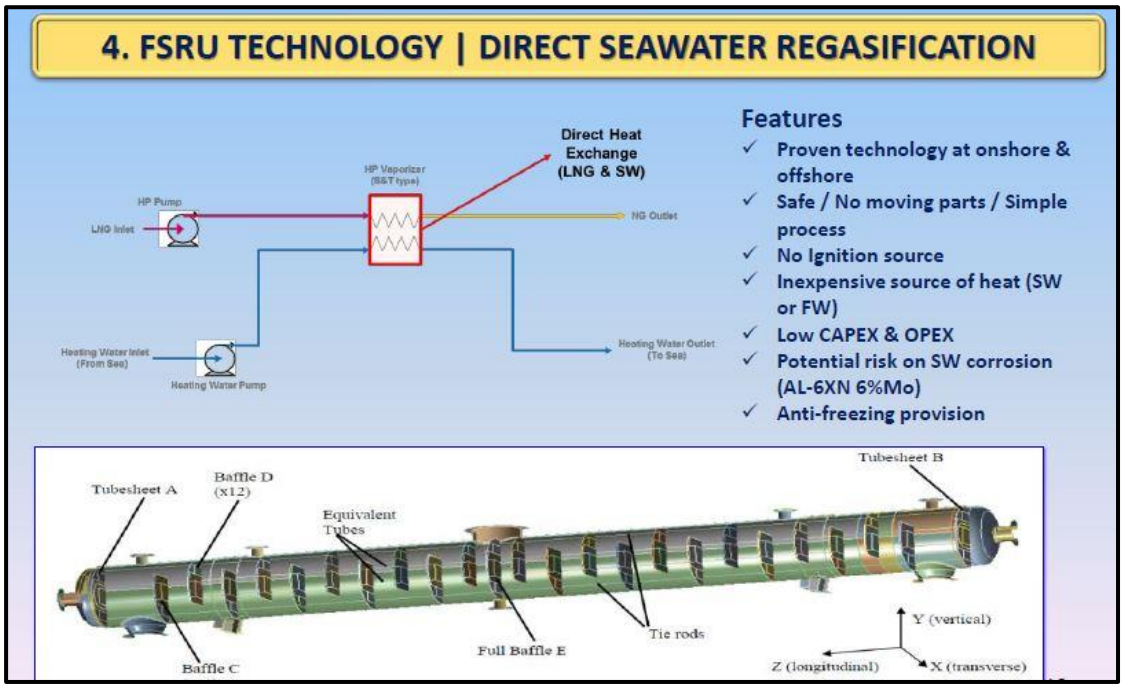
Ανεξάρτητα από την ποιότητα της μόνωσης των δεξαμενών, κατά κανόνα ένα ποσοστό του LNG μεταβαίνει στην αέρια κατάσταση (BOG). Συνεπώς, διατάξεις για τη διαχείριση των επιπτώσεων αυτού του «ανεπιθύμητου» φαινομένου είναι απαραίτητες και εγκαθίστανται στα σύγχρονα πλοία μεταφοράς και αποθήκευσης LNG.Ο τρόπος της περαιτέρω διαχείρισης του BOG καθορίζεται από τις απαιτήσεις και τη λειτουργία της εκάστοτε μονάδας. Πιο συγκεκριμένα, το BOG δύναται να χρησιμοποιηθεί είτε ως καύσιμο μετά από θέρμανση του στους λέβητες του πλοίου είτε να επανυγροποιηθεί σε κατάλληλές συσκευές (recondensers) και να τοποθετηθεί εκ νέου στις δεξαμενές ή σε κατάλληλες διατάξεις επαναεριοποίησης. Αξίζει να σημειωθεί ότι η δυνατότητα επανυγροποίησης του BOG στα σύγχρονα LNG Carriers έθεσε τα θεμέλια για την αυξανόμενη χρήση αργόστροφων μηχανών DIESEL (Dual,Tri-Fuel Diesel Electric Engines),οι οποίες σε σχέση με τους παραδοσιακά χρησιμοποιημένους αεριοστρόβιλους είναι αποδοτικότερες.

Το τελικό στάδιο της διαχείρισης του LNG σχετίζεται με τη διαδικασία της επαναεριοποίησης του για τη παραγωγή του φυσικού αερίου. Η παραπάνω διαδικασία πραγματοποιείται είτε από την ίδια τη μονάδα (FSRU) είτε από κατάλληλη εγκατάσταση στην οποία μεταφέρεται το LNG στη περίπτωση των πλωτών μονάδων αποθήκευσης LNG (FSU).Η σημασία της διαδικασίας επαναεριοποίησης για την επιτυχημένη οικονομική εκμετάλλευση της μονάδας καθιστά την περαιτέρω ανάλυση των επί μέρους τεχνικών λύσεων επιτακτική.

Το LNG αεριοποιείται με τη χρήση κατάλληλων εναλλακτών θερμότητας, οι οποίοι χρησιμοποιούν διάφορα συστήματα και μέσα θέρμανσης(θαλασσινό νερό, γλυκόλη, προπάνιο κτλ.0).Τα κυριότερα συστήματα που χρησιμοποιούνται σήμερα είναι τα παρακάτω (Songhurst, 2017a) :

1. **Ανοικτού κύκλου (open loop system)**

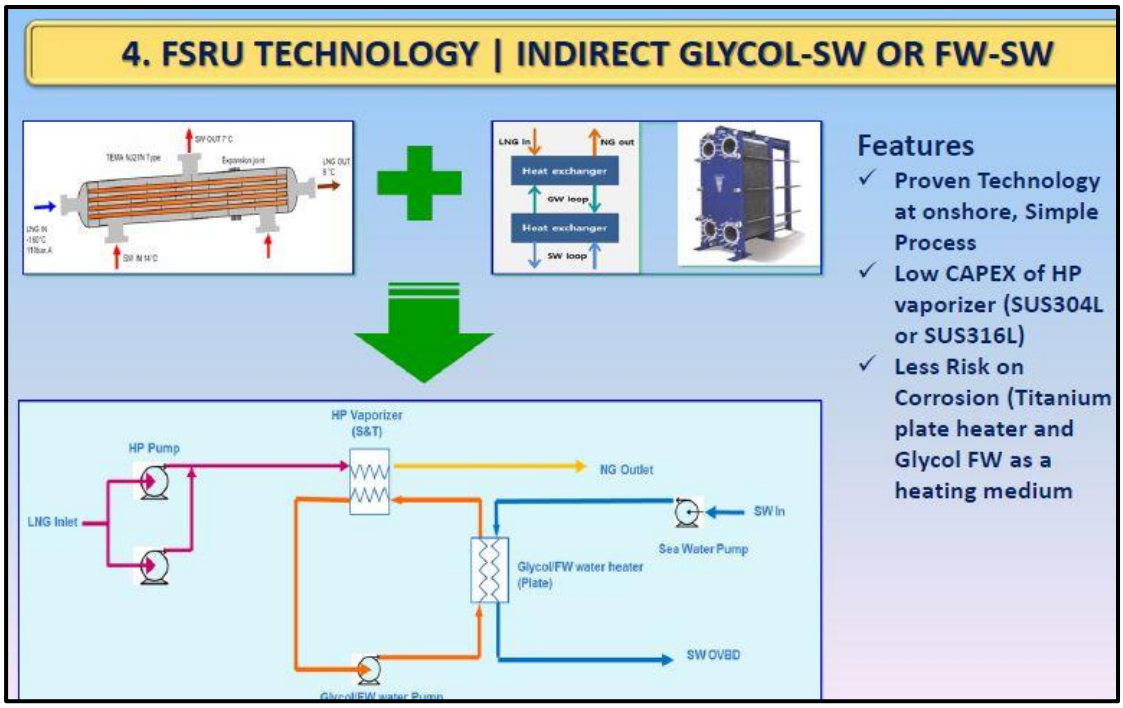
Πρόκειται για το απλούστερο σύστημα που χρησιμοποιείται. Το μέσο θέρμανσης είναι θαλασσινό νερό, το οποίο αφού αεριοποιήσει το LNG επιστρέφει απευθείας στη θάλασσα με θερμοκρασία περίπου 10^{0}C χαμηλότερη της αρχικής. Αποτελεί κατάλληλη λύση για περιοχές με σχετικά θερμά ύδατα καθώς ελαχιστοποιεί τον κίνδυνο δημιουργίας πάγου στο θαλασσινό νερό. Εντούτοις,η χρήση του ενδέχεται να μην είναι επιτρεπτή σε λιμάνια που απαγορεύεται η απευθείας απόρριψη του θαλασσινού νερού πίσω στη θάλασσα μετά το πέρας της επαναεριοποίησης. Η ενέργεια που απαιτείται για την μεταφορά του θαλασσινού νερού στον εναλλάκτη μέχρι την απόρριψη του ξανά στη θάλασσα αποτελεί το 1.5% της παροχής του φυσικού αερίου.



Εικόνα [38] : Open loop system for regasification(Hatzigrigoris, 2016)

2. **Κλειστού κύκλου(closed loop system)**

Το σύστημα αυτό χρησιμοποίει ως μέσο θέρμανσης «φρέσκο» νερό ή γλυκόλη το οποίο προθερμαίνεται με χρήση ατμού σε ένα σχετικά μικρό εναλλάκτη θερμότητας. Σε σχέση με τον ανοικτό κύκλο παρατηρείται μεγαλύτερη κατανάλωση φ.α (περίπου 2.5%) ωστόσο δεν υπάρχει ο κίνδυνος διάβρωσης λόγω χρήσης θαλασσινού νερού.

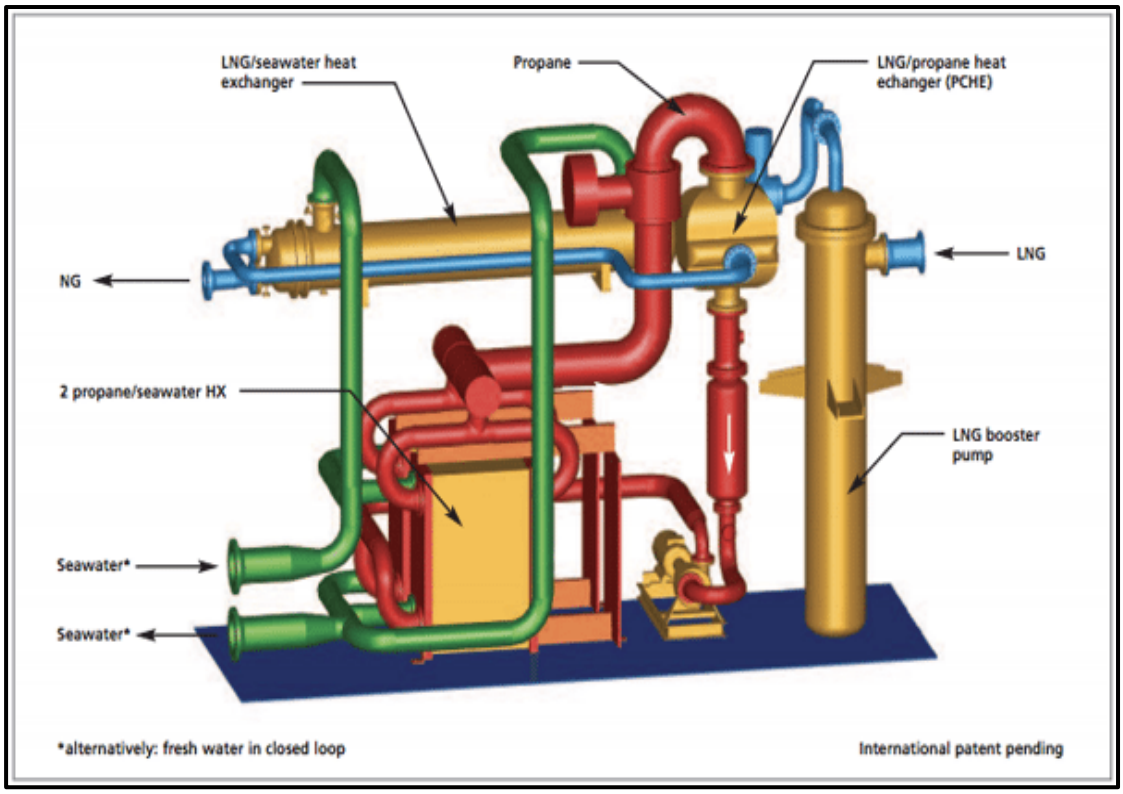


Εικόνα [39] : Close loop system for regasification using glycol (Hatzigrigoris, 2016)

3. Σύστημα με εξάτμιση ενδιάμεσου υγρού (Intermediate Fluid vaposisation System,IFV)

Το εν λόγω σύστημα μπορεί να είναι ανοικτού ή κλειστού τύπου αλλά η διαδικασία της αεριοποίησης πραγματοποιείται σε δύο στάδια : το πρώτο με χρήση προπανίου για τη συμπύκνωση και το δεύτερο με τη χρήση θαλασσινού νερού ή άλλου μέσου θέρμανσης το οποίο χρησιμοποιείται για τη ψύξη.Το προπάνιο επαναεριοποιείται με χρήση θερμού θαλασσινού νερού. Τα πλεονεκτήματα του συστήματος είναι η μείωση του κινδύνου δημιουργίας πάγου, καθώς αποφεύγεται η επαφή του LNG με το θαλασσινό νερό και η μείωση βάρους και μεγέθους λόγω χρήσης σχετικά μικρών σε μέγεθος εναλλακτών θερμότητας. Ωστόσο, η χρήση του εύφλεκτου προπανίου σε μια μονάδα FSRU δημιουργεί κινδύνους για πιθανές δυσάρεστες εκρήξεις και απαιτούνται αυξημένα μέτρα ασφαλείας.

Η σύγχρονη τάση στις νέες κατασκευές είναι η διαθεσιμότητα τόσο ανοικτών όσο και κλειστών συστημάτων για την διαδικασία της επαναεριοποίησης. Η παραπάνω πρακτική παρέχει μεγαλύτερη επιχειρησιακή ευελιξία στην εκάστοτε μονάδα καθώς είναι σε θέση να εναρμονιστεί με τις διαφορετικές ανάγκες κάθε περιοχής. Στην περίπτωση που η απευθείας ρίψη θαλασσινού νερού μετά το πέρας της διαδικασίας επαναεριοποίησης επιτρέπεται από τα κατά τόπους λιμάνια, η χρήση θαλασσινού νερού προτιμάται καθώς συνδέεται με σημαντικά μειωμένη κατανάλωση καυσίμου και συνεπώς χαμηλότερο λειτουργικό κόστος και μειωμένες εκπομπές ρύπων.



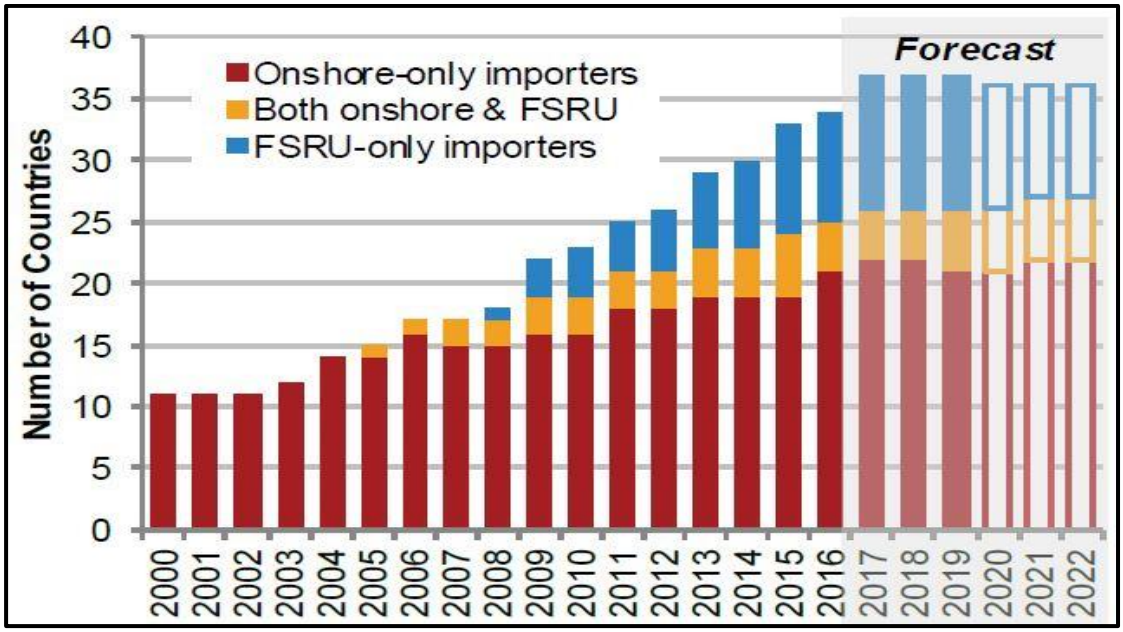
Εικόνα [40] : Το σύστημα επαναεριοποίησης Hamworthy με χρήση προπανίου (Wärtsilä, n.d.)

3.7 Πλεονεκτήματα-μειονεκτήματα σε σχέση με άλλες τεχνικές λύσεις αποθήκευσης και διαχείρισης LNG

Η αποθήκευση και διαχείριση του LNG πραγματοποιείται από κατάλληλα διαμορφωμένους τερματικούς σταθμούς οι οποίοι βρίσκονται είτε στη στεριά είτε στη θάλασσα (FSRU,FSU). Ειδικότερα, μέχρι τις αρχές του 2017 από το συνολικό αριθμό των τερματικών σταθμών αποθήκευσης και διαχείρισης LNG το 82% αφορούσε εγκαταστάσεις στη στεριά και το υπόλοιπο 18% πλωτούς τερματικούς σταθμούς FSRU και FSU (International Gas Union, 2018).

Κάθε μια από τις παραπάνω εναλλακτικές μεθόδους αποθήκευσης και διαχείρισης LNG παρουσιάζει πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα. Οι παράγοντες οι οποίοι επηρεάζουν τη τελική επιλογή είναι κατά κανόνα οικονομικοί, επιχειρησιακοί, περιβαλλοντικοί, χρονικοί και χωροταξικοί. Πιο συγκεκριμένα, τη δημιουργία πλωτών τερματικών σταθμών επιλέγουν συνήθως χώρες οι οποίες επιθυμούν να εισέλθουν για πρώτη φορά στην αγορά LNG μέσω της ευέλικτης και σχετικά φθηνής λύσης των FSRU, π.χ. Κολομβία. Αντίθετα, χώρες με μακρά ιστορία στη διαχείριση LNG όπως η Ιαπωνία στρέφονται στους χερσαίους τερματικούς σταθμούς είτε μέσω της βελτίωσης των ήδη υπαρχόντων υποδομών είτε μέσω της κατασκευής νέων τερματικών σταθμών.

Σε κάθε περίπτωση ο αριθμός των πλωτών τερματικών σταθμών έχει αυξηθεί σημαντικά με το πέρασμα των χρόνων καθώς ακόμα και χώρες με σημαντικό αριθμό χερσαίων τερματικών σταθμών προχωρούν στην απόκτηση μονάδων FS(R)U στοχεύοντας σε αύξηση της παραγωγικής τους δυνατότητας. Το παραπάνω γεγονός αποτυπώνεται ξεκάθαρα στο επόμενο γράφημα, το οποίο παρουσιάζει τις χώρες-εισαγωγείς LNG και το είδος των τερματικών σταθμών που αυτές χρησιμοποιούν. Αξίζει να σημειωθεί πως η προβλεπόμενη μείωση στη πρόβλεψη για τα FSRU σχετίζεται με τη λήξη βραχυπρόθεσμων συμβολαίων ναύλωσης FSRU τη διετία 2020-2022.



Γράφημα [13] : Χώρες-Εισαγωγείς LNG και είδη τερματικών σταθμών αποθήκευσης και διαχείρισης LNG (International Gas Union, 2018)

Η απόφαση για την κατασκευή ενός τερματικού σταθμού αποθήκευσης και διαχείρισης φυσικού αερίου απαιτεί την εκπόνηση μια τεχνικό-οικονομικής μελέτης ώστε να καθοριστεί η βέλτιστη διαχείριση του διατιθέμενου κεφαλαίου. Συνεπώς, η περαιτέρω ανάλυση των πλεονεκτημάτων και μειονεκτημάτων των επιμέρους τεχνικών λύσεων είναι αποφασιστικής σημασίας για την τελική απόφαση των υποψήφιων επενδυτών.

Στα πλαίσια της παρούσας τεχνικής έκθεσης, η οποία πραγματεύεται τη μελέτη σκοπιμότητας για τη κατασκευή πλωτού τερματικού σταθμού, κρίθηκε σκόπιμο να γίνει παρουσίαση πλεονεκτημάτων και μειονεκτημάτων ενός πλωτού τερματικού σταθμού σε σχέση με έναν χερσαίο τερματικό σταθμό αποθήκευσης και διαχείρισης LNG.Για λόγους πληρότητας, αποφασίστηκε η ξεχωριστή αναφορά πλεονεκτημάτων και μειονεκτημάτων ενός πλωτού τερματικού σταθμού αποθήκευσης και διαχείρισης LNG.

Πλεονεκτήματα FS(R)U

- **Χαμηλότερο απαιτούμενο κεφάλαιο για την απόκτηση του**

Συγκριτικά με ένα χερσαίο τερματικό σταθμό αποθήκευσης και διαχείρισης LNG,το κόστος απόκτησης μια μονάδας FSRU είναι σημαντικά μικρότερο. Ειδικότερα, το απαιτούμενο κεφάλαιο για την απόκτηση μιας μονάδας FSRU αντιπροσωπεύει το 50-60% του κόστους κτήσης ενός χερσαίου τερματικού σταθμού (Songhurst, 2017a).

CAPEX Comparison for Onshore Terminal and FSRU

	3 mtpa, 180,00 m3 storage	
Component	**Onshore**	**FSRU (new build)**
Jetty including piping	80	80
Unloading lines	100	N/A
Tanks 1x180,000 m3	180	in FSRU
FSRU Vessel	N/A	250
Process plant	100	in FSRU
Utilities	60	in FSRU
Onshore interface/infrastructure	N/A	30
CAPEX	**520**	**360**
Contingency 30% Onshore, 10% FSRU	156	36
Owners's Costs	74	54
Total CAPEX	**750**	**450**

Εικόνα [41] : Σύγκριση απαιτούμενου κεφαλαίου για την απόκτηση ενός χερσαίου τερματικού σταθμού παραγωγικής δυνατότητας 3 mtpa και ενός νεόκτιστου (Songhurst, 2017a)

Σκόπιμο κρίνεται να αναφερθεί πως στη περίπτωση μετασκευής ενός LNG Carrier σε μονάδα FSRU ή FSU το απαιτούμενο κεφάλαιο είναι ακόμα μικρότερο καθιστώντας την επένδυση ελκυστικότερη από οικονομικής άποψης.

- **Χρόνος απόκτησης**

Ο χρόνος κατασκευής μιας νεόκτιστης μονάδας FSRU κυμαίνεται μεταξύ 27-36 μηνών και είναι σημαντικά μικρότερος από το χρόνο κατασκευής μιας αντίστοιχης χερσαίας μονάδας (36-40 μήνες). Επιπλέον, στη περίπτωση μετασκευής από συμβατικό LNG Carrier ο χρόνος απόκτησης μιας μονάδας FSRU μειώνεται ακόμα περισσότερο και φτάνει στους 18-24 μήνες. Αυτός είναι ο λόγος που οι περισσότερες χώρες που επιθυμούν να εισέλθουν για πρώτη φορά στη αγορά των τερματικών σταθμών

διαχείρισης LNG στρέφονται στα FSRU καθώς η μετάβαση στη χρήση LNG είναι ταχύτερη και οικονομικότερη (Songhurst, 2017a).

- **Αυξημένη ευελιξία**

Αποτελεί ένα από τα σημαντικότερα πλεονεκτήματα των FSRU έναντι των αντίστοιχων χερσαίων τερματικών σταθμών. Ειδικότερα, μια μονάδα FSRU είναι δυνατόν να χρησιμοποιηθεί σαν LNG Carrier τις περιόδους που δεν είναι ναυλωμένη σαν FSRU.Με αυτό τον τρόπο οι πλοιοκτήτριες εταιρείες λαμβάνουν έσοδα από τους ναύλους και αυξάνεται η ροή κεφαλαίων (cash flow). Επιπλέον, οι μονάδες FSRU είναι δυνατόν να μεταφερθούν σε περιοχές με αυξημένες εποχικές ενεργειακές απαιτήσεις με στόχο την συνεισφορά στη κάλυψη των ενεργειακών αναγκών. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί ο τερματικός σταθμός στο Κουβέιτ ,όπου η αυξημένη ζήτηση ενέργειας μεταξύ Μαρτίου και Νοεμβρίου για τις ανάγκες των συστημάτων κλιματισμού καλύπτεται με τη χρήση μιας μονάδας FSRU η οποία τους χειμερινούς μήνες λειτουργεί σαν LNG Carrier (Songhurst, 2017a). Τέλος, η ναύλωση μονάδων FSRU μπορεί να αποτελέσει μια ελκυστική λύση για χώρες που κατασκευάζουν χερσαίους τερματικούς σταθμούς και οι οποίες επιθυμούν μια αξιόπιστη εναλλακτική επιλογή μέχρι την ολοκλήρωση των εργασιών στους χερσαίους τερματικούς σταθμούς.

- **Δυνατότητα λειτουργίας σε μεγάλη απόσταση από τη στεριά**

Οι μονάδες FSRU έχουν τη δυνατότητα λειτουργίας σε μεγάλη απόσταση από την ακτή. Κατά κανόνα οι μονάδες FSRU συνδέονται σε μια ειδικά διαμορφωμένη κατασκευή για την αποφυγή σχετικών κινήσεων(Buoy),η οποία με τη σειρά της είναι συνδεδεμένη με ένα υποθαλάσσιο σύστημα σωληνώσεων το οποίο μεταφέρει το ΦΑ στην ακτή. Η παραπάνω διαδικασία παρακάμπτει πιθανές αντιδράσεις οι οποίες σχετίζονται με τη λειτουργία χερσαίων τερματικών σταθμών κοντά σε κατοικημένες περιοχές. Επιπλέον, η λειτουργία μιας μονάδας FSRU δεν επηρεάζεται από κανονισμούς που σχετίζονται με τη λειτουργία τερματικών σταθμών στη στεριά καθώς η λειτουργία της γίνεται αποκλειστικά σε θαλάσσια περιοχή.

- **Αποφυγή καθυστερήσεων στη κατασκευή του τερματικού σταθμού**

Οι μονάδες FSRU κατασκευάζονται σε ναυπηγεία της Νότιας Κορέας (Hyundai , Samsung και DSME),τα οποία έχουν εξαιρετικές επιδόσεις στη συνέπεια των παραδόσεων. Επιπλέον, η κατασκευή της μονάδας στο ναυπηγείο ελαχιστοποιεί τις κατασκευαστικές ενέργειες στη περιοχή που θα δραστηριοποιηθεί ο τερματικός σταθμός καθώς αποφεύγεται η μεταφορά κατασκευαστικών στοιχείων και εξοπλισμού σχετικά μεγάλου μεγέθους. Αντίθετα, στη κατασκευή χερσαίων τερματικών σταθμών συχνά υπάρχουν καθυστερήσεις λόγω εργατικών και καιρικών παραγόντων οι οποίες οδηγούν σε καθυστερημένη κατασκευή του έργου. Επιπρόσθετα, σε ευαίσθητες περιβαλλοντικά περιοχές η κατασκευή χερσαίων τερματικών σταθμών είναι πιθανόν να καθυστερήσει λόγω αντιδράσεων της τοπικής κοινωνίας. Η έγκαιρη παράδοση των μονάδων FSRU αποτελεί ένα συγκριτικό πλεονέκτημα σε σχέση με τους χερσαίους τερματικούς σταθμούς ειδικά στη περίπτωση στην οποία η καθυστερημένη παράδοση ΦΑ συνοδεύεται με χρηματικές ποινές λόγω της ύπαρξης σχετικής ρήτρας (Songhurst, 2017a).

Μειονεκτήματα FS(R)U

- **Περιορισμένη δυνατότητα αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG σε σχέση με χερσαίους τερματικούς σταθμούς**

Αποτελεί ένα από τα σημαντικότερα μειονεκτήματα των μονάδων FSRU.Το μέγεθος των αντίστοιχων μονάδων καθορίζεται από τον περιορισμό των διαστάσεων του πλοίου στο οποίο είναι τοποθετημένη η μονάδα επαναεριοποίησης. Ειδικότερα, η πλειοψηφία των υπό λειτουργία μονάδων διαθέτει ικανότητα αποθήκευσης LNG μεταξύ 130000 κι 170000 m3 και ικανότητα επαναεριοποίησης που φτάνει στα 6 MTPA.

Συνεπώς, στις περιπτώσεις όπου απαιτείται αυξημένη ικανότητα αποθήκευσης ή επαναεριοποίησης οι μονάδες FSRU υστερούν συγκριτικά με τους χερσαίους τερματικούς σταθμούς, στους οποίους η ικανότητα αποθήκευσης και επανεριοποίησης LNG φτάνει κατά κανόνα σε μεγαλύτερες τιμές.

- **Δυσκολία επέκτασης σε σχέση με χερσαίους τερματικούς σταθμούς**

Οι μονάδες FSRU κατασκευάζονται με καθορισμένες τεχνικές προδιαγραφές σχετικά με την ικανότητα αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG. Αντίθετα, στη περίπτωση των χερσαίων τερματικών σταθμών με βάση τις προκαταρκτικές μελέτες κατασκευής λαμβάνεται ειδική μέριμνα για την περίπτωση πιθανής μελλοντικής επέκτασης της χερσαίας εγκατάστασης επαναεριοποίησης LNG. Ειδικότερα, παρέχεται η δυνατότητα κατασκευής επιπλέον δεξαμενών αποθήκευσης LNG,με στόχο την αύξηση της δυνατότητας αποθήκευσης LNG του τερματικού σταθμού ενώ υπάρχει και η δυνατότητα αύξησης της παραγόμενης ποσότητας φυσικού αερίου με κατάλληλη αντικατάσταση των αντίστοιχων διατάξεων. Οι ανωτέρω πρακτικές δεν είναι το ίδιο εύκολα υλοποιήσιμες στη περίπτωση των FSRUs καθώς οι περιορισμοί που δίνουν οι καθορισμένες διαστάσεις του πλοίου καθιστούν επιτακτική την αντικατάσταση του πλοίου με άλλο μεγαλύτερο ή τη χρήση επιπλέον μονάδας αποθήκευσης LNG (FSU) με στόχο την αύξηση της αποθηκευτικής ικανότητας LNG του πλωτού τερματικού σταθμού (Songhurst, 2017a).

- **Αυξημένο επιχειρησιακό κόστος**

Σε σχέση με τους χερσαίους τερματικούς σταθμούς όπου το επιχειρησιακό κόστος είναι σχετικά χαμηλό, οι μονάδες FSRU παρουσιάζουν υψηλότερα επιχειρησιακά-λειτουργικά έξοδα. Αυτό το γεγονός πηγάζει από την ένταξη των ναύλων για τη χρήση της μονάδας, στα λειτουργικά έξοδα του σταθμού, καθώς η συνηθέστερη πρακτική είναι η «ενοικίαση » της μονάδας FSRU και όχι η απόκτηση της. Ειδικότερα, οι ναύλοι για μια μονάδα FSRU είναι της τάξης των 110.000-160.000$/ημέρα και αν σε αυτά προστεθούν επιμέρους λειτουργικά έξοδα το λειτουργικό κόστος για μια μονάδα FSRU φτάνει στα 130-205.000$/ημέρα, ποσό που είναι σημαντικά υψηλότερο από το κόστος λειτουργίας ενός χερσαίου τερματικού σταθμού (Songhurst, 2017a).Αξίζει να σημειωθεί, πως στη περίπτωση απόκτησης της μονάδας FSRU,τα έξοδα για τους ναύλους παύουν να υφίστανται και συνεπώς το λειτουργικό κόστος πέφτει αισθητά.

- **Μειωμένο αντίκτυπο στην αύξηση της εργασιακής απασχόλησης της εκάστοτε περιοχής**

Οι μονάδες FSRU κατασκευάζονται κατά κανόνα σε ναυπηγεία της νοτιοανατολικής Ασίας . Αντίθετα, η κατασκευή των χερσαίων τερματικών σταθμών αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG αποτελεί ένα τεράστιο κατασκευαστικό έργο το οποίο συνεισφέρει στην αύξηση της απασχόλησης του εργατικού δυναμικού της εκάστοτε περιοχής, δημιουργώντας 800-1.000 θέσεις εργασίας κατά τη διάρκεια της κατασκευής του έργου (Songhurst, 2017a).Από τη στιγμή που η έγκριση ή όχι για την κατασκευή ενός έργου υποδομής εξαρτάται συχνά από την αποδοχή της τοπικής κοινωνίας, η απόφαση για την υλοποίηση ή όχι ενός πλωτού τερματικού σταθμού είναι πιθανό να συναντήσει την αντίθεση τοπικών παραγόντων.

- **Περιορισμοί από την επιχειρησιακή φύση του FSRU**

Μια μονάδα FSRU αποτελεί πρακτικά ένα πλωτό εργοστάσιο το οποίο λειτουργεί συχνά αρκετά έξω από τις ακτές κάποιας περιοχής. Αυτό το γεγονός καθιστά την μονάδα σχετικά εκτεθειμένη στις καιρικές συνθήκες ,οι οποίες είναι δυνατόν να δημιουργήσουν προβλήματα κατά τη μεταφορά του LNG στη μονάδα από κάποιο LNG Carrier καθώς και στη μεταφορά φυσικού αερίου από το FSRU στο δίκτυο φυσικού αερίου της περιοχής .Συνεπώς, πριν την απόφαση για τη κατασκευή μιας μονάδας FSRU,είναι αναγκαίο να εξεταστούν τα διάφορα μετεωρολογικά δεδομένα της εκάστοτε περιοχής ώστε να καθοριστεί αν η χρήση της μονάδα FSRU είναι πρακτική και αποδοτική για την εν λόγω περιοχή. Επιπλέον , ο σχετικά περιορισμένος χώρος σε μια μονάδα FSRU δεν επιτρέπει την αποθήκευσης μεγάλης ποσότητας αζώτου εντός της μονάδας. Το άζωτο είναι απαραίτητο για την τελική επεξεργασία του LNG ,ώστε να πληρούνται οι προδιαγραφές σχετικά με τη μεταφορά του LNG από το σύστημα σωληνώσεων του δικτύου φυσικού αερίου της εκάστοτε περιοχής. Εντούτοις ,η παραπάνω κατάσταση συναντάται μόνο σε δίκτυα σωληνώσεων με πολύ αυστηρές προδιαγραφές ,ενώ δεν αποτελεί πρόβλημα στην περίπτωση που το LNG θα χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ενέργειας και απαιτείται απλά υψηλή θερμογόνος δύναμη του καυσίμου.

4. Περιγραφή της κατάλληλης μεθόδου για την αξιολόγηση της επένδυσης

4.1. Γενικά στοιχεία για μια επένδυση

Κάθε ιδιωτικός ή δημόσιος φορέας στοχεύει μέσω κάθε επένδυσης στην εξασφάλιση των μέγιστων οικονομικών ωφελειών. Προς αυτή τη κατεύθυνση δεσμεύονται μια σειρά από περιουσιακά στοιχεία του εκάστοτε φορέα -συνήθως στην αρχή κάθε επένδυσης όπως οικονομικοί πόροι, εξοπλισμός, ανθρώπινο δυναμικό κτλ. τα οποία θα χρησιμοποιηθούν για τη υλοποίηση κάθε επένδυσης. Εν συνεχεία, το αρμόδιο οικονομικό τμήμα κάθε εταιρείας εξετάζει το σύνολο των επενδυτικών σχεδίων που είναι διαθέσιμα και επιλέγει εκείνο ή εκείνα τα οποία αναμένεται να οδηγήσουν σε μεγιστοποίηση του κέρδους των μετόχων.

Η αξιολόγηση των διαφόρων επενδύσεων πραγματοποιείται με τη χρήση κατάλληλων εργαλείων, των τεχνικών αξιολόγησης επενδύσεων, τα οποία είναι τα εξής (Peterson and Fabozzi, 2002):

1. Περίοδος επανάκτησης κεφαλαίου (Payback period)
2. Μέθοδος προεξοφλημένης περιόδου επανάκτησης κεφαλαίου (Discounted Payback period)
3. Καθαρή παρούσα αξία (Net present value)
4. Δείκτης κερδοφορίας (Profitability index)
5. Εσωτερικός ρυθμός απόδοσης (Internal rate of return)
6. Τροποποιημένος εσωτερικός ρυθμός απόδοσης (Modified internal rate of return)

Ανεξάρτητα από τη μέθοδο ή τις μεθόδους οι οποίες θα χρησιμοποιηθούν για την αξιολόγηση ενός επενδυτικού σχεδίου, είναι απαραίτητο να λαμβάνονται υπόψιν 3 βασικά κριτήρια η ικανοποίηση των οποίων οδηγεί κατά κανόνα στην επίτευξη της μεγιστοποίησης του κέρδους για τον υποψήφιο επενδυτή με βάση το διαθέσιμο κεφάλαιο. Τα κριτήρια αυτά είναι:

- Όλες οι μελλοντικές-σταδιακές ταμειακές ροές από την επένδυση
- Η χρονική αξία του χρήματος
- Η αβεβαιότητα που σχετίζεται με τις μελλοντικές ταμειακές ροές

Επιπλέον, η τελική επιλογή των διαφόρων επενδυτικών σχεδίων καθορίζεται και από διάφορους άλλους παράγοντες οι οποίοι μπορούν να καθορίσουν η όχι την ενδεχόμενη υλοποίηση κάποιας επένδυσης. Ειδικότερα, πιθανοί οικονομικοί περιορισμοί στο υπό διάθεση κεφάλαιο για επένδυση (capital rationing) συχνά οδηγούν στην επιλογή επενδυτικών σχεδίων έναντι άλλων παρά το γεγονός ότι είναι δυνατόν περισσότερες από μια επενδύσεις να οδηγούν σε σημαντική αύξηση της αξίας της εταιρείας. Επιπρόσθετα, η σχέση εξάρτησης μεταξύ των διαφόρων επενδυτικών σχεδίων μπορεί

να επηρεάσει τη πραγματοποίηση ή μη κάποιας πιθανής επένδυσης. Πιο συγκεκριμένα, στη περίπτωση ασυμβίβαστων επενδυτικών σχεδίων –η πραγματοποίηση τους ταυτόχρονα δεν είναι δυνατή- είναι σύνηθες το φαινόμενο να επιλέγονται ορισμένες μόνο επενδύσεις από ένα σύνολο πιθανών επικερδών επενδυτικών σχεδίων.

4.2. Τεχνικές αξιολόγησης επενδύσεων

Στην πράξη αποδεικνύεται ότι, στην πλειοψηφία των περιπτώσεων το οικονομικό τμήμα κάθε εταιρείας χρησιμοποιεί περισσότερες από μια από τις παραπάνω μεθόδους για να αποφασίσει σχετικά με την υλοποίηση ενός η περισσότερων επενδυτικών σχεδίων.

Για λόγους πληρότητας κρίνεται σκόπιμο σε αυτό το σημείο να γίνει μια σύντομη παρουσίαση των διαθέσιμων μεθόδων αξιολόγησης μια επένδυσης καθώς και των πλεονεκτημάτων-μειονεκτημάτων που αυτές διαθέτουν. Αξίζει να σημειωθεί πως, η αξιολόγηση κάθε επένδυσης γίνεται με βάση τα 3 κριτήρια τα οποία –σε γενικές γραμμές- οδηγούν στη μεγιστοποίηση των κερδών της εταιρείας.

1. Περίοδος επανάκτησης κεφαλαίου

Η περίοδος επανάκτησης κεφαλαίου για μια επένδυση είναι το χρονικό διάστημα το οποίο απαιτείται για να επιστραφεί το αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης. Ουσιαστικά, είναι η περίοδος από την αρχική εκροή κεφαλαίου μέχρι τη στιγμή που οι μελλοντικές εισροές αθροιζόμενες ισούνται με την αρχική εκροή. Χρησιμοποιείται σαν μια πιο εύχρηστη μέθοδος για την απόρριψη επενδυτικών σχεδίων που αναμένεται να είναι ζημιογόνα για τους υποψήφιους επενδυτές. Εντούτοις, πρόκειται για σχετικά απλοϊκή μέθοδο και η χρήση της είναι περιορισμένη.

Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα
• Απλή στον υπολογισμό • Παρέχει ορισμένες πληροφορίες για το ρίσκο μιας επένδυσης • Παρέχει μια απλοϊκή μέτρηση της ρευστότητας μιας επένδυσης	• Δεν είναι σε θέση να εκτιμήσει αν μια επένδυση αυξάνει την αξία μιας εταιρείας • Αγνοεί τυχόν ταμειακές ροές μετά την περίοδο επανάκτησης κεφαλαίου • Αγνοεί την χρονική αξία του χρήματος • Αγνοεί την αβεβαιότητα σχετικά με τις μελλοντικές ταμειακές ροές

2. Μέθοδος προεξοφλημένης περιόδου επανάκτησης κεφαλαίου

Πρόκειται για το χρονικό διάστημα το οποίο απαιτείται για την επανάκτηση του ποσού μιας αρχικής επένδυσης κάνοντας χρήση των προεξοφλούμενων μελλοντικών ταμειακών ροών .Ειδικότερα, κάθε μελλοντική ταμειακή ροή μεταφέρεται στο παρόν μειούμενη κατά ένα ποσοστό, το κόστος κεφαλαίου, το οποίο αντανακλά τόσο τη χρονική αξία του χρήματος όσο και την αβεβαιότητα σχετικά με τις μελλοντικές ταμειακές ροές.

Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα
• Λαμβάνει υπόψιν τη χρονική αξία του χρήματος • Λαμβάνει υπόψιν την αβεβαιότητα των ταμειακών ροών που περιλαμβάνονται στην αποπληρωμή	• Δεν είναι σε θέση να εκτιμήσει αν μια επένδυση αυξάνει την αξία της εταιρείας • Απαιτεί την γνώση του κόστους κεφαλαίου • Αγνοεί ταμειακές ροές μετά την περίοδο αποπληρωμής

3. Καθαρή Παρούσα Αξία

Η καθαρή παρούσα αξία είναι η παρούσα αξία όλων των προσδοκώμενων ταμειακών ροών. Συγκεκριμένα, η καθαρή παρούσα αξία είναι η διαφορά μεταξύ της παρούσας αξίας των θετικών ταμειακών ροών(ταμειακές εισροές) και των αρνητικών ταμειακών ροών(ταμειακές εκροές).

Ο υπολογισμός της καθαρής παρούσας αξίας γίνεται με τον παρακάτω μαθηματικό τύπο :

$$NPV = \sum_{t=0}^{N} \frac{CF_t}{(1+i)^t}$$

Όπου,

t= οποιαδήποτε χρονική περίοδος,

CF_t = η ταμειακή ροή στο τέλος της περιόδου t,

i= το κόστος κεφαλαίου

N= ο αριθμός των περιόδων που αποτελούν την οικονομική ζωή της επένδυσης

Η απόφαση σχετικά με την αποδοχή ή την απόρριψη μιας επένδυσης σχετίζεται με την τιμή της NPV και διακρίνονται 3 περιπτώσεις:

- NPV>0 , αναμενόμενη αύξηση κερδών και προτείνεται αποδοχή της επένδυσης

- NPV<0, αναμενόμενη εμφάνιση ζημιών και προτείνεται απόρριψη της επένδυσης
- NPV=0, καμία μεταβολή στην αξία της εταιρείας και δεν παρατηρείται διαφορά σε πιθανή επιλογή ή απόρριψη της επένδυσης

Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα
• Ύπαρξη κριτηρίων που εξετάζουν αν μια επένδυση αυξάνει την αξία μιας εταιρείας • Λαμβάνει υπόψιν όλες τις ταμειακές ροές • Λαμβάνει υπόψιν τη χρονική αξία του χρήματος • Λαμβάνει υπόψιν την αβεβαιότητα των μελλοντικών ταμειακών ροών	• Απαιτείται η γνώση του κόστους κεφαλαίου για τον υπολογισμό της • Εκφράζεται σε χρηματικές μονάδες(π.χ. €) και όχι σε ποσοστό

4. Δείκτης κερδοφορίας

Ο δείκτης κερδοφορίας είναι ο λόγος της παρούσας αξίας της μεταβολής των επιχειρησιακών ταμειακών εισροών προς τη παρούσα αξία των επενδυτικών ταμειακών εκροών. Δηλαδή:

$$\mathrm{PI} = \frac{\text{Παρούσα αξία της μεταβολής των επιχειρησιακών ταμειακών εισροών}}{\text{Παρούσα αξία των επενδυτικών ταμειακών εκροών}}$$

Ο δείκτης κερδοφορίας αποτελεί ουσιαστικά μια παραλλαγή του κριτηρίου της ΚΠΑ και δείχνει πόσο κέρδος λαμβάνει μια εταιρεία για κάθε ένα € που επενδύει.Όσον αφορά την επιλογή ή απόρριψη μιας επένδυσης ισχύουν οι ακόλουθες περιπτώσεις¨

- PI>0, η επένδυση «επιστρέφει» περισσότερο από 1€ για κάθε 1€ που επενδύθηκε και συνεπώς προτείνεται η πραγματοποίηση της
- PI<0, η επένδυση «επιστρέφει» λιγότερο από 1€ για κάθε 1€ που επενδύθηκε και συνεπώς δεν προτείνεται η πραγματοποίηση της
- PI=0, η επένδυση αναμένεται να «επιστρέψει» ακριβώς 1€ για κάθε 1€ που επενδύθηκε και συνεπώς δεν υπάρχει διαφορά σε πιθανή επιλογή ή απόρριψη της επένδυσης

Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα
• Ύπαρξη κριτηρίων που εξετάζουν αν μια επένδυση αυξάνει την αξία μιας εταιρείας • Λαμβάνει υπόψιν όλες τις ταμειακές ροές • Λαμβάνει υπόψιν τη χρονική αξία του χρήματος • Λαμβάνει υπόψιν την αβεβαιότητα των μελλοντικών ταμειακών ροών • Χρήσιμο για την κατάταξη και επιλογή επενδύσεων όταν υπάρχει περιορισμός διαθέσιμου κεφαλαίου	• Απαιτείται η γνώση του κόστους κεφαλαίου για τον υπολογισμό της • Μπορεί να οδηγήσει σε λανθασμένες αποφάσεις όταν συγκρίνονται αμοιβαίως αποκλειόμενα επενδυτικά σχέδια

5. Εσωτερικός ρυθμός απόδοσης

Ο εσωτερικός ρυθμός απόδοσης χρημάτων είναι το προεξοφλητικό επιτόκιο το οποίο μηδενίζει τη παρούσα αξία όλων των προσδοκώμενων μελλοντικών ταμειακών ροών. Συνεπώς, πρόκειται για το προεξοφλητικό επιτόκιο για το οποίο ισχύει NPV=0.

