

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ



ΤΜΗΜΑ ΝΑΥΤΙΛΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ

ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ

ΣΠΟΥΔΩΝ

στην

ΝΑΥΤΙΛΙΑ

ΧΡΗΜΑΤΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ

ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΣΕ

ΛΙΜΕΝΑ ΥΓΡΟΠΟΙΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ

ΑΕΡΙΟΥ ΣΤΗΝ ΚΥΠΡΟ

Κωνσταντίνος Κασώτου

*Διπλωματική Εργασία
που υποβλήθηκε στο Τμήμα Ναυτιλιακών Σπουδών
του Πανεπιστημίου Πειραιώς ως μέρος των
απαιτήσεων για την απόκτηση του Μεταπτυχιακού
Διπλώματος Ειδίκευσης στη Ναυτιλία*

**Πειραιάς
2015**

ΔΗΛΩΣΗ ΑΥΘΕΝΤΙΚΟΤΗΤΑΣ

«Το άτομο το οποίο εκπονεί την Διπλωματική Εργασία φέρει ολόκληρη την ευθύνη προσδιορισμού της δίκαιης χρήσης του υλικού, η οποία ορίζεται στην βάση των εξής παραγόντων: του σκοπού και χαρακτήρα της χρήσης (εμπορικός, μη κερδοσκοπικός ή εκπαιδευτικός), της φύσης του υλικού, που χρησιμοποιεί (τμήμα του κειμένου, πίνακες, σχήματα, εικόνες ή χάρτες), του ποσοστού και της σημαντικότητας του τμήματος, που χρησιμοποιεί σε σχέση με το όλο κείμενο υπό copyright, και των πιθανών συνεπειών της χρήσης αυτής στην αγορά ή στη γενικότερη αξία του υπό copyright κειμένου».

ΤΡΙΜΕΛΗΣ ΕΞΕΤΑΣΤΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ

«Η παρούσα Διπλωματική Εργασία εγκρίθηκε ομόφωνα από την Τριμελή Εξεταστική Επιτροπή που ορίστηκε από τη ΓΣΕΣ του Τμήματος Ναυτιλιακών Σπουδών Πανεπιστημίου Πειραιώς σύμφωνα με τον Κανονισμό Λειτουργίας του Προγράμματος Μεταπτυχιακών Σπουδών στην Ναυτιλία.

Τα μέλη της Επιτροπής ήταν:

- Αγγελική Παρδάλη (Επιβλέπουσα)
- Κωνσταντίνος Χλωμούδης
- Ερνεστοσπυρίδων Τζαννάτος

Η έγκριση της Διπλωματικής Εργασίας από το Τμήμα Ναυτιλιακών Σπουδών του Πανεπιστημίου Πειραιώς δεν υποδηλώνει αποδοχή των γνώμων του συγγραφέα.»

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Θα ήθελα να ευχαριστήσω την καθηγήτρια του Πανεπιστημίου Πειραιώς, κα. Αγγελική Παρδάλη για την βοήθεια και καθοδήγηση που μου παρείχε καθ' όλη τη διάρκεια της εκπόνησης της διπλωματικής εργασίας.

Τέλος θέλω να ευχαριστήσω την οικογένεια μου για την πολύπλευρη υποστήριξη που μου παρείχε και μου παρέχει όλα αυτά τα χρόνια.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στην παρούσα εργασία επιχειρείται η αξιολόγηση με κριτήρια χρηματοοικονομικά του σχεδίου επένδυσης σε τερματικό υγροποίησης φυσικού αερίου στη Κύπρο. Η αξιολόγηση γίνεται μέσω της ανάλυσης των ταμειακών ροών που αναμένεται να έχει το τερματικό καθ' όλη τη διάρκεια του ωφέλιμου βίου του μετερχόμενος τα εργαλεία της Καθαρής Παρούσας Αξίας (Κ.Π.Α.) και του Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (Ε.Σ.Α.)

Στη παρούσα μελέτη γίνεται αρχικώς μια πλήρης καταγραφή της αγοράς του LNG , της θεωρίας πίσω από την μεθοδολογία της ανάλυσης , και στη συνέχεια εξάγονται τα πορίσματα της με σκοπό να παρέχουν μια εικόνα των οικονομικών επιδόσεων του εξεταζόμενου επενδυτικού σχεδίου.