Ο υπολογισμός του εσωτερικού ρυθμού απόδοσης γίνεται με λύση της παρακάτω εξίσωσης:

$$0 = \sum_{t=1}^{N} \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t}$$

Η επιλογή ή απόρριψη μιας επένδυσης με βάση τον εσωτερικό ρυθμό απόδοσης εξαρτάται από τη σχέση μεταξύ της τιμής αυτού και του κόστους κεφαλαίου. Ειδικότερα, διακρίνονται οι 3 παρακάτω περιπτώσεις:

- IRR > Κόστος κεφαλαίου , η επένδυση επιστρέφει περισσότερα από όσα απαιτούνται από τους μετόχους και συνεπώς προτείνεται η αποδοχή της
- IRR< Κόστος κεφαλαίου, η επένδυση επιστρέφει λιγότερα από όσα απαιτούνται από τους μετόχους και συνεπώς προτείνεται η απόρριψη της
- IRR= Κόστος κεφαλαίου, η επένδυση επιστρέφει ακριβώς όσα απαιτούνται από τους μετόχους και συνεπώς δεν προκύπτει διαφορά με την αποδοχή ή την απόρριψη της

Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα
• Ύπαρξη κριτηρίων που εξετάζουν αν μια επένδυση αυξάνει την αξία μιας εταιρείας • Λαμβάνει υπόψιν όλες τις ταμειακές ροές • Λαμβάνει υπόψιν τη χρονική αξία του χρήματος • Λαμβάνει υπόψιν την αβεβαιότητα των μελλοντικών ταμειακών ροών	• Απαιτείται η γνώση του κόστους κεφαλαίου για τη τελική απόφαση • Δεν οδηγεί απαραίτητα στην απόφαση που μεγιστοποιεί την αξία της εταιρείας όταν συγκρίνονται αμοιβαίως αποκλειόμενες επενδύσεις • Δεν οδηγεί απαραίτητα στην απόφαση που μεγιστοποιεί την αξία της εταιρείας όταν υπάρχει περιορισμός διαθέσιμου κεφαλαίου

6. Τροποποιημένος εσωτερικός βαθμός απόδοσης

Αποτελεί μια παραλλαγή του εσωτερικού βαθμού απόδοσης, η οποία ωστόσο χρησιμοποιεί μια πιο ρεαλιστική υπόθεση σχετικά με την επανεπένδυση των ταμειακών ροών.

Η μέθοδος υπολογισμού του τροποποιημένου εσωτερικού βαθμού απόδοσης περιλαμβάνει 3 βήματα (πηγή: Capital Budgeting: Theory and Practice, JOHN WILEY & SONS) :

- Υπολογισμός της παρούσας αξίας όλων των εκροών κάνοντας ποσοστό επανεπένδυσης σαν προεξοφλητικό επιτόκιο
- Υπολογισμός της μελλοντικής αξίας των ταμειακών εισροών μετά από επανεπένδυση σε κάποιο ποσοστό
- Εύρεση του ποσοστού –MIRR – για το οποίο η μελλοντική αξία των εισροών γίνεται ίση με την παρούσα αξία των εκροών

Όσον αφορά την τελική επιλογή για την υλοποίηση ή όχι ενός επενδυτικού σχεδίου διακρίνονται 3 περιπτώσεις:

- MIRR> Κόστος κεφαλαίου, προτείνεται αποδοχή της επένδυσης
- MIRR<Κόστος κεφαλαίου, προτείνεται η απόρριψη της επένδυσης
- MIRR= Κόστος κεφαλαίου, δεν υπάρχει διαφορά μεταξύ αποδοχής ή απόρριψης της επένδυσης

Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα
• Ύπαρξη κριτηρίων που εξετάζουν αν μια επένδυση αυξάνει την αξία μιας εταιρείας • Λαμβάνει υπόψιν όλες τις ταμειακές ροές • Λαμβάνει υπόψιν τη χρονική αξία του χρήματος • Λαμβάνει υπόψιν την αβεβαιότητα των μελλοντικών ταμειακών ροών	• Δεν οδηγεί απαραίτητα στην απόφαση που μεγιστοποιεί την αξία της εταιρείας όταν συγκρίνονται αμοιβαίως αποκλειόμενες επενδύσεις με διαφορετικό επίπεδο επιχειρηματικού κινδύνου • Δεν οδηγεί απαραίτητα στην απόφαση που μεγιστοποιεί την αξία της εταιρείας όταν υπάρχει περιορισμός διαθέσιμου κεφαλαίου

4.3. Παρουσίαση της επιλεγείσας μεθόδου αξιολόγησης της επένδυσης στη περίπτωση της κατασκευής μονάδας FSRU

Η κατασκευή μιας μονάδας FSRU ανεξάρτητα από τον τρόπο κατασκευής της, μετασκευή ή νέα κατασκευή, αποτελεί μια μεγάλη επένδυση η οποία απαιτεί τόσο χρηματικούς πόρους όσο και ανθρώπινο δυναμικό. Είναι προφανές ότι οι υποψήφιοι επενδυτές ,οι οποίοι αναλαμβάνουν το ρίσκο για την υλοποίηση της επένδυσης προσδοκούν στην εξασφάλιση των μέγιστων δυνατών κερδών. Συνεπώς, η επιλογή των κατάλληλων μεθόδων αξιολόγησης της επένδυσης είναι ζωτικής σημασίας για την επίτευξη της μέγιστης δυνατής κερδοφορίας.

Οι τεχνικές αξιολόγησης επενδύσεων οι οποίες, στις περισσότερες περιπτώσεις, οδηγούν στην επιλογή επενδύσεων που μεγιστοποιούν την κερδοφορία λαμβάνουν υπόψιν τα τρία κριτήρια που αναφέρθηκαν παραπάνω:

- Όλες τις μελλοντικές-σταδιακές ταμειακές ροές από την επένδυση
- Τη χρονική αξία του χρήματος
- Την αβεβαιότητα που σχετίζεται με τις μελλοντικές ταμειακές ροές

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, κάθε μέθοδος αξιολόγησης μιας επένδυσης διαθέτει πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα. Η ύπαρξη επιπλέον παραγόντων - π.χ. ο περιορισμός του διαθέσιμου κεφαλαίου, η σχέση εξάρτησης των διαφόρων επενδύσεων και το μέγεθος της κάθε επένδυσης - είναι δυνατόν να οδηγήσει στην επιλογή ή την απόρριψη κάποιας μεθόδου αξιολόγησης της επένδυσης έναντι κάποιας άλλης. Η συνηθέστερη πρακτική που επιλέγεται από τη πλειοψηφία των επενδυτών, είναι η χρήση τουλάχιστον δυο μεθόδων αξιολόγησης μιας επένδυσης. Με αυτό τον τρόπο εξασφαλίζεται σε μεγάλο βαθμό η επιλογή της επένδυσης που μεγιστοποιεί το κέρδος για τον υποψήφιο επενδυτή, καθώς παρακάμπτονται τυχόν ελαττώματα και αδυναμίες κάθε μεμονωμένης μεθόδου.

Στα πλαίσια της παρούσας μελέτης κρίνεται σκόπιμο να γίνει χρήση των δυο ευρέως χρησιμοποιούμενων μεθόδων αξιολόγησης μιας επένδυσης:

- Της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV)
- Του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης(IRR).

Κοινό στοιχείο και των δυο μεθόδων είναι η χρήση προεξοφλημένων ταμειακών ροών. Με αυτό τον τρόπο εξασφαλίζεται μια πιο ρεαλιστική προσέγγιση σχετικά με τις αναμενόμενες χρηματικές ροές. Επιπλέον, όπως αναφέρθηκε παραπάνω, οι δυο αυτές μέθοδοι ικανοποιούν και τα 3 βασικά κριτήρια και οδηγούν - θεωρητικά- στην επιλογή των πιο επικερδών επενδύσεων. Τέλος, οι δυο αυτές μέθοδοι αξιολόγησης επενδύσεων παρέχουν αντικειμενικά και συγκεκριμένα κριτήρια τα οποία επιτρέπουν το χαρακτηρισμό της επένδυσης ως κερδοφόρας ή όχι.

Αξίζει να σημειωθεί ,πως τα αποτελέσματα των δυο μεθόδων σχετικά με την αποδοχή ή την απόρριψη της επένδυσης είναι δυνατόν να διαφέρουν. Σε αυτή την περίπτωση, προτιμάται το αποτέλεσμα της ΚΠΑ καθώς αποτιμά ακριβώς το οικονομικό αντίκτυπο κάθε επένδυσης στην αξία μιας εταιρείας.

Σε κάθε περίπτωση, η αξιοπιστία των αποτελεσμάτων και των δυο μεθόδων σχετίζεται άρρηκτα με την επάρκεια και την ακρίβεια των δεδομένων που θα χρησιμοποιηθούν. Ειδικότερα, στα πλαίσια της παρούσας ανάλυσης θα γίνει χρήση πραγματικών στοιχείων προκειμένου να πραγματοποιηθεί ο υπολογισμός των διαφόρων χρηματικών ροών.

Προς αυτή την κατεύθυνση θα γίνει σαφής καθορισμός τόσο των χρηματικών εισροών(οικονομικά οφέλη, πιθανός δανεισμός, απόδοση επένδυσης κτλ.) όσο και των διαφόρων χρηματικών εκροών(αρχικό κόστος επένδυσης, λειτουργικά έξοδα, φόροι, αποπληρωμή δανείων κτλ.).

Στο τελικό στάδιο της ανάλυσης, οι υπολογισθείσες ταμειακές ροές θα χρησιμοποιηθούν για την εφαρμογή των μεθόδων αξιολόγησης της επένδυσης. Συγκεκριμένα, θα εξεταστεί αν για τις παραπάνω χρηματικές ροές ικανοποιούνται τα κριτήρια που θέτουν οι μέθοδοι αξιολόγησης της επένδυσης σχετικά με την επιλογή ή την απόρριψη του εξεταζόμενοι επενδυτικού σχεδίου.

5. Μελέτη σκοπιμότητας και οικονομικής εκμετάλλευσης από την χρήση μονάδας FSRU στη περιοχή της Κρήτης

Στο παρόν κεφάλαιο θα εξεταστεί η κατασκευή και λειτουργία μιας μονάδας FSRU στην ευρύτερη περιοχή της Κρήτης. Ειδικότερα, θα πραγματοποιηθεί κατάλληλη τεχνοοικονομική μελέτη προκειμένου να καθοριστεί η βιωσιμότητα ή όχι μιας τέτοιας επένδυσης.

Αρχικά, θα γίνει παρουσίαση του τρέχοντος ενεργειακού σκηνικού στην Κρήτη (ενεργειακές ανάγκες, υφιστάμενες υποδομές, ιδιαιτερότητες-προκλήσεις) καθώς και των πλεονεκτημάτων από μια αυξανόμενη χρήση του LNG ως πηγή ενέργειας. Εν συνεχεία, θα εξεταστούν και θα συγκριθούν οι διάφορες τεχνικές λύσεις για την κατασκευή της μονάδας FSRU καθώς και η περιοχή στην οποία θα δραστηριοποιηθεί.

Στο τελευταίο μέρος του κεφαλαίου θα πραγματοποιηθεί τεχνοοικονομική μελέτη και θα παρουσιαστούν αποτελέσματα για δυο επιλεγόμενες περιπτώσεις διαχείρισης της μονάδας FSRU. Συγκεκριμένα, η πρώτη περίπτωση περιλαμβάνει μια κοινοπραξία ναυτιλιακής εταιρείας-εταιρείας παροχής ΦΑ, οι οποίες από κοινού θα κατέχουν και θα διαχειρίζονται τη μονάδα. Αντίθετα, στη δεύτερη περίπτωση η ναυτιλιακή εταιρεία θα κατέχει και θα διαχειρίζεται τη μονάδα ενώ η εταιρεία παροχής ΦΑ θα ναυλώνει τη μονάδα και θα διανέμει το ΦΑ στο δίκτυο.

5.1. Παρουσίαση ενεργειακών αναγκών της Κρήτης

Η περιφέρεια Κρήτης αποτελεί μια από τις πιο δυναμικές περιοχές της Ελληνικής επικράτειας συνεισφέροντας σε ποσοστό 4.5% επί του συνολικού ΑΕΠ της χώρας(γράφημα 14).Το μεγαλύτερο ποσοστό του παραγόμενου ΑΕΠ στην Κρήτη προέρχεται από τον πρωτογενή(γεωργία) και τον τριτογενή (υπηρεσίες-τουρισμός) τομέα ενώ ο δευτερογενής τομέας (βιομηχανία, μεταποίηση) συνεισφέρει σε μικρότερο ποσοστό (ΕΜΠ, 2015).

Γράφημα [14] : Σύγκριση ΑΕΠ Ελλάδας-Κρήτης (ΕΜΠ, 2015)

Το ενεργειακό προφίλ της Κρήτης είναι δυνατόν να σκιαγραφηθεί με τη χρήση δύο σημαντικών μεγεθών, της ενεργειακής έντασης και της ηλεκτρικής έντασης. Ειδικότερα, ως ενεργειακή ένταση ορίζεται η πρωτογενής ενέργεια ανά μονάδα παραγόμενου ΑΕΠ και ως ηλεκτρική ένταση ο λόγος κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας προς το ΑΕΠ.

Οι τιμές και η διακύμανση της ενεργειακής έντασης(γράφημα 15) και της ηλεκτρικής έντασης(γράφημα 16) τόσο για την Ελλάδα όσο και για την περιφέρεια Κρήτης παρουσιάζονται στα παρακάτω γραφήματα. Αξίζει να σημειωθεί πως, αντίθετα με την υπόλοιπη Ελλάδα, στη περιφέρεια Κρήτης οι τιμές και των δυο μεγεθών δεν κάμφθηκαν ιδιαίτερα κατά τη διάρκειας της Ελληνικής κρίσης.

Γράφημα [15] :Ενεργειακή Ένταση Ελλάδας και Κρήτης (ΕΜΠ, 2015)

Γράφημα [16] : Ηλεκτρική Ένταση Ελλάδας και Κρήτης (ΕΜΠ, 2015)

Τα παραπάνω στοιχεία αποδεικνύουν ότι, η περιφέρεια Κρήτης χρειάζεται όλο και περισσότερη ενέργεια ανά μονάδα ΑΕΠ συνολικά και ηλεκτρική ενέργεια ειδικά για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της. Οι μεγαλύτερες ενεργειακές απαιτήσεις προκύπτουν από τις αυξανόμενες ανάγκες του τριτογενή τομέα παραγωγής(τουρισμός, υπηρεσίες) ενώ σημαντικό ποσοστό της καταναλισκόμενης ενέργειας προέρχεται από τον τομέα των μεταφορών.

Σε απόλυτους αριθμούς ,η τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας και καυσίμων στη Περιφέρεια Κρήτης ανερχόταν σε 2.624 GWh και 428.150 ΤΙΠ το έτος 2013. Η αναλυτική κατανάλωση Η/Ε και καυσίμων ανά νομό και συνολικά παρουσιάζεται στους παρακάτω πίνακες(πίνακες 2,3) :

Περιοχή	Κατανάλωση Η/Ε(MWh)	Ποσοστό επί του συνόλου(%)
Νομός Ηρακλείου	1.267.513	48,29
Νομός Χανίων	667.482	25,43
Νομός Ρεθύμνου	331.360	12,62
Νομός Λασιθίου	358.024	13,66
Σύνολο	2.624.379	100

Πίνακας [2]: Κατανάλωση Η/Ε στη περιοχή της Κρήτης κατά τόπους και συνολικά (ΕΜΠ, 2015)

Περιοχή	Κατανάλωση καυσίμων και ΑΠΕ(ΤΙΠ)	Ποσοστό επί του συνόλου (%)
Νομός Ηρακλείου	210.207	49,1
Νομός Χανίων	107.409	25,09

Νομός Ρεθύμνου	54.955	12,84
Νομός Λασιθίου	55.583	12,97
Σύνολο	428.154	100

Πίνακας [3] :Κατανάλωση καυσίμων στη περιοχή της Κρήτης κατά τόπους και συνολικά (ΕΜΠ, 2015)

Επιπρόσθετα, ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει ο τρόπος κατανομής της κατανάλωσης Η/Ε και καυσίμων μεταξύ των διαφόρων τομέων της οικονομίας. Η μεγάλη συνεισφορά του τριτογενή τομέα στο παραγόμενο ΑΕΠ της Κρήτης οδηγεί, όπως αναμενόταν ,σε αυξημένες ενεργειακές ανάγκες στους κλάδους που σχετίζονται με τον τομέα αυτό. Ειδικότερα, η συνεισφορά κάθε κλάδου στις συνολικές ενεργειακές απαιτήσεις της περιφέρειας Κρήτης παρουσιάζεται στους ακόλουθους πίνακες(πίνακες 4,5):

Κλάδος	Κατανάλωση Η/Ε (MWh)	Ποσοστό επι του συνόλου(%)
Εμπόριο	1.115.351	42,5
Οικιακός τομέας	867.195	33,1
Δημόσιος τομέας	211.185	8
Βιομηχανία	205.207	7,8
Γεωργία	117.293	6,8
Οδοφωτισμός	48.148	1,8
Σύνολο	2.624.379	100

Πίνακας [4]: Κατανάλωση Η/Ε ανά κλάδο και συνολικά στη περιφέρεια Κρήτης (ΕΜΠ, 2015)

Κλάδος	Κατανάλωση καυσίμων και ΑΠΕ(ΤΙΠ)	Ποσοστό επί του συνόλου (%)
Μεταφορές	305.000	71
Οικιακός τομέας	65.800	15,4
Βιομηχανία	32.000	7,4
Εμπορικός & Δημόσιος τομέας	18.000	4
Γεωργία	6.500	1,5
Λοιπές καταναλώσεις	600	0,1
Σύνολο	428.154	100

Πίνακας [5] :Κατανάλωση καυσίμων ανά κλάδο και συνολικά στη περιφέρεια Κρήτης (ΕΜΠ, 2015)

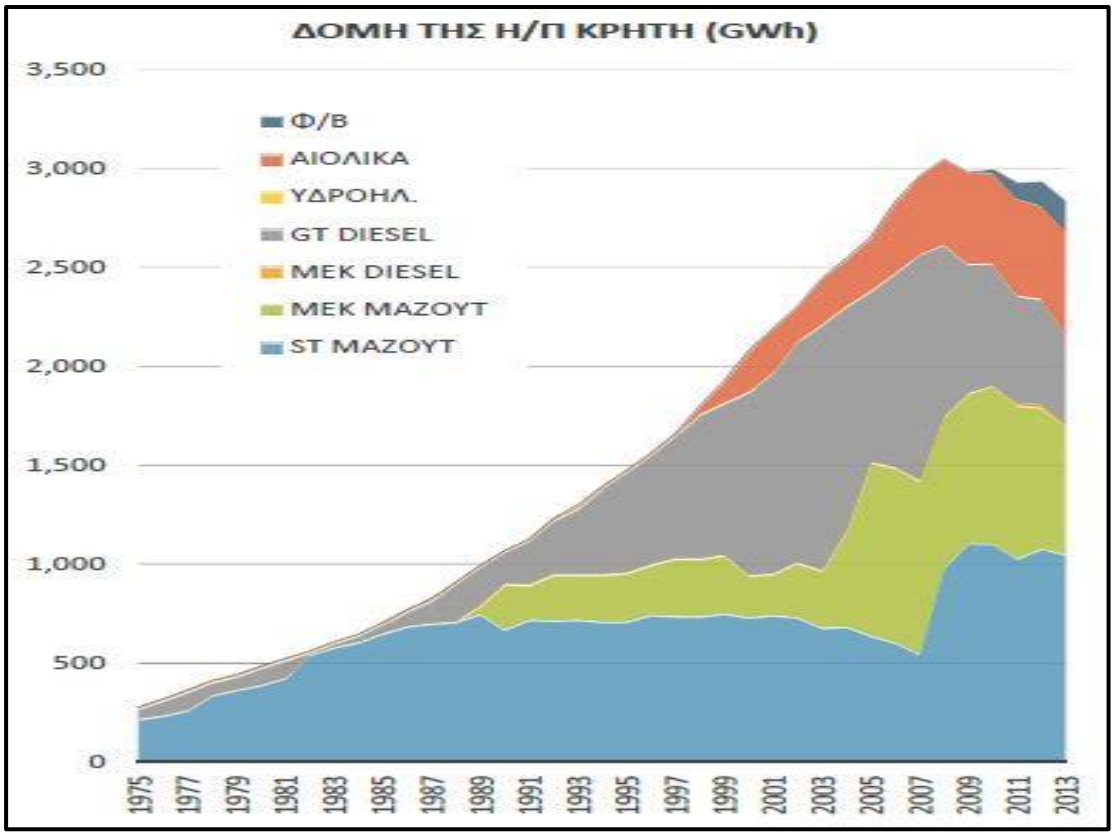
5.2. Ιδιαιτερότητες της Κρήτης από άποψη γεωγραφίας και υποδομών

Το νησί της Κρήτης λόγω της γεωγραφίας, του μεγέθους του, του υψηλού ρυθμού ανάπτυξης και του μεγάλου δυναμικού Ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αποτελεί μια ιδιάζουσα ενεργειακή περίπτωση. Επιπλέον ,οι ελκυστικές περιβαλλοντικές συνθήκες, οι οποίες καθιστούν το νησί δημοφιλή τουριστικό προορισμό, επιβάλλουν μια περισσότερο φιλική προς το περιβάλλον ενεργειακή.

Η απομακρυσμένη θέση της Κρήτης σε σχέση με την ηπειρωτική Ελλάδα δεν έχει επιτρέψει την ηλεκτρική της διασύνδεση με την υπόλοιπη χώρα. Συνεπώς, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στηρίζεται κατά κύριο λόγο(77,3%) στην καύση υδρογονανθράκων(μαζούτ,diesel) και δευτερευόντως σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (23,7%)οι οποίες ευνοούνται από τις περιβαλλοντικές συνθήκες που επικρατούν στην ευρύτερη περιοχή.

Η χρήση Μαζούτ, η οποία διατηρήθηκε σε σταθερά επίπεδα για μεγάλο διάστημα, παρουσιάζει αύξηση τα τελευταία χρόνια καθώς υποκατέστησε σε μεγάλο βαθμό το ακριβότερο Diesel στην ηλεκτροπαραγωγή. Επιπλέον, για περιβαλλοντικούς λόγους γενικεύτηκε η χρήση Μαζούτ με περιεκτικότητα σε θείο 1%.Ταυτόχρονα,στη πρώτη δεκαετία του 20ου αιώνα υπήρξε εγκατάσταση αιολικών και φωτοβολταϊκών συστημάτων τα οποία συνεισφέρουν στην παραγωγή Η/Ε. Τέλος, η χρήση υδροηλεκτρικών συστημάτων συνεισφέρει ένα μικρό ποσοστό στην παραγόμενη Η/Ε.

Αναλυτικότερα, η συνεισφορά των επιμέρους μορφών παραγωγής Η/Ε στο πέρασμα του χρόνου για την περιφέρεια Κρήτης αποτυπώνεται στο παρακάτω γράφημα:



Εικόνα [41]: Δομή της Ηλεκτροπαραγωγής στη Κρήτη (ΕΜΠ, 2015)

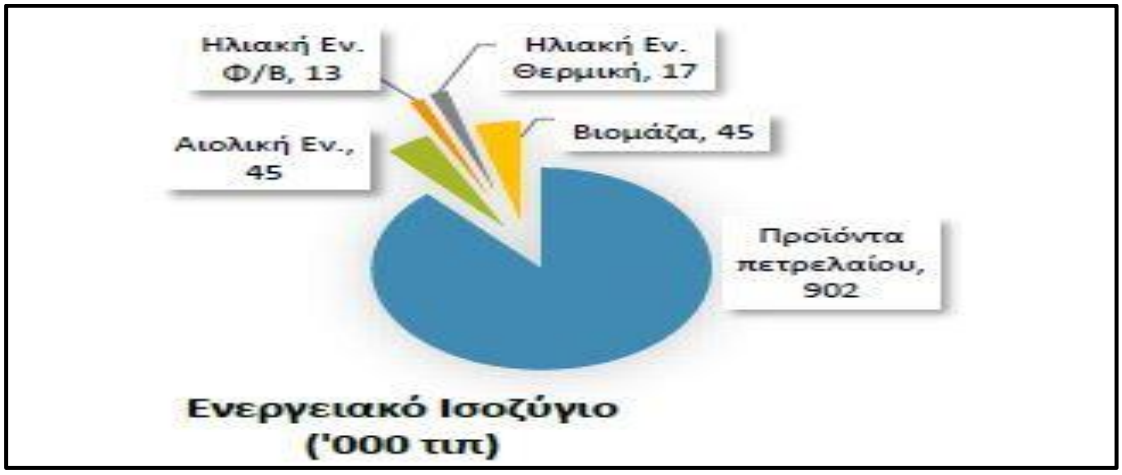
Η υψηλή αυτή εξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα οδηγεί σε πολύ υψηλό κόστος ηλεκτροπαραγωγής για τη περιφέρεια Κρήτης, λόγω των τιμών του πετρελαίου και των υψηλών φόρων στο Diesel. Εντούτοις, οι καταναλωτές στη Κρήτη έχουν ίδια τιμολογιακή πολιτική για την ηλεκτρική ενέργεια με τη ηπειρωτική Ελλάδα λόγω του μηχανισμού των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας, ο οποίος προβλέπει κατανομή του κόστους ηλεκτροπαραγωγής των μη διασυνδεδεμένων νησιών σε όλους τους καταναλωτές της χώρας. Η αυξημένη όμως συμμετοχή των ΥΚΩ ,των οποίων ο προϋπολογισμός ξεπέρασε τα 500 εκ. € τα τελευταία χρόνια, οδηγεί σε αύξηση του ενεργειακού κόστους για όλη την Ελλάδα. Συνεπώς, η μείωση της οικονομικής συμμετοχής των ΥΚΩ μέσω της διασύνδεσης των νησιών αποτελεί προτεραιότητα για τη πολιτεία.

Προς αυτή τη κατεύθυνση έχουν εκπονηθεί διάφορα σχέδια διασύνδεσης τα οποία αναμένεται δώσουν λύση στο επικείμενο έλλειμμα ενέργειας. Η διασύνδεση της ηπειρωτικής Ελλάδας με τη Κρήτη αναμένεται να ολοκληρωθεί σε δυο στάδια. Το αρχικό στάδιο περιλαμβάνει τη μερική διασύνδεση της Κρήτης με τη Πελοπόννησο για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών που θα προκύψουν από την περιορισμένη λειτουργία των θερμικών μονάδων μετά την 1.1.2020.Το δεύτερο και τελικό στάδιο περιλαμβάνει τη μεγάλη σύνδεση Αττικής-Κρήτης, η οποία θα συμβάλλει καταλυτικά στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού ενώ παράλληλα θα δώσει τη δυνατότητα μεταφοράς της «πράσινης» ενέργειας που παράγεται στη Κρήτη στην υπόλοιπη Ελλάδα.

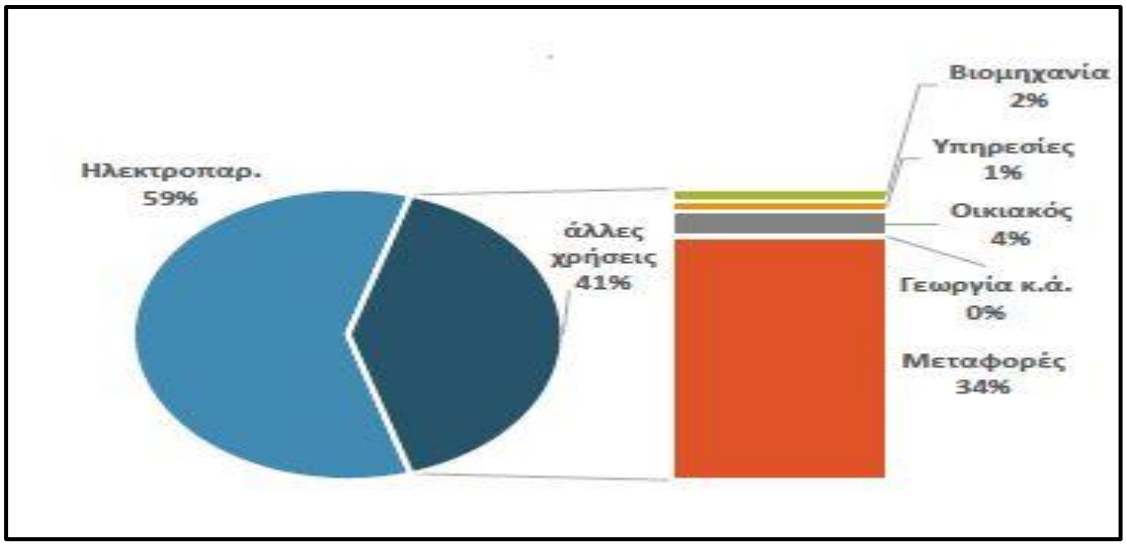
Ειδικότερα, στο κομμάτι της μερικής διασύνδεσης έχει ήδη εγκριθεί η κατασκευή του έργου από την ΑΔΜΗΕ με μειοδότριες εταιρείες τις FULGOR AE, Prysmian Powerlink και ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΚΑΛΩΔΙΑ ΑΕ και χρόνο περαίωσης εντός του 2020.

5.3. Υφιστάμενες υποδομές για τη κάλυψη της ενεργειακής ζήτησης στη περιοχή της Κρήτης

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως ,η χάραξη της ενεργειακής πολιτικής για τη περιφέρεια Κρήτης είναι εδώ και αρκετές δεκαετίες συνυφασμένη με το πετρέλαιο(Μαζούτ και Diesel).Η καθοριστική αυτή συνεισφορά του πετρελαίου και των παραγώγων του αποτυπώνεται στο ενεργειακό ισοζύγιο της Κρήτης για το 2013 (εικόνα 42).Επιπλέον, το ποσοστό κατανάλωσης των προϊόντων του πετρελαίου στις εκάστοτε παραγωγικές δραστηριότητες παρέχει μια αξιόπιστη ένδειξη σχετικά με τις διαθέσιμες υποδομές για την παραγωγή ενέργειας στη Κρήτη (εικόνα 43).

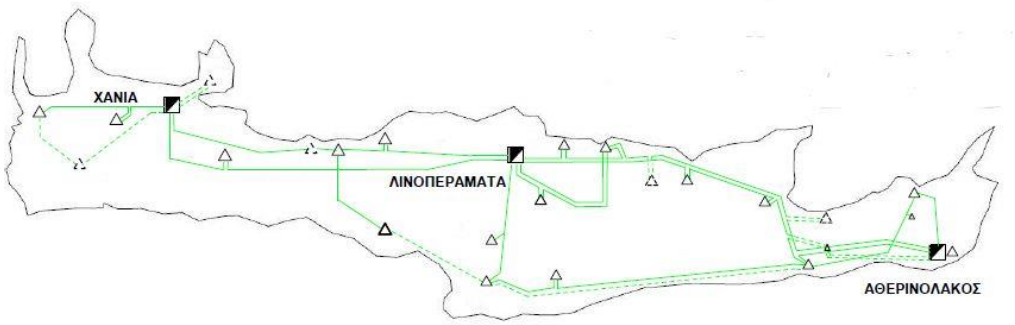


Εικόνα [42]:Ενεργειακό ισοζύγιο Κρήτης για το έτος 2013 σε κΤιπ (ΕΜΠ, 2015)



Εικόνα [43]:Δομή κατανάλωσης προϊόντων πετρελαίου στη Κρήτη το 2013 (ΕΜΠ, 2015)

Οι ανάγκες της Κρήτης σε παραγωγή Η/Ε καλύπτονται στο μεγαλύτερο μέρος τους από τους 3 κεντρικούς θερμοηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής Η/Ε, οι οποίοι βρίσκονται στα Χανιά, στον Αθερινόλακο του νομού Λασιθίου και στη θέση Λινοπεράματα του νομού Ηρακλείου(εικόνα 44).



Εικόνα [44]:Θέση των κεντρικών θερμικών σταθμών παραγωγής Η/Ε στη περιφέρεια Κρήτης (Καμπούρης, n.d.)

Οι 3 αυτοί θερμικοί σταθμοί διαθέτουν 27 συμβατικές μονάδες παραγωγής Η/Ε και έχουν συνολική εγκατεστημένη ισχύ 820,02 MW,ενώ η αποδιδόμενη καθαρή ισχύς θέρους είναι 695,86 MW. Αναλυτικότερα, για τους 3 θερμικούς σταθμούς παραγωγής ισχύουν τα παρακάτω στοιχεία (πηγή: ΑΔΜΗΕ) :

- ΑΗΣ Χανίων: 9 μονάδες με καύσιμο Diesel,συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 345,19 MW(μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς θέρους 272,11 MW)

- ΑΗΣ Λινοπεραμάτων : 14 μονάδες με καύσιμο μαζούτ και Diesel ,συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 272,59 MW (μέγιστη αποδιδόμενη ισχύς θέρους 232,75 MW)
- ΑΗΣ Αθερινόλακκου (εικόνα 45) : 4 μονάδες με καύσιμο μαζούτ,συνολικής ισχύος 202,24 MW(μεγιστη αποδι. Ισχύς θέρους 191 MW)

Εικόνα [45] :Ο ατμοηλεκτρικός σταθμός στη περιοχή του Αθερινολάκκου στην επαρχεία Σητείας (Καμπούρης, n.d.)

Ταυτόχρονα, στη περιφέρεια Κρήτης βρίσκονται σε λειτουργία 35 Αιολικά πάρκα ,1047 φωτοβολταϊκοί σταθμοί ισχύος και ένας μικρός Υδροηλεκτρικός σταθμός με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 278,65 MW. Επιπλέον, το 2017 εγκαινιάστηκε ο πρότυπος σταθμός παραγωγής Η/Ε από βιοαέριο της εταιρείας SYCHEM με εγκατεστημένη ισχύ 500 KW και δυνατότητα επέκτασης έως 2MW. Τέλος, στη διαδικασία της έγκρισης βρίσκονται περαιτέρω μονάδες ΑΠΕ καθώς και ένας υβριδικός σταθμός παραγωγής ενέργειας της εταιρείας ΤΕΡΝΑ με συνολική ισχύ 183MW.

Εικόνα [46] : Πρότυπος σταθμός παραγωγής Η/Ε από βιοαέριο στο Ηράκλειο της Κρήτης ("Opening Ceremony for the new Biogas Power Plant in Heraklion, Crete - sychem," n.d.)

Αξίζει να σημειωθεί ότι, κατόπιν υπουργικής απόφασης 2 από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής Η/Ε (ΑΕΡ1 λινοπεραμάτων και ΑΕΡ4 Χανίων) συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 36,25 MW έχουν τεθεί σε ψυχρή εφεδρεία. Εξάλλου, από την 31.12.2019 λήγει η εξαίρεση του άρθρου 34 της οδηγίας 2010/75/ΕΕ περί βιομηχανικών εκπομπών για τις μονάδες καύσης, οι οποίες αποτελούν τμήμα απομονωμένου συστήματος(όπως η Κρήτη).

Συνεπώς, από 1.1.2019:

- Οι ατμοηλεκτρικές μονάδες των ΗΑΣ Αθερινόλακκου και Λινοπεραμάτων(ισχύος μεγαλύτερης των 50 MWth σε κοινή καπνοδόχο) δε θα μπορούν να λειτουργούν περισσότερο από 1500 ώρες ετησίως και μόνο στη περίπτωση καύσης μαζούτ με περιεκτικότητα σε θείο <0.5% κ.β.Η ηλεκτρική ισχύς των μονάδων αυτών είναι 93MW και 75 MW αντίστοιχα.
- Οι αεριοστροβιλικές μονάδες των ΑΗΣ Χανίων και Λινοπεραμάτων(ισχύος μεγαλύτερης των 50 MWth σε κοινή καπνοδόχο) δεν θα μπορούν να λειτουργούν με καύσιμο ντίζελ περισσότερο από 500 ώρες ετησίως. Η ηλεκτρική ισχύς των μονάδων αυτών ανέρχεται σε 329 MW και 104 MW αντίστοιχα,

Επομένως, η συνολική ονομαστική ηλεκτρική ισχύς των θερμικών μονάδων ,η οποία θα τεθεί υπό τους ανωτέρω περιορισμούς ανέρχεται στα 601 MW και αποτελεί το 78,3% της συνολικής ισχύος του νησιού. Η συνέχιση της λειτουργίας τα θερμοηλεκτρικών μονάδων, έστω και βραχυπρόθεσμα, με το παρόν καθεστώς φαντάζει αδύνατη καθώς θα οδηγήσει στην επιβολή βαρύτατων προστίμων από την ΕΕ καθιστώντας τη λειτουργία τους ασύμφορη από οικονομικής άποψης.

5.4. Η αυξημένη χρήση του LNG ως μια λύση για την ενεργειακή αυτάρκεια του νησιού

Είναι κοινός τόπος, ότι το παρόν ενεργειακό σκηνικό δεν είναι βιώσιμο ούτε βραχυπρόθεσμα ούτε κυρίως μακροπρόθεσμα. Τα ιδιαίτερα αυστηρά όρια εκπομπών ,η συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση Η/Ε στη περιφέρεια Κρήτης καθώς και το υψηλό ετήσιο κόστος για τις ΥΚΩ καθιστούν επιτακτική την ανάγκη εύρεσης εναλλακτικών λύσεων για την ηλεκτροπαραγωγή στο νησί.

Υπό τις τρέχουσες συνθήκες, μια αυξανόμενη διείσδυση και χρήση του Φυσικού αερίου στη περιοχή της Κρήτης προβάλλει ως μια ιδιαίτερα ενδιαφέρουσα προοπτική, η οποία παρουσιάζει οικονομικά, περιβαλλοντικά και αναπτυξιακά πλεονεκτήματα.

Αρχικά, μια ενδεχόμενη αντικατάσταση των συμβατικών μορφών ενέργειας που χρησιμοποιούνται στην Ηλεκτροπαραγωγή (μαζούτ και Diesel) με Φυσικό αέριο θα συμβάλλει στην μείωση των εκπομπών διοξειδίου του Θείου και του Αζώτου που παράγονται από τις θερμικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Με αυτό τον τρόπο, οι θερμικές μονάδες παραγωγής της Κρήτης θα εναρμονιστούν με τις διατάξεις της οδηγίας 2010/75/ΕΕ περί βιομηχανικών εκπομπών για τις μονάδες καύσης.

Επιπλέον, μια ενδεχόμενη αντικατάσταση του Diesel,που χρησιμοποιείται ως καύσιμο για τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από την 1.1.2019,με φυσικό αέριο θα μειώσει αισθητά το κόστος της ηλεκτροπαραγωγής εξαιτίας της χαμηλότερης τιμής του ΦΑ σε σχέση με το Diesel. Ειδικότερα, από τη στιγμή που η «φθηνή» λύση του μαζούτ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στη Κρήτη δεν θα είναι πλέον διαθέσιμη, λόγω των υψηλών προστίμων που επισύρει η χρήση του από την 1.1.2019,το Φυσικό αέριο προβάλλει ως μια ελκυστική οικονομικά λύση σχετικά με τον ακριβότερο Diesel που χρησιμοποιείται σήμερα.

Παράλληλα, ένα ακόμα σημαντικό πλεονέκτημα του φυσικού αερίου είναι η διεθνής διάσταση που έχει πάρει σήμερα η εκμετάλλευση του. Συγκεκριμένα, η εμπλοκή αρκετών βιομηχανικών και οικονομικών δραστηριοτήτων στην εφοδιαστική αλυσίδα του ΦΑ εξασφαλίζει ποικίλες διευκολύνσεις όπως η ύπαρξη εναλλακτικών μορφών χρηματοδότησης, η δυνατότητα εναλλαγής προμηθευτών και εξοπλισμού και η επαρκής ρευστότητα σε διεθνές επίπεδο όσον αφορά τον απαραίτητο εξοπλισμό. Με αυτό τον τρόπο μειώνεται στο ελάχιστο ο κίνδυνος δημιουργίας ανενεργών επενδύσεων ,γεγονός που πιθανώς να προξενήσει προβλήματα σε μια ενδεχόμενη χρηματοδότηση τους.

Σε όλα τα παραπάνω αξίζει να προστεθούν και μια σειρά πλεονεκτημάτων που συγκεντρώνει μια πιθανή εισαγωγή του LNG σε μικρές απομονωμένες αγορές όπως της Κρήτης .Συγκεκριμένα, για την περίπτωση της Κρήτης, η χρήση του LNG με οποιαδήποτε από τις υφιστάμενες επιλογές όσον αφορά την κλίμακα της υποδομής, εμφανίζει τα παρακάτω πλεονεκτήματα (ΕΜΠ, 2015):

- Η τεχνολογία χρήσης, κατασκευής και λειτουργίας εγκαταστάσεων ΥΦΑ είναι σήμερα αρκετά ώριμη, βαθιά διαδεδομένη ανά την υφήλιο, με αποδεδειγμένη

ασφάλεια και αξιοπιστία και με υπαρκτές οικονομίες κλίμακας πλέον, καθώς συνολικά λειτουργούν πάνω από 100 τερματικοί σταθμοί ΥΦΑ σε παγκόσμιο επίπεδο.

- Η χρήση ΥΦΑ μέσω των διαφορετικών διαθέσιμων τεχνολογικών επιλογών όσον αφορά το μέγεθος και την κλίμακα της επένδυσης, εξασφαλίζει και επιτυγχάνει υψηλό value for money και πλήρη ικανοποίηση της ζήτησης με το ελάχιστο δυνατό κόστος και χρόνο επένδυσης.
- Η αγορά ΥΦΑ αλλά και η προσφορά ΥΦΑ είναι πλέον πολύ μεγάλη και πλήρως ικανή να καλύψει την ζήτηση σε παγκόσμιο επίπεδο. Οι χώρες και τα σχήματα παραγωγής που προσφέρουν ΥΦΑ στη παγκόσμια αγορά είναι πολλά με μέγιστη γεωγραφική κατανομή και με τεράστιο δυναμικό. Συνεπώς η χρήση ΥΦΑ συνδράμει αποφασιστικά στην ασφάλεια εφοδιασμού του νησιού και εξασφαλίζει σε μεγάλο βαθμό την απρόσκοπτη τροφοδοσία του.
- Η δυνατότητα αποθήκευσης ΥΦΑ, μικρή ή μεγάλη ανάλογα με την επιλεγμένη κλίμακα υποδομών ΥΦΑ, αποτελεί ως ένα βαθμό στρατηγικό απόθεμα του νησιού και σε κάθε περίπτωση εργαλείο ευελιξίας συμβάλλοντας στη κάλυψη εποχικών αλλά και απροσδόκητων αιχμών στη κατανάλωση καθώς και στη σταθερότητα και προβλεψιμότητα των τιμών Φυσικού αερίου για τους τελικούς χρήστες.
- Η χρήση ΥΦΑ αντίθετα με την υψηλού κόστους διασύνδεση του νησιού μέσω υποθαλάσσιου αγωγού ΦΑ, παρέχει την επιλογή για αυξημένη και σημαντική προμήθεια ΥΦΑ μέσω σποτ αγορών ΥΦΑ ή με τιμές συνδεδεμένες με Ευρωπαϊκά Hubs αερίου αντί με τιμές συνδεδεμένες με αργό πετρέλαιο. Κατά αυτόν τον τρόπο αποφεύγονται τα μακροχρόνια συμβόλαια προμήθειας ΦΑ που συνοδεύονται από τους αγωγούς ΦΑ.

Αναντίρρητα, με βάση όλα τα παραπάνω δεδομένα, μια ενδεχόμενη διείσδυση και χρήση του ΥΦΑ στη περιοχή της Κρήτης θα συμβάλλει αποφασιστικά στην επίλυση οικονομικών και περιβαλλοντικών ζητημάτων που προκύπτουν από τους όλο και αυστηρότερους κανονισμούς σχετικά με τις εκπομπές από τις μονάδες παραγωγής ενέργειας. Επιπλέον, θα αποτελέσει μια αξιόπιστη και σχετικά οικονομική εναλλακτική πηγή ενέργειας, η οποία θα συνδράμει αποφασιστικά στην εξασφάλιση της ενεργειακής αυτάρκειας του νησιού.

5.5. Καθορισμός της περιοχής στην οποία θα δραστηριοποιείται η μονάδα

Η πλέον ενδεδειγμένη λύση για την διείσδυση και εξάπλωση του LNG στο ενεργειακό μίγμα της Κρήτης είναι μέσω της χρήσης μιας πλωτής μονάδας αποθήκευσης και επαναεριοποίησης Φυσικού Αερίου (FSRU).Αξίζει να σημειωθεί πως αρκετά εταιρικά σχήματα, αντιλαμβανόμενα τις τεράστιες δυνατότητες από μια πιθανή χρήση του LNG στη περιοχή της Κρήτης, έχουν ήδη καταθέσει προτάσεις στη ΡΑΕ(Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας) σχετικά με την κατασκευή και εκμετάλλευση μονάδων FSRU στη περιοχή της Κρήτης.

Ενδεικτικό παράδειγμα αποτελεί η πρόταση που κατέθεσε η ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ σε συνεργασία με την εταιρεία SOCAR από το Αζερμπαϊτζάν. Η πρόταση προβλέπει την μεταφορά της μονάδας διπλού καυσίμου ανοικτού κύκλου της ελληνικής εταιρείας (Ήρων 1) ,από την Βοιωτία που λειτουργεί σήμερα, στον Αθερινόλακκο, δίπλα από τις εγκαταστάσεις της ΔΕΗ, με την Αζέρικη εταιρεία από την πλευρά της να αναλαμβάνει το ρόλο προμηθευτή LNG.Στα πλαίσια του παραπάνω σχεδίου θα εγκατασταθεί μονάδα FSRU η οποία θα ανεφοδιάζεται από μεσαία και μικρά πλοία (LNG carriers), τα οποία με τη σειρά τους θα μπορούν να τροφοδοτούν και άλλους σταθμούς της Μεσογείου όπως η Ρεβυθούσα, η Μάλτα κτλ. .

Σε γενικές γραμμές, η περιοχή του Αθερινόλακκου στον νομό Λασιθίου, η οποία επιλέχθηκε και από τη κοινοπραξία ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ-SOCAR, προβάλει ως η ιδανική τοποθεσία για την εγκατάσταση και λειτουργία μιας μονάδας FSRU.Στη περιοχή του Αθερινόλακκου βρίσκονται εγκατεστημένες οι πλέον σύγχρονες εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής στη Κρήτη, οι οποίες είναι σε θέση να καταναλώσουν φυσικό αέριο. Συνεπώς, οι παρούσες εγκαταστάσεις θα είναι σε θέση να χρησιμοποιήσουν το Φυσικό αέριο που θα παράγεται από τη μονάδα χωρίς να γίνει κάποια τροποποίηση στη λειτουργία τους, όπως θα χρειαστεί στους αντίστοιχους σταθμούς στα Χανιά και στα Λινοπεράματα. Επιπλέον, υπάρχει πάντα η δυνατότητα κατασκευής νέας μονάδας παραγωγής τεχνολογίας συνδυασμένου κύκλου, παρόμοια με αυτής του σχεδίου ΤΕΡΝΑ-SOCAR, η οποία θα είναι σε θέση να επιτύχει σημαντική εξοικονόμηση του ενεργειακού κόστους σε σχέση με την τρέχουσα κατάσταση.

Παράλληλα, η γεωγραφική θέση του Αθερινόλακκου αποτελεί έναν ακόμα σημαντικό παράγοντα για την εγκατάσταση της μονάδας FSRU σε αυτή την περιοχή. Συγκεκριμένα, ο Αθερινόλακκος βρίσκεται στο νότιο-ανατολικό τμήμα της Κρήτης (εικόνα 47) και απέχει τη μικρότερη απόσταση από το Κατάρ και το Αζερμπαϊτζάν, που αποτελούν τους μεγαλύτερους παραγωγούς LNG στο κόσμο. Με δεδομένο ότι, το μεγαλύτερο ποσοστό του εισαγόμενου LNG στη Κρήτη θα μεταφέρεται στη μονάδα FSRU από LNG Carriers τα οποία θα παραλαμβάνουν το φορτίο τους από τις παραπάνω 2 χώρες (κυρίως από το Κατάρ), η ελαχιστοποίηση του χρόνου ταξιδιού θα αποτελέσει ένα σημαντικό παράγονται για την περαιτέρω μείωση του κόστους στην αλυσίδα παραγωγής Φυσικού Αερίου στη Κρήτη.

Εικόνα [47]:Τοποθεσία θέσης Αθερινόλακκου στο νομό Λασιθίου με το κόκκινο τετράγωνο ("Περιφέρεια Κρήτης | Επίσημος ιστοχώρος," n.d.)

Αναφορικά με τον τρόπο διανομής του παραγόμενου φυσικού αερίου από την μονάδα FSRU η λύση που προτείνεται είναι η χρήση κατάλληλων βυτιοφόρων, τα οποία θα αναλάβουν τη μεταφορά του ΦΑ στους διάφορους καταναλωτές (μονάδες ηλεκτροπαραγωγής ,οικιακούς χρήστες, ξενοδοχειακές και βιομηχανικές μονάδες κτλ.) μέσω του οδικού δικτύου.

Η παραπάνω λύση, της μεταφοράς ΦΑ μέσω βυτιοφόρων, φαντάζει ιδανική για 2 λόγους. Αρχικά, αποφεύγεται η κατασκευή δικτύου μεταφοράς αερίου μέχρι το ενεργειακό κέντρο Χανίων, η οποία θα αποτελούσε ένα έργο υψηλού κόστους και σημαντικής κατασκευαστικής δυσκολίας. Επιπλέον, τα βυτιοφόρα που αναμένεται να χρησιμοποιηθούν στις μεταφορές είναι δυνατόν να χρησιμοποιηθούν σε οποιαδήποτε περιοχή πραγματοποιείται μεταφορά LNG με φορτηγά, διατηρώντας έτσι την αξία τους για όλη την οικονομική ζωή τους, είτε λειτουργούν στη Κρήτη είτε σε κάπου αλλού. Συμπερασματικά, η χρήση των βυτιοφόρων οχημάτων εγκρίνεται τόσο λόγω της άμεσης δυνατότητας εφαρμογής της όσο και της σημαντικής εναπομένουσας αξίας που εξασφαλίζει.

5.6. Καθορισμός πιθανών λύσεων

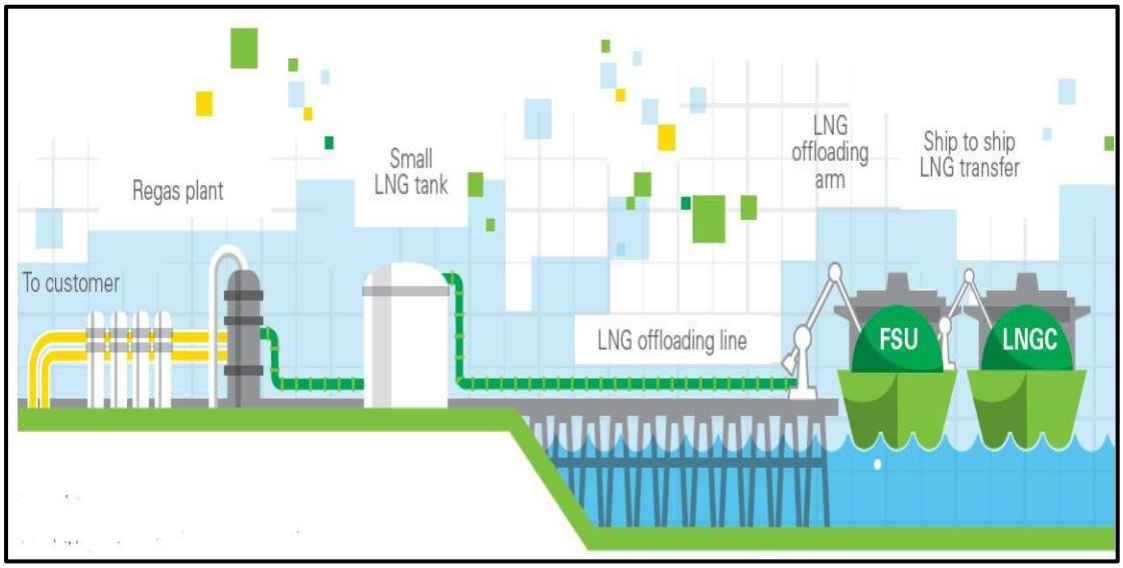
Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως ,στο κεφάλαιο 3 της παρούσας τεχνικής ανάλυσης, σήμερα υπάρχουν περισσότερες από μια τεχνικές λύσεις για την κατασκευή και λειτουργία μιας πλωτής μονάδας αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG (FS(R)U).Η τελική επιλογή αναφορικά με το είδος της μονάδας που θα κατασκευαστεί σχετίζεται με μια σειρά παραγόντων όπως είναι η περιοχή στην οποία θα δραστηριοποιείται η μονάδα, η ύπαρξη ή μη κατάλληλων υποδομών , το κόστος κατασκευής καθώς και οι συγκεκριμένες επιχειρησιακές δυνατότητες που απαιτείται να έχει η μονάδα (*Delivering LNG solutions*, n.d.).

Σκόπιμο κρίνεται να γίνει μια συνοπτική παρουσίαση των εναλλακτικών τεχνικών προτάσεων που χρησιμοποιούνται σήμερα στη κατασκευή πλωτών τερματικών σταθμών αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG, καθώς και των βασικών πλεονεκτημάτων-μειονεκτημάτων που η καθεμία διαθέτει. Με αυτό τον τρόπο θα

αποσαφηνιστούν τυχόν αδυναμίες της εκάστοτε μεθόδου και θα γίνει ευκολότερη η διαδικασία επιλογής της τεχνικής λύσης που συμβαδίζει με τις ανάγκες της Κρήτης.

- **Πλωτή μονάδα αποθήκευσης με επαναεριοποίηση στη ξηρά (FSU+ Onshore regasification)**

Σε αυτή τη περίπτωση το LNG αποθηκεύεται στη μονάδα FSU, αφού γίνει μεταφορά του σε αυτήν από κάποιο LNG Carrier με τη χρήση κατάλληλων κρυογενικών σωλήνων(Ship to ship transfer).Κατόπιν, με τη χρήση κατάλληλων μηχανικών βραχιόνων και κατάλληλου συστήματος σωληνώσεων, το LNG μεταφέρεται σε κάποια επίγεια δεξαμενή αποθήκευσης. Τέλος, μεταφέρεται στην εγκατάσταση επαναεριοποίησης και μετά το πέρα της διαδικασίας μεταφέρεται μέσω συστήματος σωληνώσεων στο δίκτυο φυσικού αερίου.



Εικόνα [48] : Διαδικασία επαναεριοποίησης στη στεριά με χρήση μονάδας FSU (*Delivering LNG solutions*, n.d.)

<u>Πλεονεκτήματα</u>

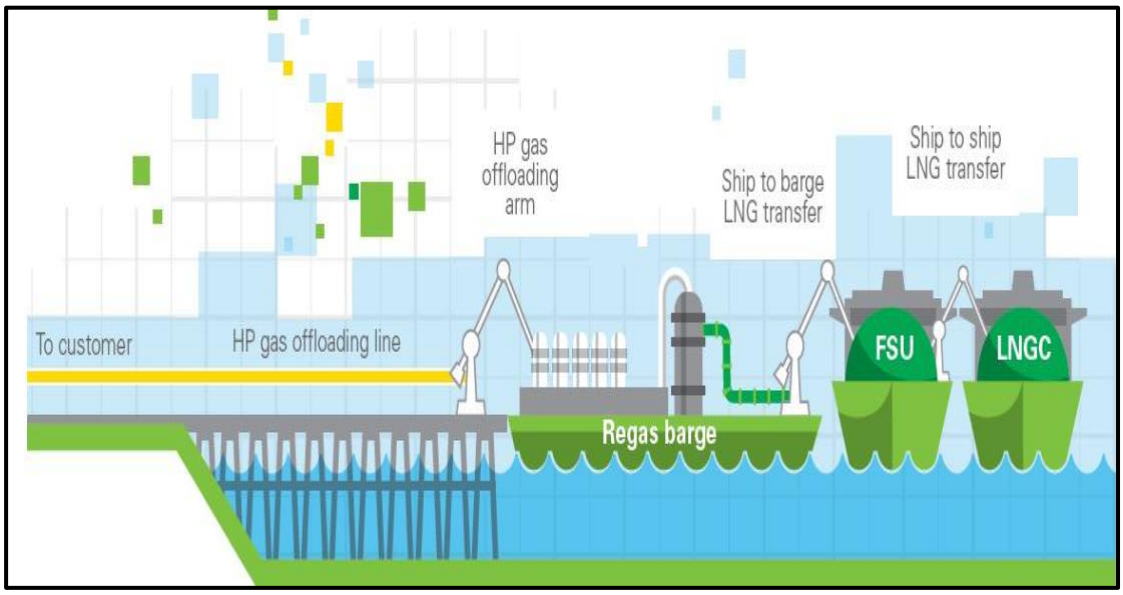
- ✓ Μειωμένο αρχικό κόστος κεφαλαίου σε σχέση με χερσαίο τερματικό σταθμό, ειδικά αν η μονάδα FSU ναυλώνεται
- ✓ Παρέχει μια αξιόπιστη εναλλακτική για «άμεση» διείσδυση φυσικού αερίου κατά τη διάρκεια κατασκευής ενός συμβατικού τερματικού σταθμού στη ξηρά

<u>Μειονεκτήματα</u>

- ✓ Πιθανή ναύλωση της μονάδας FSU συνεπάγεται αυξημένο κόστος συγκριτικά με έναν χερσαίο τερματικό σταθμό
- ✓ Η πλωτή αποθήκευση LNG είναι προφανώς περισσότερο ευάλωτη σε διακοπές παροχής που σχετίζονται με τις καιρικές συνθήκες συγκριτικά με έναν χερσαίο σταθμό

- **Πλωτή μονάδα αποθήκευσης LNG και επαναεριοποίηση σε κατάλληλη φορτηγίδα (FSU + Regasification Barge)**

Σε αυτή την περίπτωση το LNG μεταφέρεται, με κατάλληλους κρυογενικούς σωλήνες(hoses) ή μηχανικούς βραχίονες (loading arms) ,στη μονάδα FSU από κάποιο LNG Carrier.Εν συνεχεία, με τη χρήση κατάλληλων μηχανικών βραχιόνων, το LNG μεταφέρεται στην ειδικά διαμορφωμένη φορτηγίδα επαναεριοποίησης όπου θα πραγματοποιηθεί η μετατροπή του σε Φυσικό αέριο. Στο τελικό στάδιο της διαδικασίας, το παραγόμενο υψηλής πίεσης φυσικό αέριο μεταφέρεται με κατάλληλους μηχανικούς βραχίονες υψηλής πίεσης στην ειδικά διαμορφωμένη γραμμή σωληνώσεων υψηλής πίεσης από την οποία θα γίνει η τελική διανομή του στο δίκτυο του φυσικού αερίου.



Εικόνα [49] :Διαδικασία επαναεριοποίησης σε κατάλληλη φορτηγίδα με παράλληλη χρήση μονάδας FSU (*Delivering LNG solutions*, n.d.)

Πλεονεκτήματα

- ✓ Μειωμένο αρχικό κόστος κεφαλαίου σε σχέση με χερσαίο τερματικό σταθμό, ειδικά αν η μονάδα FSU και η φορτηγίδα επαναεριοποίησης ναυλώνονται
- ✓ Κατάλληλη λύση για μικρότερες αγορές φυσικού αερίου ή βραχυπρόθεσμη λύση για την αντιμετώπιση απροσδόκητης αύξησης (ramp-up) στη ζήτηση ΦΑ
- ✓ Κάθε λύση που προβλέπει επαναεριοποίηση εν πλω συνδέεται με χαμηλότερες απαιτήσεις σε έκταση και είναι ευκολότερο να εγκριθεί από τις τοπικές αρχές συγκριτικά με έναν χερσαίο τερματικό σταθμό

Μειονεκτήματα

- ✓ Πιθανή ναύλωση της μονάδας FSU συνεπάγεται αυξημένο κόστος συγκριτικά με έναν χερσαίο τερματικό σταθμό
- ✓ Η πλωτή αποθήκευση και επαναεριοποίηση του LNG είναι προφανώς περισσότερο ευάλωτη σε διακοπές παροχής που σχετίζονται με τις καιρικές συνθήκες συγκριτικά με έναν χερσαίο σταθμό

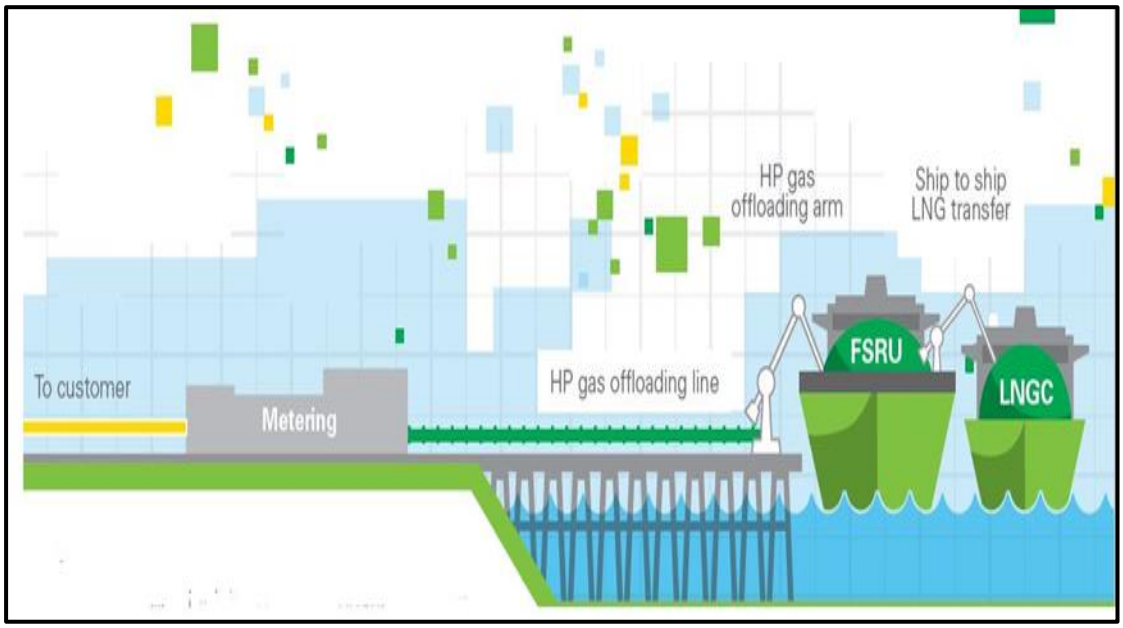
Αξίζει να σημειωθεί ότι υπάρχει και η δυνατότητα χρήσης μόνο μιας κατάλληλης φορτηγίδας επαναεριοποίησης χωρίς να απαιτείται η χρήση μονάδας FSU.Σε αυτή τη περίπτωση, το LNG μεταφέρεται από παρακείμενο LNG Carrier στη φορτηγίδα επαναεριοποίησης με κατάλληλο σύστημα κρυογενικών σωλήνων. Κατόπιν, πραγματοποιείται η επαναεριοποίηση και το παραγόμενο φυσικό αέριο μεταφέρεται με κατάλληλο σύστημα σωληνώσεων στο δίκτυο φυσικού αερίου. Η παρούσα λύση ενδείκνυται για σχετικά μικρές αγορές φυσικού αερίου λόγω της σχετικά γρήγορης υλοποίησης της και της αυξημένης ευελιξίας έναντι περιορισμών από πλευράς έκτασης και κανονισμών. Εντούτοις , το σχετικά μικρό μέγεθος μια τέτοιας φορτηγίδας (δυνατότητα αποθήκευσης 7500-30000 m3 LNG) οδηγεί μοιραία σε περιορισμένη παραγωγή φυσικού αερίου και δεν μοιάζει ενδεδειγμένη λύση για περιοχές με αυξημένες ενεργειακές απαιτήσεις σε φυσικό αέριο.

Εικόνα [50] : Φορτηγίδα επαναεριοποίησης LNG κατά τον ανεφοδιασμό της με LNG από LNG Carrier (Wärtsilä, n.d.)

- **Πλωτή μονάδα αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG (FSRU)**

Αποτελεί μια από τις πλέον σύγχρονες, αποδοτικές και ευέλικτες λύσεις για τη κατασκευή ενός πλωτού τερματικού αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG.Σε αυτή τη περίπτωση, το LNG μεταφέρεται από ένα LNG Carrier στη μονάδα FSRU με τη χρήση κατάλληλων μηχανικών βραχιόνων (σπανιότερα κρυογενικών σωλήνων) και αποθηκεύεται στις ειδικά διαμορφωμένες δεξαμενές. Εν συνεχεία, πραγματοποιείται η διαδικασία της επαναεριοποίησης στην ειδικά διαμορφωμένη μονάδα που είναι εγκατεστημένη πάνω στο FSRU.Στο τελικό στάδιο της διαδικασίας ,το παραγόμενο φυσικό αέριο μεταφέρεται από τη μονάδα FSRU,με τη χρήση κατάλληλων μηχανικών βραχιόνων υψηλής πίεσης, στο ειδικά διαμορφωμένο σύστημα σωληνώσεων υψηλής

πίεσης και αφού πραγματοποιηθεί η μέτρηση της ποσότητας του διανέμεται στο δίκτυο φυσικού αερίου της περιοχής.



Εικόνα [51] :Διαδικασία επαναεριοποίησης με τη χρήση πλωτής μονάδας αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG (*Delivering LNG solutions*, n.d.)

Πλεονεκτήματα

- ✓ Μειωμένο αρχικό κόστος κεφαλαίου σε σχέση με χερσαίο τερματικό σταθμό, ειδικά αν η μονάδα FSRU ναυλώνεται
- ✓ Δυνατότητα άμεσης χρήσης, ειδικά στη περίπτωση που μια κατάλληλη μονάδα με τα επιθυμητά χαρακτηριστικά είναι διαθέσιμη στην αγορά
- ✓ Προτυποποιημένη σχεδίαση, βασισμένη στα LNG Carriers και κατάλληλη για σχεδόν όλες τις τοποθεσίες
- ✓ Ευέλικτο σκάφος το οποίο είναι δυνατόν να επαναχρησιμοποιηθεί τόσο σε διαφορετικές τοποθεσίες όσο και σαν συμβατικό LNG Carrier για εμπορικούς σκοπούς
- ✓ Όπως κάθε τεχνική λύση που πραγματοποιείται εν πλω σχετίζεται με μειωμένους περιορισμούς όσον αφορά την έκταση που απαιτείται και το νομικό πλαίσιο

Μειονεκτήματα

- ✓ Η ναύλωση της μονάδας FSRU συνεπάγεται αυξημένα λειτουργικά κόστη συγκριτικά με τους χερσαίους τερματικούς σταθμούς
- ✓ Η πλωτή αποθήκευση LNG είναι προφανώς περισσότερο ευάλωτη σε διακοπές παροχής που σχετίζονται με τις καιρικές συνθήκες συγκριτικά με έναν χερσαίο σταθμό
- ✓ Περιορισμένη δυνατότητα για επέκταση

- ✓ Η ενιαία προσέγγιση για όλες τις περιπτώσεις (‘One-size-fits-all) που χαρακτηρίζει τη μονάδα είναι δυνατόν να καταστήσει το FSRU ασύμφορο λόγω μεγάλου μεγέθους , ειδικά στη περίπτωση μικρών σχετικά αγορών φυσικού αερίου.

Σκόπιμο κρίνεται να σημειωθεί ότι ένας επιπλέον διαχωρισμός των μονάδων FSRU σχετίζεται με το σύστημα πρόωσης που χρησιμοποιείται. Ειδικότερα, ανάλογα με τη προωστήρια εγκατάσταση γίνεται λόγος για μονάδες FSRU/STEAM και FSRU/DFDE.Στη πρώτη περίπτωση, γίνεται χρήση των παραδοσιακής λύσης των αεριοστρόβιλων(steam turbine), ενώ στη δεύτερη περίπτωση χρησιμοποιείται η σχετικά νέα γενιά μηχανών Diesel Electric διπλού καυσίμου. Κάθε μια από τις παραπάνω λύσεις διαθέτει συγκεκριμένα τεχνικά πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα και επιλέγεται ανάλογα με την εκάστοτε περίπτωση. Εντούτοις, στη πλειοψηφία των περιπτώσεων ,κυρίαρχα για λόγους εξοικονόμησης καυσίμου , παρατηρείται μια στροφή προς τις νεότερες και αποδοτικότερες μηχανές DFDE.

5.7. Ανάλυση και σύγκριση τεχνικών λεπτομερειών και τελική επιλογή

Αναμφίβολα κάθε μια από τις ανωτέρω επιλογές παρουσιάζει πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα. Η τελική επιλογή σχετικά με την τεχνική λύση που θα χρησιμοποιηθεί επιτάσσει μια συνοπτική παρουσίαση των επιμέρους τεχνικών χαρακτηριστικών (δυνατότητα αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG, αναγκών ισχύος, απαιτούμενων υποδομών κτλ.) κάθε πρότασης που αναπτύχθηκε προηγουμένως.

Αρχικά, είναι αναγκαίο να γίνει μια προεπιλογή σχετικά με τις ελκυστικότερες από τις παραπάνω επιλογές για τη περίπτωση της Κρήτης. Προς αυτή τη κατεύθυνση ,η περίπτωση της πλωτής φορτηγίδας επαναεριοποίησης κρίνεται σκόπιμο να απορριφθεί για τη συγκεκριμένη περιοχή. Ο κύριος λόγος είναι η περιορισμένη δυνατότητα αποθήκευσης και επαναεριοποίησης που παρουσιάζει συγκριτικά με τις υπόλοιπες τεχνικές λύσεις. Ειδικότερα, η δυνατότητα αποθήκευσης (εώς 30000 m^3) που διαθέτουν οι αντίστοιχες κατασκευές κρίνεται πολύ μικρή για να ικανοποιηθούν οι αυξημένες ανάγκες που θα προκύψουν από μια πιο αυξημένη διείσδυση Φυσικού αερίου σε μια αρκετά απαιτητική, από άποψη ζήτησης ενέργειας, αγορά όπως της Κρήτης

Συνεπώς, οι επικρατέστερες λύσεις που προκρίνονται για το στόχο της διείσδυσης του LNG στο ενεργειακό μίγμα της Κρήτης είναι οι :

i. ΠΛΩΤΗ ΜΟΝΑΔΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ LNG (FSU)
ii. ΠΛΩΤΗ ΜΟΝΑΔΑ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΕΠΑΝΑΕΡΙΟΠΟΙΗΣΗΣ LNG (FSRU)

Είναι προφανές ότι από τεχνικής άποψης οι δυο διατάξεις, FSU και FSRU , παρουσιάζουν αρκετά κοινά στοιχεία, από τη στιγμή που και οι δύο είναι πρακτικά LNG Carriers.Οι ουσιαστικές τους διαφορές εντοπίζονται στο κομμάτι της

δυνατότητας επαναεριοποίησης, στις ενεργειακές απαιτήσεις και στις απαιτούμενες πρόσθετες υποδομές για τη λειτουργία τους. Σε κάθε περίπτωση, κρίνεται αναγκαίο να γίνει μια σύντομη σύγκριση των βασικών χαρακτηριστικών των δύο μονάδων προκειμένου να γίνει η τελική επιλογή για τη περίπτωση της Κρήτης.

Συστήματα διατήρησης φορτίου (Cargo containment systems)

Και στις δυο περιπτώσεις τα συστήματα διατήρησης φορτίου είναι κοινά και παραπλήσια με αυτά των συμβατικών LNG Carriers.Ειδικότερα , όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, η διατήρηση του LNG σε υγρή κατάσταση επιτάσσει την διατήρηση του σε ειδικά διαμορφωμένες δεξαμενές τύπου μεμβράνης(membrane) ή Moss, οι οποίες εξασφαλίζουν τις κατάλληλες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας για τη διατήρηση του φορτίου σε υγρή μορφή. Αξίζει να σημειωθεί ότι σήμερα υπάρχει επαρκής αριθμός επιτυχημένων εφαρμογών και των δύο ειδών δεξαμενών, τόσο σε μονάδες FSU όσο και σε FSRU, και συνεπώς η τελική επιλογή του είδους της δεξαμενής εξαρτάται από τη κάθε περίπτωση.

Συστήματα φορτοεκφόρτωσης του φορτίου (Cargo handling systems)

Η διαδικασία της φόρτωσης του LNG και στις δύο περιπτώσεις εναρμονίζεται με τους κανονισμούς φόρτωσης LNG, σχετικά με τη πίεση και τη θερμοκρασία, και πραγματοποιείται με τη χρήση ειδικά διαμορφωμένων μηχανικών βραχιόνων και σπανιότερα με τη χρήση κατάλληλων κρυογενικών σωλήνων. Η ουσιαστική διαφορά εμφανίζεται στην εκφόρτωση του φορτίου, το οποίο στη μια περίπτωση εξακολουθεί να είναι LNG(FSU) και στην άλλη είναι το φυσικό αέριο που προκύπτει από την επαναεριοποίηση του LNG (FSRU).Είναι προφανές ότι τα συστήματα εκφόρτωσης που χρησιμοποιούνται στις δυο περιπτώσεις διαφέρουν ως προς τις ιδιότητες που εμφανίζουν εξαιτίας της διαφορετικής φύσης του φορτίου που μεταφέρεται μέσω αυτών.

Ενεργειακές απαιτήσεις και ισχύς προωστήριας εγκατάστασης

Οι διαφορετικές λειτουργίες που επιτελούν οι δυο μονάδες οδηγούν σε σημαντικές διαφορές στις ενεργειακές τους απαιτήσεις και επομένως στην ισχύ της προωστήριας εγκατάστασης. Ειδικότερα, στη περίπτωση μονάδων αποθήκευσης(FSUs) χωρίς προπέλα οι ενεργειακές απαιτήσεις είναι λιγότερο από 8 MW, ενώ σε περίπτωση ύπαρξης προπέλας και ανάλογα με τη επιλογή αντίστοιχου εξοπλισμού οι ενεργειακές απαιτήσεις φτάνουν τα 25 MW. Επιπρόσθετα ,η εγκατάσταση και λειτουργία μονάδας επαναεριοποίησης πάνω στο πλοίο(FSRU) καθώς και η επιλογή σύνθετου συστήματος αγκύρωσης ανεβάζει ακόμα περισσότερο το απαραίτητο ενεργειακό φορτίο για τη λειτουργίας της μονάδας.

Στη πράξη οι ενεργειακές απαιτήσεις μιας μονάδας FSRU είναι περίπου ίδιες με αυτές ενός LNG Carrier,το οποίο χρησιμοποίει τις συνήθεις προωστήριες διατάξεις (αεριοστρόβιλο,DFDE κτλ.)

Απαιτούμενες υποδομές για τη λειτουργία κάθε μονάδας

Και στις δυο περιπτώσεις είναι απαραίτητη η ύπαρξη κατάλληλης προβλήτας (jetty) στην οποία θα «δένεται» η επιλεγόμενη μονάδα.Η ουσιαστική διαφορά των δυο μονάδων είναι στις απαιτούμενες υποδομές που απαιτούνται για τη λειτουργία τους .Η μονάδα FSU πρακτικά χρησιμοποιείται για την αποθήκευση LNG και συνεπώς όλες οι υπόλοιπες διατάξεις για τα μετατροπή του LNG σε φυσικό αέριο βρίσκονται εκτός της μονάδας (είτε σε ειδικά διαμορφωμένη προβλήτα στην οποία προσδένεται είτε στη στεριά). Αντίθετα ,στη μονάδα FSRU όλη η διαδικασία της επαναεριοποίησης πραγματοποιείται εν πλω και πρακτικά οι μόνες απαιτούμενες υποδομές είναι η προβλήτα στην οποία θα προσδένεται και οι κατάλληλες μετρητικές διατάξεις στη στεριά για τη μέτρηση και διανομή του φυσικού αερίου στο δίκτυο της περιοχής.

Ουσιαστικά, η μονάδα FSRU δίνει τη δυνατότητα άμεσης διείσδυσης του LNG στο ενεργειακό μίγμα κάθε περιοχής χωρίς να απαιτείται η δημιουργία μεγάλου αριθμού υποδομών στη περιοχή που θα δραστηριοποιηθεί.

Επιχειρησιακή ευελιξία των δυο μονάδων

Στη πράξη οι περισσότερες μονάδες FSU δε χρησιμοποιούν κάποια προωστήρια εγκατάσταση κατάλληλης ισχύος ώστε να χρησιμοποιηθούν σαν συμβατικά LNG Carriers,εκτός αν πραγματοποιηθεί κατάλληλη μετασκευή. Αντίθετα, οι μονάδες FSRU έχουν κατά κανόνα εγκατεστημένη ισχύ παραπλήσια με αυτή ενός συμβατικού LNG Carrier, εξαιτίας της ικανότητας επαναεριοποίησης που διαθέτουν. Η αυξημένη αυτή εγκατεστημένη ισχύς παρέχει τη δυνατότητα στις μονάδες FSRU να χρησιμοποιηθούν και ως συμβατικά LNG Carriers, όταν αυτό κριθεί απαραίτητο. Συγκεκριμένα, σε περιόδους χαμηλής ζήτησης LNG στη περιοχή στην οποία δραστηριοποιούνται, οι μονάδες FSRU είναι δυνατόν να ναυλωθούν σαν συμβατικά LNG Carriers αποφέροντας επιπλέον κέρδη στη πλοιοκτήτρια εταιρεία για όσο καιρό χρειαστεί. Επιπλέον, υπάρχει η δυνατότητα άμεσης μετακίνησης της μονάδας FSRU σε οποιαδήποτε περιοχή υπάρχει εποχικά αυξημένη ζήτηση φυσικού αερίου προκειμένου να συμβάλλει στις αυξημένες ενεργειακές της ανάγκες. Αντίθετα, οι μονάδες FSU πρακτικά παραμένουν σαν αποθηκευτικοί χώροι στην αρχική περιοχή εγκατάστασης και δεν παρέχουν τη δυνατότητα εναλλακτικών επιλογών σε περιόδους μειωμένης ζήτησης, εκτός αν πραγματοποιηθεί μεταφορά τους σε άλλη περιοχή, στο διάστημα της οποίας δεν παρέχουν κάποιο οικονομικό όφελος στην πλοιοκτήτρια εταιρεία.

Είναι εμφανές ότι η μονάδα FSRU αποτελεί ένα πιο «δυναμικό» περιουσιακό στοιχείο για μια πλοιοκτήτρια εταιρεία καθώς παρέχει περισσότερες εναλλακτικές επιλογές λειτουργίας, συμβάλλοντας στην εξασφάλιση της μέγιστης δυνατής κερδοφορίας και εξασφαλίζοντας τη συντομότερη απόδοση της αρχικής επένδυσης.

Τελική επιλογή μονάδας

Αναμφίβολα και οι δυο τεχνικές επιλογές παρέχουν συγκεκριμένα προτερήματα και μειονεκτήματα. Εντούτοις, στα πλαίσια της παρούσας τεχνικής ανάλυσης η λύση της μονάδας FSRU προκρίνεται ως η καταλληλότερη για την επιλογή της Κρήτης.

Ειδικότερα, η μονάδα FSRU παρά το συγκριτικά μεγαλύτερο κόστος σχετικά με μια μονάδα FSU παρέχει τη δυνατότητα μιας πιο άμεσης διείσδυσης του LNG στο ενεργειακό μίγμα της Κρήτης χωρίς να απαιτείται η ύπαρξη επιπλέον υποδομών στη στεριά όπως μονάδα επαναεριοποίησης, δεξαμενές αποθήκευσης LNG κτλ. Αξίζει να σημειωθεί ότι το παρά το χαμηλότερο συγκριτικά κόστος μιας μονάδας FSU, η δημιουργία των κατάλληλων επίγειων υποδομών που απαιτούνται για τη λειτουργία της αυξάνει σημαντικά το κόστος όλης της επένδυσης. Αντιθέτως, η μονάδα FSRU δεν χρειάζεται την ύπαρξη ιδιαίτερων υποδομών πέρα από μια κατάλληλη προβλήτα πρόσδεσης της.

Επιπλέον, από επιχειρηματικής σκοπιάς η επένδυση σε μια μονάδα FSRU είναι ελκυστικότερη από αρκετές απόψεις. Αρχικά, η μονάδα FSRU είναι δυνατόν να χρησιμοποιηθεί και σαν συμβατικό LNG Carrier, παρέχοντας τη δυνατότητα στη πλοιοκτήτρια εταιρεία να αποκομίσει οικονομικά οφέλη από τη ναύλωση του σε κάποιο χρονικό διάστημα, στο οποίο η ζήτηση στη περιοχή της Κρήτης θα είναι μειωμένη. Επιπλέον, η μονάδα FSRU δύναται να μεταφερθεί και να λειτουργήσει σε κάποια άλλη περιοχή, στην οποία θα υπάρχει αυξημένη ζήτηση για φυσικό αέριο άμεσα εκμεταλλευόμενη την υψηλή της ευελιξία. Συνεπώς, η μονάδα FSRU είναι σε θέση να αποφέρει κέρδη στη πλοιοκτήτρια εταιρεία σε κάθε χρονική περίοδο ενισχύοντας τη ρευστότητα της.

Τέλος, η ύπαρξη και λειτουργία αρκετών μονάδων FSRU σε παγκόσμιο επίπεδο αποδεικνύει ότι η παρούσα βιομηχανία είναι πλέον αρκετά «ώριμη» και υπάρχει η απαιτούμενη τεχνογνωσία ώστε να εξασφαλίζεται η μέγιστη δυνατή αξιοπιστία. Το αυστηρό νομικό πλαίσιο, η ύπαρξη υψηλών στάνταρ ασφαλείας και η υποχρεωτική και συνεχής επιμόρφωση του προσωπικού που εργάζεται στις μονάδες FSRU αποτελούν εγγύηση για την εύρυθμη και απρόσκοπτη λειτουργία της ανεξάρτητα από τη περιοχή στην οποία θα δραστηριοποιηθεί.

5.8. Παρουσίαση εναλλακτικών τρόπων κατασκευής της μονάδας

Η απόκτηση μιας μονάδας FSRU αποτελεί σίγουρα μια μεγάλη επενδυτική απόφαση η οποία χρειάζεται να εξεταστεί ενδελεχώς. Σήμερα ,η κατασκευή μιας αντίστοιχης μονάδας μπορεί να πραγματοποιηθεί με δυο τρόπους: είτε μέσω μετασκευής ενός υπάρχοντος LNG Carrier, είτε μέσω παραγγελίας μιας νέας μονάδας σε κάποιο κατάλληλο ναυπηγείο. Είναι προφανές ότι κάθε επιλογή διαθέτει πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα και είναι απαραίτητη η περαιτέρω ανάλυση για τη κάθε περίπτωση. Σκόπιμο κρίνεται ,στα πλαίσια της παρούσας έκθεσης ,να γίνει ξεχωριστή ανάλυση των επιμέρους κατασκευαστικών επιλογών που έχουν στη διάθεση τους οι υποψήφιοι ιδιοκτήτες αντίστοιχων μονάδων.
Αξίζει να σημειωθεί ότι οποιαδήποτε εργασία ναυπηγικής φύσεως, μετασκευή ή νέα κατασκευή, σχετίζεται με τις μονάδες FSRU πραγματοποιείται κατά κανόνα στα τρία μεγάλα Κορεατικά ναυπηγεία (DSME, Hyundai και Samsung) , τα οποία διαθέτουν την απαραίτητη τεχνογνωσία και είναι εξειδικευμένα σε αντίστοιχες εργασίες.

i. Μετασκευή υπάρχοντος πλοίου

Η διαδικασία της μετασκευής ενός LNG Carrier σε μονάδα FSRU κοστίζει περίπου 80 εκατομμύρια $ συν το κόστος απόκτησης του LNG Carrier.Στη περίπτωση απόκτησης ενός σχετικά καινούριου LNG Carrier,το οποίο κοστίζει περίπου 150 εκατομμύρια $,το συνολικό κόστος εκτοξεύεται στα 230 εκατομμύρια $.Εντούτοις, το παραπάνω κόστος μπορεί να μειωθεί σημαντικά μέσω της απόκτησης ενός σχετικά παλιότερου LNG Carrier. Παράλληλα , ο χρόνος απόκτησης μιας μονάδας FSRU που προκύπτει από μια μετασκευή ενός συμβατικού LNG Carrier,ο οποίος κυμαίνεται από 18-24 μήνες, είναι σημαντικά μικρότερος συγκριτικά με μια νέα κατασκευή η οποία απαιτεί 36-40 μήνες (Songhurst, 2017a).

Το κόστος της μετασκευής περιλαμβάνει την απόκτηση και εγκατάσταση του εξοπλισμού για την επαναεριοποίηση του LNG.Ειδικότερα, είναι απαραίτητη η εγκατάσταση αντλιών υψηλής πίεσης, εξατμιστών, κατάλληλων μετρητικών διατάξεων, μηχανικών βραχιόνων η σωλήνων για μεταφορά φυσικού αερίου, πρόσθετων συστημάτων για ικανοποίηση των αυξημένων ενεργειακών απαιτήσεων του FSRU καθώς και κυκλοφορητών νερού για τις ανάγκες της διαδικασίας εξάτμισης. Επιπλέον, ενδέχεται να χρειαστούν λοιπές τροποποιήσεις στην εγκατεστημένη ισχύ, σε κατασκευαστικά στοιχεία για αύξηση της αντοχής καθώς στη γάστρα του πλοίου προκειμένου να εναρμονίζεται με τους κανονισμούς του λιμανιού στο οποίο θα εγκατασταθεί η μονάδα FSRU.

Οι μετασκευές LNG Carriers σε FSRUs ήταν αρκετά σύνηθες φαινόμενο στα αρχικά στάδια της ανάπτυξης των μονάδων FSRU λόγω του μειωμένου κόστους και του μειωμένου χρόνου απόκτησης. Αντιθέτως, τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μια μείωση του ενδιαφέροντος για μετασκευή LNG Carriers σε FSRU, η οποία αποδίδεται στην αυξημένη ζήτηση για όλο και μεγαλύτερες μονάδες FSRU (>173.000 m^3) η οποία δεν γίνεται να ικανοποιηθεί από τα περισσότερα υπάρχοντα LNG Carriers των οποίων η δυνατότητα αποθήκευσης κυμαίνεται μεταξύ 130.000-140.000 m^3.

Ένα από τα χαρακτηριστικότερα παραδείγματα μετασκευής LNG Carrier σε FSRU αποτελεί το πλοίο Golar Spirit (εικόνα 54),το οποίο κατασκευάστηκε το 1981 και λειτούργησε σαν LNG Carrier ως το 2007. Η μετασκευή του ξεκίνησε τη 1η Οκτωβρίου 2007 κα ολοκληρώθηκε στα μέσα του 2008, ενώ στις 30 Ιανουαρίου 2009 έγινε το πρώτο πλοίο αυτού του είδους που επαναεριοποίησε LNG εν πλω (πηγή : Golar LNG).

Εικόνα [52] : Το FSRU Golar Spirit της εταιρείας Golar LNG με δυνατότητα αποθήκευσης 129.000 m3 LNG

ii. Νέα κατασκευή

Σε αυτή τη περίπτωση γίνεται παραγγελία σε κάποιο ναυπηγείο για τη κατασκευή μιας νέας μονάδας FSRU.Το κόστος μιας νεόκτιστης μονάδας FSRU με δυνατότητα αποθήκευσης 173000 m3 και ένα send-out της τάξης των 6 MTPA κυμαίνεται μεταξύ 240-280 εκατομ. $ (πίνακας 6).Τα τελευταία χρόνια παρατηρήθηκε μια μείωση του κόστους για τη κατασκευή των FSRU εξαιτίας του μεγάλου ανταγωνισμού των τριών μεγάλων Κορεάτικών ναυπηγείων – DSME,SAMSUNG,HYUNDAI- και του μειωμένου αριθμού παραγγελιών για νεόκτιστα πλοία γενικότερα. Εντούτοις, η αυξανόμενη ζήτηση για πλοία FSRU αναμένεται να οδηγήσει σε αύξηση των τιμών κατασκευής.