Η εργασία καταλήγει στο συμπέρασμα πως πληρούνται τα κριτήρια της Κ.Π.Α. και του Ε.Σ.Α αλλά με την προϋπόθεση της ύπαρξης συμφωνίας πώλησης σε χρόνο προγενέστερο της λειτουργίας του τερματικού και μάλιστα σε ανταγωνιστική τιμή. Δηλαδή θα πρέπει να υπάρχει εγγυημένη απασχόληση και συνεπώς εγγυημένες πωλήσεις-έσοδα ώστε να επιβεβαιωθούν οι προβλέψεις της ανάλυσης ταμειακών ροών.

ABSTRACT

In 2011 , Noble Energy announced the discovery of a significant natural gas reservoir (3.6-6 tcf) in Cyprus' Exclusive Economic Zone. This discovery launched discussions over the potential economic benefit which could be derived from a possible exploitation of the sources if these were to be exported.

Thus , intrigued as I was from such a development , I decided to evaluate the investment plan of constructing a LNG Terminal were the gas would be cooled and then exported by sea.

In this direction , I made use of the Discounted Cash Flow Analysis via the means of Net Present Value and Internal Rate of Return and also via the Break-even price. In the present thesis I also describe the global LNG trade and its trends for the years to come.

Finally I reached the conclusion that in order for this project to remain sustainable it is imperative to assure that the product will be offered at a competitive price while the management team will have to stay alert so that to contract with customers in order for the sales to be assured for a long term.

Εισαγωγή

1. Σκοπός της παρούσας ανάλυσης.....	11
2. Μεθοδολογία της αξιολόγησης του επενδυτικού σχεδίου.....	12
3. Δομή της παρούσας εργασίας.....	13

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΤΟ LNG ΚΑΙ Η ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΟΥ

1.1 ΤΟ LNG.....	15
1.2 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΥΓΡΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ.....	16
1.3 FLOATING LIQUEFIED NATURAL GAS (FLNG).....	17

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

Η ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΤΟΥ LNG ΚΑΙ Η ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ

2.1 ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΤΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΜΕΣΩ ΑΓΩΓΩΝ.....	20
2.1.1 ΑΓΩΓΟΙ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ ΓΕΩΠΟΛΙΤΙΚΗ.....	21
2.2 ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΩΣ LNG.....	22
2.2.1 ΣΤΟΛΟΣ ΤΩΝ LNG CARRIERS.....	23
2.3 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΕΝ ΠΛΩ.....	24

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΤΟ ΔΙΕΘΝΕΣ ΕΜΠΟΡΙΟ LNG

3.1 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΠΡΟΣΦΟΡΑ LNG.....	25
3.2 ΖΗΤΗΣΗ ΔΙΕΘΝΩΣ ΓΙΑ LNG.....	26
3.2.1 Η ΕΥΡΩΠΑΙΚΗ ΖΗΤΗΣΗ ΓΙΑ LNG.....	28
3.2.2 ΖΗΤΗΣΗ ΓΙΑ LNG ΑΠΟ ΤΗΝ ΑΣΙΑ.....	30
3.3 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΤΟΥ LNG.....	31
3.4 ΥΠΟΚΑΤΑΣΤΑΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΑΓΑΘΑ ΑΝΑ ΠΕΡΙΟΧΗ	37
3.4.1 ΕΥΡΩΠΗ.....	37
3.4.2 ΙΑΠΩΝΙΑ.....	37
3.4.3 ΙΝΔΙΑ.....	37
3.5 ΕΚΤΙΜΗΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΤΟΥ LNG	38
3.7 ΕΥΡΩΠΑΪΚΕΣ ΠΡΩΤΟΒΟΥΛΙΕΣ ΠΡΟΣ ΕΛΑΤΤΩΣΗ ΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΕΞΑΡΤΗΣΗΣ ΑΠΟ ΤΡΙΤΕΣ ΧΩΡΕΣ.....	42