Vessel	Owner	Storage	Send-out	Send-out	Shipyard	Order Placed	Order Value
		m^3	mtpa	mmscfd			$m
Giant (FSRU#7)	Höegh	170,000	6.2	750	Hyundai	Jun-11	236
Gallant (FSRU#8)	Höegh	170,000	4.1	500	Hyundai	Jun-11	250
Independence	Höegh	170,000	3.2	384	Hyundai	Jun-11	250
FSRU#9	Höegh	170,000	8.3	1,000	Hyundai	Jan-17	236
FSRU#10	Höegh	170,000	8.3	1,000	Samsung	Jan-17	270
Experience	Excelerate	173,400	8.3	1,000	DSME	Aug-11	280

Πίνακας [6]:Πρόσφατες παραγγελίες για νεόκτιστα FSRU (Songhurst, 2017a)

6. Μελέτη εφικτότητας για την εγκατάσταση μονάδας FSRU στη περιοχή της Κρήτης

Σε αυτό το κεφάλαιο θα πραγματοποιηθεί μια μελέτη εφικτότητας σχετικά με την εγκατάσταση μιας μονάδας FSRU στη περιοχή της Κρήτης και συγκεκριμένα στη περιοχή του Αθερινόλακκου. Ειδικότερα, θα εξεταστεί η εγκατάσταση και λειτουργία της μονάδας FSRU ως μέρος του εθνικού δικτύου φυσικού αερίου.

Προς αυτή τη κατεύθυνση θα γίνει εξέταση δυο πιθανών εναλλακτικών σεναρίων για τη λειτουργία της μονάδας FSRU:

- Στο πρώτο σενάριο εξετάζεται η δημιουργία μιας εταιρείας με μετόχους μια ναυτιλιακή εταιρεία και τη δημόσια εταιρεία διαχείρισης ΦΑ ,οι οποίες θα κατέχουν και θα διαχειρίζονται τη μονάδα FSRU με προκαθορισμένα ποσοστά η κάθε μια
- Στο δεύτερο σενάριο εξετάζεται η διαδικασία κατασκευής και λειτουργίας της μονάδας FSRU από δυο διαφορετικές οπτικές. Η μια αφορά την ναυτιλιακή εταιρεία σαν ιδιοκτήτη και διαχειριστή του FSRU και η άλλη την εταιρεία ΦΑ η οποία ναυλώνει το FSRU και χρεώνει τη χρήση του σαν σημείο εισαγωγής ΦΑ.

Αξίζει να σημειωθεί ότι οι διάφορες τιμές σχετικά με τη ζήτηση LNG στην περιοχή της Κρήτης που χρησιμοποιήθηκαν στα πλαίσια της παρούσας διπλωματικής εργασίας βασίζονται στα αποτελέσματα της τελικής έκθεσης προόδου με τον τίτλο «Ενεργειακός σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης» (2016,ΕΜΠ,ΚΑΠΡΟΣ).

Ειδικότερα, από τα σύνολο των διαφόρων σεναρίων που εξετάστηκαν στην ανωτέρω τελική έκθεση προόδου έγινε επιλογή 4 διαφορετικών περιπτώσεων οι οποίες παρουσιάζουν υψηλότερες πιθανότητες εμφάνισης. Οι περιπτώσεις αυτές είναι :

1. Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και χωρίς ανάπτυξη ΑΠΕ
2. Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ με διασύνδεση
3. Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και με περαιτέρω ανάπτυξη ΑΠΕ
4. Σενάριο εξηλεκτρισμού με αυξημένη χρήση ΦΑ

Κάθε μια από τις παραπάνω περιπτώσεις περιέχει τιμές σχετικά με την Η/Π σε Gwh που θα παράγονται από Φυσικό αέριο μεταξύ των ετών 2020-2050. Μέσω κατάλληλων μετατροπών θα προκύψουν οι θερμικές Gwh φυσικού αερίου και συνεπακόλουθα η απαιτούμενη ποσότητα ΦΑ για αυτή την παραγωγή. Τέλος, θα υπολογιστεί η αντίστοιχη ποσότητα σε m^3 LNG που απαιτείται για παραγωγή των απαιτούμενων m^3 ΦΑ.

Ειδικότερα, σε κάθε ένα από τα δυο επιλεγόμενα σενάρια θα γίνει ξεχωριστή ανάλυση για όλες τις πιθανές περιπτώσεις σχετικά με τη ζήτηση του LNG τα επόμενα χρόνια προκειμένου εξαχθούν όσο το δυνατόν αξιόπιστα αποτελέσματα. Ο χρονικός ορίζοντας

της επένδυσης καθορίζεται για κάθε σενάριο στα 20 χρόνια (2022-2041) ενώ η μετασκευή της μονάδας αναμένεται να διαρκέσει 2 έτη (2020-2021).

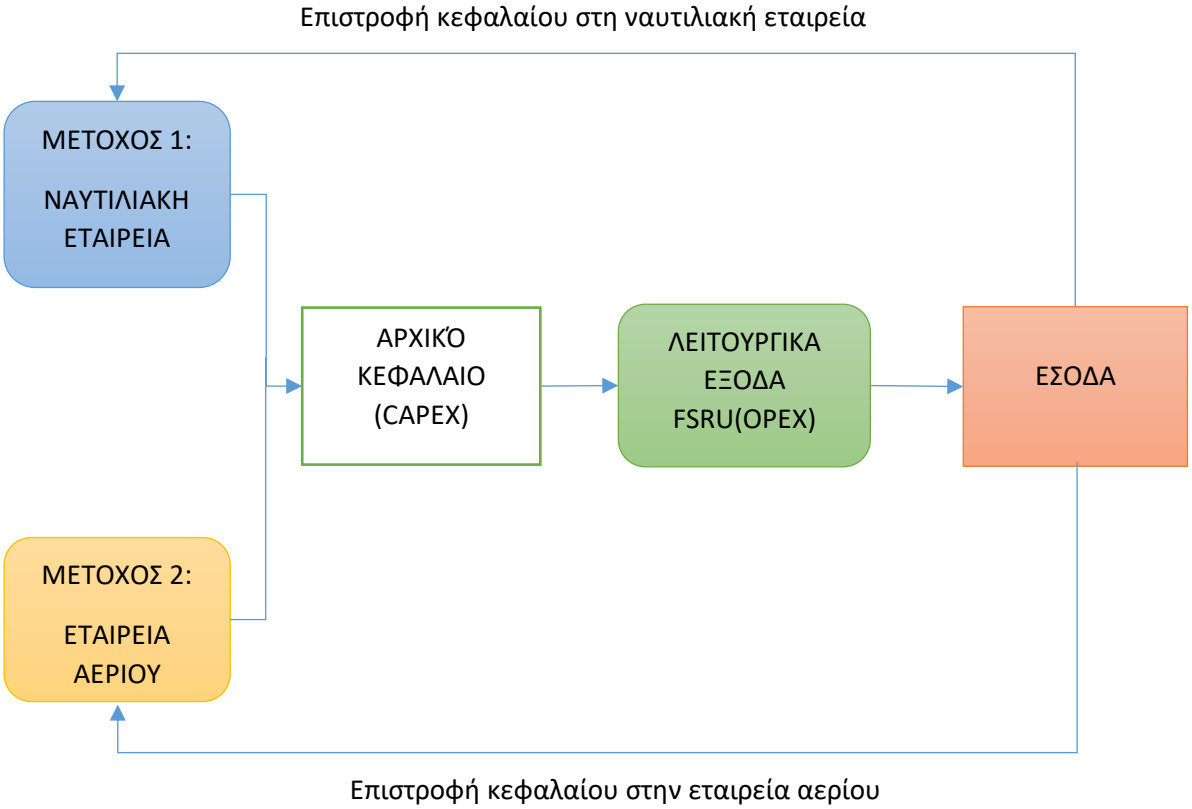
Σκόπιμο κρίνεται πριν ξεκινήσει η περαιτέρω ανάλυση των επιμέρους σεναρίων να παρουσιαστούν ορισμένες βασικές πληροφορίες σχετικά με τη μονάδα FSRU, η οποία θα αποτελέσει τη βάση της ακόλουθης ανάλυσης. Αρχικά, η χωρητικότητα της μονάδας FSRU εκτιμάται ότι θα είναι 135.000 m3 LNG, χωρητικότητα η οποία είναι ικανή να ικανοποιήσει τις ενεργειακές απαιτήσεις που τίθενται σε κάθε μια από τις επιλεγόμενες περιπτώσεις. Επιπλέον, για λόγους οικονομίας χρόνου και χρημάτων επιλέγεται η μετασκευή ενός υπάρχοντος LNG Carrier σε μονάδα FSRU. Η λύση αυτή παρέχει αυξημένη ευελιξία δίχως να στερείται αξιοπιστίας καθώς υπάρχει πλέον αυξημένη τεχνογνωσία και εμπειρία πάνω σε παρόμοιες μετασκευές.

Σύμφωνα με στοιχεία της αγοράς, το συνολικό κόστος για τη μετασκευή ενός συμβατικού LNG Carrier 135.000 m3 σε μονάδα FSRU υπολογίζεται στα 150 εκ €. Σε αυτό το κόστος περικλείεται η αγορά ενός συμβατικού LNG Carrier με την απαιτούμενη χωρητικότητα (70 εκ. €) καθώς και η εγκατάσταση του κατάλληλου εξοπλισμού για τη λειτουργία της μονάδας π.χ. μονάδα επαναεριοποίησης ,γεννήτριες ,δίκτυο σωληνώσεων κτλ. (80 εκ. €). Επιπλέον, στα παραπάνω νούμερα πρέπει να προστεθεί και το επιπλέον κόστος για τη διαμόρφωση της περιοχής που θα δραστηριοποιηθεί η μονάδα FSRU και το οποίο υπολογίζεται στα 80 εκ. €. Συνεπώς, το ολικό κόστος για τη λειτουργία της μονάδας καθορίζεται στα 230 εκ. €.

6.1 Πρώτο σενάριο

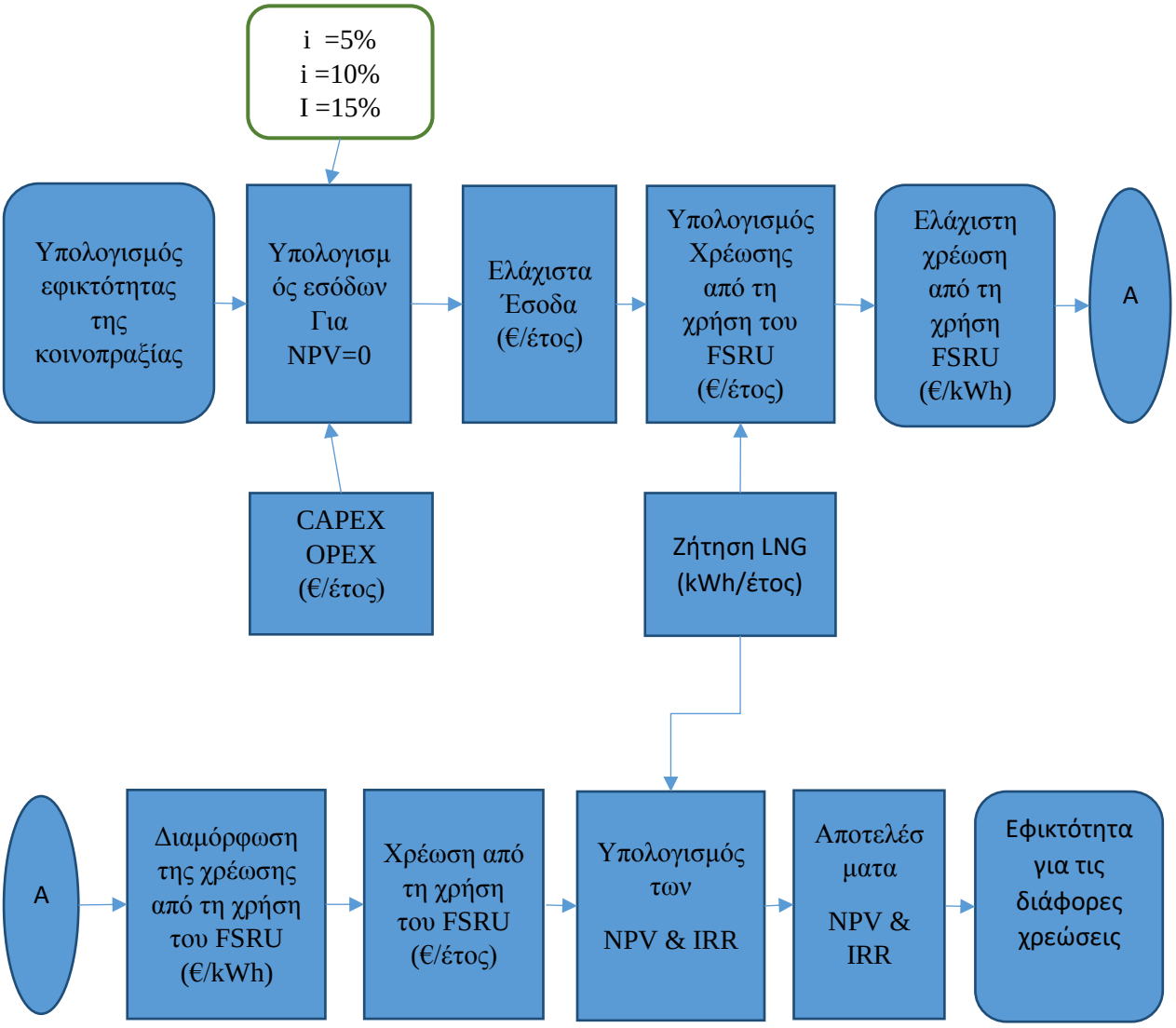
Σε αυτό το σενάριο εξετάζεται η δημιουργία μιας εταιρείας-κοινοπραξίας με μετόχους μια ναυτιλιακή εταιρεία με ποσοστό 60% και της δημόσιας εταιρείας ΦΑ με ποσοστό 40%. Τα παραπάνω ποσοστά αναφέρονται στη συμμετοχή κάθε μετόχου στις εκάστοτε ταμειακές ροές ,τόσο θετικές όσο και αρνητικές.

Σενάριο 1 : Κοινοπραξία η οποία κατέχει και διαχειρίζεται το FSRU με μετόχους μια ναυτιλιακή εταιρεία και τη δημόσια εταιρεία αερίου



Εικόνα[53] : Κεντρική ιδέα της μελέτης του 1ου σεναρίου

Σενάριο 1 : Κοινοπραξία η οποία κατέχει και διαχειρίζεται το FSRU με μετόχους μια ναυτιλιακή εταιρεία και τη δημόσια εταιρεία αερίου



Εικόνα [54] : Αναλυτικό σχέδιο υπολογισμού για τη μελέτη του 1ου σεναρίου

Απαραίτητη προϋπόθεση για την εφαρμογή της μεθόδου που παρουσιάζεται στο παραπάνω σχήμα είναι ο υπολογισμός των αντίστοιχων ταμειακών ροών. Συνεπώς, είναι αναγκαίο να καθοριστούν τα κόστη κεφαλαίου (CAPEX) και τα επιχειρησιακά κόστη (OPEX).Μετά τον υπολογισμό των αντίστοιχων τιμών για τα επιμέρους κόστη και συνεπακόλουθα των ταμειακών ροών για κάθε περίπτωση είναι εύκολος ο καθορισμός όλων των απαιτούμενων χρηματοοικονομικών μεγεθών για την ανάλυση.

Ειδικότερα, το CAPEX είναι ίδιο σε όλες τις περιπτώσεις και καθορίζεται στα 230 εκ. €, ενώ προβλέπεται να πληρωθεί σε δυο ισόποσες δόσεις στην αρχή της περιόδου που θα αναλυθεί (2020,2021).

Όσον αφορά το OPEX, αυτό προκύπτει από τον τύπο OPEX= 2,5%CAPEX+ κόστος καυσίμου (Songhurst, 2017a). Για τον υπολογισμό του κόστους καυσίμου θα γίνει χρήση της παραδοχής ότι για επαναεριοποίηση open loop και send out LNG 5 MTPA το κόστος καυσίμου καθορίζεται στα 72000€/ημέρα. Συνεπώς, με βάση τη ποσότητα του send out του LNG για τις διάφορες περιπτώσεις είναι δυνατός ο υπολογισμός για τα επιμέρους κόστη καυσίμων.

Προφανώς, το λειτουργικό κόστος αποτελείται από δυο μέρη, ένα σταθερό το οποίο εξαρτάται από το Capex και είναι ίδιο για όλες τις περιπτώσεις και ένα μεταβλητό (κόστος καυσίμου) το οποίο εξαρτάται από τη ζήτηση LNG και διαφέρει σε κάθε περίπτωση.

Στο επόμενο στάδιο της ανάλυσης θα γίνει ο απαραίτητος διαχωρισμός των επιμέρους περιπτώσεων για το πρώτο σενάριο και θα παρουσιαστούν τα αντίστοιχα αποτελέσματα. Η διαδικασία που θα ακολουθηθεί θα είναι η ίδια σε κάθε περίπτωση με τη μόνη διαφοροποίηση να παρουσιάζεται στις επιμέρους ταμειακές ροές εξαιτίας του μεταβλητού κόστους καυσίμου το οποίο επηρεάζεται από την εκάστοτε ζήτηση LNG.

Η πλήρης διαδικασία υπολογισμού των αποτελεσμάτων θα παρουσιαστεί αναλυτικά για τη 1η περίπτωση ενώ οι υπόλοιπες περιπτώσεις, στις οποίες θα γίνουν οι ίδιοι υπολογισμοί, θα παρουσιαστούν συνοπτικότερα.

6.1.1 Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και χωρίς ανάπτυξη ΑΠΕ

Η ζήτηση του LNG και τα επιμέρους κόστη σε αυτή τη περίπτωση παρουσιάζονται στο παρακάτω πίνακα. Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως το OPEX προκύπτει από το σταθερό του μέρος το οποίο ισούται με το 2,5% CAPEX και το μεταβλητό το οποίο ουσιαστικά αποτελεί το κόστος καυσίμου και εξαρτάται από τη ζήτηση του LNG.

Υπενθυμίζεται ότι το κόστος καυσίμου προκύπτει από τη παραδοχή ότι για επαναεριοποίηση open loop και send out LNG 5 MTPA το κόστος καυσίμου καθορίζεται στα 72000€/ημέρα. Συνεπώς με γνωστή τη ζήτηση σε GWh ΦΑ από τα στοιχεία της τελικής έκθεσης προόδου (ΕΜΠ, 2015) είναι εύκολος ο υπολογισμός μέσω των κατάλληλων μετατροπών της ποσότητας σε MTPA του LNG για τη πρώτη περίπτωση και επομένως του αντίστοιχου κόστους καυσίμου.

Έτος	**Ζήτηση (εκ.kWh/έτος)**	**CAPEX (m €)**	**OPEX Σταθ.**	**Κόστος Καύσίμου**	**OPEX (m €)**

			(m €)	(m €)	
2020	5162,5	115	0	0	0
2021	5267	115	0	0	0
2022	5371,5	0	5,75	3,19	8,94
2023	5476	0	5,75	3,25	9,00
2024	5580,5	0	5,75	3,31	9,06
2025	5685	0	5,75	3,37	9,12
2026	5688,5	0	5,75	3,38	9,13
2027	5692	0	5,75	3,38	9,13
2028	5695,5	0	5,75	3,38	9,13
2029	5699	0	5,75	3,38	9,13
2030	5702,5	0	5,75	3,38	9,13
2031	5774	0	5,75	3,43	9,18
2032	5845,5	0	5,75	3,47	9,22
2033	5917	0	5,75	3,51	9,26
2034	5988,5	0	5,75	3,55	9,30
2035	6060	0	5,75	3,60	9,35
2036	6210,5	0	5,75	3,69	9,44
2037	6361	0	5,75	3,77	9,52
2038	6511,5	0	5,75	3,86	9,61
2039	6662	0	5,75	3,95	9,70
2040	6812,5	0	5,75	4,04	9,79
2041	6998,5	0	5,75	4,15	9,90

Πίνακας [6] : Ετήσιο CAPEX και OPEX για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Μετά τον υπολογισμό των ετήσιων εξόδων, είναι δυνατός ο υπολογισμός των ελάχιστων ετήσιων εσόδων με τη χρήση του κριτηρίου της ΚΠΑ. Ειδικότερα, τα ελάχιστα ετήσια έσοδα για τα οποία ισχύει ότι ΚΠΑ=0, καθορίζονται με τη χρήση τριών διαφορετικών προεξοφλητικών επιτοκίων :

- A= 5%
- B=10%
- C=15%

Ο υπολογισμός των αντίστοιχων τιμών για τα έσοδα πραγματοποιείται με τη χρήση του εργαλείου GoalSeek που παρέχει το Excel. Ειδικότερα, με γνωστές τις τιμές για τα

επιμέρους κόστη υποθέτουμε μια τιμή για τα ελάχιστα έσοδα προκειμένου να υπολογιστούν οι αντίστοιχες τιμές για την NPV με βάση τις επιμέρους χρηματικές ροές κάθε έτους. Κατόπιν με χρήση του GoalSeek είναι δυνατός ο υπολογισμός της ακριβούς τιμής των ελάχιστων εσόδων.

Με παρόμοια διαδικασία και για τις 3 τιμές των επιτοκίων υπολογίζονται τα αντίστοιχα ελάχιστα έσοδα ,τα οποία περιέχονται στο παρακάτω πίνακα.

	A=5%	**B=10%**	**C=15%**
Ελάχ. ετήσια έσοδα (m)€	**28,15**	**30,44**	**38,53**

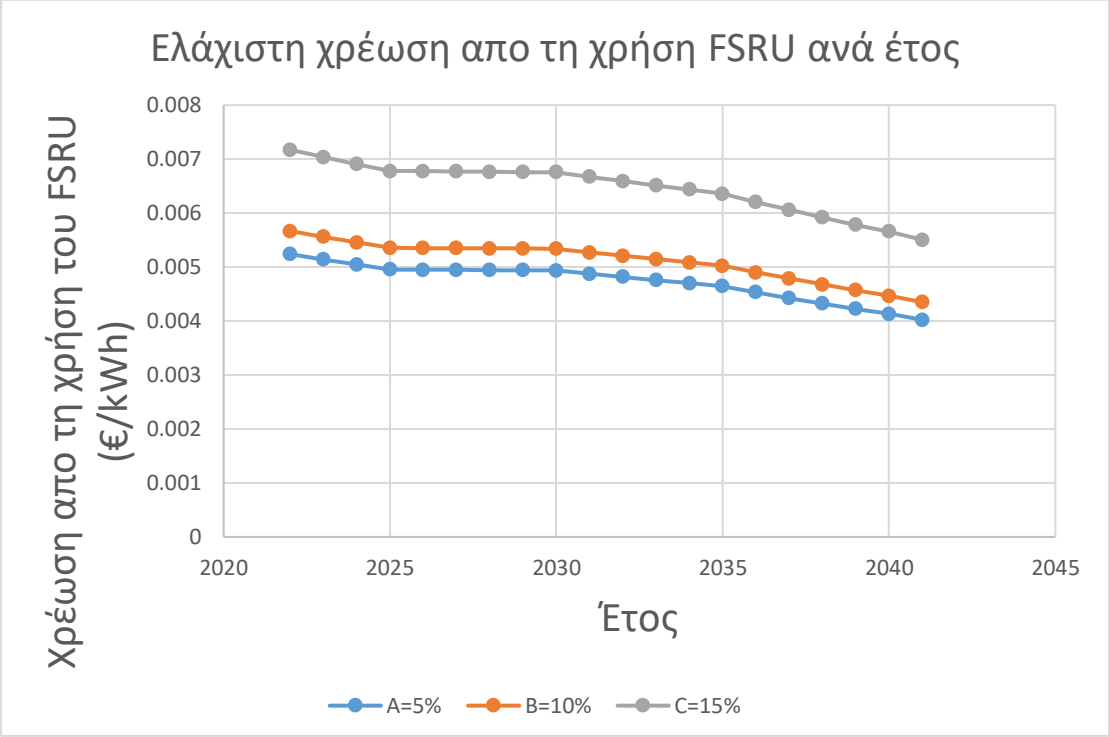
Πίνακας [7] : Ελάχιστα ετήσια Έσοδα για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Η ελάχιστη χρέωση για τη χρήση του FSRU ανά έτος υπολογίζεται με διαίρεση των ελάχιστων ετήσιων εσόδων για κάθε προεξοφλητικό επιτόκιο προς την αντίστοιχη τιμή της ζήτησης.

Έτος	**Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση του FSRU (€/kWh)** **A=5%**	**Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση του FSRU (€/kWh)** **B=10%**	**Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση του FSRU (€/kWh)** **C=15%**
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0,005168359	0,007009833	0,009168575
2023	0,005147658	0,006981756	0,009131851
2024	0,005127122	0,006953904	0,009095421
2025	0,00510675	0,006926272	0,00905928
2026	0,005411905	0,007340154	0,009600621
2027	0,005755848	0,007806643	0,010210769
2028	0,006146475	0,008336449	0,010903734
2029	0,006593983	0,008943403	0,011697605
2030	0,007111771	0,009645678	0,012616152
2031	0,007691414	0,010431846	0,013644428
2032	0,008373929	0,011357539	0,014855196
2033	0,009189368	0,012463517	0,01630177
2034	0,010180752	0,013808129	0,018060467

2035	0,011411912	0,015477949	0,020244523
2036	0,01137344	0,015425769	0,020176274
2037	0,011335226	0,015373939	0,020108483
2038	0,011297268	0,015322457	0,020041146
2039	0,011259563	0,015271318	0,019974258
2040	0,011222109	0,015220519	0,019907816
2041	0,011294904	0,015319251	0,020036952

Πίνακας [8] : Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση του FSRU για τις τρεις τιμές των προεξοφλητικών επιτοκίων για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου



Εικόνα [55] : Γράφημα ελάχιστης χρέωσης από τη χρήση FSRU ανά έτος για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Για τον καθορισμό της πραγματικής χρέωσης θα υπάρξει μια αύξηση 15% σε σχέση με την ελάχιστη. Αυτό προφανώς θα έχει ως αποτέλεσμα μια αύξηση στα ελάχιστα έσοδα κατά 15% και η τελική τιμή θα είναι η πραγματική τιμή των εσόδων. Με βάση αυτές τις τιμές των εσόδων θα γίνουν οι υπολογισμοί για την NPV και τον IRR.

Αναλυτικότερα, τα πραγματικά έσοδα για κάθε ένα από τα χρησιμοποιούμενα προεξοφλητικά επιτόκια παρουσιάζονται στο παρακάτω πίνακα.

Έτος	**Ετήσια έσοδα(m €) A=5%**	**Ετήσια έσοδα(m €) B=10%**	**Ετήσια έσοδα(m €) C=15%**
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2023	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2024	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2025	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2026	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2027	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2028	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2029	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2030	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2031	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2032	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2033	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2034	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2035	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2036	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2037	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2038	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2039	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2040	32,37576267	35,00790257	44,31638586
2041	32,37576267	35,00790257	44,31638586

Πίνακας [9] : Ετήσια πραγματικά έσοδα για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Μετά τον υπολογισμό των αντίστοιχων καθαρών εσόδων είναι εύκολος ο καθορισμός των ταμειακών ροών για κάθε ένα χρόνο της ανάλυσης. Μέσω αυτών των ταμειακών ροών είναι εύκολος ο υπολογισμός των αντίστοιχων τιμών για την NPV και τον IRR και για τις τρείς τιμές των προεξοφλητικών επιτοκίων.

	A=5%	B=10%	C=15%
NPV (m €)	50,12 €	-19,66 €	-23,54 €
IRR(m €)	7,4%	8,7%	13,1%

Πίνακας [10] : Τιμές της NPV και του IRR για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Παρατηρούμε ότι για r=10%,15% η τιμή της καθαρής παρούσας αξίας είναι μικρότερη του 0, συνεπώς η επένδυση θα οδηγήσει στην παρουσίαση ζημιών για τη κοινοπραξία. Η αρνητική τιμή της NPV είναι πιθανόν να οφείλεται στην υπόθεση που έγινε για τον υπολογισμό των ετήσιων εσόδων. Συγκεκριμένα, η γραμμική αύξηση 15% στα ελάχιστα έσοδα που προτάθηκε φαίνεται να μην είναι επαρκής για να εξασφαλίσει τα κατάλληλα έσοδα προκειμένου να προκύψει θετική τιμή της NPV για r=10% και r=15%.Το παραπάνω επιχείρημα ενισχύεται και από το γεγονός ότι η τιμή του IRR στις δυο περιπτώσεις προκύπτει μικρότερη από τις αντίστοιχες τιμές του r, ενώ σε περίπτωση εμφάνισης κέρδους θα έπρεπε να είναι μεγαλύτερη.

Με βάση τη παραδοχή σχετικά με το ποσοστό των δυο βασικών μετόχων (ναυτιλιακή εταιρεία, εταιρεία αερίου) που υιοθετήθηκε στο πρώτο αυτό σενάριο είναι δυνατός ο υπολογισμός των αντίστοιχων ταμειακών ροών για κάθε μέτοχο και για τις τρείς τιμές του προεξοφλητικού επιτοκίου καθώς και η τιμή των NPV και IRR(ίδια και για τις τρείς περιπτώσεις. Η κατανομή είναι 60 % για τη ναυτιλιακή εταιρεία και 40 % για την εταιρεία αερίου ενώ τα συγκεντρωτικά στοιχεία παρουσιάζονται τους παρακάτω πίνακες.

Ναυτιλιακή εταιρεία			
Έτος	**Ετήσια ταμειακή ροή A(5%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή B(10%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή C(15%) [m €]**
2020	-69	-69	-69
2021	-69	-69	-69
2022	14,06299819	15,64228213	21,2273721
2023	14,0257922	15,60507614	21,19016611
2024	13,9885862	15,56787014	21,15296011
2025	13,9513802	15,53066414	21,11575411
2026	13,95013407	15,52941801	21,11450798
2027	13,94888794	15,52817188	21,11326185
2028	13,9476418	15,52692574	21,11201571
2029	13,94639567	15,52567961	21,11076958
2030	13,94514953	15,52443348	21,10952345

2031	13,9196928	15,49897674	21,08406671
2032	13,89423607	15,47352001	21,05860998
2033	13,86877933	15,44806327	21,03315324
2034	13,8433226	15,42260654	21,00769651
2035	13,81786586	15,3971498	20,98223977
2036	13,76428211	15,34356605	20,92865602
2037	13,71069835	15,28998229	20,87507226
2038	13,6571146	15,23639854	20,82148851
2039	13,60353084	15,18281478	20,76790475
2040	13,54994709	15,12923103	20,714321
2041	13,48372397	15,06300792	20,64809788

Πίνακας [11] :Ταμειακές ροές ναυτιλιακής εταιρείας για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Εταιρεία αερίου			
Έτος	**Ετήσια ταμειακή ροή A(5%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή B(10%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή C(15%) [m €]**
2020	-46	-46	-46
2021	-46	-46	-46
2022	9,375332128	10,42818809	14,1515814
2023	9,35052813	10,40338409	14,1267774
2024	9,325724133	10,37858009	14,10197341
2025	9,300920135	10,3537761	14,07716941
2026	9,300089379	10,35294534	14,07633865
2027	9,299258624	10,35211458	14,0755079
2028	9,298427868	10,35128383	14,07467714
2029	9,297597112	10,35045307	14,07384639
2030	9,296766356	10,34962232	14,07301563
2031	9,2797952	10,33265116	14,05604447
2032	9,262824044	10,31568	14,03907332
2033	9,245852887	10,29870885	14,02210216
2034	9,228881731	10,28173769	14,00513101

2035	9,211910575	10,26476654	13,98815985
2036	9,176188072	10,22904403	13,95243735
2037	9,140465568	10,19332153	13,91671484
2038	9,104743065	10,15759903	13,88099234
2039	9,069020561	10,12187652	13,84526984
2040	9,033298058	10,08615402	13,80954733
2041	8,989149316	10,04200528	13,76539859

Πίνακας [12] : Ταμειακές ροές εταιρείας αερίου για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου

	Ναυτιλιακή εταιρεία		**Εταιρεία αερίου**	
	NPV (m €)	**IRR**	**NPV (m €)**	**IRR**
[A=5%]	30,07 €	7,4%	20,05 €	7,4%
[B=10%]	-11,80 €	8,7%	-7,86 €	8,7%
[C=15%]	-14,12 €	13,1%	-9,42 €	13,1%

Πίνακας [13] : NPV και IRR ναυτιλιακής εταιρείας και εταιρείας αερίου για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Ανάλυση ευαισθησίας

Στο τελευταίο στάδιο της ανάλυσης θα πραγματοποιηθεί μια μελέτη ευαισθησίας. Συγκεκριμένα, θα μελετηθεί η επίδραση της τιμής από τη χρέωση που θα επιβληθεί για τη χρήση του FSRU(€/kWh) στη καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης. Η κεντρική ιδέα είναι ο υπολογισμός της NPV για διάφορες τιμές της χρέωσης στο εύρος από 0 έως 0,01 (€/kWh) και η αντίστοιχη συμπεριφορά της NPV.

Η διαδικασία που θα ακολουθηθεί είναι η εξής:

1) Υπολογισμός των ταμειακών ροών για τις διάφορες τιμές της χρέωσης

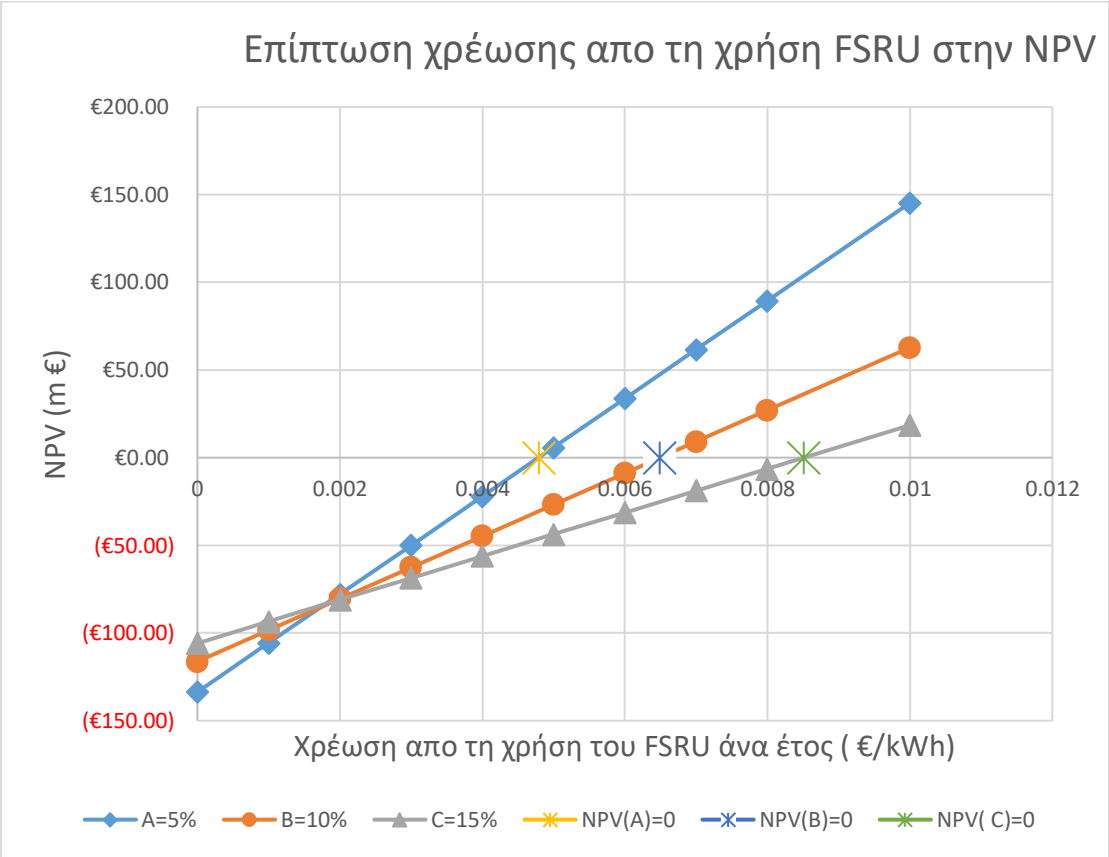
2) Υπολογισμός των τιμών της καθαρής παρούσας αξίας για τις διάφορες τιμές χρέωσης και τα διάφορες τιμές των προεξοφλητικών επιτοκίων

3) Υπολογισμός των τιμών της χρέωσης που μηδενίζουν την NPV για όλες τις περιπτώσεις

4) Γραφική απεικόνιση των αποτελεσμάτων

Χρέωση από τη χρήση του FSRU ανά έτος (€/kWh)	A=5%	B=10%	C=15%
0	-133,66 €	-116,24 €	-105,90 €
0,001	-105,77 €	-98,34 €	-93,46 €
0,002	-77,88 €	-80,44 €	-81,02 €
0,003	-49,99 €	-62,54 €	-68,59 €
0,004	-22,11 €	-44,63 €	-56,15 €
0,005	5,78 €	-26,73 €	-43,71 €
0,006	33,67 €	-8,83 €	-31,27 €
0,007	61,55 €	9,07 €	-18,84 €
0,008	89,44 €	26,98 €	-6,40 €
0,01	145,22 €	62,78 €	18,47 €

Πίνακας [14] : Τιμές των διαφόρων μεγεθών για διάφορες τιμές ταρίφας για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου



Εικόνα [56] Επίπτωση χρέωσης από τη χρήση FSRU στην NPV για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου

NPV=0	A=5%	B=10%	C=15%
Χρέωση από τη χρήση του FSRU [€/kWh]	**0,0048**	**0,0065**	**0,0085**

Πίνακας [15] : Τιμές της χρέωσης που μηδενίζουν την NPV για τη 1η περίπτωση του 1ου σεναρίου

6.1.2 Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ με διασύνδεση

Με την ίδια διαδικασία που ακολουθήθηκε στη περίπτωση 6.1.1 προκύπτει ο παρακάτω πίνακας:

Έτος	Ζήτηση (εκ.kWh/έτος)	CAPEX (m €)	OPEX Σταθ. (m €)	Κόστος Καύσίμου (m €)	OPEX (m €)
2020	0	115	0	0	0
2021	0	115	0	0	0
2022	5222	0	5,75	3,10	8,85
2023	5243	0	5,75	3,11	8,86
2024	5264	0	5,75	3,12	8,87
2025	5285	0	5,75	3,14	8,89
2026	4987	0	5,75	2,96	8,71
2027	4689	0	5,75	2,78	8,53
2028	4391	0	5,75	2,61	8,36
2029	4093	0	5,75	2,43	8,18
2030	3795	0	5,75	2,25	8,00
2031	3509	0	5,75	2,08	7,83
2032	3223	0	5,75	1,91	7,66
2033	2937	0	5,75	1,74	7,49

2034	2651	0	5,75	1,57	7,32
2035	2365	0	5,75	1,40	7,15
2036	2373	0	5,75	1,41	7,16
2037	2381	0	5,75	1,41	7,16
2038	2389	0	5,75	1,42	7,17
2039	2397	0	5,75	1,42	7,17
2040	2405	0	5,75	1,43	7,18
2041	2389,5	0	5,75	1,42	7,17

Πίνακας [16]: Ετήσιο CAPEX και OPEX για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Αντίστοιχα για τα ελάχιστα έσοδα ισχύει :

	A=5%	**B=10%**	**C=15%**
Ελάχ. ετήσια έσοδα (m)€	**26,99**	**36,61**	**47,88**

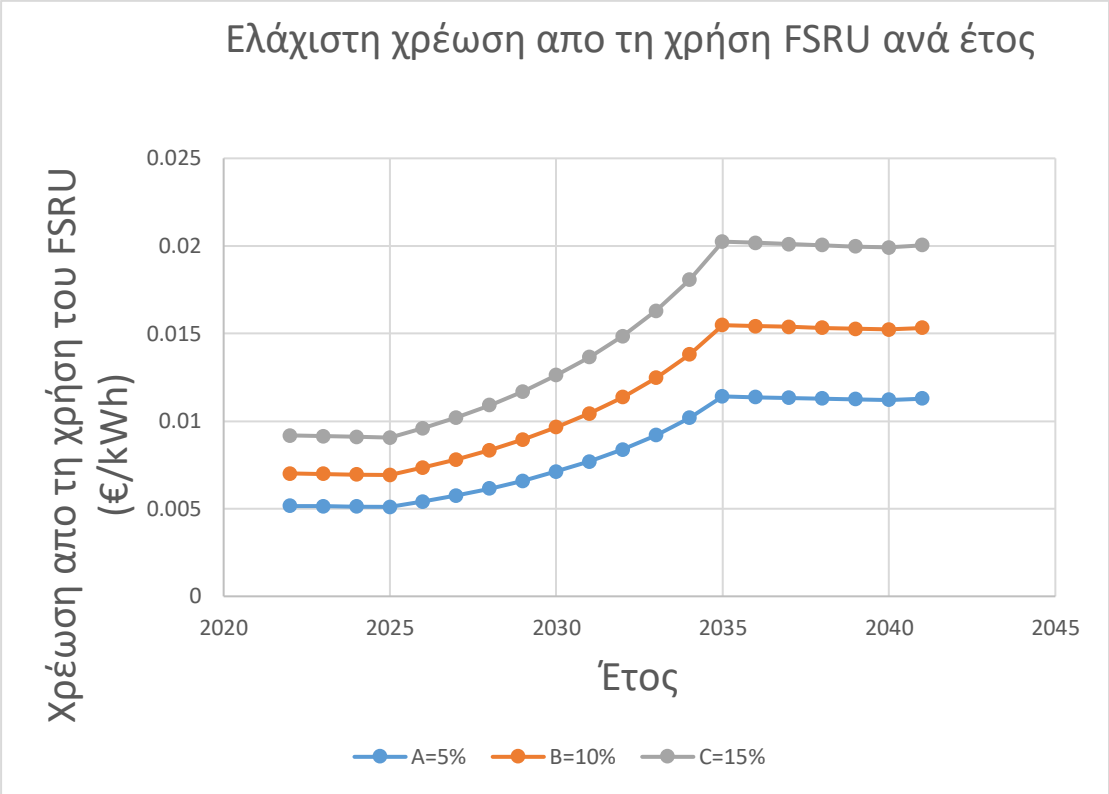
Πίνακας [17] :Ελάχιστα ετήσια έσοδα για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Επιπλέον για την ελάχιστη χρέωση ισχύει :

Έτος	**Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση του FSRU (€/kWh)** **A=5%**	**Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση του FSRU (€/kWh)** **B=10%**	**Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση του FSRU (€/kWh)** **C=15%**
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0,005168359	0,007009833	0,009168575
2023	0,005147658	0,006981756	0,009131851
2024	0,005127122	0,006953904	0,009095421
2025	0,00510675	0,006926272	0,00905928
2026	0,005411905	0,007340154	0,009600621
2027	0,005755848	0,007806643	0,010210769
2028	0,006146475	0,008336449	0,010903734
2029	0,006593983	0,008943403	0,011697605
2030	0,007111771	0,009645678	0,012616152
2031	0,007691414	0,010431846	0,013644428

2032	0,008373929	0,011357539	0,014855196
2033	0,009189368	0,012463517	0,01630177
2034	0,010180752	0,013808129	0,018060467
2035	0,011411912	0,015477949	0,020244523
2036	0,01137344	0,015425769	0,020176274
2037	0,011335226	0,015373939	0,020108483
2038	0,011297268	0,015322457	0,020041146
2039	0,011259563	0,015271318	0,019974258
2040	0,011222109	0,015220519	0,019907816
2041	0,011294904	0,015319251	0,020036952

Πίνακας [18] : Ελάχιστη χρέωση για τη χρήση του FSRU για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου



Εικόνα [57] : Γράφημα ελάχιστης χρέωσης από τη χρήση FSRU για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Παράλληλα για τα πραγματικά έσοδα ισχύει:

Έτος	Ετήσια έσοδα(m €)	Ετήσια έσοδα(m €)	Ετήσια έσοδα

	A=5%	**B=10%**	**(m €)** **C=15%**
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2023	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2024	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2025	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2026	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2027	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2028	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2029	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2030	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2031	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2032	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2033	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2034	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2035	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2036	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2037	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2038	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2039	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2040	31,03754862	42,09615144	55,06004169
2041	31,03754862	42,09615144	55,06004169

Πίνακας [19] : Ετήσια έσοδα για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Για τις τιμές των NPV και IRR ισχύει:

	A=5%	B=10%	C=15%
NPV (m €)	48,05 €	42,50 €	39,09 €
IRR(m €)	7,2%	12,5%	17,9%

Πίνακας [20] : Τιμές για την NPV και τον IRR για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Είναι εμφανές ότι το IRR έχει τη μεγαλύτερη τιμή στη περίπτωση όπου C=15% και τη μικρότερη στη περίπτωση A=5%. Αντίθετα , οι τιμές για τα NPV εμφανίζουν αντίθετη συμπεριφορά. Το γεγονός αυτό μπορεί να εξηγηθεί αν ληφθεί υπόψιν ότι στη περίπτωση C =15% παρουσιάζεται η μεγαλύτερη τιμή του προεξοφλητικού επιτοκίου στην ανάλυση, σε σχέση με τις άλλες δυο (A=5% & B=10%). Επιπλέον, στη περίπτωση A παρουσιάζεται η μεγαλύτερη ποσοστιαία αύξηση του προεξοφλητικού επιτοκίου (44%) ενώ στις άλλες δυο B (25%) και Γ (19,33%) μικρότερη. Η αυξημένη ποσοστιαία μεταβολή για τη περίπτωση A εξηγείται από το γεγονός ότι και στις 3 περιπτώσεις η αύξηση στα έσοδα ήταν η ίδια (15% αύξηση και ίδια ελάχιστα έσοδα) , ενώ η αρχική τιμή του προεξοφλητικού επιτοκίου για την A περίπτωση ήταν η μικρότερη.

Επιπλέον , τα αποτελέσματα της NPV εξηγούνται εύκολα αν ληφθεί υπόψιν πως η αύξηση στα αρχικά ελάχιστα έσοδα είναι η ίδια σαν ποσοστό και για τις 3 περιπτώσεις. Συνεπώς, στη περίπτωση A όπου το αντίστοιχο προεξοφλητικό επιτόκιο είναι το μικρότερο θα εμφανίζεται η μεγαλύτερη τιμή για την NPV, ενώ στη περίπτωση C η μικρότερη.

Αντίστοιχα, για τις ταμειακές ροές των μετόχων ισχύουν τα εξής:

Ναυτιλιακή εταιρεία			
Έτος	**Ετήσια ταμειακή ροή A(5%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή B(10%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή C(15%) [m €]**
2020	-69	-69	-69
2021	-69	-69	-69
2022	13,31329748	19,94845917	27,72679332
2023	13,30582067	19,94098237	27,71931652
2024	13,29834387	19,93350557	27,71183972
2025	13,29086707	19,92602876	27,70436291
2026	13,39696646	20,03212816	27,81046231
2027	13,50306586	20,13822755	27,9165617
2028	13,60916525	20,24432695	28,0226611
2029	13,71526465	20,35042635	28,1287605
2030	13,82136405	20,45652574	28,23485989
2031	13,92319098	20,55835268	28,33668683
2032	14,02501792	20,66017962	28,43851377
2033	14,12684486	20,76200655	28,5403407
2034	14,22867179	20,86383349	28,64216764

2035	14,33049873	20,96566043	28,74399458
2036	14,32765042	20,96281212	28,74114627
2037	14,32480212	20,95996382	28,73829796
2038	14,32195381	20,95711551	28,73544966
2039	14,31910551	20,9542672	28,73260135
2040	14,3162572	20,9514189	28,72975305
2041	14,32177579	20,95693749	28,73527164

Πίνακας [21] : Ταμειακές ροές για τη ναυτιλιακή εταιρεία για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Εταιρεία αερίου			
Έτος	**Ετήσια ταμειακή ροή A(5%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή B(10%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή C(15%) [m €]**
2020	-46	-46	-46
2021	-46	-46	-46
2022	8,875531651	13,29897278	18,48452888
2023	8,870547115	13,29398825	18,47954435
2024	8,86556258	13,28900371	18,47455981
2025	8,860578044	13,28401918	18,46957527
2026	8,931310975	13,35475211	18,54030821
2027	9,002043906	13,42548504	18,61104114
2028	9,072776836	13,49621797	18,68177407
2029	9,143509767	13,5669509	18,752507
2030	9,214242697	13,63768383	18,82323993
2031	9,282127322	13,70556845	18,89112455
2032	9,350011946	13,77345308	18,95900918
2033	9,417896571	13,8413377	19,0268938
2034	9,485781196	13,90922233	19,09477843
2035	9,55366582	13,97710695	19,16266305
2036	9,55176695	13,97520808	19,16076418
2037	9,549868079	13,97330921	19,15886531
2038	9,547969208	13,97141034	19,15696644
2039	9,546070338	13,96951147	19,15506757

2040	9,544171467	13,9676126	19,1531687
2041	9,547850529	13,97129166	19,15684776

Πίνακας [22] : Ταμειακές ροές για την εταιρεία αερίου για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου

	Ναυτιλιακή εταιρεία		**Εταιρεία αερίου**	
	NPV (m €)	**IRR**	**NPV (m €)**	**IRR**
[A=5%]	28,83 €	7,2%	19,22 €	7,2%
[B=10%]	25,50 €	12,5%	17,00 €	12,5%
[C=15%]	23,45 €	17,9%	15,64 €	17,9%

Πίνακας [23] : Τιμές της NPV και του IRR για τη ναυτιλιακή εταιρεία και την εταιρεία αερίου για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου

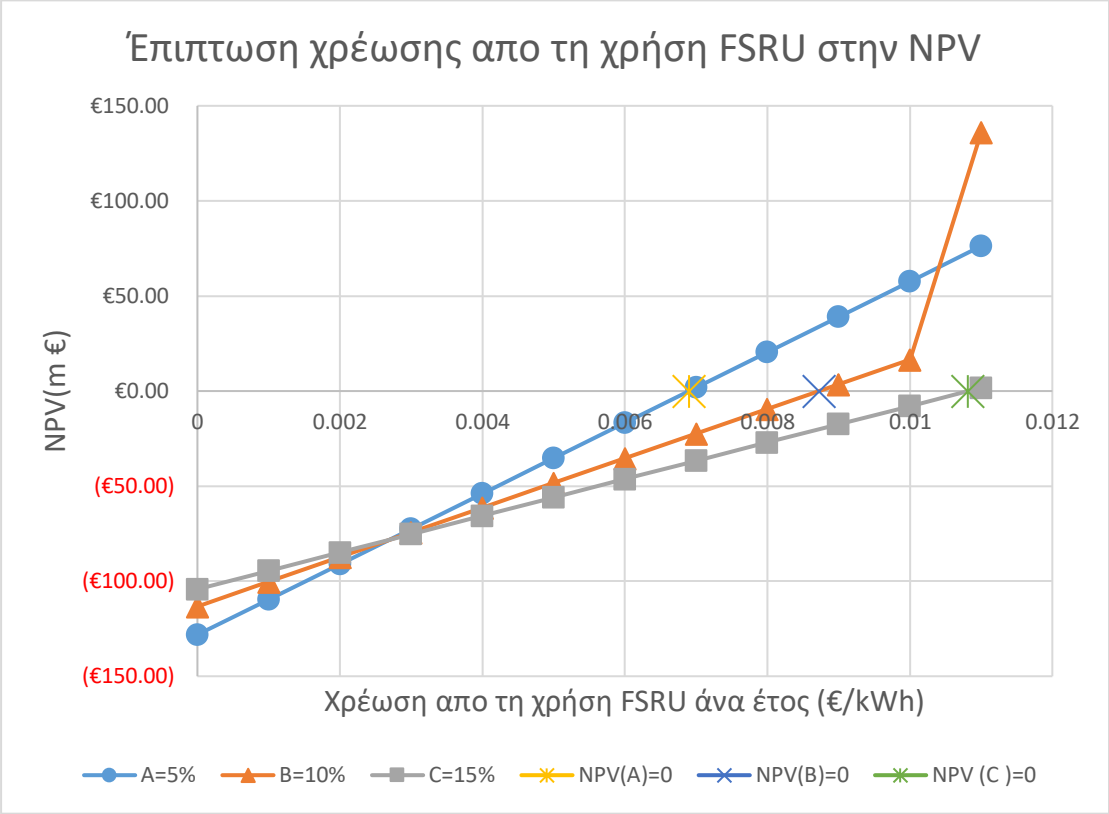
Ανάλυση ευαισθησίας

Η διαδικασία που θα ακολουθηθεί είναι η ίδια με πριν με μόνη διαφορά ότι θα γίνει υπολογισμός και για την ταρίφα με τιμή 0,011 €/kWh καθώς για τιμή προεξοφλητικού επιτοκίου r=15% δεν υπάρχει τιμή της ταρίφας στο εύρος (0.001,0.01) που να μηδενίζει τη ταρίφα συνεπώς μια επιπλέον τιμή είναι απαραίτητη προκειμένου να υπολογιστεί η ζητούμενη ταρίφα.

Χρέωση από τη χρήση του FSRU ανά έτος (€/kWh)	A=5%	B=10%	C=15%
0	-128,13 €	-113,32 €	-104,24 €
0,001	-109,55 €	-100,34 €	-94,60 €
0,002	-90,98 €	-87,35 €	-84,96 €
0,003	-72,40 €	-74,37 €	-75,32 €
0,004	-53,82 €	-61,39 €	-65,68 €
0,005	-35,25 €	-48,40 €	-56,04 €
0,006	-16,67 €	-35,42 €	-46,40 €
0,007	1,91 €	-22,43 €	-36,76 €
0,008	20,49 €	-9,45 €	-27,12 €
0,009	39,06 €	3,54 €	-17,48 €

0,01	57,64 €	16,52 €	-7,84 €
0,011	76,22 €	135,80 €	1,79 €

Πίνακας [24] : Τιμές των διαφόρων μεγεθών για τις διάφορες τιμές της ταρίφας για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου



Εικόνα [58] : Γράφημα της επίπτωσης χρέωσης από τη χρήση FSRU στην NPV για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου

NPV=0	A=5%	B=10%	C=15%
Χρέωση από τη χρήση του FSRU [€/kWh]	**0,0069**	**0,0087**	**0,0108**

Πίνακας [25] : Τιμές της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για τη 2η περίπτωση του 1ου σεναρίου

6.1.3 Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και με περαιτέρω ανάπτυξη ΑΠΕ

Με την ίδια διαδικασία που ακολουθήθηκε στις παραπάνω περιπτώσεις προκύπτει ο παρακάτω πίνακας:

Έτος	Ζήτηση (εκ.kWh/έτος)	CAPEX (m €)	OPEX Σταθ. (m €)	Κόστος Καύσίμου (m €)	OPEX (m €)
2020	0	115	0	0	0
2021	0	115	0	0	0
2022	4832	0	5,75	2,87	8,62
2023	4853	0	5,75	2,88	8,63
2024	4874	0	5,75	2,89	8,64
2025	4895	0	5,75	2,90	8,65
2026	4759	0	5,75	2,82	8,57
2027	4623	0	5,75	2,74	8,49
2028	4487	0	5,75	2,66	8,41
2029	4351	0	5,75	2,58	8,33
2030	4215	0	5,75	2,50	8,25
2031	4120	0	5,75	2,44	8,19
2032	4025	0	5,75	2,39	8,14
2033	3930	0	5,75	2,33	8,08
2034	3835	0	5,75	2,28	8,03
2035	3740	0	5,75	2,22	7,97
2036	3806,5	0	5,75	2,26	8,01
2037	3873	0	5,75	2,30	8,05
2038	3939,5	0	5,75	2,34	8,09
2039	4006	0	5,75	2,38	8,13
2040	4072,5	0	5,75	2,42	8,17
2041	4162,5	0	5,75	2,47	8,22

Πίνακας [26] : Ετήσιο CAPEX και OPEX για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Αντίστοιχα για τα ελάχιστα έσοδα ισχύει :

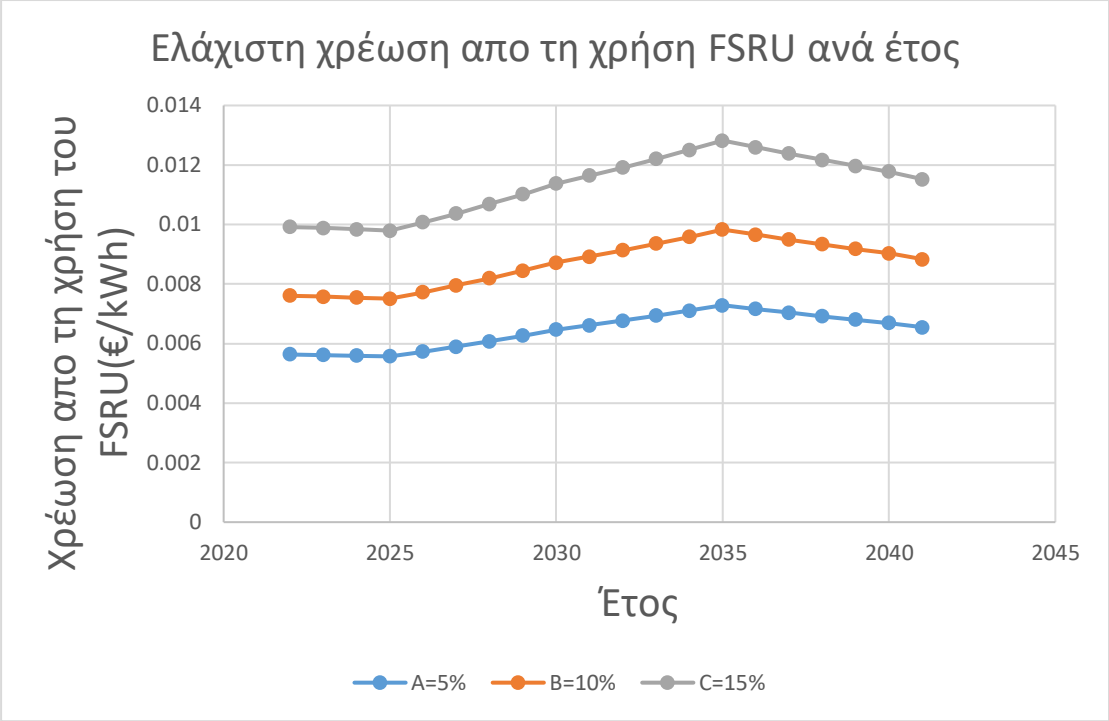
	A=5%	B=10%	C=15%
Ελάχ. ετήσια έσοδα (m)€	**27,26**	**36,76**	**47,95**

Πίνακας [27] : Ελάχιστα έσοδα για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Επιπλέον για την ελάχιστη χρέωση ισχύει :

Έτος	**Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση του FSRU (€/kWh)** **A=5%**	**Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση του FSRU (€/kWh)** **B=10%**	**Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση του FSRU (€/kWh)** **C=15%**
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0,005641364	0,007608369	0,009922625
2023	0,005616953	0,007575446	0,009879688
2024	0,005592752	0,007542806	0,00983712
2025	0,005568758	0,007510447	0,009794918
2026	0,005727899	0,007725076	0,010074832
2027	0,005896403	0,007952334	0,010371215
2028	0,006075122	0,008193367	0,010685564
2029	0,006265013	0,008449469	0,011019564
2030	0,006467158	0,008722097	0,011375119
2031	0,00661628	0,008923213	0,011637409
2032	0,00677244	0,009133823	0,011912081
2033	0,006936151	0,009354615	0,012200032
2034	0,007107972	0,009586346	0,012502249
2035	0,007288522	0,00982985	0,01281982
2036	0,007161191	0,009658121	0,012595856
2037	0,007038232	0,00949229	0,012379583
2038	0,006919424	0,009332057	0,012170612
2039	0,006804561	0,009177144	0,011968578
2040	0,006693449	0,00902729	0,011773143
2041	0,006548726	0,008832105	0,011518589

Πίνακας [28] : Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση FSRU για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου



Εικόνα [59] : Γράφημα ελάχιστης χρέωσης από τη χρήση FSRU για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Παράλληλα για τα πραγματικά έσοδα ισχύει:

Έτος	Ετήσια έσοδα(m €) A=5%	Ετήσια έσοδα(m €) B=10%	Ετήσια έσοδα (m €) C=15%
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2023	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2024	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2025	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2026	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2027	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2028	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2029	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2030	31,34793357	42,27818345	55,13804378

2031	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2032	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2033	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2034	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2035	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2036	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2037	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2038	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2039	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2040	31,34793357	42,27818345	55,13804378
2041	31,34793357	42,27818345	55,13804378

Πίνακας [29] : Ετήσια έσοδα για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Για τις τιμές των NPV και IRR ισχύει:

	A=5%	B=10%	C=15%
NPV (m €)	48,53 €	42,68 €	39,14 €
IRR(m €)	7,3%	12,5%	17,9%

Πίνακας [30] : Τιμές της NPV και του IRR για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Είναι εμφανές ότι το IRR έχει τη μεγαλύτερη τιμή στη περίπτωση όπου C=15% και τη μικρότερη στη περίπτωση A=5%. Αντίθετα , οι τιμές για τα NPV εμφανίζουν αντίθετη συμπεριφορά. Το γεγονός αυτό μπορεί να εξηγηθεί αν ληφθεί υπόψιν ότι στη περίπτωση C =15% παρουσιάζεται η μεγαλύτερη τιμή του προεξοφλητικού επιτοκίου στην ανάλυση, σε σχέση με τις άλλες δυο (A=5% & B=10%). Επιπλέον, στη περίπτωση A παρουσιάζεται η μεγαλύτερη ποσοστιαία αύξηση του προεξοφλητικού επιτοκίου (46%) ενώ στις άλλες δυο B (25%) και Γ (19,33%) μικρότερη. Η αυξημένη ποσοστιαία μεταβολή για τη περίπτωση A εξηγείται από το γεγονός ότι και στις 3 περιπτώσεις η αύξηση στα έσοδα ήταν η ίδια (15% αύξηση και ίδια ελάχιστα έσοδα) , ενώ η αρχική τιμή του προεξοφλητικού επιτοκίου για την A περίπτωση ήταν η μικρότερη.

Επιπλέον , τα αποτελέσματα της NPV εξηγούνται εύκολα αν ληφθεί υπόψιν πως η αύξηση στα αρχικά ελάχιστα έσοδα είναι η ίδια σαν ποσοστό και για τις 3 περιπτώσεις. Συνεπώς, στη περίπτωση A όπου το αντίστοιχο προεξοφλητικό επιτόκιο είναι το μικρότερο θα εμφανίζεται η μεγαλύτερη τιμή για την NPV, ενώ στη περίπτωση C η μικρότερη.

Αντίστοιχα, για τις ταμειακές ροές των μετόχων ισχύουν τα εξής:

Ναυτιλιακή εταιρεία			
Έτος	**Ετήσια ταμειακή ροή A(5%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή B(10%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή C(15%) [m €]**
2020	-69	-69	-69
2021	-69	-69	-69
2022	13,63838336	20,19653329	27,91244949
2023	13,63090656	20,18905649	27,90497269
2024	13,62342975	20,18157969	27,89749588
2025	13,61595295	20,17410288	27,89001908
2026	13,66437415	20,22252408	27,93844028
2027	13,71279535	20,27094528	27,98686148
2028	13,76121655	20,31936648	28,03528268
2029	13,80963775	20,36778769	28,08370388
2030	13,85805895	20,41620889	28,13212508
2031	13,89188259	20,45003252	28,16594872
2032	13,92570622	20,48385615	28,19977235
2033	13,95952985	20,51767979	28,23359598
2034	13,99335349	20,55150342	28,26741961
2035	14,02717712	20,58532705	28,30124325
2036	14,00350058	20,56165051	28,2775667
2037	13,97982403	20,53797396	28,25389016
2038	13,95614749	20,51429742	28,23021362
2039	13,93247095	20,49062088	28,20653708
2040	13,9087944	20,46694434	28,18286053
2041	13,87675096	20,43490089	28,15081709

Πίνακας [31] : Ταμειακές ροές για τη ναυτιλιακή εταιρεία για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Εταιρεία αερίου			
Έτος	**Ετήσια ταμειακή ροή A(5%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή B(10%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή C(15%) [m €]**

2020	-46	-46	-46
2021	-46	-46	-46
2022	9,092255573	13,46435553	18,60829966
2023	9,087271038	13,45937099	18,60331512
2024	9,082286502	13,45438646	18,59833059
2025	9,077301967	13,44940192	18,59334605
2026	9,109582768	13,48168272	18,62562685
2027	9,141863568	13,51396352	18,65790765
2028	9,174144369	13,54624432	18,69018845
2029	9,206425169	13,57852512	18,72246925
2030	9,23870597	13,61080592	18,75475006
2031	9,261255058	13,63335501	18,77729914
2032	9,283804147	13,6559041	18,79984823
2033	9,306353235	13,67845319	18,82239732
2034	9,328902324	13,70100228	18,84494641
2035	9,351451413	13,72355137	18,8674955
2036	9,335667051	13,70776701	18,85171114
2037	9,319882689	13,69198264	18,83592677
2038	9,304098327	13,67619828	18,82014241
2039	9,288313965	13,66041392	18,80435805
2040	9,272529603	13,64462956	18,78857369
2041	9,251167308	13,62326726	18,76721139

Πίνακας [32] : Ταμειακές ροές για την εταιρεία αερίου για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου

	Ναυτιλιακή εταιρεία		**Εταιρεία αερίου**	
	NPV (m €)	**IRR**	**NPV (m €)**	**IRR**
[A=5%]	29,12 €	7,3%	19,41 €	7,3%
[B=10%]	25,61 €	12,5%	17,07 €	12,5%
[C=15%]	23,49 €	17,9%	15,66 €	17,9%

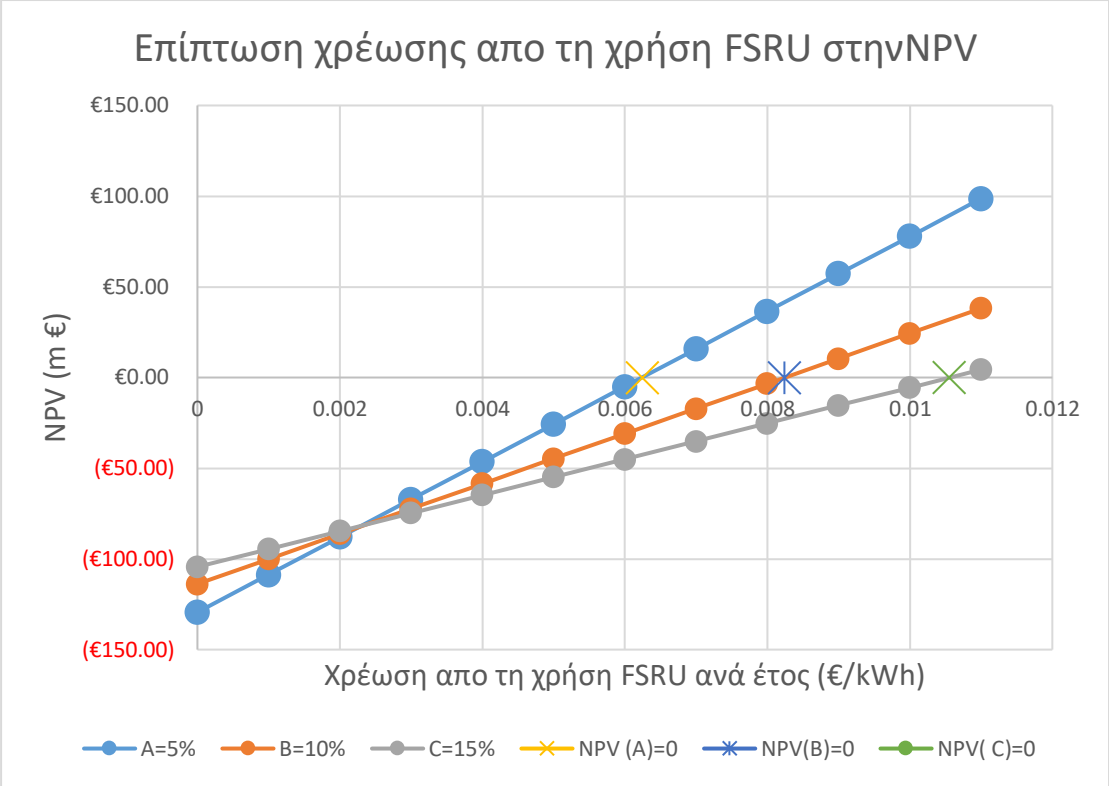
Πίνακας [33]: Τιμές της NPV και του IRR για τις δυο εταιρείες για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Ανάλυση ευαισθησίας

Και σε αυτή τη περίπτωση θα γίνει υπολογισμός και για την ταρίφα με τιμή 0,011 €/kWh καθώς για τιμή προεξοφλητικού επιτοκίου r=15% δεν υπάρχει τιμή της ταρίφας στο εύρος (0.001,0.01) που να μηδενίζει τη ταρίφα συνεπώς μια επιπλέον τιμή είναι απαραίτητη προκειμένου να υπολογιστεί η ζητούμενη ταρίφα.

Χρέωση από τη χρήση του FSRU ανά έτος (€/kWh)	A=5%	B=10%	C=15%
0	-129,41 €	-113,81 €	-104,39 €
0,001	-108,68 €	-100,00 €	-94,50 €
0,002	-87,94 €	-86,19 €	-84,61 €
0,003	-67,20 €	-72,38 €	-74,72 €
0,004	-46,47 €	-58,57 €	-64,83 €
0,005	-25,73 €	-44,76 €	-54,95 €
0,006	-4,99 €	-30,95 €	-45,06 €
0,007	15,74 €	-17,14 €	-35,17 €
0,008	36,48 €	-3,33 €	-25,28 €
0,009	57,22 €	10,48 €	-15,39 €
0,01	77,95 €	24,29 €	-5,50 €
0,011	98,69 €	38,10 €	4,38 €

Πίνακας [34] : Τιμές των διαφόρων μεγεθών για διάφορες τιμές της ταρίφας για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου



Εικόνα [60] : Επίπτωση χρέωσης από τη χρήση FSRU στην NPV για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου

NPV=0	A=5%	B=10%	C=15%
Χρέωση από τη χρήση του FSRU [€/kWh]	**0,0062**	**0,0082**	**0,0106**

Πίνακας [35] : Τιμές της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για τη 3η περίπτωση του 1ου σεναρίου

6.1.4 Σενάριο εξηλεκτρισμού με αυξημένη χρήση ΦΑ

Με την ίδια διαδικασία που ακολουθήθηκε στις παραπάνω περιπτώσεις προκύπτει ο παρακάτω πίνακας:

Έτος	Ζήτηση (εκ.kWh/έτος)	CAPEX (m €)	OPEX Σταθ. (m €)	Κόστος Καύσίμου (m €)	OPEX (m €)
2020	0	115	0	0	0
2021	0	115	0	0	0
2022	4523	0	5,75	2,68	8,43

2023	4647	0	5,75	2,76	8,51
2024	4771	0	5,75	2,83	8,58
2025	4895	0	5,75	2,90	8,65
2026	4768	0	5,75	2,83	8,58
2027	4641	0	5,75	2,75	8,50
2028	4514	0	5,75	2,68	8,43
2029	4387	0	5,75	2,60	8,35
2030	4260	0	5,75	2,53	8,28
2031	4156	0	5,75	2,47	8,22
2032	4052	0	5,75	2,40	8,15
2033	3948	0	5,75	2,34	8,09
2034	3844	0	5,75	2,28	8,03
2035	3740	0	5,75	2,22	7,97
2036	3649,5	0	5,75	2,17	7,92
2037	3559	0	5,75	2,11	7,86
2038	3468,5	0	5,75	2,06	7,81
2039	3378	0	5,75	2,00	7,75
2040	3287,5	0	5,75	1,95	7,70
2041	2977,5	0	5,75	1,77	7,52

Πίνακας [36] : Ετήσιο CAPEX και OPEX για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Αντίστοιχα για τα ελάχιστα έσοδα ισχύει :

	A=5%	**B=10%**	**C=15%**
Ελάχ. ετήσια έσοδα (m)€	**27,17**	**36,69**	**47,88**

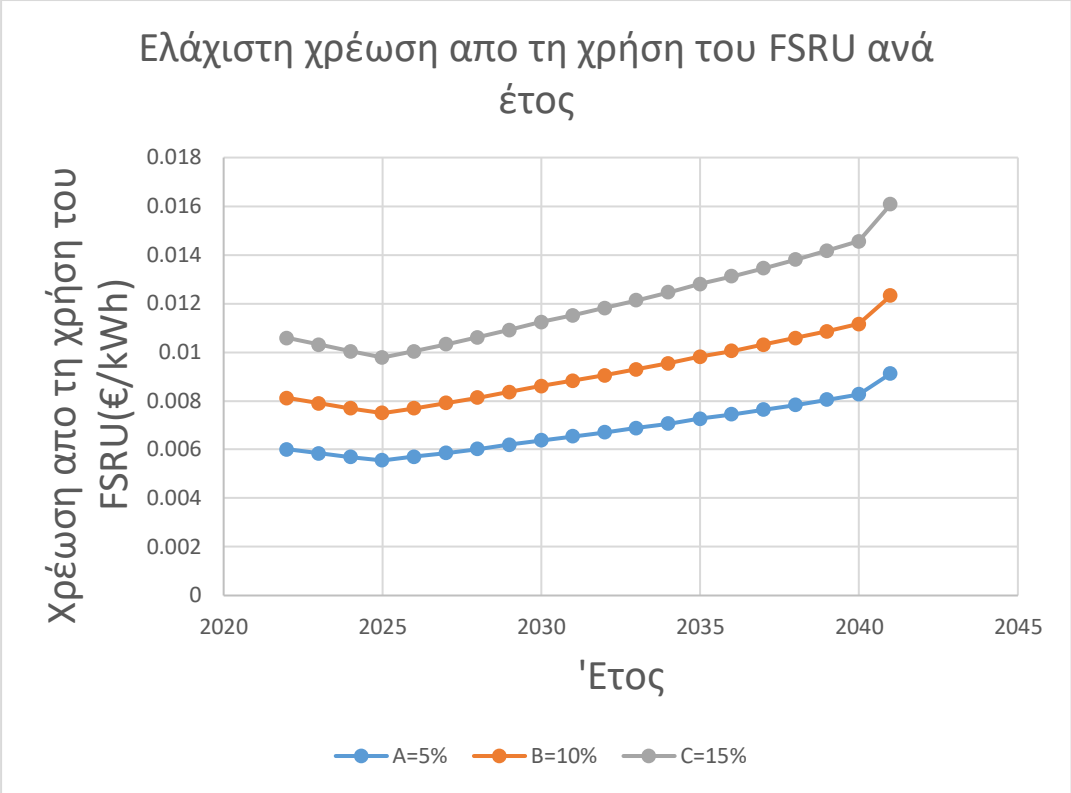
Πίνακας [37] :Ελάχιστα ετήσια έσοδα για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Επιπλέον για την ελάχιστη χρέωση ισχύει :

Έτος	**Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση του FSRU (€/kWh)** **A=5%**	**Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση του FSRU (€/kWh)** **B=10%**	**Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση του FSRU (€/kWh)** **C=15%**
2020	0	0	0

2021	0	0	0
2022	0,006007109	0,008112005	0,010585829
2023	0,005846816	0,007895545	0,010303358
2024	0,005694855	0,007690337	0,01003557
2025	0,005550593	0,007495525	0,009781349
2026	0,005698438	0,007695176	0,010041885
2027	0,005854375	0,007905752	0,010316679
2028	0,006019086	0,008128178	0,010606935
2029	0,006193333	0,008363482	0,010913997
2030	0,00637797	0,008612816	0,011239367
2031	0,006537573	0,008828344	0,011520622
2032	0,006705368	0,009054935	0,011816314
2033	0,006882004	0,009293464	0,012127585
2034	0,007068198	0,0095449	0,012455699
2035	0,007264747	0,00981032	0,01280206
2036	0,007444897	0,010053596	0,013119525
2037	0,00763421	0,010309243	0,013453134
2038	0,007833401	0,010578232	0,013804153
2039	0,008043266	0,010861633	0,01417398
2040	0,008264685	0,011160638	0,014564169
2041	0,009125156	0,012322619	0,016080506

Πίνακας [38] : Ελάχιστη χρέωση από τη χρήση FSRU για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου



Εικόνα [61] : Γράφημα της ελάχιστης χρέωσης για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Παράλληλα για τα πραγματικά έσοδα ισχύει:

Έτος	Ετήσια έσοδα(m €) A=5%	Ετήσια έσοδα(m €) B=10%	Ετήσια έσοδα (m €) C=15%
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2023	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2024	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2025	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2026	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2027	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2028	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2029	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2030	31,24567534	42,19418661	55,06166114

2031	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2032	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2033	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2034	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2035	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2036	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2037	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2038	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2039	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2040	31,24567534	42,19418661	55,06166114
2041	31,24567534	42,19418661	55,06166114

Πίνακας [39] : Ετήσια έσοδα για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Για τις τιμές των NPV και IRR ισχύει:

	A=5%	B=10%	C=15%
NPV (m €)	48,37 €	42,60 €	39,09 €
IRR(m €)	7,3%	12,5%	17,9%

Πίνακας [40] :Τιμές της NPV και του IRR για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Είναι εμφανές ότι το IRR έχει τη μεγαλύτερη τιμή στη περίπτωση όπου C=15% και τη μικρότερη στη περίπτωση A=5%. Αντίθετα , οι τιμές για τα NPV εμφανίζουν αντίθετη συμπεριφορά. Το γεγονός αυτό μπορεί να εξηγηθεί αν ληφθεί υπόψιν ότι στη περίπτωση C =15% παρουσιάζεται η μεγαλύτερη τιμή του προεξοφλητικού επιτοκίου στην ανάλυση, σε σχέση με τις άλλες δυο (A=5% & B=10%). Επιπλέον, στη περίπτωση Α παρουσιάζεται η μεγαλύτερη ποσοστιαία αύξηση του προεξοφλητικού επιτοκίου (46%) ενώ στις άλλες δυο Β (25%) και Γ (19,33%) μικρότερη. Η αυξημένη ποσοστιαία μεταβολή για τη περίπτωση Α εξηγείται από το γεγονός ότι και στις 3 περιπτώσεις η αύξηση στα έσοδα ήταν η ίδια (15% αύξηση και ίδια ελάχιστα έσοδα) , ενώ η αρχική τιμή του προεξοφλητικού επιτοκίου για την Α περίπτωση ήταν η μικρότερη.

Επιπλέον , τα αποτελέσματα της NPV εξηγούνται εύκολα αν ληφθεί υπόψιν πως η αύξηση στα αρχικά ελάχιστα έσοδα είναι η ίδια σαν ποσοστό και για τις 3 περιπτώσεις. Συνεπώς, στη περίπτωση Α όπου το αντίστοιχο προεξοφλητικό επιτόκιο είναι το μικρότερο θα εμφανίζεται η μεγαλύτερη τιμή για την NPV, ενώ στη περίπτωση C η μικρότερη.

Αντίστοιχα, για τις ταμειακές ροές των μετόχων ισχύουν τα εξής:

Ναυτιλιακή εταρεία			
Έτος	**Ετήσια ταμειακή ροή A(5%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή B(10%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή C(15%) [m €]**
2020	-69	-69	-69
2021	-69	-69	-69
2022	13,68704424	20,256151	27,97663572
2023	13,6428955	20,21200226	27,93248698
2024	13,59874675	20,16785352	27,88833823
2025	13,55459801	20,12370478	27,84418949
2026	13,59981487	20,16892163	27,88940635
2027	13,64503173	20,21413849	27,93462321
2028	13,69024858	20,25935535	27,97984006
2029	13,73546544	20,3045722	28,02505692
2030	13,7806823	20,34978906	28,07027378
2031	13,81771027	20,38681704	28,10730175
2032	13,85473825	20,42384501	28,14432973
2033	13,89176623	20,46087299	28,18135771
2034	13,9287942	20,49790097	28,21838568
2035	13,96582218	20,53492895	28,25541366
2036	13,99804364	20,56715041	28,28763512
2037	14,0302651	20,59937187	28,31985658
2038	14,06248656	20,63159333	28,35207804
2039	14,09470802	20,66381479	28,3842995
2040	14,12692948	20,69603625	28,41652097
2041	14,23730134	20,8064081	28,52689282

Πίνακας [41] : Ταμειακές ροές για τη ναυτιλιακή εταιρεία για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Εταιρεία αερίου			
Έτος	**Ετήσια ταμειακή ροή A(5%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή B(10%) [m €]**	**Ετήσια ταμειακή ροή C(15%) [m €]**
2020	-46	-46	-46
2021	-46	-46	-46
2022	9,124696159	13,50410067	18,65109048
2023	9,095263664	13,47466817	18,62165798
2024	9,06583117	13,44523568	18,59222549
2025	9,036398675	13,41580318	18,562793
2026	9,066543246	13,44594776	18,59293757
2027	9,096687817	13,47609233	18,62308214
2028	9,126832388	13,5062369	18,65322671
2029	9,156976959	13,53638147	18,68337128
2030	9,18712153	13,56652604	18,71351585
2031	9,211806848	13,59121136	18,73820117
2032	9,236492166	13,61589668	18,76288649
2033	9,261177485	13,64058199	18,7875718
2034	9,285862803	13,66526731	18,81225712
2035	9,310548121	13,68995263	18,83694244
2036	9,332029094	13,7114336	18,85842341
2037	9,353510068	13,73291458	18,87990439
2038	9,374991042	13,75439555	18,90138536
2039	9,396472016	13,77587653	18,92286634
2040	9,41795299	13,7973575	18,94434731
2041	9,491534226	13,87093874	19,01792855

Πίνακας [42]: Ταμειακές ροές για την εταιρεία αερίου για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου

	Ναυτιλιακή εταιρεία		**Εταιρεία αερίου**	
	NPV (m €)	**IRR**	**NPV (m €)**	**IRR**
[A=5%]	29,02 €	7,3%	19,35 €	7,3%
[B=10%]	25,56 €	12,5%	17,04 €	12,5%
[C=15%]	23,45 €	17,9%	15,64 €	17,9%

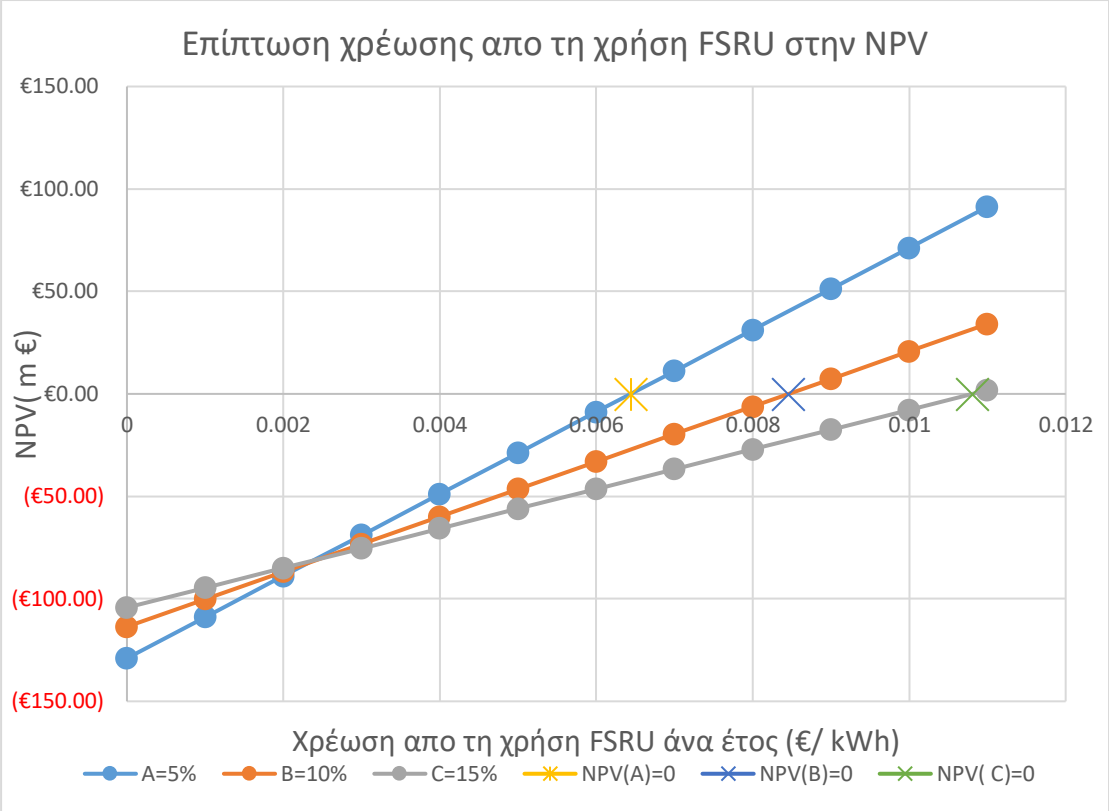
Πίνακας [43] : Τιμές της NPV και του IRR για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου

Μελέτη ευαισθησίας

Και σε αυτή τη περίπτωση θα γίνει υπολογισμός και για την ταρίφα με τιμή 0,011 €/kWh καθώς για τιμή προεξοφλητικού επιτοκίου r=15% δεν υπάρχει τιμή της ταρίφας στο εύρος (0.001,0.01) που να μηδενίζει τη ταρίφα συνεπώς μια επιπλέον τιμή είναι απαραίτητη προκειμένου να υπολογιστεί η ζητούμενη ταρίφα.