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΤΕΡΜΑΤΙΚΟ ΥΓΡΟΠΟΙΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΣΤΗ ΚΥΠΡΟ

4.1 ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΠΟΙΗΣΗ ΣΤΗΝ ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΕΣΟΓΕΙΟ.....	45
4.2 ΑΝΑΚΑΛΥΨΗ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΣΤΗ ΚΥΠΡΟ ΚΑΙ ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΜΕΓΕΘΟΥΣ.....	46
4.3 ΕΠΕΝΔΥΣΗ ΣΕ ONSHORE LNG PLANT.....	48
4.3.1 ΕΠΕΝΔΥΣΗ ΣΕ ΥΠΟΔΟΜΕΣ ΥΓΡΟΠΟΙΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ.....	49
4.3.2 ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΣΕ ΥΠΟΔΟΜΕΣ ΥΓΡΟΠΟΙΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ.....	50
4.3.2.1 ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΑΠΟ ΤΗΝ Ε.Τ.ΕΠ.....	50
4.3.3 ΕΠΙΛΟΓΗ ΤΟΠΟΥ ΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ ΤΕΡΜΑΤΙΚΟΥ LNG.....	52
4.3.3.1 LNG TERMINAL SITING STANDARDS (SIGTTO).....	52

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΣΧΕΔΙΟΥ

5.1 SWOT ANALYSIS.....	54
5.1.1 STRENGTHS.....	55
5.1.2 WEAKNESSES.....	55
5.1.3 OPPORTUNITIES.....	56
5.1.4 THREATS.....	57
5.2 PEST ANALYSIS.....	58
5.2.1 ΠΟΛΙΤΙΚΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΚΥΠΡΟΥ.....	58
5.2.2 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΚΥΠΡΟΥ.....	58
5.2.3 ΚΟΙΝΩΝΙΚΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΚΥΠΡΟΥ.....	59
5.2.4 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΚΥΠΡΟΥ.....	60

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΤΗΣ ΑΝΑΛΥΣΗΣ

6.1 ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ.....	62
6.2 ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ.....	63
6.3 ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ (ΒΑΘΜΟΣ) ΑΠΟΔΟΣΗΣ.....	64
6.4 ΤΙΜΗ ΝΕΚΡΟΥ ΣΗΜΕΙΟΥ.....	65

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΑΜΕΙΑΚΩΝ ΡΟΩΝ (DCF)

7.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ ΚΑΙ ΕΚΤΙΜΗΣΕΩΝ ΣΤΗΝ DCF ANALYSIS.....	67
7.1.1 ΤΟ ΚΟΣΤΟΣ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (CAPEX)	67
7.1.1.1 ΕΜΒΕΛΕΙΑ ΕΡΓΟΥ.....	67
7.1.1.2 ΛΙΜΕΝΙΚΕΣ ΥΠΟΔΟΜΕΣ	68
7.1.1.3 ΠΟΛΥΠΛΟΚΟΤΗΤΑ ΈΡΓΟΥ	69
7.1.1.4 ΤΑ ΚΟΣΤΗ ΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ.....	70
7.1.1.5 ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΣ ΚΑΙ ΔΟΜΙΚΑ ΥΛΙΚΑ	72
7.1.1.6 ΜΕΛΕΤΕΣ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΕΡΓΟΥ(ΕΡΜ).....	73
7.1.1.7 OWNER’S COSTS.....	73
7.1.2 ΤΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΕΞΟΔΑ ΚΑΙ ΕΞΟΔΑ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ	75
7.1.3 ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΑΠΩΛΕΙΑΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ.....	76
7.1.4 ΒΑΘΜΟΣ ΧΡΗΣΗΣ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑΣ ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟΥ.....	76
7.1.5 ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ Φ.Α.....	77
7.1.6 ΦΟΡΟΣ ΕΙΣΟΔΗΜΑΤΟΣ.....	78
7.1.7 ΕΠΙΠΕΔΟ ΤΟΥ ΠΛΗΘΩΡΙΣΜΟΥ.....	78
7.1.8 ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ.....	78
7.2 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΑΝΑΛΥΣΗΣ	81
7.2.1 BREAK EVEN PRICE	86
7.3 ΕΡΜΗΝΕΙΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΤΗΣ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΤΑΜΕΙΑΚΩΝ ΡΟΩΝ ΜΕ ΤΗ ΜΕΘΟΔΟ ΤΗΣ Κ.Π.Α. ΚΑΙ ΤΟΥ Ε.Σ.Α.....	88
ΕΠΙΛΟΓΟΣ	
ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	90