Χρέωση από τη χρήση του FSRU ανά έτος (€/kWh)	A=5%	B=10%	C=15%
0	-128,99 €	-113,59 €	-104,24 €
0,001	-108,97 €	-100,16 €	-94,60 €
0,002	-88,94 €	-86,73 €	-84,95 €
0,003	-68,92 €	-73,30 €	-75,31 €
0,004	-48,89 €	-59,87 €	-65,66 €
0,005	-28,87 €	-46,44 €	-56,02 €
0,006	-8,84 €	-33,01 €	-46,37 €
0,007	11,19 €	-19,58 €	-36,73 €
0,008	31,21 €	-6,15 €	-27,09 €
0,009	51,24 €	7,28 €	-17,44 €
0,01	71,26 €	20,71 €	-7,80 €
0,011	91,29 €	34,14 €	1,85 €

Πίνακας [44] : Τιμές των διαφόρων μεγεθών για διάφορες τιμές της ταρίφας για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου



Εικόνα [62] : Επίπτωση της ταρίφας από τη χρήση FSRU στην NPV για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου

NPV=0	A=5%	B=10%	C=15%
Χρέωση από τη χρήση του FSRU [€/kWh]	**0,0064**	**0,0085**	**0,0108**

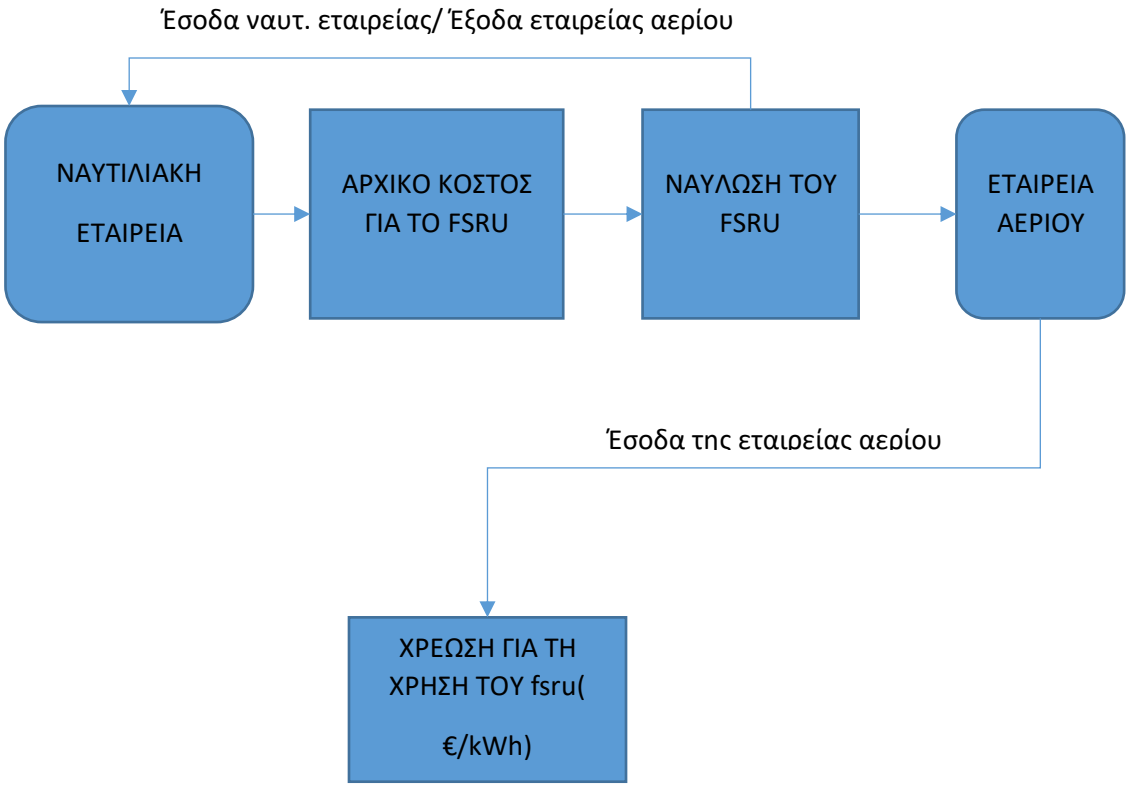
Πίνακας [45] : Τιμές της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για τη 4η περίπτωση του 1ου σεναρίου

6.2 Δεύτερο σενάριο

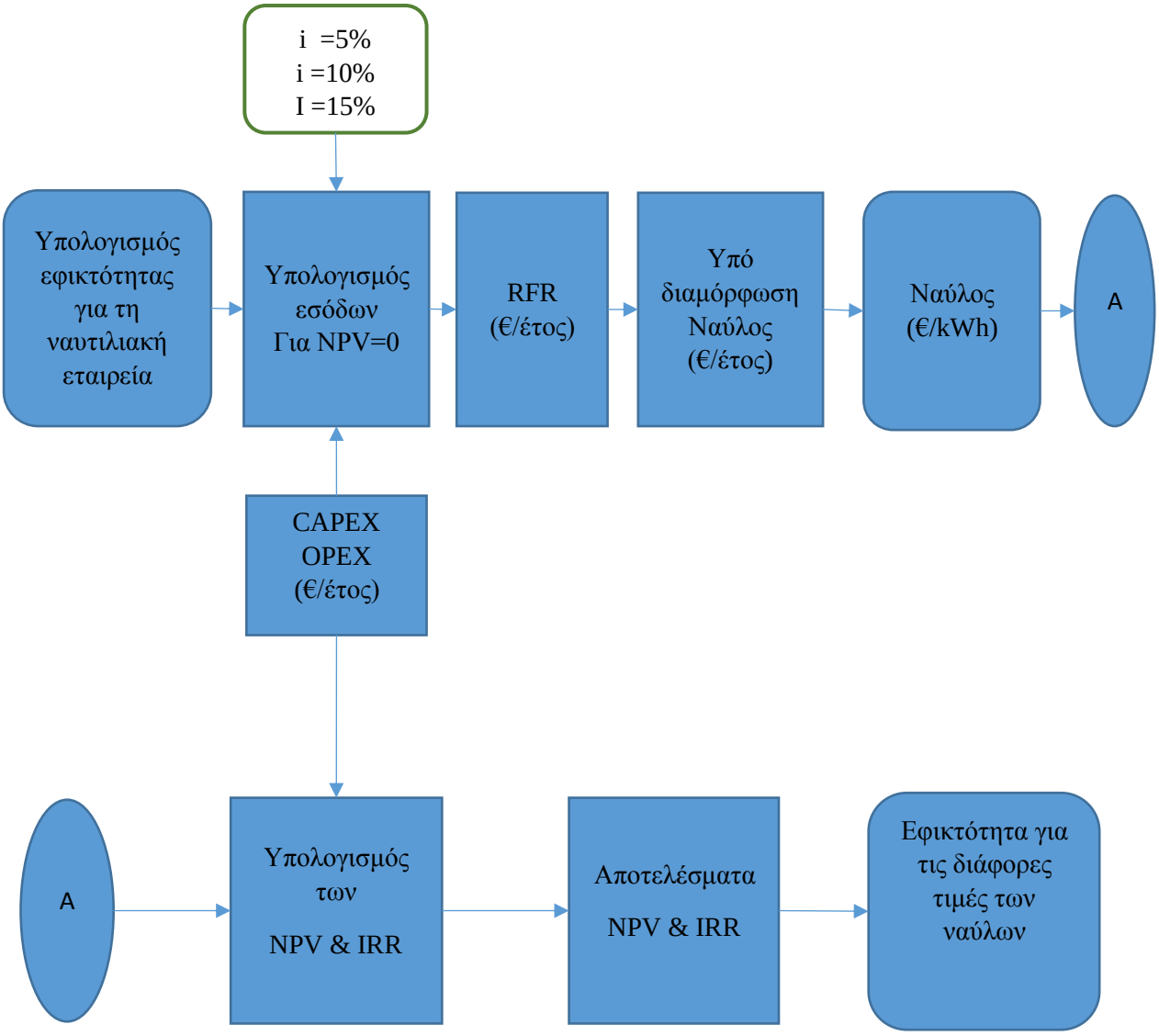
Σε αυτό το σενάριο εξετάζεται η σκοπιμότητα σχετικά με τη κατασκευή της μονάδας FSRU από δυο διαφορετικές οπτικές γωνίες, δηλ. της ναυτιλιακής εταιρείας και της εταιρείας αερίου. Αντίθετα με το πρώτο σενάριο όπου οι δυο μέτοχοι μοιράζονται τα έξοδα και τα αντίστοιχα έσοδα σε προκαθορισμένα ποσοστά, σε αυτό το σενάριο κάθε πλευρά αναλαμβάνει διαφορετικές οικονομικές υποχρεώσεις και προσδοκά σε διαφορετικά οικονομικά οφέλη. Συνεπώς, είναι αναγκαία η ξεχωριστή μελέτη για κάθε οπτική γωνία και ο ξεχωριστός υπολογισμός όλων των απαραίτητων στοιχείων για την αξιολόγηση της επένδυσης.

Προφανώς , για κάθε περίπτωση είναι αναγκαίος ο καθορισμός για τα επιμέρους κόστη, τις ταμειακές ροές και τα αντίστοιχα οικονομικά μεγέθη για την αξιολόγηση της επένδυσης. Η διαδικασία που θα ακολουθηθεί περιγράφεται συνοπτικά στα ακόλουθα

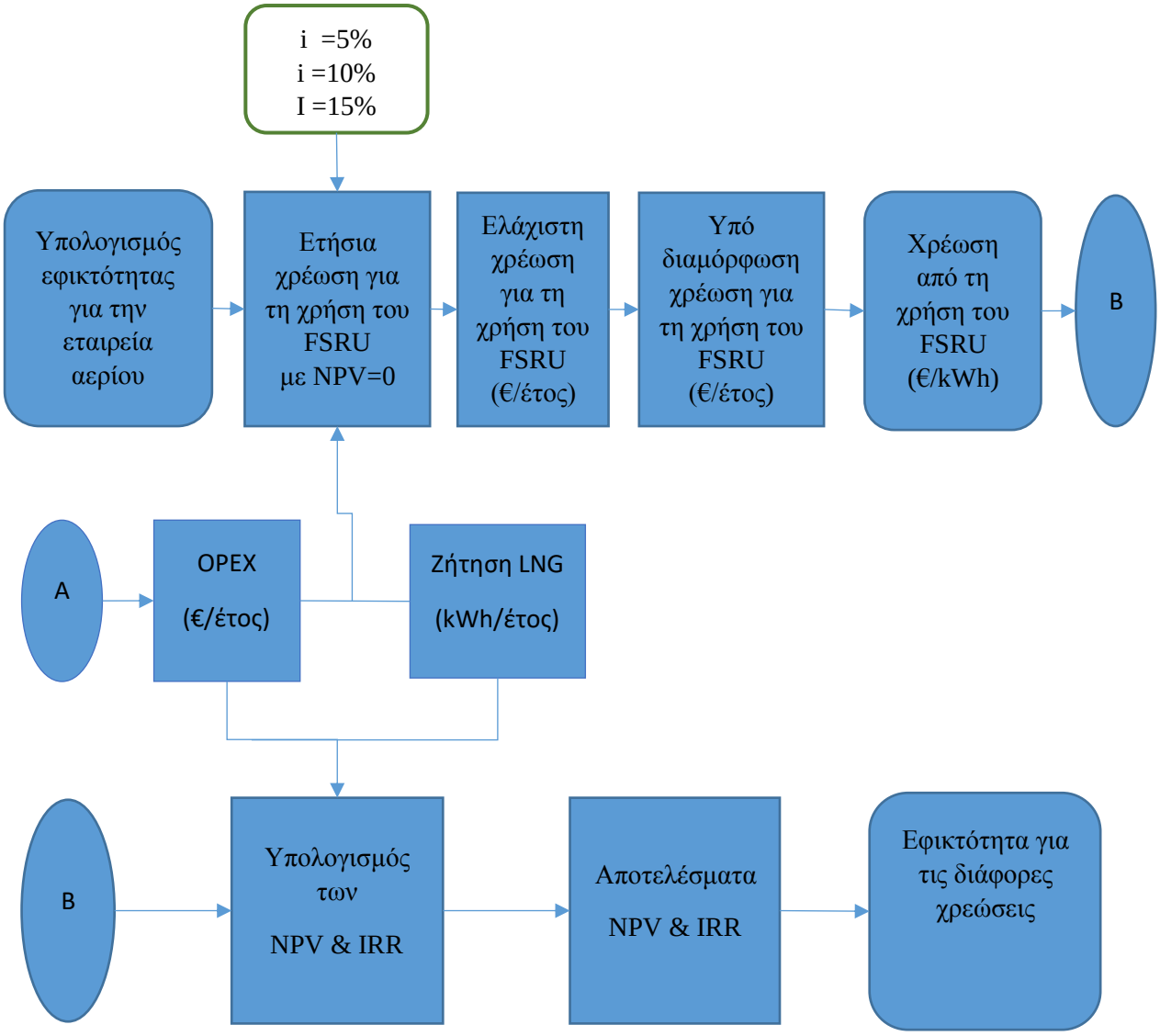
σχήματα:



Εικόνα [63] : Γενική ιδέα 2ου σεναρίου



Εικόνα [64] : Αναλυτική πορεία της μελέτης για το 2ο σενάριο από την οπτική της ναυτιλιακής εταιρείας



Εικόνα [65] : Αναλυτική πορεία της μελέτης για το 2ο σενάριο από την οπτική της εταιρείας αερίου

6.2.1 Οπτική ναυτιλιακής εταιρείας

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω είναι απαραίτητος ο καθορισμός για τα επιμέρους κόστη που βαραίνουν την ναυτιλιακή εταιρεία. Μέσω αυτών των εξόδων και με εφαρμογή κατάλληλης διαδικασίας θα υπολογιστούν οι ταμειακές ροές και συνεπακόλουθα οι αντίστοιχοι οικονομικοί δείκτες.

Όσον αφορά το CAPEX, αυτό καθορίζεται ξανά στα 230 εκ. € και αναμένεται να πληρωθεί σε δυο ισόποσες δόσεις στην αρχή της επένδυσης και συγκεκριμένα στα έτη 2020,2021 στα οποία η μονάδα FSRU θα κατασκευάζεται. Επιπλέον, το OPEX της εταιρείας θα υπολογιστεί ξανά από τον τύπο OPEX=2,5% CAPEX + Κόστος καυσίμου όπως και στο πρώτο σενάριο. Εντούτοις ,σε αυτή τη περίπτωση το κόστος καυσίμου μεταφέρεται στην εταιρεία αερίου η οποία θα ναυλώνει τη μονάδα και συνεπώς $OPEX_{ΝΑΥΤΙΛΙΑΚΗΣ}$=2,5% CAPEX

Συνεπώς, για τη ναυτιλιακή εταιρεία θα ισχύει ο ακόλουθος πίνακας για τα έξοδα:

Έτος	CAPEX (m €)	OPEX(m €)
2020	115	0
2021	115	0
2022	0	5,75
2023	0	5,75
2024	0	5,75
2025	0	5,75
2026	0	5,75
2027	0	5,75
2028	0	5,75
2029	0	5,75
2030	0	5,75
2031	0	5,75
2032	0	5,75
2033	0	5,75
2034	0	5,75
2035	0	5,75
2036	0	5,75
2037	0	5,75

2038	0	5,75
2039	0	5,75
2040	0	5,75
2041	0	5,75

Πίνακας [46] : CAPEX και OPEX ναυτιλιακής εταιρείας για το 2ο σενάριο

Όσον αφορά τα έσοδα της εταιρείας, αυτά προκύπτουν από τη ναύλωση της μονάδας στην εταιρεία φυσικού αερίου. Ειδικότερα, η εταιρεία αερίου θα πληρώνει στη ναυτιλιακή εταιρεία έναν ημερήσιο ναύλο, προκειμένου να της παρέχει τη μονάδα καθώς και να τη λειτουργεί. Επιπλέον, στο χρονικό ορίζοντα που μελετάται η επένδυση η ναυτιλιακή εταιρεία μπορεί να επωφεληθεί οικονομικά από τη διάλυση της μονάδας και συνεπώς και αυτή τη περίπτωση πρέπει να ληφθεί υπόψιν. Συγκεκριμένα, για τις ανάγκες της παρούσας ανάλυσης υποθέτουμε γραμμική μείωση της αξίας της μονάδας κατά 5%/έτος (Stopford, 2009), οπότε η αξία διάλυσης της μονάδας το 2041 ανέρχεται στα 6 εκατ. €.

Μετά τον καθορισμό των εξόδων και της αξίας διάλυσης είναι δυνατός ο καθορισμός της ελάχιστης κύριας πηγής εσόδων της εταιρείας. Ουσιαστικά, πρόκειται για τον ελάχιστο απαιτούμενο ναύλο(RFR) που πρέπει να πληρώνεται στην ναυτιλιακή εταιρεία προκειμένου να μηδενιστεί η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης.

Ο ελάχιστος απαιτούμενος ναύλος υπολογίζεται για τρείς διαφορετικές τιμές του προεξοφλητικού επιτοκίου:

- r = 5%
- r = 10%
- r =15%

Για τους αντίστοιχους υπολογισμούς θα θεωρηθεί ότι ο RFR είναι σταθερός για κάθε έτος της ανάλυσης ενώ θα γίνει χρήση του εργαλείου GoalSeek του Excel όπως και στο πρώτο σενάριο για τον ακριβή υπολογισμό του. Οι αντίστοιχες τιμές για τον ελάχιστο απαιτούμενο ναύλο φαίνονται στο παρακάτω πίνακα:

	A=5%	**B=10%**	**C=15%**
RFR (+) [m €] :	24,49	34,01	45,19

Πίνακας [47] : Ελάχιστος απαιτούμενος ναύλος

Στο επόμενο στάδιο θα πραγματοποιηθεί μια αύξηση 15% στον ελάχιστο απαιτούμενο ναύλο. Με αυτό τον τρόπο αναμένεται να παραχθεί μια τιμή για τον απαιτούμενο ναύλο η οποία θα είναι συμφέρουσα για την ναυτιλιακή εταιρεία. Οι αντίστοιχες τιμές περιλαμβάνονται στο παρακάτω πίνακα:

Έτος	Ναύλος(m €) A=5%	Ναύλος(m €) B=10%	Ναύλος(m €) C=15%
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2023	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2024	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2025	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2026	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2027	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2028	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2029	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2030	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2031	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2032	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2033	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2034	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2035	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2036	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2037	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2038	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2039	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2040	28,15859457	39,11350288	51,97132295
2041	28,15859457	39,11350288	51,97132295

Πίνακας [48] : Πραγματικός ναύλος

Μετά τον ακριβή υπολογισμό των εσόδων και των εξόδων είναι εύκολος ο καθορισμός των ταμειακών ροών για κάθε έτος της επένδυσης. Με γνωστές τις ταμειακές ροές είναι δυνατός ο υπολογισμός την NPV και του IRR για τη επένδυση καθώς και υπολογισμός του ημερήσιου ναύλου για κάθε περίπτωση. Τα αντίστοιχα αποτελέσματα των υπολογισμών περιέχονται στο παρακάτω πίνακα :

	A=5%	**B=10%**	**C=15%**
NPV (m €)	**43,59 €**	**39,49 €**	**36,90 €**
IRR	**7,0%**	**12,4%**	**17,8%**
Ημερήσιος ναύλος (χιλ. €/μέρα)	**77146,83**	**107160,28**	**142387,19**

Πίνακας [49] : Τιμές για την NPV,τον IRR και τον ημερήσιο ναύλο

Είναι εμφανές ότι το IRR έχει τη μεγαλύτερη τιμή στη περίπτωση όπου C=15% και τη μικρότερη στη περίπτωση A=5%. Αντίθετα , οι τιμές για τα NPV εμφανίζουν αντίθετη συμπεριφορά. Το γεγονός αυτό μπορεί να εξηγηθεί αν ληφθεί υπόψιν ότι στη περίπτωση C =15% παρουσιάζεται η μεγαλύτερη τιμή του προεξοφλητικού επιτοκίου

στην ανάλυση, σε σχέση με τις άλλες δυο (A=5% & B=10%). Επιπλέον, στη περίπτωση Α παρουσιάζεται η μεγαλύτερη ποσοστιαία αύξηση του προεξοφλητικού επιτοκίου (40%) ενώ στις άλλες δυο Β (24%) και Γ (18,6%) μικρότερη. Η αυξημένη ποσοστιαία μεταβολή για τη περίπτωση Α εξηγείται από το γεγονός ότι και στις 3 περιπτώσεις η αύξηση στα έσοδα ήταν η ίδια (15% αύξηση) , ενώ η αρχική τιμή του προεξοφλητικού επιτοκίου για την Α περίπτωση ήταν η μικρότερη.

Επιπλέον , τα αποτελέσματα της NPV εξηγούνται εύκολα αν ληφθεί υπόψιν πως η αύξηση στα αρχικά ελάχιστα έσοδα είναι η ίδια σαν ποσοστό και για τις 3 περιπτώσεις. Συνεπώς, στη περίπτωση Α όπου το αντίστοιχο προεξοφλητικό επιτόκιο είναι το μικρότερο θα εμφανίζεται η μεγαλύτερη τιμή για την NPV, ενώ στη περίπτωση C η μικρότερη.

6.2.2 Οπτική εταιρείας αερίου

Στο δεύτερο σκέλος της ανάλυσης εξετάζεται η σκοπιμότητα για τη κατασκευή της μονάδας FSRU από τη μεριά της εταιρείας αερίου. Και σε αυτή τη περίπτωση είναι αναγκαίος ο καθορισμός των εξόδων- εσόδων και συνεπακόλουθα των ταμειακών ροών. Ειδικότερα, όσον αφορά τα έξοδα της εταιρείας αερίου αυτά περιλαμβάνουν ένα σταθερός μέρος που είναι ο ναύλος που πληρώνει η εταιρεία αερίου στη ναυτιλιακή εταιρεία για τη χρήση του FSRU και ένα μεταβλητό που αφορά το κόστος καυσίμου που καλείται να πληρώσει η εταιρεία αερίου.

Συνεπώς είναι αναγκαίο να γίνει ο διαχωρισμός των 4 διαφορετικών περιπτώσεων σχετικά με τη μελλοντική ζήτηση του LNG (ΕΜΠ, 2015). Αυτός ο διαχωρισμός είναι απαραίτητος καθώς η ζήτηση του LNG επηρεάζει το κόστος καυσίμου όπως αναλύθηκε και στο πρώτο σενάριο.

Αξίζει να σημειωθεί ότι η διαδικασία που θα ακολουθηθεί είναι η ίδια σε όλες τις περιπτώσεις. Συνεπώς, η πλήρης διαδικασία θα αναλυθεί για τη πρώτη περίπτωση ενώ στις υπόλοιπες θα γίνει απλή αναφορά των επιμέρους στοιχείων

6.2.2.1 Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και χωρίς ανάπτυξη ΑΠΕ

Πρώτος στόχος είναι η παρουσίαση των εξόδων για την εταιρεία αερίου τα οποία περιέχονται στους παρακάτω πίνακα. Αξίζει να σημειωθεί ότι τα λειτουργικά έξοδα που αποτελούν τα μοναδικά έξοδα της εταιρείας αερίου (ελλείψει CAPEX) αποτελούνται από ένα σταθερό μέρος που είναι ο ναύλος και ένα μεταβλητό που είναι το κόστος καυσίμου.

Έτος	OPEX A=5% (m €)	OPEX B=10% (m €)	OPEX C=15% (m €)
2020	0	0	0

2021	0	0	0
2022	31,35	42,30	54,65
2023	31,41	42,36	54,65
2024	31,47	42,42	54,65
2025	31,53	42,49	54,65
2026	31,53	42,49	54,65
2027	31,54	42,49	54,65
2028	31,54	42,49	54,65
2029	31,54	42,50	54,65
2030	31,54	42,50	54,65
2031	31,58	42,54	54,65
2032	31,63	42,58	54,65
2033	31,67	42,62	54,65
2034	31,71	42,67	54,65
2035	31,75	42,71	54,65
2036	31,84	42,80	54,65
2037	31,93	42,89	54,65
2038	32,02	42,98	54,65
2039	32,11	43,07	54,65
2040	32,20	43,16	54,65
2041	32,31	43,27	54,65

Πίνακας [50] :OPEX εταιρείας αερίου για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Κατόπιν με χρήση του κριτηρίου της NPV γίνεται ο υπολογισμός των ελάχιστων εσόδων. Προς τούτο γίνεται η υπόθεση μιας σταθερής ελάχιστης χρέωσης (€/kWh) και με βάση την αντίστοιχη ζήτηση LNG για αυτή τη περίπτωση υπολογίζονται τα ελάχιστα έσοδα (m €).

Έτος	Ελάχιστη χρέωση για το FSRU άνα έτος [A=5%] (€/kWh)	Ελάχιστα έσοδα [A=5%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,00538712	28,93691611
2023	0,00538712	29,49987017

2024	0,00538712	30,06282423
2025	0,00538712	30,62577829
2026	0,00538712	30,64463321
2027	0,00538712	30,66348813
2028	0,00538712	30,68234305
2029	0,00538712	30,70119797
2030	0,00538712	30,72005289
2031	0,00538712	31,10523198
2032	0,00538712	31,49041108
2033	0,00538712	31,87559017
2034	0,00538712	32,26076926
2035	0,00538712	32,64594836
2036	0,00538712	33,45670995
2037	0,00538712	34,26747154
2038	0,00538712	35,07823312
2039	0,00538712	35,88899471
2040	0,00538712	36,6997563
2041	0,00538712	37,70176066

Πίνακας [51] : Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Ελάχιστη χρέωση για το FSRU άνα έτος [B=10%] (€/kWh)	Ελάχιστα έσοδα [B=10%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,00735723	39,519361
2023	0,00735723	40,28819154
2024	0,00735723	41,05702207
2025	0,00735723	41,82585261
2026	0,00735723	41,85160291
2027	0,00735723	41,87735322

2028	0,00735723	41,90310352
2029	0,00735723	41,92885383
2030	0,00735723	41,95460413
2031	0,00735723	42,48064608
2032	0,00735723	43,00668803
2033	0,00735723	43,53272997
2034	0,00735723	44,05877192
2035	0,00735723	44,58481386
2036	0,00735723	45,69207698
2037	0,00735723	46,7993401
2038	0,00735723	47,90660321
2039	0,00735723	49,01386633
2040	0,00735723	50,12112945
2041	0,00735723	51,48957423

Πίνακας [52] : Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Ελάχιστη χρέωση για το FSRU άνα έτος [C=15%] (€/kWh)	Ελάχιστα έσοδα [C=15%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,009566699	51,38752447
2023	0,009566699	52,38724453
2024	0,009566699	53,38696459
2025	0,009566699	54,38668465
2026	0,009566699	54,4201681
2027	0,009566699	54,45365155
2028	0,009566699	54,487135
2029	0,009566699	54,52061844
2030	0,009566699	54,55410189
2031	0,009566699	55,23812088
2032	0,009566699	55,92213987

2033	0,009566699	56,60615886
2034	0,009566699	57,29017785
2035	0,009566699	57,97419683
2036	0,009566699	59,41398506
2037	0,009566699	60,85377328
2038	0,009566699	62,2935615
2039	0,009566699	63,73334972
2040	0,009566699	65,17313794
2041	0,009566699	66,95254398

Πίνακας [53]: Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Για τον αντίστοιχο υπολογισμό των πραγματικών εσόδων θα ακολουθηθεί η εξής πρακτική η οποία θα φανεί χρήσιμη στον ακόλουθο υπολογισμό των NPV και IRR. Σε κάθε μια από τις εξεταζόμενες περιπτώσεις για τα 4 πρώτα χρόνια της λειτουργίας (2022-2025) θα υπάρξει μια βολική σταθερή τιμή για την ετήσια χρέωση. Όλες οι ακόλουθες τιμές για την ετήσια χρέωση (2026-2041) θα προκύψουν από τις ελάχιστες με μια αύξηση 15%. Οι συγκεντρωτικοί πίνακες παρατίθονται στη συνέχεια :

Έτος	Χρέωση για το FSRU άνα έτος [A=5%] (€/kWh)	Έσοδα [A=5%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,004	21,486
2023	0,004	21,904
2024	0,004	22,322
2025	0,004	22,74
2026	0,006195188	35,24132819
2027	0,006195188	35,26301135
2028	0,006195188	35,28469451
2029	0,006195188	35,30637766
2030	0,006195188	35,32806082
2031	0,006195188	35,77101678
2032	0,006195188	36,21397274

2033	0,006195188	36,6569287
2034	0,006195188	37,09988465
2035	0,006195188	37,54284061
2036	0,006195188	38,47521644
2037	0,006195188	39,40759227
2038	0,006195188	40,33996809
2039	0,006195188	41,27234392
2040	0,006195188	42,20471975
2041	0,006195188	43,35702476

Πίνακας [54] : Πραγματική χρέωση έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Χρέωση για το FSRU ανά έτος [B=10%] (€/kWh)	Έσοδα [B=10%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,0058	31,1547
2023	0,0058	31,7608
2024	0,0058	32,3669
2025	0,0058	32,973
2026	0,008460815	48,12934335
2027	0,008460815	48,1589562
2028	0,008460815	48,18856905
2029	0,008460815	48,2181819
2030	0,008460815	48,24779476
2031	0,008460815	48,85274299
2032	0,008460815	49,45769123
2033	0,008460815	50,06263947
2034	0,008460815	50,66758771
2035	0,008460815	51,27253594
2036	0,008460815	52,54588853

2037	0,008460815	53,81924111
2038	0,008460815	55,0925937
2039	0,008460815	56,36594628
2040	0,008460815	57,63929886
2041	0,008460815	59,21301036

Πίνακας [55]: Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Χρέωση για το FSRU άνα έτος [C=15%] (€/kWh)	Έσοδα [C=15%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,0081	43,50915
2023	0,0081	44,3556
2024	0,0081	45,20205
2025	0,0081	46,0485
2026	0,011001704	62,58319332
2027	0,011001704	62,62169928
2028	0,011001704	62,66020524
2029	0,011001704	62,69871121
2030	0,011001704	62,73721717
2031	0,011001704	63,52383901
2032	0,011001704	64,31046085
2033	0,011001704	65,09708268
2034	0,011001704	65,88370452
2035	0,011001704	66,67032636
2036	0,011001704	68,32608281
2037	0,011001704	69,98183927
2038	0,011001704	71,63759572
2039	0,011001704	73,29335218
2040	0,011001704	74,94910863

2041	0,011001704	76,99542558

Πίνακας [56] : Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Με βάση τα παραπάνω στοιχεία είναι δυνατός ο υπολογισμός της NPV και του IRR.

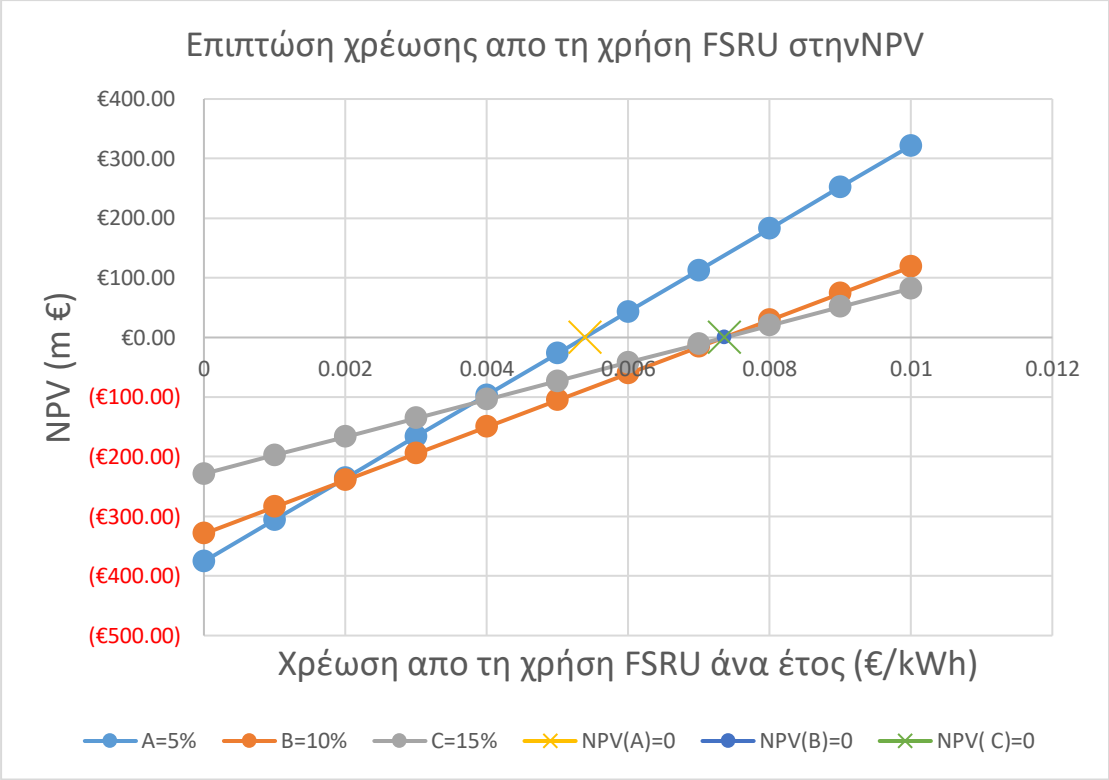
	A=5%	B=10%	C=15%
NPV (m €)	**15,40 €**	**7,10 €**	**4,93 €**
IRR	**9%**	**12%**	**17%**

Πίνακας [57] : Τιμές για την NPV και τον IRR για τη 1ή περίπτωση του 2ου σεναρίου

Όπως αναλύθηκε και στο παραπάνω σενάριο οι τιμές του IRR είναι μεγαλύτερες στο για το r=15% και μικρότερες για r=5%. Το ακριβώς αντίθετο ισχύει για την NPV.

Ανάλυση ευαισθησίας

Στο τελικό στάδιο της ανάλυσης γίνεται μια ανάλυση ευαισθησίας σχετικά με την επίδραση της χρέωσής από τη χρήση του FSRU στην NPV της επένδυσης για τις τρεις τιμές των προεξοφλητικών επιτοκίων. Επιπλέον, παρουσιάζονται ξεχωριστά οι τιμές της χρέωσης που μηδενίζουν την NPV.



Εικόνα [66] : Επίπτωση ταρίφας στην NPV για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου

NPV=0	**[A]:5%**	**[B]:110%**	**[C]:15%**

Χρέωση από τη χρήση του FSRU ανά έτος [€/kWh]	**0,0054**	**0,0074**	**0,0074**

Πίνακας [58]: Τιμές της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για τη 1η περίπτωση του 2ου σεναρίου

6.2.2.2 Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ με διασύνδεση

Τα αντίστοιχα έξοδα εδώ είναι:

Έτος	OPEX A=5% (m €)	OPEX B=10% (m €)	OPEX C=15% (m €)
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	30,84	41,80	54,66
2023	30,92	41,87	54,73
2024	30,99	41,94	54,80
2025	31,06	42,02	54,88
2026	30,99	41,94	54,80
2027	30,91	41,87	54,73
2028	30,84	41,79	54,65
2029	30,76	41,72	54,57
2030	30,69	41,64	54,50
2031	30,62	41,58	54,44
2032	30,56	41,52	54,38
2033	30,50	41,46	54,31
2034	30,44	41,39	54,25
2035	30,38	41,33	54,19
2036	30,32	41,28	54,14
2037	30,27	41,23	54,08
2038	30,22	41,17	54,03
2039	30,16	41,12	53,98
2040	30,11	41,06	53,92
2041	29,93	40,88	53,74

Πίνακας [59] : OPEX εταιρείας αερίου για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Κατόπιν με χρήση του κριτηρίου της NPV γίνεται ο υπολογισμός των ελάχιστων εσόδων. Προς τούτο γίνεται η υπόθεση μιας σταθερής ελάχιστης χρέωσης (€/kWh) και με βάση την αντίστοιχη ζήτηση LNG για αυτή τη περίπτωση υπολογίζονται τα ελάχιστα έσοδα (m €).

Έτος	Ελάχιστη χρέωση για το FSRU ανά έτος [A=5%] (€/kWh)	Ελάχιστα έσοδα [A=5%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,007835751	40,91828993
2023	0,007835751	41,08284069
2024	0,007835751	41,24739146
2025	0,007835751	41,41194222
2026	0,007835751	39,07688853
2027	0,007835751	36,74183483
2028	0,007835751	34,40678113
2029	0,007835751	32,07172744
2030	0,007835751	29,73667374
2031	0,007835751	27,49564905
2032	0,007835751	25,25462437
2033	0,007835751	23,01359968
2034	0,007835751	20,77257499
2035	0,007835751	18,5315503
2036	0,007835751	18,59423631
2037	0,007835751	18,65692231
2038	0,007835751	18,71960832
2039	0,007835751	18,78229432
2040	0,007835751	18,84498033
2041	0,007835751	18,72352619

Πίνακας [60]: Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Ελάχιστη χρέωση για το FSRU άνα έτος [B=10%] (€/kWh)	Ελάχιστα έσοδα [B=10%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,00993925	51,9027647
2023	0,00993925	52,11148896
2024	0,00993925	52,32021321
2025	0,00993925	52,52893746
2026	0,00993925	49,5670409
2027	0,00993925	46,60514433
2028	0,00993925	43,64324776
2029	0,00993925	40,68135119
2030	0,00993925	37,71945462
2031	0,00993925	34,87682906
2032	0,00993925	32,03420349
2033	0,00993925	29,19157793
2034	0,00993925	26,34895236
2035	0,00993925	23,50632679
2036	0,00993925	23,5858408
2037	0,00993925	23,6653548
2038	0,00993925	23,7448688
2039	0,00993925	23,8243828
2040	0,00993925	23,9038968
2041	0,00993925	23,74983842

Πίνακας [61] : Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Ελάχιστη χρέωση για το FSRU ανά έτος [C=15%] (€/kWh)	Ελάχιστα έσοδα [C=15%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0

2022	0,012331979	64,39759489
2023	0,012331979	64,65656645
2024	0,012331979	64,91553801
2025	0,012331979	65,17450957
2026	0,012331979	61,4995798
2027	0,012331979	57,82465003
2028	0,012331979	54,14972025
2029	0,012331979	50,47479048
2030	0,012331979	46,79986071
2031	0,012331979	43,27291468
2032	0,012331979	39,74596866
2033	0,012331979	36,21902263
2034	0,012331979	32,69207661
2035	0,012331979	29,16513059
2036	0,012331979	29,26378642
2037	0,012331979	29,36244225
2038	0,012331979	29,46109808
2039	0,012331979	29,55975392
2040	0,012331979	29,65840975
2041	0,012331979	29,46726407

Πίνακας [62]: Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Για τον αντίστοιχο υπολογισμό των πραγματικών εσόδων θα ακολουθηθεί η εξής πρακτική η οποία θα φανεί χρήσιμη στον ακόλουθο υπολογισμό των NPV και IRR. Σε κάθε μια από τις εξεταζόμενες περιπτώσεις για τα 4 πρώτα χρόνια της λειτουργίας (2022-2025) θα υπάρξει μια βολική σταθερή τιμή για την ετήσια χρέωση. Όλες οι ακόλουθες τιμές για την ετήσια χρέωση (2026-2041) θα προκύψουν από τις ελάχιστες με μια αύξηση 15%. Οι συγκεντρωτικοί πίνακες παρατίθονται στη συνέχεια :

Έτος	Χρέωση για το FSRU ανά έτος [A=5%] (€/kWh)	Έσοδα [A=5%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0

2022	0,0061	31,8542
2023	0,0061	31,9823
2024	0,0061	32,1104
2025	0,0061	32,2385
2026	0,009011113	44,9384218
2027	0,009011113	42,25311005
2028	0,009011113	39,5677983
2029	0,009011113	36,88248655
2030	0,009011113	34,1971748
2031	0,009011113	31,61999641
2032	0,009011113	29,04281802
2033	0,009011113	26,46563963
2034	0,009011113	23,88846124
2035	0,009011113	21,31128285
2036	0,009011113	21,38337175
2037	0,009011113	21,45546066
2038	0,009011113	21,52754957
2039	0,009011113	21,59963847
2040	0,009011113	21,67172738
2041	0,009011113	21,53205512

Πίνακας [63]: Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Χρέωση για το FSRU άνα έτος [B=10%] (€/kWh)	Έσοδα [B=10%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,0081	42,2982
2023	0,0081	42,4683
2024	0,0081	42,6384
2025	0,0081	42,8085

2026	0,011430138	57,00209703
2027	0,011430138	53,59591598
2028	0,011430138	50,18973492
2029	0,011430138	46,78355387
2030	0,011430138	43,37737282
2031	0,011430138	40,10835342
2032	0,011430138	36,83933401
2033	0,011430138	33,57031461
2034	0,011430138	30,30129521
2035	0,011430138	27,03227581
2036	0,011430138	27,12371691
2037	0,011430138	27,21515802
2038	0,011430138	27,30659912
2039	0,011430138	27,39804022
2040	0,011430138	27,48948132
2041	0,011430138	27,31231419

Πίνακας [64]: Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Χρέωση για το FSRU ανά έτος [C=15%] (€/kWh)	Έσοδα [C=15%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,0105	54,831
2023	0,0105	55,0515
2024	0,0105	55,272
2025	0,0105	55,4925
2026	0,014181776	70,72451677
2027	0,014181776	66,49834753
2028	0,014181776	62,27217829
2029	0,014181776	58,04600905

2030	0,014181776	53,81983981
2031	0,014181776	49,76385189
2032	0,014181776	45,70786396
2033	0,014181776	41,65187603
2034	0,014181776	37,5958881
2035	0,014181776	33,53990017
2036	0,014181776	33,65335438
2037	0,014181776	33,76680859
2038	0,014181776	33,8802628
2039	0,014181776	33,993717
2040	0,014181776	34,10717121
2041	0,014181776	33,88735368

Πίνακας [65] : Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου

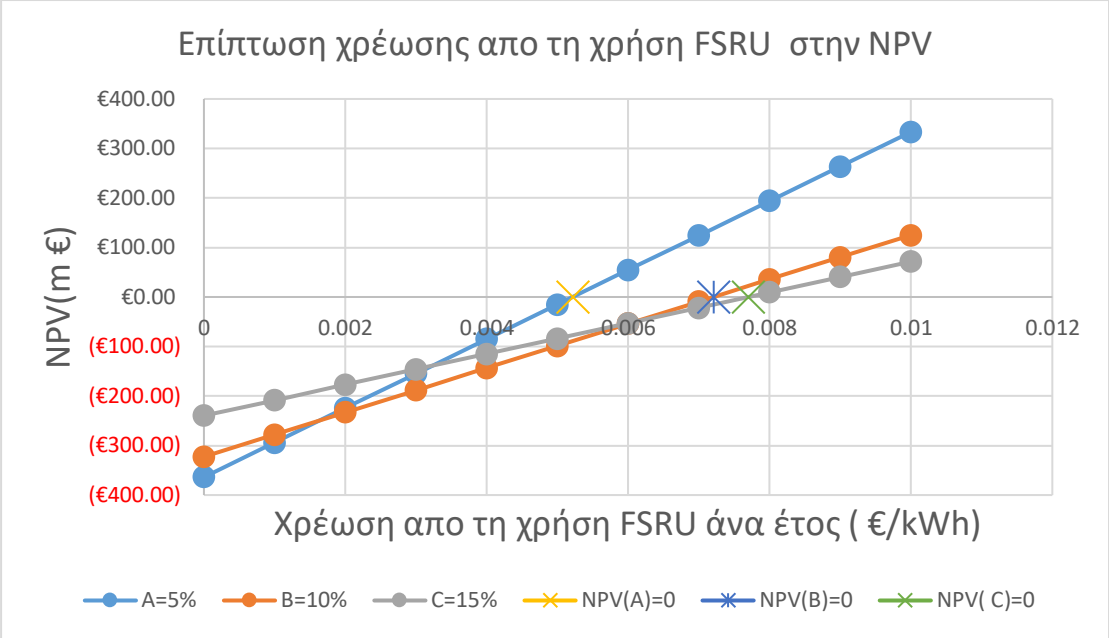
Με βάση τα παραπάνω στοιχεία είναι δυνατός ο υπολογισμός της NPV και του IRR.

	A=5%	**B=10%**	**C=15%**
NPV (m €)	**3,10 €**	**-2,19 €**	**-3,92 €**
IRR	**4%**	**11,0%**	**17,6%**

Πίνακας [66]: Τιμές της NPV και του IRR για την εταιρεία αερίου για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Όπως αναλύθηκε και στο παραπάνω σενάριο οι τιμές του IRR είναι μεγαλύτερες στο για το r=15% και μικρότερες για r=5%. Το ακριβώς αντίθετο ισχύει για την NPV.Τα αποτελέσματα δικαιολογούνται με βάση τη θεωρία εντούτοις για τις τιμές r=10,15% προκύπτει αρνητική NPV και η επένδυση δεν αναμένεται να είναι συμφέρουσα για την εταιρεία.

Ανάλυση ευαισθησίας



Εικόνα [67] : Επίδραση ταρίφας στην NPV για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρου

NPV=0	[A]:5%	[B]:110%	[C]:15%
Χρέωση από τη χρήση του FSRU άνα έτος [€/kWh]	**0,0052**	**0,0072**	**0,0077**

Πίνακας [67]: Τιμές της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για τη 2η περίπτωση του 2ου σεναρίου

6.2.2.3 Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και με περαιτέρω ανάπτυξη ΑΠΕ

Τα αντίστοιχα έξοδα εδώ είναι:

Έτος	OPEX A=5% (m €)	OPEX B=10% (m €)	OPEX C=15% (m €)
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	31,26	42,21	55,07
2023	31,27	42,22	55,08
2024	31,28	42,24	55,09
2025	31,29	42,25	55,11
2026	31,12	42,07	54,93

2027	30,94	41,90	54,75
2028	30,76	41,72	54,58
2029	30,59	41,54	54,40
2030	30,41	41,37	54,22
2031	30,24	41,20	54,05
2032	30,07	41,03	53,88
2033	29,90	40,86	53,71
2034	29,73	40,69	53,54
2035	29,56	40,52	53,37
2036	29,57	40,52	53,38
2037	29,57	40,53	53,38
2038	29,58	40,53	53,39
2039	29,58	40,54	53,39
2040	29,59	40,54	53,40
2041	29,58	40,53	53,39

Πίνακας [68] : OPEX εταιρείας αερίου για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Κατόπιν με χρήση του κριτηρίου της NPV γίνεται ο υπολογισμός των ελάχιστων εσόδων. Προς τούτο γίνεται η υπόθεση μιας σταθερής ελάχιστης χρέωσης (€/kWh) και με βάση την αντίστοιχη ζήτηση LNG για αυτή τη περίπτωση υπολογίζονται τα ελάχιστα έσοδα (m €).

Έτος	Ελάχιστη χρέωση για το FSRU ανά έτος [A=5%] (€/kWh)	Ελάχιστα έσοδα [A=5%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,006978358	33,71942512
2023	0,006978358	33,86597064
2024	0,006978358	34,01251615
2025	0,006978358	34,15906167
2026	0,006978358	33,210005
2027	0,006978358	32,26094833
2028	0,006978358	31,31189167

2029	0,006978358	30,362835
2030	0,006978358	29,41377833
2031	0,006978358	28,75083434
2032	0,006978358	28,08789034
2033	0,006978358	27,42494635
2034	0,006978358	26,76200235
2035	0,006978358	26,09905835
2036	0,006978358	26,56311915
2037	0,006978358	27,02717995
2038	0,006978358	27,49124074
2039	0,006978358	27,95530154
2040	0,006978358	28,41936234
2041	0,006978358	29,04741455

Πίνακας [69] : Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Ελάχιστη χρέωση για το FSRU ανά έτος [B=10%] (€/kWh)	Ελάχιστα έσοδα [B=10%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,009325812	45,0623217
2023	0,009325812	45,25816375
2024	0,009325812	45,45400579
2025	0,009325812	45,64984783
2026	0,009325812	44,38153745
2027	0,009325812	43,11322708
2028	0,009325812	41,8449167
2029	0,009325812	40,57660632
2030	0,009325812	39,30829594
2031	0,009325812	38,42234384
2032	0,009325812	37,53639173

2033	0,009325812	36,65043963
2034	0,009325812	35,76448753
2035	0,009325812	34,87853542
2036	0,009325812	35,4987019
2037	0,009325812	36,11886837
2038	0,009325812	36,73903484
2039	0,009325812	37,35920131
2040	0,009325812	37,97936778
2041	0,009325812	38,81869083

Πίνακας [70]:Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Ελάχιστη χρέωση για το FSRU ανά έτος [C=15%] (€/kWh)	Ελάχιστα έσοδα [C=15%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,012021309	58,08696429
2023	0,012021309	58,33941178
2024	0,012021309	58,59185927
2025	0,012021309	58,84430675
2026	0,012021309	57,20940875
2027	0,012021309	55,57451075
2028	0,012021309	53,93961275
2029	0,012021309	52,30471474
2030	0,012021309	50,66981674
2031	0,012021309	49,5277924
2032	0,012021309	48,38576806
2033	0,012021309	47,24374372
2034	0,012021309	46,10171939
2035	0,012021309	44,95969505
2036	0,012021309	45,75911208
2037	0,012021309	46,55852912

2038	0,012021309	47,35794616
2039	0,012021309	48,1573632
2040	0,012021309	48,95678023
2041	0,012021309	50,03869803

Πίνακας [71] : Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Για τον αντίστοιχο υπολογισμό των πραγματικών εσόδων θα ακολουθηθεί η εξής πρακτική η οποία θα φανεί χρήσιμη στον ακόλουθο υπολογισμό των NPV και IRR. Σε κάθε μια από τις εξεταζόμενες περιπτώσεις για τα 4 πρώτα χρόνια της λειτουργίας (2022-2025) θα υπάρξει μια βολική σταθερή τιμή για την ετήσια χρέωση. Όλες οι ακόλουθες τιμές για την ετήσια χρέωση (2026-2041) θα προκύψουν από τις ελάχιστες με μια αύξηση 15%. Οι συγκεντρωτικοί πίνακες παρατίθονται στη συνέχεια :

Έτος	Χρέωση για το FSRU ανά έτος [A=5%] (€/kWh)	Έσοδα [A=5%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,005	24,16
2023	0,005	24,265
2024	0,005	24,37
2025	0,005	24,475
2026	0,008025112	38,19150575
2027	0,008025112	37,10009058
2028	0,008025112	36,00867542
2029	0,008025112	34,91726025
2030	0,008025112	33,82584508
2031	0,008025112	33,06345949
2032	0,008025112	32,30107389
2033	0,008025112	31,5386883
2034	0,008025112	30,7763027
2035	0,008025112	30,01391711
2036	0,008025112	30,54758702
2037	0,008025112	31,08125694

2038	0,008025112	31,61492686
2039	0,008025112	32,14859677
2040	0,008025112	32,68226669
2041	0,008025112	33,40452673

Πίνακας [72] : Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Χρέωση για το FSRU ανά έτος [B=10%] (€/kWh)	Έσοδα [B=10%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,0075	36,24
2023	0,0075	36,3975
2024	0,0075	36,555
2025	0,0075	36,7125
2026	0,010724683	51,03876807
2027	0,010724683	49,58021114
2028	0,010724683	48,1216542
2029	0,010724683	46,66309726
2030	0,010724683	45,20454033
2031	0,010724683	44,18569541
2032	0,010724683	43,16685049
2033	0,010724683	42,14800557
2034	0,010724683	41,12916066
2035	0,010724683	40,11031574
2036	0,010724683	40,82350718
2037	0,010724683	41,53669862
2038	0,010724683	42,24989007
2039	0,010724683	42,96308151
2040	0,010724683	43,67627295
2041	0,010724683	44,64149445

Πίνακας [73] : Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Χρέωση για το FSRU ανά έτος [C=15%] (€/kWh)	Έσοδα [C=15%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,0102	49,2864
2023	0,0102	49,5006
2024	0,0102	49,7148
2025	0,0102	49,929
2026	0,013824505	65,79082006
2027	0,013824505	63,91068736
2028	0,013824505	62,03055466
2029	0,013824505	60,15042196
2030	0,013824505	58,27028925
2031	0,013824505	56,95696126
2032	0,013824505	55,64363327
2033	0,013824505	54,33030528
2034	0,013824505	53,01697729
2035	0,013824505	51,7036493
2036	0,013824505	52,6229789
2037	0,013824505	53,54230849
2038	0,013824505	54,46163808
2039	0,013824505	55,38096768
2040	0,013824505	56,30029727
2041	0,013824505	57,54450273

Πίνακας [74]: Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Με βάση τα παραπάνω στοιχεία είναι δυνατός ο υπολογισμός της NPV και του IRR.

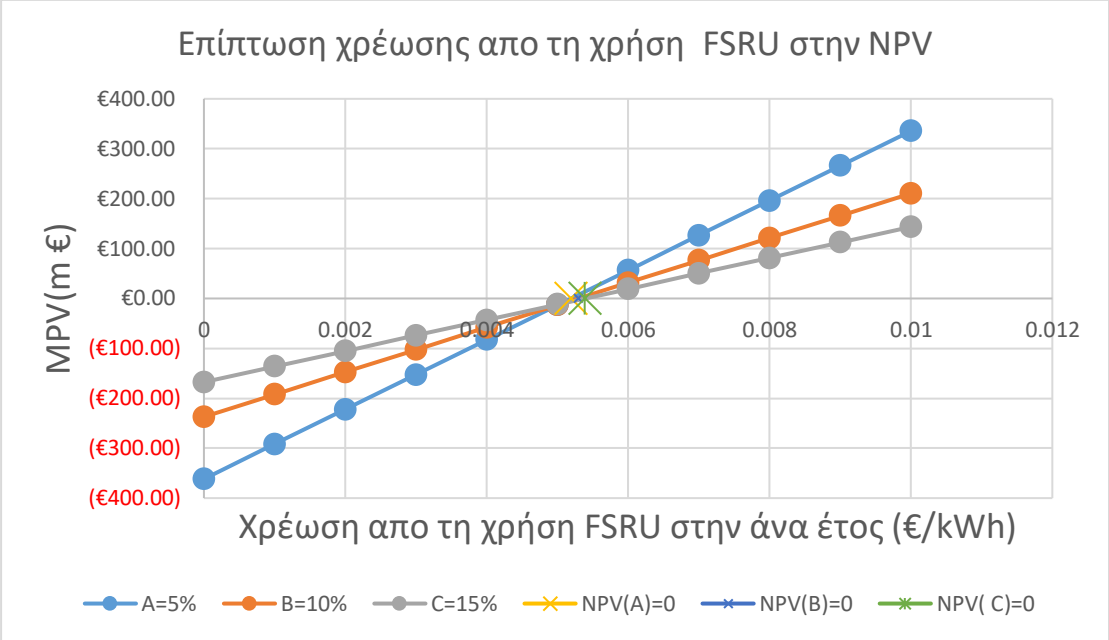
	A=5%	**B=10%**	**C=15%**
NPV (m €)	**4,59 €**	**3,13 €**	**0,85 €**

IRR	8%	13,5%	16,5%

Πίνακας [75]: Τιμές της NPV και του IRR για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Όπως αναλύθηκε και στο παραπάνω σενάριο οι τιμές του IRR είναι μεγαλύτερες στο για το r=15% και μικρότερες για r=5%. Το ακριβώς αντίθετο ισχύει για την NPV.

Ανάλυση ευαισθησίας



Εικόνα [68] : Επίδραση της ταρίφας στην NPV για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου

NPV=0	[A]:5%	[B]:110%	[C]:15%
Χρέωση από τη χρήση του FSRU άνα έτος [€/kWh]	**0,0052**	**0,0053**	**0,0054**

Πίνακας [76]: Τιμές της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για τη 3η περίπτωση του 2ου σεναρίου

6.2.2.4 Σενάριο εξηλεκτρισμού με αυξημένη χρήση ΦΑ

Τα αντίστοιχα έξοδα εδώ είναι:

Έτος	OPEX A=5% (m €)	OPEX B=10% (m €)	OPEX C=15% (m €)
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	31,03	41,98	54,84

2023	31,04	41,99	54,85
2024	31,05	42,01	54,86
2025	31,06	42,02	54,88
2026	30,98	41,94	54,80
2027	30,90	41,86	54,71
2028	30,82	41,78	54,63
2029	30,74	41,70	54,55
2030	30,66	41,61	54,47
2031	30,60	41,56	54,42
2032	30,55	41,50	54,36
2033	30,49	41,45	54,30
2034	30,43	41,39	54,25
2035	30,38	41,33	54,19
2036	30,42	41,37	54,23
2037	30,46	41,41	54,27
2038	30,50	41,45	54,31
2039	30,54	41,49	54,35
2040	30,58	41,53	54,39
2041	30,63	41,58	54,44

Πίνακας [77]: OPEX εταιρείας αερίου για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Κατόπιν με χρήση του κριτηρίου της NPV γίνεται ο υπολογισμός των ελάχιστων εσόδων. Προς τούτο γίνεται η υπόθεση μιας σταθερής ελάχιστης χρέωσης (€/kWh) και με βάση την αντίστοιχη ζήτηση LNG για αυτή τη περίπτωση υπολογίζονται τα ελάχιστα έσοδα (m €).

Έτος	Ελάχιστη χρέωση για το FSRU ανά έτος [A=5%] (€/kWh)	Ελάχιστα έσοδα [A=5%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,007290258	32,9738377
2023	0,007290258	33,87782971
2024	0,007290258	34,78182173

2025	0,007290258	35,68581374
2026	0,007290258	34,75995095
2027	0,007290258	33,83408817
2028	0,007290258	32,90822538
2029	0,007290258	31,98236259
2030	0,007290258	31,0564998
2031	0,007290258	30,29831295
2032	0,007290258	29,5401261
2033	0,007290258	28,78193925
2034	0,007290258	28,0237524
2035	0,007290258	27,26556555
2036	0,007290258	26,60579719
2037	0,007290258	25,94602883
2038	0,007290258	25,28626046
2039	0,007290258	24,6264921
2040	0,007290258	23,96672373
2041	0,007290258	21,7067437

Πίνακας [78]: Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Ελάχιστη χρέωση για το FSRU ανά έτος [B=10%] (€/kWh)	Ελάχιστα έσοδα [B=10%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,009626924	43,54257631
2023	0,009626924	44,73631486
2024	0,009626924	45,93005341
2025	0,009626924	47,12379196
2026	0,009626924	45,90117264
2027	0,009626924	44,67855332
2028	0,009626924	43,45593399

2029	0,009626924	42,23331467
2030	0,009626924	41,01069535
2031	0,009626924	40,00949528
2032	0,009626924	39,0082952
2033	0,009626924	38,00709513
2034	0,009626924	37,00589505
2035	0,009626924	36,00469498
2036	0,009626924	35,13345838
2037	0,009626924	34,26222177
2038	0,009626924	33,39098517
2039	0,009626924	32,51974857
2040	0,009626924	31,64851196
2041	0,009626924	28,66416559

Πίνακας [79]: Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Ελάχιστη χρέωση για το FSRU ανά έτος [C=15%] (€/kWh)	Ελάχιστα έσοδα [C=15%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,012340366	55,81547668
2023	0,012340366	57,3456821
2024	0,012340366	58,87588752
2025	0,012340366	60,40609293
2026	0,012340366	58,83886642
2027	0,012340366	57,2716399
2028	0,012340366	55,70441338
2029	0,012340366	54,13718686
2030	0,012340366	52,56996035
2031	0,012340366	51,28656225
2032	0,012340366	50,00316416
2033	0,012340366	48,71976607

2034	0,012340366	47,43636797
2035	0,012340366	46,15296988
2036	0,012340366	45,03616673
2037	0,012340366	43,91936359
2038	0,012340366	42,80256044
2039	0,012340366	41,68575729
2040	0,012340366	40,56895414
2041	0,012340366	36,74344059

Πίνακας [80]: Ελάχιστη χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Για τον αντίστοιχο υπολογισμό των πραγματικών εσόδων θα ακολουθηθεί η εξής πρακτική η οποία θα φανεί χρήσιμη στον ακόλουθο υπολογισμό των NPV και IRR. Σε κάθε μια από τις εξεταζόμενες περιπτώσεις για τα 4 πρώτα χρόνια της λειτουργίας (2022-2025) θα υπάρξει μια βολική σταθερή τιμή για την ετήσια χρέωση. Όλες οι ακόλουθες τιμές για την ετήσια χρέωση (2026-2041) θα προκύψουν από τις ελάχιστες με μια αύξηση 15%. Οι συγκεντρωτικοί πίνακες παρατίθονται στη συνέχεια :

Πίνακας [81] : Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=5% για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Χρέωση για το FSRU ανά έτος [B=10%] (€/kWh)	Έσοδα [B=10%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,0076	34,3748
2023	0,0076	35,3172
2024	0,0076	36,2596
2025	0,0076	37,202
2026	0,011070962	52,78634853
2027	0,011070962	51,38033631
2028	0,011070962	49,97432409
2029	0,011070962	48,56831187
2030	0,011070962	47,16229965
2031	0,011070962	46,01091957
2032	0,011070962	44,85953948
2033	0,011070962	43,7081594
2034	0,011070962	42,55677931
2035	0,011070962	41,40539923
2036	0,011070962	40,40347713
2037	0,011070962	39,40155504
2038	0,011070962	38,39963295
2039	0,011070962	37,39771085

2040	0,011070962	36,39578876
2041	0,011070962	32,96379043

Πίνακας [82] : Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=10% για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Έτος	Χρέωση για το FSRU ανά έτος [C=15%] (€/kWh)	Έσοδα [C=15%] (m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,0105	47,4915
2023	0,0105	48,7935
2024	0,0105	50,0955
2025	0,0105	51,3975
2026	0,014191421	67,66469638
2027	0,014191421	65,86238588
2028	0,014191421	64,06007539
2029	0,014191421	62,25776489
2030	0,014191421	60,4554544
2031	0,014191421	58,97954659
2032	0,014191421	57,50363878
2033	0,014191421	56,02773098
2034	0,014191421	54,55182317
2035	0,014191421	53,07591536
2036	0,014191421	51,79159174
2037	0,014191421	50,50726812
2038	0,014191421	49,2229445
2039	0,014191421	47,93862088
2040	0,014191421	46,65429726
2041	0,014191421	42,25495668

Πίνακας [83] : Πραγματική χρέωση και έσοδα για την εταιρεία αερίου με r=15% για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου

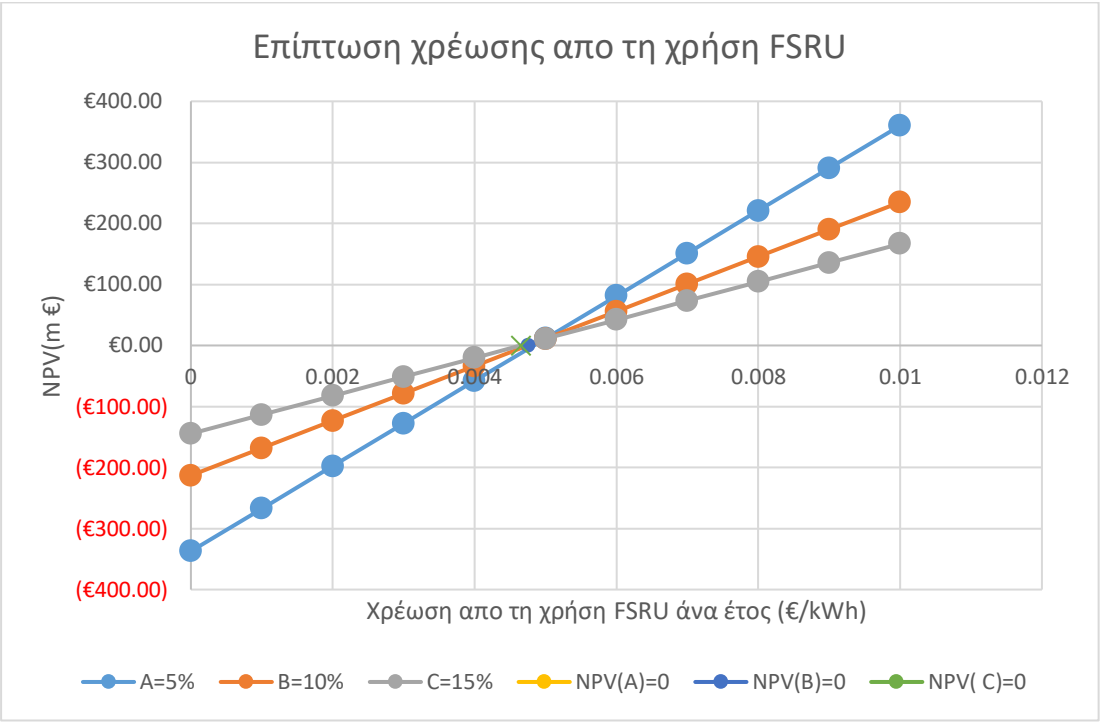
Με βάση τα παραπάνω στοιχεία είναι δυνατός ο υπολογισμός της NPV και του IRR.

	A=5%	B=10%	C=15%
NPV (m €)	**2,61 €**	**1,53 €**	**1,67 €**
IRR	**8%**	**12,9%**	**19,1%**

Πίνακας [84]:Τιμές της NPV και του IRR για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου

Όπως αναλύθηκε και στο παραπάνω σενάριο οι τιμές του IRR είναι μεγαλύτερες στο για το r=15% και μικρότερες για r=5%. Το ακριβώς αντίθετο ισχύει για την NPV.

Ανάλυση ευαισθησίας



Εικόνα [69]: Επίπτωση ταρίφας στην NPV για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου

NPV=0	[A]:5%	[B]:110%	[C]:15%
Χρέωση από τη χρήση του FSRU άνα έτος [€/kWh]	**0,0048**	**0,0048**	**0,0047**

Πίνακας [85]: Τιμές της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για τη 4η περίπτωση του 2ου σεναρίου

7. Συμπεράσματα

Είναι κοινός τόπος ότι παράγοντες όπως η αύξηση του πληθυσμού, η άνοδος του βιοτικού επιπέδου και η περαιτέρω ανάπτυξη των αναδυόμενων οικονομιών θα οδηγήσουν αναμφίβολα σε θεαματική αύξηση των ενεργειακών αναγκών του πλανήτη. Σύμφωνα με στοιχεία που προκύπτουν από έγκριτες πηγές όπως η BP (γράφημα 1) ,ο ΟΑΣΑ (γράφημα 2) κτλ. οι όλο και αυξανόμενες ενεργειακές απαιτήσεις του πλανήτη θα δημιουργήσουν ένα πρωτοφανές σκηνικό ζήτησης ενέργειας η οποία θα μπορέσει μόνο αν αυξηθεί η παραγωγή ενέργειας από τις ήδη υπάρχουσες συμβατικές πηγές ενώ παράλληλα αυξηθούν σημαντικά και τα ποσοστά παραγόμενης ενέργειας από μη συμβατικές και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας όπως είναι η ηλιακή, η αιολική κτλ.

Παράλληλα, οι όλο και αυστηρότεροι περιβαλλοντικοί κανονισμοί που υιοθετούνται σε αρκετούς τομείς της καθημερινότητας όπως είναι η αυτοκίνηση (πίνακας 1) και η ναυτιλία (γράφημα 4) καθιστούν την ανάγκη εύρεσης νέων περισσότερο φιλικών προς το περιβάλλον μορφών παραγωγής ενέργειας. Σε αυτή τη νέα εποχή προς μια οικονομία φιλικότερη προς το περιβάλλον το φυσικό αέριο μπορεί και πρέπει να διαδραματίσει ένα κυρίαρχο ρόλο. Ειδικότερα, σύμφωνα με τις προβλέψεις της BP και της SHELL (γράφημα 8) τα επόμενα χρόνια το φυσικό αέριο θα καθιερωθεί στη δεύτερη θέση της παγκόσμιας παραγωγής ενέργειας κάτω μόνο από το πετρέλαιο. Προς αυτή τη κατεύθυνση συνηγορούν και οι κινήσεις συνασπισμών όπως η ΕΕ η οποία με την οδηγία 2014/94 υποχρεώνει τα όλα τα κράτη μέλη να δημιουργήσουν υποδομές για τον ανεφοδιασμό του οδικού δικτύου με φυσικό αέριο ενώ κάθε κράτος μέλος πρέπει να δημιουργήσει κατάλληλες λιμενικές εγκαταστάσεις για τον ανεφοδιασμό των πλοίων με LNG μέχρι το 2030 εξαιτίας της μη συμμόρφωσης των πλοίων που καίνε πετρέλαιο με τα όρια που θέτουν οι ζώνες ECA (Emission Control Areas).

Το LNG παράγεται από το ΦΑ μετά ψύξη στους -162 oC υπό ατμοσφαιρική πίεση. Αντίθετα με το ΦΑ, που μεταφέρεται κατά κανόνα με αγωγούς, το LNG μεταφέρεται σε ειδικά πλοία τα LNG Carriers τα οποία διακρίνονται σε 2 μεγάλες κατηγορίες ανάλογα με το είδος των δεξαμενών που διαθέτουν(εικόνες 1,2). Η πλειοψηφία του παγκόσμιου στόλου LNG Carriers διαθέτει χωρητικότητα εως 140000 m3, ωστόσο ειδικά στις νέες κατασκευές οι χωρητικότητες είναι σημαντικά αυξημένες (πλέον των 170000 m3).

Όσον αφορά τους χώρους αποθήκευσης LNG διακρίνονται δυο περιπτώσεις, τους χερσαίους και οι θαλάσσιους. Οι χερσαίοι χώροι αποθήκευσης του LNG είναι πρακτικά κατάλληλα διαμορφωμένες δεξαμενές στη στεριά, οι οποίες είναι δυνατόν να διαφέρουν (εικόνες 4-9) ως προς τη θέση (υπόγειες, υπέργειες) και το είδος του περιορισμού(απλού περιορισμού, διπλού περιορισμού, πλήρους περιορισμού). Αντίθετα, για την αποθήκευση του LNG εν πλω χρησιμοποιούνται ειδικά διαμορφωμένες μονάδες αποθήκευσης LNG, τα λεγόμενα FSU.

Η συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση για LNG και ΦΑ γενικότερα οδηγεί όλο και περισσότερες χώρες στην δημιουργία τερματικών σταθμών επαναεριοποίησης LNG. Η παραδοσιακά πρακτική είναι η δημιουργία χερσαίων τερματικών σταθμών

επαναεριοποίησης LNG. Σε αυτή τη περίπτωση, ένα LNG Carrier προσεγγίζει τον τερματικό σταθμό και με την κατάλληλη διαδικασία γίνεται η εκφόρτωση του LNG στις κατάλληλες δεξαμενές του τερματικού σταθμού με τη χρήση σωληνώσεων ειδικά κατασκευασμένων για να αντέχουν στις χαμηλές θερμοκρασίες διαχείρισης που απαιτεί το LNG. Κατόπιν, πραγματοποιείται η επαναεριοποίηση του LNG και η μετατροπή του σε ΦΑ μέσω των κατάλληλων εγκαταστάσεων επαναεριοποίησης.

Μια πιο σύγχρονη εναλλακτική αποτελούν οι πλωτές μονάδες αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG, τα λεγόμενα FSRU. Ουσιαστικά, είναι LNG Carriers τα οποία διαθέτουν και κατάλληλες εγκαταστάσεις επαναεριοποίησης προκειμένου να γίνεται εν πλω η διαδικασία της επαναεριοποίησης. Οι μονάδες αυτές αποκτούν όλο και μεγαλύτερο κομμάτι της αγοράς καθώς συγκριτικά με τους χερσαίους σταθμούς εμφανίζουν χαμηλότερο κόστος, αυξημένη ευελιξία και τέλος παρέχουν τη δυνατότητα μετακίνησης τους σε άλλο μέρος αν απαιτηθεί.

Παρόμοιες μονάδες μπορούν να κατασκευαστούν εξ αρχής ως FSRU με χρόνο παραλαβής που κυμαίνεται μεταξύ 27-36 μήνες, είτε να προκύψουν από μετασκευή ενός συμβατικού LNG Carrier σε μονάδα FSRU με σημαντικά μειωμένο χρόνο παράδοσης. Ο σημαντικά μειωμένος χρόνος παραλαβής ενός FSRU που προκύπτει από μετασκευή στρέφει πολλούς πλοιοκτήτες σε αυτή τη λύση προκειμένου να εξασφαλίσουν τη πιο σύντομη είσοδο τους στην αγορά.

Από άποψη λειτουργίας οι μονάδες αυτές διαχωρίζονται σε δυο κατηγορίες. Στα FSRU στα οποία η επαναεριοποίηση γίνεται εντός του σκάφους από τις ειδικά διαμορφωμένες εγκαταστάσεις επαναεριοποίησης και στα FSU τα οποία αποθηκεύουν LNG αλλά η διαδικασία της επαναεριοποίηση γίνεται εκτός του σκάφους π.χ. σε ειδικά διαμορφωμένη φορτηγίδα (εικόνα 18). Επιπρόσθετα, όσον αφορά τις εγκαταστάσεις επαναεριοποίησης αυτές μπορεί να είναι ανοικτού η κλειστού τύπου (εικόνες 38,39)

Όσον αφορά τη κατασκευή τους τα FSRU ακολουθούν τα πρότυπα των LNG Carriers, δηλαδή διαθέτουν δεξαμενές τύπου MOSS η μεμβράνης. Εντούτοις, οι δεξαμενές τύπου μεμβράνης προτιμώνται λόγω του επίπεδου καταστρώματος που συνοδεύει τη σχεδίαση τους και η οποία επιτρέπει την εύκολη τοποθέτηση των εγκαταστάσεων επαναεριοποίησης στο πρωραίο τμήμα του σκάφους.

Επιπλέον, η προωστήρια εγκατάσταση που απαιτείται για τη λειτουργία του FSRU καθορίζεται από επιχειρησιακούς λόγους και σήμερα είναι διαθέσιμες αρκετές τεχνικά άρτιες λύσεις προκειμένου να γίνει η κατάλληλη επιλογή. Συγκεκριμένα, παρέχεται η δυνατότητα επιλογή αεροστροβίλων, μηχανών Diesel καθώς και υβριδικών συστημάτων(εικόνες 29,30).

Στο τελικό στάδιο της εργασίας πραγματοποιήθηκε μια μελέτη σκοπιμότητας με βάση διάφορα οικονομικά κριτήρια που περιέχονται στην εργασία. Ειδικότερα, μελετήθηκε η εγκατάσταση και λειτουργία μια μονάδας FSRU στη περιοχή της Κρήτης και συγκεκριμένα του Αθερινόλακκου σε δυο διαφορετικά σενάρια.

Στο πρώτο σενάριο μελετήθηκε μια κοινοπραξία ναυτιλιακής εταιρείας-εταιρείας αερίου η οποία θα κατέχει και θα διαχειρίζεται το FSRU. Αντίθετα, στο δεύτερο

σενάριο η ναυτιλιακή εταιρεία κατέχει και διαχειρίζεται τη μονάδα, ενώ η εταιρεία αερίου ναυλώνει το FSRU από τη ναυτιλιακή εταιρεία και χρεώνει τη χρήση του ως σημείο εισόδου Φ.Α. στην Ελλάδα. Και στα δυο σενάρια έγινε ξεχωριστή εξέταση 4 διαφορετικών περιπτώσεων σχετικά με τη ζήτηση του LNG στη Κρήτη καθώς διαφορετικές τιμές της ζήτησης οδηγούν σε διαφορετικά οικονομικά αποτελέσματα.

Συγκεκριμένα, οι 4 διαφορετικές περιπτώσεις που εξετάστηκαν ήταν οι εξής:

1. Περίπτωση αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και χωρίς ανάπτυξη ΑΠΕ
2. Περίπτωση αυξημένης διείσδυσης ΦΑ με διασύνδεση
3. Περίπτωση αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και με περαιτέρω ανάπτυξη ΑΠΕ
4. Περίπτωση εξηλεκτρισμού με αυξημένη χρήση ΦΑ

Από τα αποτελέσματα του πρώτου σεναρίου (20,30,40) προκύπτει ότι για τις 3 τελευταίες περιπτώσεις η τιμή του IRR είναι μεγαλύτερη για r =15% και μικρότερη για r=5%. Το αντίθετο ισχύει για την NPV. Αυτό εξηγείται εύκολα αν αναλογιστεί κανείς πως μεγαλύτερη τιμή του r οδηγεί εύλογα σε μεγαλύτερη τιμή του IRR. Επιπλέον, στη περίπτωση όπου r=5% έχουμε τη μεγαλύτερη αύξηση στο αρχικο προεξοφλητικό επιτόκιο σε σχέση με το τις περιπτώσεις για r=10,15%.

Όσον αφορα την 1ή περίπτωση (πίνακας 10), παρατηρούμε ότι για r=10%,15% η τιμή της καθαρής παρούσας αξίας είναι μικρότερη του 0, συνεπώς η επένδυση θα οδηγήσει στην παρουσίαση ζημιών για τη κοινοπραξία. Η αρνητική τιμή της NPV είναι πιθανόν να οφείλεται στην υπόθεση που έγινε για τον υπολογισμό των ετήσιων εσόδων. Συγκεκριμένα, η γραμμική αύξηση 15% στα ελάχιστα έσοδα που προτάθηκε φαίνεται να μην είναι επαρκής για να εξασφαλίσει τα κατάλληλα έσοδα προκειμένου να προκύψει θετική τιμή της NPV για r=10% και r=15%.Το παραπάνω επιχείρημα ενισχύεται και από το γεγονός ότι η τιμή του IRR στις δυο περιπτώσεις προκύπτει μικρότερη από τις αντίστοιχες τιμές του r, ενώ σε περίπτωση εμφάνισης κέρδους θα έπρεπε να είναι μεγαλύτερη.

Περνώντας στα αποτελέσματα του δεύτερου σεναρίου. θα διακρίνουμε τις δυο διαφορετικές οπτικές. Όσον αφορά την οπτική της ναυτιλιακής εταιρείας (πίνακας 50) προκύπτει ότι η τιμή του IRR είναι μεγαλύτερη για r =15% και μικρότερη για r=5%. Το αντίθετο ισχύει για την NPV. Αυτό εξηγείται εύκολα αν αναλογιστεί κανείς πως μεγαλύτερη τιμή του r οδηγεί εύλογα σε μεγαλύτερη τιμή του IRR. Επιπλέον, στη περίπτωση όπου r=5% έχουμε τη μεγαλύτερη αύξηση στο αρχικό προεξοφλητικό επιτόκιο σε σχέση με το τις περιπτώσεις για r=10,15%.

Το ίδιο μοτίβο προκύπτει και για τις 3 από τις 4 περιπτώσεις που εξετάστηκαν από τη σκοπιά της εταιρείας αερίου, δηλαδή η τιμή του IRR είναι μεγαλύτερη για r =15% και μικρότερη για r=5% και το αντίθετο ισχύει για την NPV . Η μόνη περίπτωση που ήταν διαφορετική ήταν αυτή της «αυξημένης διείσδυσης ΦΑ με διασύνδεση » στην οποία τα νούμερα βγήκαν αντίθετα από τα φυσιολογικά δηλ. NPVMAX για τη μεγαλύτερη τιμή του προεξοφλητικού επιτοκίου (r =15%) κάτι που μας οδηγεί στο συμπέρασμα

πως η μειωμένη τιμή της χρέωσης που θεωρήθηκε για τα 4 πρώτα χρόνια ήταν προφανώς πολύ μικρή για τη μελέτη αυτής της περίπτωσης.

Από τη μεριά της ναυτιλιακής εταιρείας και λαμβάνοντας υπόψιν και τα δύο σενάρια προκύπτει το συμπέρασμα ότι η πιο καλή από πλευρά κερδοφορίας περίπτωση είναι η δεύτερη στην οποία είναι ιδιοκτήτης και διαχειριστής του FSRU . Αυτό προκύπτει από το γεγονός ότι η NPV για τη ναυτιλιακή εταιρεία είναι μεγαλύτερη στο δεύτερο σενάριο σε σχέση με όλες τις περιπτώσεις που εξετάστηκαν στο πρώτο σενάριο ενώ παράλληλα οι τιμές του IRR είναι στη πλειοψηφία των περιπτώσεων παρεμφερείς. Συνεπώς, μεταξύ των δυο σεναρίων η ναυτιλιακή εταιρεία σε πιθανή ανάγκη επιλογής θα επιλέξει το δεύτερο και δε θα προτιμήσει κάποιου είδους κοινοπραξία με την εταιρεία αερίου.

Αντίθετα, η εταιρεία αερίου με βάση τα αποτελέσματα την NPV και του IRR αναμένεται να παρουσιάσει μεγαλύτερη κερδοφορία σε περίπτωση κοινοπραξίας των δυο εταιρειών στο 75% των περιπτώσεων καθώς στο δεύτερο σενάριο και για 3 από τις 4 περιπτώσεις εμφανίζει μεγαλύτερες τιμές για την NPV και τον IRR. Εξαίρεση αποτελεί η πρώτη περίπτωση της «αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και χωρίς ανάπτυξη ΑΠΕ» διότι όπως αναφέρθηκε παραπάνω δεν είναι συμφέρουσα για καμία από τις δυο εταιρείες αν λειτουργήσουν ως κοινοπραξία. Παράλληλα, η εταιρεία αερίου για αυτή τη περίπτωση και στο δεύτερο σενάριο εμφανίζει ικανοποιητικές τιμές για την NPV και τον IRR. Εντούτοις, στη περίπτωση επιλογής του 1ου σεναρίου από την εταιρεία αερίου ένα σημαντικό χρηματικό ποσό απαιτείται στην αρχή της επένδυσης για τη κατασκευή της μονάδας και συνεπώς σε περίπτωση μειωμένης ρευστότητας ένα δάνειο θα ήταν μια καλή λύση , η οποία όμως θα μείωνε παράλληλα τις υπολογισθείσες τιμές του NPV και του IRR

Συμπερασματικά, η μελέτη σκοπιμότητας που παρουσιάστηκε στη παρούσα διπλωματική εργασίας βασίστηκε κατά το δυνατόν σε αξιόπιστα στοιχεία και σε όσο το δυνατόν λιγότερες παραδοχές. Παρόλα αυτά, δε παύει να αποτελεί μια φοιτητική εργασία και σίγουρα υπάρχει χώρος για βελτιώσεις. Επί παραδείγματι, σε πραγματικές συνθήκες θα ήταν αναμφίβολα απαραίτητο ένα δάνειο για την εξασφάλιση των χρημάτων για τη κατασκευή της μονάδας στα αρχικά στάδια της μελέτης. Επιπλέον, ορισμένες παραδοχές σχετικά με σταθερές τιμές για το ναύλο και για τις χρεώσεις είναι επαρκείς για τη παρούσα εργασία αλλά σχετικά απλοϊκές για μια πραγματική τεχνο-οικονομική ανάλυση. Συνεπώς, ζητήματα όπως τα παραπάνω είναι απαραίτητο να μελετηθούν διεξοδικά και σε πραγματικό χρόνο για τη δημιουργία μιας βέλτιστης οικονομικής ανάλυσης.

8. Βιβλιογραφία

BP, 2017. Energy Outlook 2017 edition.

Delivering LNG solutions, n.d.

Doman, L.E., Arora, V., Metelitsa, A., Leahy, M., Barden, J.L., Ford, M., Jones, A., Brian Murphy, E.T., Lillis, K., Slater-Thompson, N., sector Behjat Hojjati, B., Peterson, D., Zaretskaya, V. V, Chase, N., Morris, M., Lindstrom, P., Geagla, A., Grissom, S., Maples, J., Teller, K., Smith, K.A., Staub, J., Ayoub, J., Cheung, C., Eshbaugh, M., Griffin, K., Lou, J., Smith, P., Smith, C.L., 2013. World energy demand and economic outlook Macroeconomic assumptions Liquid fuels Natural gas Transportation sector Energy-related carbon dioxide emissions The following also contributed to the production of the IEO2013 report.

FSRU and Floating Regas – FSRU Fleet [WWW Document], n.d. URL https://excelerateenergy.com/fleet/ (accessed 10.23.19).

FSRU Toscana installed successfully - London Marine Consultants [WWW Document], n.d. URL https://www.londonmarine.co.uk/toscana/ (accessed 10.23.19).

Gas Tanker - Types, Tanks, Re-liquefaction and Cargo Handling Operations [WWW Document], n.d. URL https://cultofsea.com/tanker/gas-tanker-types-tanks-cargo/ (accessed 10.23.19).

Golar LNG, n.d. Floating Storage and Regasification Unit FSRU.

Hatzigrigoris, S., 2016. MGM & FSRU Market Overview.

International Gas Union, 2018. IGU World LNG Report – 2018 Edition.

Klaipėdos Nafta, 2013. Liquefied Natural Gas (LNG) Terminal.

Lithuania: EIB supports the construction of LNG terminal [WWW Document], n.d. URL https://www.eib.org/en/press/all/2013-104-eib-supports-the-construction-of-lng-terminal-in-lithuania.htm (accessed 10.23.19).

Lloyd's Register, 2016. Floating Storage and Regasification Units.

LNG Hoses – Oil & Gas – ContiTech Industrial Fluid Systems [WWW Document], n.d. URL https://www.contitech-oil-gas.com/pages/lng-hoses/lng-hoses_en.html (accessed 10.23.19).

LNG Storage Tanks - Corban Energy Group [WWW Document], n.d. URL http://new.corbanenergygroup.com/lng-storage-tanks/ (accessed 10.23.19).

Manufactures First LNG Railway LNG Tank Container in China-News-CIMC ENRIC HOLDING LIMITED [WWW Document], n.d. URL http://www.enricgroup.com/en/newsinfo.asp?id=142 (accessed 10.23.19).

Mc Guire, White, 2008. Witherby & Co Ltd 32-36 Aylesbury Street London 9–12.

Migadis, M., 2017. FSRU - Must (?) Have Items.

New Euro6 emissions standards set to clean up diesel [WWW Document], n.d. URL https://www.clm.co.uk/blog/euro6-emissions-ad-blue/ (accessed 10.23.19).

Opening Ceremony for the new Biogas Power Plant in Heraklion, Crete - sychem [WWW Document], n.d. URL https://www.sychem.gr/en/opening-ceremony-new-biogas-power-plant-heraklion-crete/ (accessed 10.23.19).

Peterson, P.P. (Pamela P., Fabozzi, F.J., 2002. Capital budgeting : theory and practice. Wiley.

Rotaram Quick Connect Disconnect Coupling (RR) [WWW Document], n.d. URL http://www.mibitaliana.it/en/rotaram-quick-connect-disconnect-coupling-qcdc-rr.aspx (accessed 10.23.19).

Shell, 2017. LNG Outlook.

SMMT, n.d. UK Car Emissions Testing - SMMT [WWW Document]. URL https://www.smmt.co.uk/industry-topics/emissions/testing/ (accessed 10.23.19).

Songhurst, B., 2017a. The Oxford Institute for Energy Studies.

Songhurst, B., 2017b. The Outlook for Floating Storage and Regasification Units (FSRUs).

Stopford, M., 2009. Maritime economics. Routledge.

SVT ARCTIC Marine Loading Arm - especially designed for the transfer of liquid gas [WWW Document], n.d. URL https://www.svt-gmbh.com/en/products/marine-loading-arms/arctic/ (accessed 10.23.19).

Wärtsilä, n.d. Wärtsilä LNG Systems.

ΕΜΠ, 2015. Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης.

Εργαστήριο Τεχνολογίας Καυσίμων και Λιπαντικών - Σχολή Χημικών Μηχανικών Ε.Μ.Π. [WWW Document], n.d. URL https://www.chemeng.ntua.gr/the_fuels_and_lubricants_technology_lab (accessed 10.23.19).

Καμπούρης, Γ., n.d. Διασύνδεση Κρήτης. Σχεδιασμός & Οδικός Χάρτης Υλοποίησης.

Περιφέρεια Κρήτης | Επίσημος ιστοχώρος [WWW Document], n.d. URL https://www.crete.gov.gr/ (accessed 10.23.19).