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ ΕΙΚΟΝΩΝ/ΧΑΡΤΩΝ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 : ΤΟ LNG ΚΑΙ Η ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΟΥ

Εικόνα 1.1: Παραγωγή LNG

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2; Η ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΤΟΥ LNG ΚΑΙ Η ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ

Εικόνα 2.1: Διεθνείς Αγωγοί Φυσικού Αερίου

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4; ΤΕΡΜΑΤΙΚΟ ΥΓΡΟΠΟΙΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΣΤΗ ΚΥΠΡΟ

Χάρτης 4.1: Ανατολική Μεσόγειος Θάλασσα

Χάρτης 4.2: Οικόπεδα της κυπριακής Α.Ο.Ζ

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ ΠΙΝΑΚΩΝ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 : ΤΟ ΠΑΓΚΟΣΜΙΟ ΕΜΠΟΡΙΟ LNG

Πίνακας 3.1 Εξαγωγείς-Παραγωγοί LNG (2012-2014)

Πίνακας 3.2 Εισαγωγείς LNG (2012-2014)

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4; ΤΕΡΜΑΤΙΚΟ ΥΓΡΟΠΟΙΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΣΤΗ ΚΥΠΡΟ

Πίνακας: 4.1 SWOT Analysis

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7; ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΑΜΕΙΑΚΩΝ ΡΟΩΝ (DCF)

Πίνακας 7.1: Κατηγορίες Κόστους Επένδυσης

Πίνακας 7.2: LNG Terminal Specifications

Πίνακας 7.3: Ανάλυση Ταμειακών Ροών (1)

Πίνακας 7.4: Ανάλυση Ταμειακών Ροών (2)

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ/ ΓΡΑΦΗΜΑΤΩΝ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2; Η ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΤΟΥ LNG ΚΑΙ Η ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ

Διάγραμμα 2.1: Η Εφοδιαστική Αλυσίδα του LNG

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΤΟ ΔΙΕΘΝΕΣ ΕΜΠΟΡΙΟ LNG

Διάγραμμα 3.1: Τιμές Φυσικού Αερίου (μεταβολές)

Διάγραμμα 3.2: Μεγαλύτεροι Ευρωπαίοι Εισαγωγείς LNG 2012-2014

Διάγραμμα 3.3: Ζήτηση LNG από την Ασιατική αγορά 2012-2014

Διάγραμμα 3.4: United Kingdom (National Balancing Point) 2011-2014

Διάγραμμα 3.5: United States of America Henry Hub 2011-2015

Διάγραμμα 3.6: Japan LNG Import Prices 2011-2015

Διάγραμμα 3.7: German NG Border Price 2011-2015

Διάγραμμα 3.8: Δείκτες της αγοράς του Φ.Α. και του LNG (2011-2015)

Διάγραμμα 3.9 Παγκόσμια Ζήτηση για LNG (εκτιμήσεις έως 2030)

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7; ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΑΜΕΙΑΚΩΝ ΡΟΩΝ (DCF)

Διάγραμμα 7.1 Κατηγορίες Κόστους Επένδυσης (ως ποσοστά)

Διάγραμμα 7.2 Κατηγορίες Κόστους Επένδυσης

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1. Στόχος

Η παρούσα μελέτη επιχειρεί μια σύζευξη της Θεωρίας των Οικονομοτεχνικών Μελετών με την Πράξη της , αντλώντας την έμπνευσή της από την οικονομική πραγματικότητα και επικαιρότητα. Αφορμή για την εκπόνηση της παρούσας στάθηκε το σχέδιο επένδυσης σε υποδομές υγροποίησης φυσικού αερίου στην Κυπριακή επικράτεια .