9. Παράρτημα –Αναλυτικοί υπολογισμοί

9.1. Πρώτο σενάριο

K7 =G7*B11

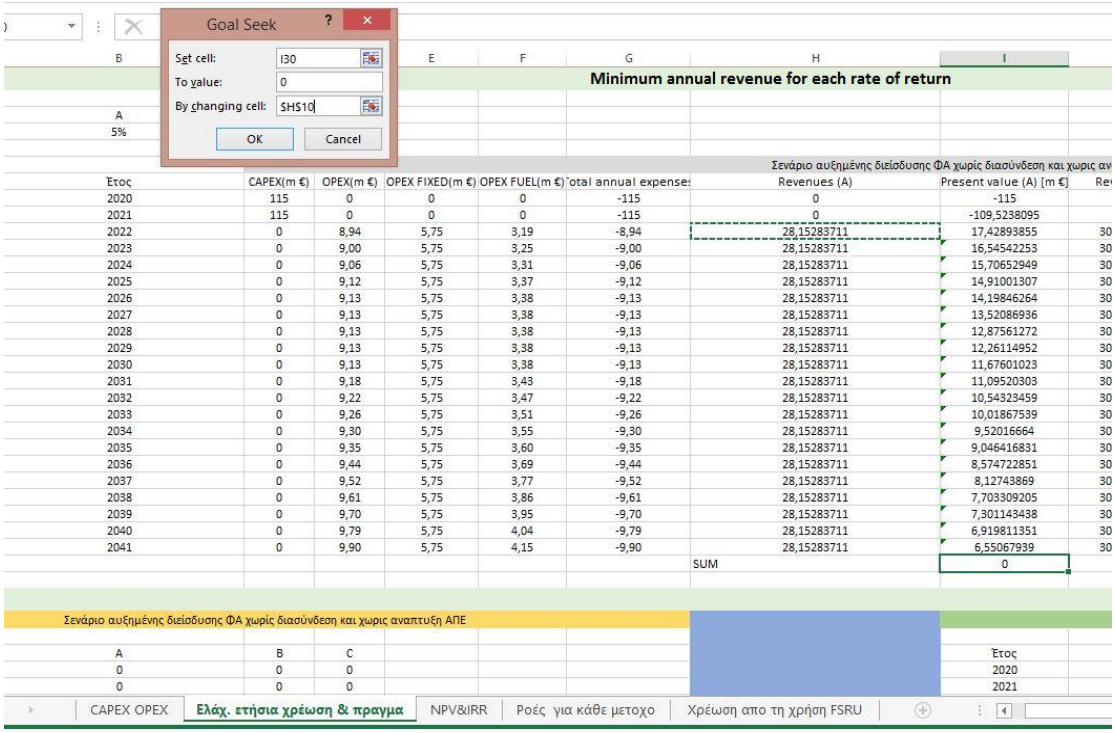
Γενικός υπολογισμός OPEX για τη μονάδα FSRU	
OPEX= 2,5%CAPEX +κόστος καυσίμου	
Κόστος καυσίμου κατά OXFORD	
OPEN LOOP	
Send out of LNG(Tonnes)	Κόστος(€)
5000000	26280000
1	5,256

Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και χωρις αναπτυξη Α

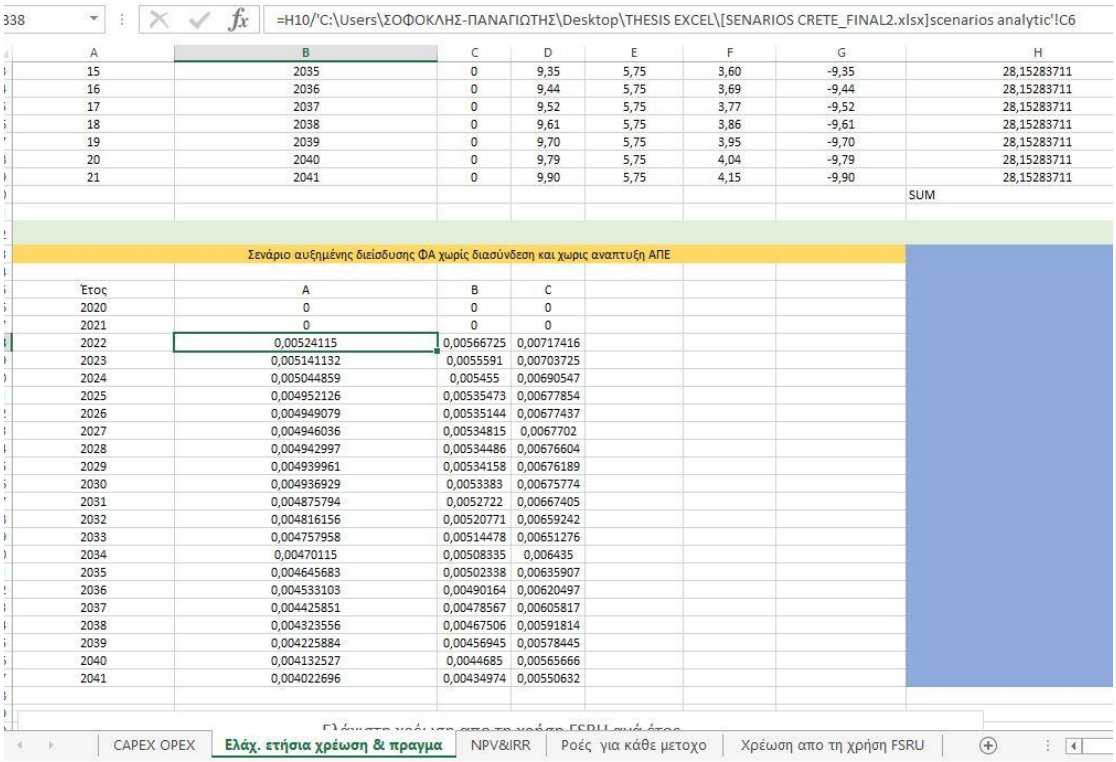
Έτος	Ποσότητα LNG(tonnes)	Κόστος καυσίμου
2020	582841,0132	3063412,365
2021	594638,9572	3125422,359
2022	606436,9012	3187432,352
2023	618234,8451	3249442,346
2024	630032,7891	3311452,34
2025	641830,7331	3373462,333
2026	642225,8796	3375539,223
2027	642621,026	3377616,113
2028	643016,1725	3379693,003
2029	643411,3189	3381769,892
2030	643806,4654	3383846,782
2031	651878,7429	3426274,672
2032	659951,0203	3468702,563
2033	668023,2978	3511130,453
2034	676095,5753	3553558,344
2035	684167,8527	3595986,234
2036	701159,1501	3685292,493
2037	718150,4474	3774598,752
2038	735141,7447	3863905,01
2039	752133,0421	3953211,269
2040	769124,3394	4042517,528
2041	790123,5507	4152889,383
	Μέσο κόστος	3510779,809

CAPEX OPEX | Ελάχ. ετήσια χρέωση & πραγμα | NPV&IRR | Ροές για κάθε μετοχο | Χρέωση απο τη

Εικόνα [70] :Υπολογισμός CAPEX και OPEX



Εικόνα [71] : Χρήση Goal seek για τον υπολογισμό των ελάχιστων εσόδων για το 1ο σενάριο



Εικόνα [72] :Υπολογισμός ελάχιστης χρέωσης για το 1ο σενάριο

=B38*1,15

A=5% B=10% C=15%

Σε αυτή τη περίπτωση πραγματοποιείται μια αύξηση 15% σε σχέση με την ελάχιστη χρέωση

A(5%)

Έτος	Ετήσια χρέωση για τη χρήση του FSRU(€/kWh)	Πραγματικά έσοδα(m €)
2020	0	0
2021	0	0
2022	0,006027322	32,3757627
2023	0,005912301	32,3757627
2024	0,005801588	32,3757627
2025	0,005694945	32,3757627
2026	0,005691441	32,3757627
2027	0,005687941	32,3757627
2028	0,005684446	32,3757627
2029	0,005680955	32,3757627
2030	0,005677468	32,3757627
2031	0,005607164	32,3757627
2032	0,005538579	32,3757627
2033	0,005471652	32,3757627
2034	0,005406323	32,3757627
2035	0,005342535	32,3757627
2036	0,005213069	32,3757627
2037	0,005089728	32,3757627
2038	0,00497209	32,3757627
2039	0,004859766	32,3757627
2040	0,004752406	32,3757627
2041	0,0046261	32,3757627

B(10%)

CAPEX OPEX | Ελάχ. ετήσια χρέωση & πραγμα | NPV&IRR | Ροές για κάθε μετοχο | Χρέωση

Εικόνα [73] :Υπολογισμός πραγματικής χρέωσης και εσόδων

=I5+NPV(0,05;I6:I26)

Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και χωρις αναπτυξη ΑΠΕ

A(5%)

N	Έτος	CAPEX (m €)	OPEX(m €)	OPEX FIXED	OPEX FUEL	Συνολικά ετήσια έξοδα(m €)	Πραγματικά Έσοδα (m €)	Συνολικές ταμειακές ροές(m €)
0	2020	115	0	0	0	-115	0	-115
1	2021	115	0	0	0	-115	0	-115
2	2022	0	8,94	5,75	3,19	-8,94	32,37576267	23,43833032
3	2023	0	9,00	5,75	3,25	-9,00	32,37576267	23,37632033
4	2024	0	9,06	5,75	3,31	-9,06	32,37576267	23,31431033
5	2025	0	9,12	5,75	3,37	-9,12	32,37576267	23,25230034
6	2026	0	9,13	5,75	3,38	-9,13	32,37576267	23,25022345
7	2027	0	9,13	5,75	3,38	-9,13	32,37576267	23,24814656
8	2028	0	9,13	5,75	3,38	-9,13	32,37576267	23,24606967
9	2029	0	9,13	5,75	3,38	-9,13	32,37576267	23,24399278
10	2030	0	9,13	5,75	3,38	-9,13	32,37576267	23,24191589
11	2031	0	9,18	5,75	3,43	-9,18	32,37576267	23,199488
12	2032	0	9,22	5,75	3,47	-9,22	32,37576267	23,15706011
13	2033	0	9,26	5,75	3,51	-9,26	32,37576267	23,11463222
14	2034	0	9,30	5,75	3,55	-9,30	32,37576267	23,07220433
15	2035	0	9,35	5,75	3,60	-9,35	32,37576267	23,02977644
16	2036	0	9,44	5,75	3,69	-9,44	32,37576267	22,94047018
17	2037	0	9,52	5,75	3,77	-9,52	32,37576267	22,85116392
18	2038	0	9,61	5,75	3,86	-9,61	32,37576267	22,76185766
19	2039	0	9,70	5,75	3,95	-9,70	32,37576267	22,6725514
20	2040	0	9,79	5,75	4,04	-9,79	32,37576267	22,58324514
21	2041	0	9,90	5,75	4,15	-9,90	32,37576267	22,47287329

	A	B	C
NPV (m €)	50,12 €	-19,66 €	-23,54 €
IRR	7,4%	8,7%	13,1%

Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ με διασύνδεση

A(5%)

N	Έτος	CAPEX (m €)	OPEX(m €)	OPEX FIXED	OPEX FUEL	Συνολικά ετήσια έξοδα(m €)	Πραγματικά Έσοδα (m €)	Συνολικές ταμειακές ροές(m €)
0	2020	115	0	0	0	-115	0	-115
1	2021	115	0	0	0	-115	0	-115
2	2022	0	8,85	5,75	3,10	-8,85	31,03754862	22,18882913
3	2023	0	8,86	5,75	3,11	-8,86	31,03754862	22,17636779
4	2024	0	8,87	5,75	3,12	-8,87	31,03754862	22,16390645
5	2025	0	8,89	5,75	3,14	-8,89	31,03754862	22,15144511
6	2026	0	8,71	5,75	2,96	-8,71	31,03754862	22,32827744

CAPEX OPEX | Ελάχ. ετήσια χρέωση & πραγμα | NPV&IRR | Ροές για κάθε μετοχο | Χρέωση απο τη χρήση FSRU

Εικόνα [74] : Υπολογισμός NPV 1ης περίπτωσης 1ου σεναρίου

B30 =IRR(I5:I26)

Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και χωρίς αναπτυξη ΑΠΕ

N	Έτος	CAPEX (m €)	OPEX(m €)	OPEX FIXED	OPEX FUEL	Συνολικά ετήσια έξοδα(m €)	Πραγματικά Έσοδα (m €)	Συνολικές ταμειακές ροές(m €)
								A(5%)
0	2020	115	0	0	0	-115	0	-115
1	2021	115	0	0	0	-115	0	-115
2	2022	0	8,94	5,75	3,19	-8,94	32,37576267	23,43833032
3	2023	0	9,00	5,75	3,25	-9,00	32,37576267	23,37632033
4	2024	0	9,06	5,75	3,31	-9,06	32,37576267	23,31431033
5	2025	0	9,12	5,75	3,37	-9,12	32,37576267	23,25230034
6	2026	0	9,13	5,75	3,38	-9,13	32,37576267	23,25022345
7	2027	0	9,13	5,75	3,38	-9,13	32,37576267	23,24814656
8	2028	0	9,13	5,75	3,38	-9,13	32,37576267	23,24606967
9	2029	0	9,13	5,75	3,38	-9,13	32,37576267	23,24399278
10	2030	0	9,13	5,75	3,38	-9,13	32,37576267	23,24191589
11	2031	0	9,18	5,75	3,43	-9,18	32,37576267	23,199488
12	2032	0	9,22	5,75	3,47	-9,22	32,37576267	23,15706011
13	2033	0	9,26	5,75	3,51	-9,26	32,37576267	23,11463222
14	2034	0	9,30	5,75	3,55	-9,30	32,37576267	23,07220433
15	2035	0	9,35	5,75	3,60	-9,35	32,37576267	23,02977644
16	2036	0	9,44	5,75	3,69	-9,44	32,37576267	22,94047018
17	2037	0	9,52	5,75	3,77	-9,52	32,37576267	22,85116392
18	2038	0	9,61	5,75	3,86	-9,61	32,37576267	22,76185766
19	2039	0	9,70	5,75	3,95	-9,70	32,37576267	22,6725514
20	2040	0	9,79	5,75	4,04	-9,79	32,37576267	22,58324514
21	2041	0	9,90	5,75	4,15	-9,90	32,37576267	22,47287329

	A	B	C
NPV (m €)	50,12 €	-19,66 €	-23,54 €
IRR	7,4%	8,7%	13,1%

Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ με διασύνδεση

N	Έτος	CAPEX (m €)	OPEX(m €)	OPEX FIXED	OPEX FUEL	Συνολικά ετήσια έξοδα(m €)	Πραγματικά Έσοδα (m €)	Συνολικές ταμειακές ροές(m €)
								A(5%)
0	2020	115	0	0	0	-115	0	-115
1	2021	115	0	0	0	-115	0	-115
2	2022	0	8,85	5,75	3,10	-8,85	31,03754862	22,18882913
3	2023	0	8,86	5,75	3,11	-8,86	31,03754862	22,17636779
4	2024	0	8,87	5,75	3,12	-8,87	31,03754862	22,16390645
5	2025	0	8,89	5,75	3,14	-8,89	31,03754862	22,15144511
6	2026	0	8,71	5,75	2,96	-8,71	31,03754862	22,32827744

CAPEX OPEX | Ελάχ. ετήσια χρέωση & πραγμα | NPV&IRR | Ροές για κάθε μετοχο | Χρέωση απο τη χρήση FSRU

Εικόνα [75]: Υπολογισμός IRR 1ης περίπτωσης 1ου σεναρίου

	Ναυτιλιακή εταιρεία			Εταιρεία Αερίου		
	A=5%	B=10%	C=15%	A=5%	B=10%	C=15%
Έτος	Ετήσια ταμειακή ροή(m €)	Ετήσια ταμειακή ροή(m €)	Ετήσια ταμειακή ροή(m €)	Ετήσια ταμειακή ροή(m €)	Ετήσια ταμειακή ροή(m €)	Ετήσια ταμειακή ροή(m €)
2020	-69	-69	-69	-46	-46	-46
2021	-69	-69	-69	-46	-46	-46
2022	14,06299819	15,64228213	21,2273721	9,375332128	10,42818809	14,1515814
2023	14,0257922	15,60507614	21,19016611	9,35052813	10,40338409	14,1267774
2024	13,9885862	15,56787014	21,15296011	9,325724133	10,37858009	14,10197341
2025	13,9513802	15,53066414	21,11575411	9,300920135	10,3537761	14,07716941
2026	13,95013407	15,52941801	21,11450798	9,300089379	10,35294534	14,07633865
2027	13,94888794	15,52817188	21,11326185	9,299258624	10,35211458	14,0755079
2028	13,9476418	15,52692574	21,11201571	9,298427868	10,35128383	14,07467714
2029	13,94639567	15,52567961	21,11076958	9,297597112	10,35045307	14,07384639
2030	13,94514953	15,52443348	21,10952345	9,296766356	10,34962232	14,07301563
2031	13,9196928	15,49897674	21,08406671	9,2797952	10,33265116	14,05604447
2032	13,89423607	15,47352001	21,05860998	9,262824044	10,31568	14,03907332
2033	13,86877933	15,44806327	21,03315324	9,245852887	10,29870885	14,02210216
2034	13,8433226	15,42260654	21,00769651	9,228881731	10,28173769	14,00513101
2035	13,81786586	15,3971498	20,98223977	9,211910575	10,26476654	13,98815985
2036	13,76428211	15,34356605	20,92865602	9,176188072	10,22904403	13,95243735
2037	13,71069835	15,28998229	20,87507226	9,140465568	10,19332153	13,91671484
2038	13,6571146	15,23639854	20,82148851	9,104743065	10,15759903	13,88099234
2039	13,60353084	15,18281478	20,76790475	9,069020561	10,12187652	13,84526984
2040	13,54994709	15,12923103	20,714321	9,033298058	10,08615402	13,80954733
2041	13,48372397	15,06300792	20,64809788	8,989149316	10,04200528	13,76539859

	Ναυτιλιακή εταιρεία		Εταιρεία αερίου	
	NPV(m €)	IRR	NPV	IRR
A=5%	30,07 €	7,4%	20,05 €	7,4%

CAPEX OPEX | Ελάχ. ετήσια χρέωση & πραγμα | NPV&IRR | Ροές για κάθε μετοχο | Χρέωση απο τη χρήση FSRU

Εικόνα [76] : Υπολογισμός ταμειακών ροών μετόχων

B33 =B8+NPV(0,05;B9:D29)

	Ναυτιλιακή εταιρεία			
	A=5%	B=10%	C=15%	A=5%
Έτος	Ετήσια ταμειακή ροή(m €)	Ετήσια ταμειακή ροή(m €)	Ετήσια ταμειακή ροή(m €)	Ετήσια ταμειακή ρο
2020	-69	-69	-69	-46
2021	-69	-69	-69	-46
2022	14,06299819	15,64228213	21,2273721	9,375332128
2023	14,0257922	15,60507614	21,19016611	9,35052813
2024	13,9885862	15,56787014	21,15296011	9,325724133
2025	13,9513802	15,53066414	21,11575411	9,300920135
2026	13,95013407	15,52941801	21,11450798	9,300089379
2027	13,94888794	15,52817188	21,11326185	9,299258624
2028	13,9476418	15,52692574	21,11201571	9,298427868
2029	13,94639567	15,52567961	21,11076958	9,297597112
2030	13,94514953	15,52443348	21,10952345	9,296766356
2031	13,9196928	15,49897674	21,08406671	9,2797952
2032	13,89423607	15,47352001	21,05860998	9,262824044
2033	13,86877933	15,44806327	21,03315324	9,245852887
2034	13,8433226	15,42260654	21,00769651	9,228881731
2035	13,81786586	15,3971498	20,98223977	9,211910575
2036	13,76428211	15,34356605	20,92865602	9,176188072
2037	13,71069835	15,28998229	20,87507226	9,140465568
2038	13,6571146	15,23639854	20,82148851	9,104743065
2039	13,60353084	15,18281478	20,76790475	9,069020561
2040	13,54994709	15,12923103	20,714321	9,033298058
2041	13,48372397	15,06300792	20,64809788	8,989149316

	Ναυτιλιακή εταιρεία		Εταιρεία αερίου	
	NPV(m €)	IRR	NPV	IRR
A=5%	30,07 €	7,4%	20,05 €	7,4%
B=10%	-11,80 €	8,7%	-7,86 €	8,7%

CAPEX OPEX | Ελάχ. ετήσια χρέωση & πραγμα | NPV&IRR | Ροές για κάθε μετοχο | Χρέωση απο τη χρήση FSRU

Εικόνα [77]: Υπολογισμός NPV ναυτιλιακής εταιρείας για το 1ο σενάριο

C33 =IRR(B8:D29)

	Ναυτιλιακή εταιρεία			
	A=5%	B=10%	C=15%	
Έτος	Ετήσια ταμειακή ροή(m €)	Ετήσια ταμειακή ροή(m €)	Ετήσια ταμειακή ροή(m €)	Ετή
2020	-69	-69	-69	
2021	-69	-69	-69	
2022	14,06299819	15,64228213	21,2273721	
2023	14,0257922	15,60507614	21,19016611	
2024	13,9885862	15,56787014	21,15296011	
2025	13,9513802	15,53066414	21,11575411	
2026	13,95013407	15,52941801	21,11450798	
2027	13,94888794	15,52817188	21,11326185	
2028	13,9476418	15,52692574	21,11201571	
2029	13,94639567	15,52567961	21,11076958	
2030	13,94514953	15,52443348	21,10952345	
2031	13,9196928	15,49897674	21,08406671	
2032	13,89423607	15,47352001	21,05860998	
2033	13,86877933	15,44806327	21,03315324	
2034	13,8433226	15,42260654	21,00769651	
2035	13,81786586	15,3971498	20,98223977	
2036	13,76428211	15,34356605	20,92865602	
2037	13,71069835	15,28998229	20,87507226	
2038	13,6571146	15,23639854	20,82148851	
2039	13,60353084	15,18281478	20,76790475	
2040	13,54994709	15,12923103	20,714321	
2041	13,48372397	15,06300792	20,64809788	

	Ναυτιλιακή εταιρεία		Εταιρεία αερίου	
	NPV(m €)	IRR	NPV	IRR
A=5%	30,07 €	7,4%	20,05 €	7,4%
B=10%	-11,80 €	8,7%	-7,86 €	8,7%

CAPEX OPEX | Ελάχ. ετήσια χρέωση & πραγμα | NPV&IRR | Ροές για κάθε μετοχο | Χρέωση απο τη

Εικόνα [78] : Υπολογισμός IRR ναυτιλιακής εταιρείας για το 1ο σενάριο

E6 =(0,002*B6+'Ελάχ. ετήσια χρέωση & πραγμα'!G8)*0,4

Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και χωρίς αναπτυξη Α

(€/kWh)		0	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,01
Έτος	Ζήτηση (εκ. kWh/έτος)											
2020	0	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46
2021	0	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46
2022	5371,5	-3,57497	-1,42637	0,722227	2,870827	5,019427	7,168027	9,316627	11,46523	13,61383	15,76243	17,91103
2023	5476	-3,59978	-1,40938	0,781023	2,971423	5,161823	7,352223	9,542623	11,73302	13,92342	16,11382	18,30422
2024	5580,5	-3,62458	-1,39238	0,839819	3,072019	5,304219	7,536419	9,768619	12,00082	14,23302	16,46522	18,69742
2025	5685	-3,64938	-1,37538	0,898615	3,172615	5,446615	7,720615	9,994615	12,26862	14,54262	16,81662	19,09062
2026	5688,5	-3,65022	-1,37482	0,900584	3,175984	5,451384	7,726784	10,00218	12,27758	14,55298	16,82838	19,10378
2027	5692	-3,65105	-1,37425	0,902554	3,179354	5,456154	7,732954	10,00975	12,28655	14,56335	16,84015	19,11695
2029	5699	-3,65271	-1,37311	0,906492	3,186092	5,465692	7,745292	10,02489	12,30449	14,58409	16,86369	19,14329
2030	5702,5	-3,65354	-1,37254	0,908461	3,189461	5,470461	7,751461	10,03246	12,31346	14,59446	16,87546	19,15646
2031	5774	-3,67051	-1,36091	0,94869	3,25829	5,56789	7,87749	10,18709	12,49669	14,80629	17,11589	19,42549
2032	5845,5	-3,68748	-1,34928	0,988919	3,327119	5,665319	8,003519	10,34172	12,67992	15,01812	17,35632	19,69452
2033	5917	-3,70445	-1,33765	1,029148	3,395948	5,762748	8,129548	10,49635	12,86315	15,22995	17,59675	19,96355
2034	5988,5	-3,72142	-1,32602	1,069377	3,464777	5,860177	8,255577	10,65098	13,04638	15,44178	17,83718	20,23258
2035	6060	-3,73839	-1,31439	1,109606	3,533606	5,957606	8,381606	10,80561	13,22961	15,65361	18,07761	20,50161
2036	6210,5	-3,77412	-1,28992	1,194283	3,678483	6,162683	8,646883	11,13108	13,61528	16,09948	18,58368	21,06788
2037	6361	-3,80984	-1,26544	1,27896	3,82336	6,36776	8,91216	11,45656	14,00096	16,54536	19,08976	21,63416
2038	6511,5	-3,84556	-1,24096	1,363638	3,968238	6,572838	9,177438	11,78204	14,38664	16,99124	19,59584	22,20044
2039	6662	-3,88128	-1,21648	1,448315	4,113115	6,777915	9,442715	12,10752	14,77232	17,43712	20,10192	22,76672
2040	6812,5	-3,91701	-1,19201	1,532993	4,257993	6,982993	9,707993	12,43299	15,15799	17,88299	20,60799	23,33299
2041	6998,5	-3,96116	-1,16176	1,637644	4,437044	7,236444	10,03584	12,83524	15,63464	18,43404	21,23344	24,03284

Σενάριο αυξημένι

(€/kWh)		0	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,01	0,011
Έτος	Ζήτηση (εκ. kWh/έτος)												
2020	0	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46
2021	0	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46
2022	5222	-3,53949	-1,45069	0,638112	2,726912	4,815712	6,904512	8,993312	11,08211	13,17091	15,25971	17,34851	19,43731
2023	5243	-3,54447	-1,44727	0,649928	2,747128	4,844328	6,941528	9,038728	11,13593	13,23313	15,33033	17,42753	19,52473

CAPEX OPEX | Ελάχ. ετήσια χρέωση & πραγμα | NPV&IRR | Ροές για κάθε μετοχο | Χρέωση απο τη χρήση FSRU

Εικόνα [79]: Ταμειακές ροές για διάφορες τιμές της ταρίφας για το 1ο σενάριο

Q5 =C6+NPV(0,05;C7:C27)

Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και χωρίς αναπτυξη ΑΠΕ

(€/kWh)		0	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,01
Έτος	Ζήτηση (εκ. kWh/έτος)											
2020	0	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46
2021	0	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46
2022	5371,5	-3,57497	-1,42637	0,722227	2,870827	5,019427	7,168027	9,316627	11,46523	13,61383	15,76243	17,91103
2023	5476	-3,59978	-1,40938	0,781023	2,971423	5,161823	7,352223	9,542623	11,73302	13,92342	16,11382	18,30422
2024	5580,5	-3,62458	-1,39238	0,839819	3,072019	5,304219	7,536419	9,768619	12,00082	14,23302	16,46522	18,69742
2025	5685	-3,64938	-1,37538	0,898615	3,172615	5,446615	7,720615	9,994615	12,26862	14,54262	16,81662	19,09062
2026	5688,5	-3,65022	-1,37482	0,900584	3,175984	5,451384	7,726784	10,00218	12,27758	14,55298	16,82838	19,10378
2027	5692	-3,65105	-1,37425	0,902554	3,179354	5,456154	7,732954	10,00975	12,28655	14,56335	16,84015	19,11695
2029	5699	-3,65271	-1,37311	0,906492	3,186092	5,465692	7,745292	10,02489	12,30449	14,58409	16,86369	19,14329
2030	5702,5	-3,65354	-1,37254	0,908461	3,189461	5,470461	7,751461	10,03246	12,31346	14,59446	16,87546	19,15646
2031	5774	-3,67051	-1,36091	0,94869	3,25829	5,56789	7,87749	10,18709	12,49669	14,80629	17,11589	19,42549
2032	5845,5	-3,68748	-1,34928	0,988919	3,327119	5,665319	8,003519	10,34172	12,67992	15,01812	17,35632	19,69452
2033	5917	-3,70445	-1,33765	1,029148	3,395948	5,762748	8,129548	10,49635	12,86315	15,22995	17,59675	19,96355
2034	5988,5	-3,72142	-1,32602	1,069377	3,464777	5,860177	8,255577	10,65098	13,04638	15,44178	17,83718	20,23258
2035	6060	-3,73839	-1,31439	1,109606	3,533606	5,957606	8,381606	10,80561	13,22961	15,65361	18,07761	20,50161
2036	6210,5	-3,77412	-1,28992	1,194283	3,678483	6,162683	8,646883	11,13108	13,61528	16,09948	18,58368	21,06788
2037	6361	-3,80984	-1,26544	1,27896	3,82336	6,36776	8,91216	11,45656	14,00096	16,54536	19,08976	21,63416
2038	6511,5	-3,84556	-1,24096	1,363638	3,968238	6,572838	9,177438	11,78204	14,38664	16,99124	19,59584	22,20044
2039	6662	-3,88128	-1,21648	1,448315	4,113115	6,777915	9,442715	12,10752	14,77232	17,43712	20,10192	22,76672
2040	6812,5	-3,91701	-1,19201	1,532993	4,257993	6,982993	9,707993	12,43299	15,15799	17,88299	20,60799	23,33299
2041	6998,5	-3,96116	-1,16176	1,637644	4,437044	7,236444	10,03584	12,83524	15,63464	18,43404	21,23344	24,03284

Χρέωση από τη χρήση του FSRU ανά έτος (€/kWh)	A=5%
0	-133,66 €
0,001	-105,77 €
0,002	-77,88 €
0,003	-49,99 €
0,004	-22,11 €
0,005	5,78 €
0,006	33,67 €
0,007	61,55 €
0,008	89,44 €
0,01	145,22 €
0	0,004792743
0	0,006493107
0	0,008514576
Χρέωση που μηδενίζει τη NPV (€/kWh)	0,0048

Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ με διασύνδεση

(€/kWh)		0	0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,01	0,011
Έτος	Ζήτηση (εκ. kWh/έτος)												
2020	0	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46
2021	0	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46
2022	5222	-3,53949	-1,45069	0,638112	2,726912	4,815712	6,904512	8,993312	11,08211	13,17091	15,25971	17,34851	19,43731
2023	5243	-3,54447	-1,44727	0,649928	2,747128	4,844328	6,941528	9,038728	11,13593	13,23313	15,33033	17,42753	19,52473

Χρέωση από τη χρήση του FSRU ανά έτος (€/kWh)	A=5%
0	-128,13 €
0,001	-109,55 €
0,002	-90,98 €
0,003	-72,40 €
0,004	-53,82 €

CAPEX OPEX | Ελάχ. ετήσια χρέωση & πραγμα | NPV&IRR | Ροές για κάθε μετοχο | Χρέωση απο τη χρήση FSRU

Εικόνα [80]: Τιμές της NPV για διάφορες τιμές της ταριφας

=TREND(P9:P10;Q9:Q10;0)

D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και χωρις αναπτυξη ΑΠΕ													
0,001	0,002	0,003	0,004	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,01			Χρέωση από τη χρήση του FSRU ανά έτος (€/kWh)	A=5%
												0	-133,66 €
-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46			0,001	-105,77 €
-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46	-46			0,002	-77,88 €
1,42637	0,722227	2,870827	5,019427	7,168027	9,316627	11,46523	13,61383	15,76243	17,91103			0,003	-49,99 €
1,40938	0,781023	2,971423	5,161823	7,352223	9,542623	11,73302	13,92342	16,11382	18,30422			0,004	-22,11 €
1,39238	0,839819	3,072019	5,304219	7,536419	9,768619	12,00082	14,23302	16,46522	18,69742			0,005	5,78 €
1,37538	0,898615	3,172615	5,446615	7,720615	9,994615	12,26862	14,54262	16,81662	19,09062			0,006	33,67 €
1,37482	0,900584	3,175984	5,451384	7,726784	10,00218	12,27758	14,55298	16,82838	19,10378			0,007	61,55 €
1,37425	0,902554	3,179354	5,456154	7,732954	10,00975	12,28655	14,56335	16,84015	19,11695			0,008	89,44 €
1,37311	0,906492	3,186092	5,465692	7,745292	10,02489	12,30449	14,58409	16,86369	19,14329			0,01	145,22 €
1,37254	0,908461	3,189461	5,470461	7,751461	10,03246	12,31346	14,59446	16,87546	19,15646				
1,36091	0,94869	3,25829	5,56789	7,87749	10,18709	12,49669	14,80629	17,11589	19,42549			0	0,004792743
1,34928	0,988919	3,327119	5,665319	8,003519	10,34172	12,67992	15,01812	17,35632	19,69452			0	0,006493107
1,33765	1,029148	3,395948	5,762748	8,129548	10,49635	12,86315	15,22995	17,59675	19,96355			0	0,008514576
1,32602	1,069377	3,464777	5,860177	8,255577	10,65098	13,04638	15,44178	17,83718	20,23258			Χρέωση που μηδενίζει τη NPV (€/kWh)	0,0048
1,31439	1,109606	3,533606	5,957606	8,381606	10,80561	13,22961	15,65361	18,07761	20,50161				
1,28992	1,194283	3,678483	6,162683	8,646883	11,13108	13,61528	16,09948	18,58368	21,06788				
1,26544	1,27896	3,82336	6,36776	8,91216	11,45656	14,00096	16,54536	19,08976	21,63416				
1,24096	1,363638	3,968238	6,572838	9,177438	11,78204	14,38664	16,99124	19,59584	22,20044				

Εικόνα [81]: Υπολογισμός των τιμών της ταρίφας που μηδενίζουν την NPV για το 1ο σενάριο

9.2. Δεύτερο σενάριο

9.2.1 Οπτική ναυτιλιακής εταιρείας

B19 =0,025*B18

	A	B	C	D	E	F
1	Γενικός υπολογισμός OPEX για τη μονάδα FSRU					
2						
3	OPEX= 2,5%CAPEX +κόστος καυσίμου					
4						
5	Κόστος καυσίμου κατά OXFORD					
6						
7	OPEN LOOP					
8						
9	Send out of LNG(Tonnes)	Κόστος(€)				
10	5000000	26280000				
11	1	5,256				
12						
13						
14	Γενικό μέσο κόστος καυσίμου	2681551,2				
15						
16						
17	Ναυτιλιακή εταιρεία					
18	CAPEX (m €)	230				
19	OPEX (m €)	5,75				
20						
21						

CAPEX OPEX | Ελάχιστος απαιτ. ναύλος | Πραγμ. ναύλος

Εικόνα [82]: OPEX ναυτιλιακής εταιρείας

Get External Data | Connections | Sort & Filter | Data Tools

G6

Goal Seek
Set cell: H26
To value: 0
By changing cell: G6
OK Cancel

	A	B			E	F	G	H
1								
2							A=5%	
3	N	Έτος			Συνολικά ετήσια έξοδα(m €)	Αξία διάλυσης (m €)	Ναύλος (m)€	Παρούσα αξία (m €)
4	0	2020			-115	0	0	-115
5	1	2021	115	0	-115	0	0	-109,5238095
6	2	2022	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	16,99386341
7	3	2023	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	16,18463182
8	4	2024	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	15,41393506
9	5	2025	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	14,67993816
10	6	2026	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	13,98089348
11	7	2027	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	13,31513665
12	8	2028	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	12,68108252
13	9	2029	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	12,07722145
14	10	2030	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	11,50211567
15	11	2031	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	10,95439587
16	12	2032	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	10,43275797
17	13	2033	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	9,935959976
18	14	2034	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	9,462819025
19	15	2035	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	9,012208595
20	16	2036	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	8,583055805
21	17	2037	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	8,174338862
22	18	2038	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	7,78508463
23	19	2039	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	7,414366315
24	20	2040	0	5,75	-5,75	0	24,48573441	7,061301252
25	21	2041	0	5,75	-5,75	6	24,48573441	8,878702999
26							sum:	-1,77636E-14

CAPEX OPEX | Ελάχιστος απαιτ. ναύλος | Πραγμ. ναύλος

Εικόνα [83]: Χρήση του Goal Seek για τον υπολογισμό του ελάχιστου απαιτούμενου ναύλου

B30 =H5+NPV(0,05;H6:H26)

A	B	C	D	E	F	G	H
Σε αυτή τη περίπτωση αυξάνουμε τον ελάχιστο απαιτούμενο ναύλο κατά 15%							
						A=5%	
N	Έτος	CAPEX (m €)	OPEX(m €)	Συνολικά ετήσια έξοδα(m €)	Αξία διάλυσης (m €)	Ναύλος(m €)	Ετήσιες ταμειακές ροές (m €)
0	2020	115	0	-115	0	0	-115
1	2021	115	0	-115	0	0	-115
2	2022	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
3	2023	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
4	2024	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
5	2025	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
6	2026	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
7	2027	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
8	2028	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
9	2029	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
10	2030	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
11	2031	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
12	2032	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
13	2033	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
14	2034	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
15	2035	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
16	2036	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
17	2037	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
18	2038	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
19	2039	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
20	2040	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
21	2041	0	5,75	-5,75	6	28,15859457	28,40859457
	A=5%	B=10%	C=15%				
NPV (m €)	43,59 €	39,49 €	36,90 €				

CAPEX OPEX | Ελάχιστος απαιτ. ναύλος | NPV IRR

Εικόνα [84] : Υπολογισμός της NPV για την ναυτιλιακή εταιρεία

B31 =IRR(H5:H26)

A	B	C	D	E	F	G	H
N	Έτος	CAPEX (m €)	OPEX(m €)	Συνολικά ετήσια έξοδα(m €)	Αξία διάλυσης (m €)	Ναύλος(m €)	Ετήσιες ταμειακές ροές (m €)
0	2020	115	0	-115	0	0	-115
1	2021	115	0	-115	0	0	-115
2	2022	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
3	2023	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
4	2024	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
5	2025	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
6	2026	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
7	2027	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
8	2028	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
9	2029	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
10	2030	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
11	2031	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
12	2032	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
13	2033	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
14	2034	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
15	2035	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
16	2036	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
17	2037	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
18	2038	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
19	2039	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
20	2040	0	5,75	-5,75	0	28,15859457	22,40859457
21	2041	0	5,75	-5,75	6	28,15859457	28,40859457
	A=5%	B=10%	C=15%				
NPV (m €)	43,59 €	39,49 €	36,90 €				
IRR	7,0%	12,4%	17,8%				
Ημερήσιος ναύλος (χιλ. €/μέρα)	77146,83	107160,28	142387,19				

CAPEX OPEX | Ελάχιστος απαιτ. ναύλος | NPV IRR

Εικόνα [85]: Υπολογισμός του IRR για την ναυτιλιακή εταιρεία

9.2.2 Οπτική εταιρείας αερίου

=(E11+F11)

	A:	5%										
	B:	10%										
	C:	15%										
Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και χωρίς ανάπτυξη ΑΠΕ												
			A=5%						B=10%			
N	Έτος	Ζήτηση LNG σε εκ. kWh ανα έτος	OPEX (m €)	Ναύλος (m €)	Κόστος καύσιμου (m €)	Ελάχ. Χρέωση από τη χρήση FSRU ανά έτος (€/kWh)	Έσοδα (m €)	Παρούσα αξία(m €)	OPEX (m €)	Ναύλος (m €)	Κόστος καύσιμου (m €)	Ελάχ. Χρέωση από τη χρήση FSRU ανά
0	2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	2021	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	2022	5371,5	31,35	28,16	3,19	0,00538712	28,936916	-2,185134525	42,30	39,11	3,19	0,00735723
3	2023	5476	31,41	28,16	3,25	0,00538712	29,49987	-1,648346181	42,36	39,11	3,25	0,00735723
4	2024	5580,5	31,47	28,16	3,31	0,00538712	30,062824	-1,157725582	42,42	39,11	3,31	0,00735723
5	2025	5685	31,53	28,16	3,37	0,00538712	30,625778	-0,710093009	42,49	39,11	3,37	0,00735723
6	2026	5688,5	31,53	28,16	3,38	0,00538712	30,644633	-0,663759031	42,49	39,11	3,38	0,00735723
7	2027	5692	31,54	28,16	3,38	0,00538712	30,663488	-0,620227625	42,49	39,11	3,38	0,00735723
8	2028	5695,5	31,54	28,16	3,38	0,00538712	30,682343	-0,579336944	42,49	39,11	3,38	0,00735723
9	2029	5699	31,54	28,16	3,38	0,00538712	30,701198	-0,540934202	42,50	39,11	3,38	0,00735723
10	2030	5702,5	31,54	28,16	3,38	0,00538712	30,720053	-0,504875175	42,50	39,11	3,38	0,00735723
11	2031	5774	31,58	28,16	3,43	0,00538712	31,105232	-0,28043397	42,54	39,11	3,43	0,00735723
12	2032	5845,5	31,63	28,16	3,47	0,00538712	31,490411	-0,076223277	42,58	39,11	3,47	0,00735723
13	2033	5917	31,67	28,16	3,51	0,00538712	31,87559	0,109174684	42,62	39,11	3,51	0,00735723
14	2034	5988,5	31,71	28,16	3,55	0,00538712	32,260769	0,277088538	42,67	39,11	3,55	0,00735723
15	2035	6060	31,75	28,16	3,60	0,00538712	32,645948	0,428763035	42,71	39,11	3,60	0,00735723
16	2036	6210,5	31,84	28,16	3,69	0,00538712	33,45671	0,738852747	42,80	39,11	3,69	0,00735723
17	2037	6361	31,93	28,16	3,77	0,00538712	34,267472	1,018437854	42,89	39,11	3,77	0,00735723
18	2038	6511,5	32,02	28,16	3,86	0,00538712	35,078233	1,269720404	42,98	39,11	3,86	0,00735723
19	2039	6662	32,11	28,16	3,95	0,00538712	35,888995	1,4947619	43,07	39,11	3,95	0,00735723
20	2040	6812,5	32,20	28,16	4,04	0,00538712	36,699756	1,695491689	43,16	39,11	4,04	0,00735723
21	2041	6998,5	32,31	28,16	4,15	0,00538712	37,701761	1,934798667	43,27	39,11	4,15	0,00735723
							sum:	7,73417E-11				
Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ με διασύνδεση												

Εικόνα [86]: OPEX εταιρείας αερίου για το 2ο σενάριο

Get External Data | Connections | Sort & Filter | Data Tools

Goal Seek
Set cell: I31
To value: 0
By changing cell: G11
OK | Cancel

	A:								
	B:								
	C:								
Σε									
			A=5%						
N	Έτος	Ζήτηση LNG σε εκ. kWh ανα έτος	OPEX (m €)	Ναύλος (m €)	Κόστος καύσιμου (m €)	Ελάχ. Χρέωση από τη χρήση FSRU ανά έτος (€/kWh)	Έσοδα (m €)	Παρούσα αξία(m €)	OPEX
0	2020	0	0	0	0	0	0	0	
1	2021	0	0	0	0	0	0	0	
2	2022	5371,5	31,35	28,16	3,19	0,00538712	28,936916	-2,185134525	42
3	2023	5476	31,41	28,16	3,25	0,00538712	29,49987	-1,648346181	42
4	2024	5580,5	31,47	28,16	3,31	0,00538712	30,062824	-1,157725582	42
5	2025	5685	31,53	28,16	3,37	0,00538712	30,625778	-0,710093009	42
6	2026	5688,5	31,53	28,16	3,38	0,00538712	30,644633	-0,663759031	42
7	2027	5692	31,54	28,16	3,38	0,00538712	30,663488	-0,620227625	42
8	2028	5695,5	31,54	28,16	3,38	0,00538712	30,682343	-0,579336944	42
9	2029	5699	31,54	28,16	3,38	0,00538712	30,701198	-0,540934202	42
10	2030	5702,5	31,54	28,16	3,38	0,00538712	30,720053	-0,504875175	42
11	2031	5774	31,58	28,16	3,43	0,00538712	31,105232	-0,28043397	42
12	2032	5845,5	31,63	28,16	3,47	0,00538712	31,490411	-0,076223277	42
13	2033	5917	31,67	28,16	3,51	0,00538712	31,87559	0,109174684	42
14	2034	5988,5	31,71	28,16	3,55	0,00538712	32,260769	0,277088538	42
15	2035	6060	31,75	28,16	3,60	0,00538712	32,645948	0,428763035	42
16	2036	6210,5	31,84	28,16	3,69	0,00538712	33,45671	0,738852747	42
17	2037	6361	31,93	28,16	3,77	0,00538712	34,267472	1,018437854	42
18	2038	6511,5	32,02	28,16	3,86	0,00538712	35,078233	1,269720404	42
19	2039	6662	32,11	28,16	3,95	0,00538712	35,888995	1,4947619	43
20	2040	6812,5	32,20	28,16	4,04	0,00538712	36,699756	1,695491689	43
21	2041	6998,5	32,31	28,16	4,15	0,00538712	37,701761	1,934798667	43
							sum:	7,73417E-11	

CAPEX OPEX | Ελάχιστα έσοδα | Πραγματικα έσοδα | NPV_IRR | Χρέωση απο τη χρήση FSRU

Εικόνα [87]: Χρήση του Goal Seek για τον υπολογισμό της ελάχιστης χρέωσης

C14 | ='Ελάχιστα έσοδα'!G15*1,15

	A	B	C	D	E	F
1						Σε αυτή τη περίπτωση υποθ
2						
3						
4						Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και χωρις αναπτυξη ΑΠΕ
5						
6			A=5%		B=10%	
7	Έτος	Ζήτηση LNG σε εκ. kWh ανα έτος	Πραγματ. χρέωση(€/kWh)	Πραγμ. Έσοδα (m €)	Πραγματ. χρέωση(€/kWh)	Πραγμ. Έσο
8	2020	0	0	0	0	0
9	2021	0	0	0	0	0
10	2022	5371,5	0,004	21,486	0,0058	31,15
11	2023	5476	0,004	21,904	0,0058	31,76
12	2024	5580,5	0,004	22,322	0,0058	32,36
13	2025	5685	0,004	22,74	0,0058	32,97
14	2026	5688,5	0,006195188	35,24132819	0,008460815	48,1293
15	2027	5692	0,006195188	35,26301135	0,008460815	48,1589
16	2028	5695,5	0,006195188	35,28469451	0,008460815	48,1885
17	2029	5699	0,006195188	35,30637766	0,008460815	48,2181
18	2030	5702,5	0,006195188	35,32806082	0,008460815	48,2477
19	2031	5774	0,006195188	35,77101678	0,008460815	48,8527
20	2032	5845,5	0,006195188	36,21397274	0,008460815	49,4576
21	2033	5917	0,006195188	36,6569287	0,008460815	50,0626
22	2034	5988,5	0,006195188	37,09988465	0,008460815	50,6675
23	2035	6060	0,006195188	37,54284061	0,008460815	51,2725
24	2036	6210,5	0,006195188	38,47521644	0,008460815	52,5458
25	2037	6361	0,006195188	39,40759227	0,008460815	53,8192
26	2038	6511,5	0,006195188	40,33996809	0,008460815	55,0925
27	2039	6662	0,006195188	41,27234392	0,008460815	56,3659
28	2040	6812,5	0,006195188	42,20471975	0,008460815	57,6392
29	2041	6998,5	0,006195188	43,35702476	0,008460815	59,2130
30						

CAPEX OPEX | Ελάχιστα έσοδα | **Πραγματικα έσοδα** | NPV_IRR | Χρέωση απο τη χρήση FSRU

Εικόνα [88] : Υπολογισμός πραγματικών εσόδων και χρέωσης για την εταιρεία αερίου για το 2ο σενάριο

B30 =E6+NPV(0,05;E7:E27)

	A	B	C	D	E	F	G
2	Σενάριο αυξημένης διείσδυσης ΦΑ χωρίς διασύνδεση και χωρις αναπτυξη ΑΠΕ						
3							
4				A=5%			B=10%
5	N	Έτος	OPEX (m €)	Πραγματικά έσοδα (m €)	Πραγματικές ταμειακές ροές (m €)	OPEX	Πραγματικά ές
6	0	2020	0	0	0	0	0
7	1	2021	0	0	0	0	0
8	2	2022	31,35	21,486	-9,860026921	42,30	31,154
9	3	2023	31,41	21,904	-9,504036914	42,36	31,760
10	4	2024	31,47	22,322	-9,148046908	42,42	32,366
11	5	2025	31,53	22,74	-8,792056901	42,49	32,973
12	6	2026	31,53	35,24132819	3,707194397	42,49	48,12934
13	7	2027	31,54	35,26301135	3,726800666	42,49	48,15895
14	8	2028	31,54	35,28469451	3,746406936	42,49	48,18856
15	9	2029	31,54	35,30637766	3,766013205	42,50	48,21818
16	10	2030	31,54	35,32806082	3,785619474	42,50	48,24779
17	11	2031	31,58	35,77101678	4,186147541	42,54	48,85274
18	12	2032	31,63	36,21397274	4,586675608	42,58	49,45769
19	13	2033	31,67	36,6569287	4,987203676	42,62	50,06263
20	14	2034	31,71	37,09988465	5,387731743	42,67	50,66758
21	15	2035	31,75	37,54284061	5,78825981	42,71	51,27253
22	16	2036	31,84	38,47521644	6,631329379	42,80	52,54588
23	17	2037	31,93	39,40759227	7,474398947	42,89	53,81924
24	18	2038	32,02	40,33996809	8,317468515	42,98	55,09259
25	19	2039	32,11	41,27234392	9,160538083	43,07	56,36594
26	20	2040	32,20	42,20471975	10,00360765	43,16	57,63929
27	21	2041	32,31	43,35702476	11,04554081	43,27	59,21301
28							
29		A=5%	B=10%	C=15%			
30	NPV (m €)	15,40 €	7,10 €	4,93 €			
31	IRR	9%	12%	17%			

CAPEX OPEX | Ελάχιστα έσοδα | Πραγματικα έσοδα | NPV_IRR | Χρέωση απο τη χρήση FSRU

Εικόνα [89]: Υπολογισμός της NPV της εταιρείας αερίου για το 2ο σενάριο