Πληθώρα διαδικτυακών πηγών , όπως η έκθεση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής του 2013 για την αγορά του φυσικού αερίου στην Ευρώπη και η μελέτη του MIT Energy Initiative 2013 για την αξιολόγηση διαφορετικών επενδυτικών σχεδίων εκμετάλλευσης των κοιτασμάτων φυσικού αερίου στην κυπριακή ΑΟΖ , αποτέλεσαν εφαλτήριο και ενέπνευσαν την συγγραφή της συγκεκριμένης εργασίας.

Συνεπώς, θα εξετάσουμε εδώ κατά πόσο μια επένδυση σε υποδομή υγροποίησης φυσικού αερίου στην θέση Βασιλικός στη Κύπρο είναι χρηματοοικονομικά βιώσιμη και συμφέρουσα για όλα τα δρώντα μέλη καθώς και κατά πόσο θα συμβάλλει στη εθνική , περιφερειακή και κοινοτική ευημερία και ανάπτυξη.

Επιπλέον , φιλοδοξούμε με την μελέτη αυτή να επεκταθούμε και πέρα από την αξιολόγηση της επένδυσης στην παρουσίαση της εφοδιαστικής αλυσίδας του LNG , και στην ανάλυση των συνθηκών που επικρατούν στην παγκόσμια αγορά τόσο του φυσικού αερίου όσο και κατ' επέκταση του LNG για τη περίοδο των πέντε τελευταίων ετών.

Τέλος η εργασία αυτή αφογκράζεται τις πρόσφατες δυσμενείς οικονομικές, κοινωνικές και επιχειρηματικές συνθήκες της εθνικής κυπριακής οικονομίας προσπαθώντας να εκτιμήσει τις μελλοντικές θετικές ή αρνητικές εξελίξεις και τη συμβολή του εξεταζόμενου επενδυτικού σχεδίου στην επίτευξη ή αποφυγή τους.

Συμπερασματικά, η εν λόγω μελέτη δεν αποτελεί μια αποκλειστικά χρηματοοικονομική ανάλυση του επενδυτικού σχεδίου αλλά προσεγγίζει το θέμα περισσότερο ανοιχτά, ούτως ώστε να αποτελέσει μια πρώτη σφαιρική εισαγωγή τόσο στα οικονομικά της αγοράς του LNG όσο και στις Οικονομοτεχνικές Μελέτες .

2. ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΤΗΣ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗΣ ΤΟΥ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ

ΣΧΕΔΙΟΥ

Η μεθοδολογία έρευνας που ακολουθήθηκε περιλάμβανε πρωτίστως την συγκέντρωση από τον παγκόσμιο ιστό όλων των απαραίτητων εκείνων πληροφοριών που συνθέτουν το παγκόσμιο εμπόριο Φ.Α. και LNG , και την θεμελιώδη θεωρία πίσω από τις οικονομοτεχνικές μελέτες , ο συνδυασμός των οποίων θα μας απέδιδε το ζητούμενο της μελέτης. Σε δεύτερο βαθμό, από την επεξεργασία των πληροφοριών που συλλέξαμε εξάγαμε το συμπέρασμα πως υφίσταται ζήτηση για LNG ικανή να δικαιολογήσει την τοποθέτηση κεφαλαίων στην παραγωγή του. Τέλος, από τις υφιστάμενες εναλλακτικές τοποθετήσεις , εξετάζουμε εκείνη για την οποία υπάρχουν επαρκή ιστορικά στοιχεία και αποτελεί πεπατημένη, σε αντίθεση με τις νέες δυνατότητες, όπως το FLNG, που δεν έχει ακόμα δοκιμαστεί.

Η μεθοδολογία της αξιολόγησης της επένδυσης που θα περιγράψει παρακάτω γίνεται με κριτήρια ιδιωτικοοικονομικά όπως είναι το κόστος με χρηματικές τιμές (τιμές που ισχύουν στην αγορά) και το κέρδος. Φυσικά , **θα επιχειρηθεί να καταγραφούν και τα δυνητικά οφέλη της ή τις συνέπειες στην εθνική οικονομία , με κριτήρια δηλαδή κοινωνικά.**

Θα χρησιμοποιήσουμε τη μέθοδο ταμειακών ροών (**Discounted Cash Flow**) που όπως μαρτυρά το όνομά της αποτελεί μια τεχνική αξιολόγησης που λαμβάνει υπόψη της τη διαχρονική αξία του χρήματος.

Η DCF εξετάζει τις ταμειακές εισροές και εκροές του επενδυτικού σχεδίου με βάση το χρόνο πραγμάτωσής τους. Κάθε επένδυση ακολουθεί ένα κύκλο ταμειακών ροών που ξεκινά με την εκροή του ποσού της επένδυσης κατά το έτος βάσης (έτος 0) και διαρκεί για μια σειρά n ετών κατά την οποία πραγματοποιούνται έξοδα και έσοδα και γίνεται η απόσβεση του επενδυμένου κεφαλαίου (Σαμπράκος Ε. , Πειραιάς 2010) Το ζητούμενο είναι να υπολογίσουμε τη **παρούσα αξία των μελλοντικών χρηματικών ροών** ώστε να αποφανθούμε με ασφάλεια σχετικά με την αποδοτικότητα της επένδυσης.

Τα αποτελέσματα που θα μας δώσει η DCF ανάλυση θα τα ερμηνεύσουμε με τη βοήθεια των εργαλείων της Καθαρής Παρούσας Αξίας , του Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης αλλά και του εξειδικευμένου εργαλείου της Τιμής Νεκρού Σημείου (

ανάλυση των τεχνικών και εργαλείων αξιολόγησης επενδύσεων με ιδιωτικοοικονομικά κριτήρια γίνεται στο Κεφάλαιο 6)

3 ΔΟΜΗ ΤΗΣ ΠΑΡΟΥΣΗΣ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

Η εργασία αποτελείται από την Εισαγωγική ενότητα και έξι (6) κεφάλαια.

Στην Εισαγωγή εξηγείται η σκοπιμότητα της παρούσης μελέτης και τίθενται οι στόχοι της. Περιγράφεται ακροθιγώς η μεθοδολογία της ανάλυσης ταμειακών ροών την οποία και ακολούθησα , τα αποτελέσματα της οποίας φιλτράρονται μέσω της Κ.Π.Α. και του Ε.Σ.Α. Και τέλος παρουσιάζεται η δομή της.

Στο Κεφάλαιο 1 επιχειρείται μια θεωρητική προσέγγιση στο φυσικό αέριο και τις ιδιότητές του και γίνεται αναφορά στην παραγωγή και στη διαδικασία υγροποίησής του.

Στο Κεφάλαιο 2 εξετάζονται τα κανάλια μεταφοράς του φυσικού αερίου , θίγεται το ζήτημα της γεωπολιτικής σημασίας της μεταφοράς φυσικού αερίου μέσω αγωγών και μελετώνται οι τάσεις μεγέθυνσης στον παγκόσμιο στόλο των LNG carriers. Τέλος γίνεται μνεία στις σύγχρονες εξελίξεις της βιομηχανία αυτής.

Στο Κεφάλαιο 3 αναλύεται το παγκόσμιο εμπόριο LNG (τόσο από τη πλευρά της παραγωγής και προσφοράς όσο και από την πλευρά της ζήτησης. Η μελέτη επικεντρώνεται ιδιαίτερα στην ζήτηση από την Ευρώπη αλλά και στη ζήτηση από τις Ασιατικές αγορές. Ιδιαίτερη μνεία γίνεται στα κύρια χαρακτηριστικά της αγοράς του LNG , στα υποκατάστατα του αγαθά. Τέλος , καταγράφονται οι εκτιμήσεις για τις μελλοντικές κινήσεις της αγοράς και τη δυναμική των τάσεων της.

Στο κεφάλαιο 4 εξηγείται το επενδυτικό σχέδιο κατασκευής ενός τερματικού υγροποίησης φυσικού αερίου στη Κύπρο. Γίνεται αναφορά καταρχάς στην ανακάλυψη των κοιτασμάτων και εκτίμηση του μεγέθους τους , μεγέθους ικανού να δικαιολογήσει το επενδυτικό σχέδιο. Παρατίθενται τα κριτήρια ασφαλείας για την επιλογή του τόπου κατασκευής του τερματικού και τέλος επιδιώκεται μια καταγραφή του περιβάλλοντος (εσωτερικού και εξωτερικού) της επένδυσης μέσα από SWOT και PEST ανάλυση.

Στο Κεφάλαιο 5 περιγράφεται αναλυτικά η θεωρία της Αξιολόγησης Επενδύσεων με την τεχνική της DCF Analysis καθώς και των εργαλείων επεξήγησης των αποτελεσμάτων της , δηλαδή της Κ.Π.Α. , του Ε.Σ.Α. και της Τιμής Νεκρού Σημείου.

Το Κεφάλαιο 6 είναι η καρδιά της εργασίας όπου λαμβάνει χώρα η ανάλυση ταμειακών ροών. Αναφέρονται τα στοιχεία του κόστους της επένδυσης (ακριβείς τιμές και εκτιμήσεις) που θα εισάγω στο μοντέλο ώστε να λάβω αποτελέσματα καθώς και ένα σύνολο δεικτών (όπως ο πληθωρισμός και το επιτόκιο). Τα αποτελέσματα που λαμβάνω στη συνέχεια τα ερμηνεύω μέσα από την Κ.Π.Α. , τον Ε.Σ.Α. και τη τιμή νεκρού σημείου.

Στο Κεφάλαιο 7 παρουσιάζονται τα συμπεράσματα την παρούσης εργασίας όπως αυτά προέκυψαν κατά τη μελέτη των υπαρχόντων πληροφοριών , στοιχείων και εκτιμήσεων που στάθηκε δυνατό να συλλεγούν από τον παγκόσμιο ιστό μέσα από εκθέσεις , μελέτες και άρθρων. Τέλος , παρουσιάζονται τα συμπεράσματα από τη μελέτη της αγοράς καθώς και οι ευρωπαϊκές πρωτοβουλίες στην κατεύθυνση προς μια μεγαλύτερη ενεργειακή ανεξαρτησία.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 : ΤΟ LNG ΚΑΙ Η ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΤΟΥ.

1.1 Το LNG

Το φυσικό αέριο είναι μείγμα αέριων υδρογονανθράκων όπως το μεθάνιο , το προπάνιο , το βουτάνιο κ.α. και εντοπίζεται σε υπόγειους θύλακες συχνά μαζί με κοιτάσματα πετρελαίου. Μετράται όπως όλα τα αέρια με βάση τον όγκο που καταλαμβάνει σε φυσιολογικές θερμοκρασίες και υπό κανονική πίεση σε μ^3 . Μπορεί όμως και να μετρηθεί , όπως και άλλες μορφές ενέργειας , σε Btu (British thermal units).

Η μεταφορά του φυσικού αερίου δια θαλάσσης βασίζεται στην ιδιότητά του να υγροποιείται στους $-160\text{ }^\circ\text{C}$ υπό κανονική πίεση καταλαμβάνοντας έτσι μέχρι και 600 φορές λιγότερο όγκο απ' ό,τι στην αέρια μορφή του. Γεγονός που καθιστά την μεταφορά του με βαπόρια περισσότερο συμφέρουσα από οικονομική άποψη από την μεταφορά μέσω αγωγών (B.Gupta & K.Surendra Prasad , Kolkata 1988).

Η υγροποίηση του φυσικού αερίου χρονολογείται τον 19^ο αιώνα , οπότε ένας Βρετανός χημικοφυσικός , ο Michael Faraday πειραματιζόταν με την υγροποίηση διαφόρων αερίων.

Αργότερα (Μόναχο 1873) ένας Γερμανός μηχανικός , ο Karl van Linde κατασκεύασε τη πρώτη μηχανή συμπίεσης-υγροποίησης. Ενώ το πρώτο εργοστάσιο LNG χτίστηκε στη Δυτική Βιρτζίνια των ΗΠΑ το 1912.

Το LNG είναι άοσμο , άχρωμο , μη διαβρωτικό και μη τοξικό.

Το LNG (Liquefied Natural Gas) είναι, από άποψη ενεργειακής απόδοσης, το πιο αποδοτικό καύσιμο και μάλιστα φιλικό προς το περιβάλλον καθώς το επιβαρύνει, συγκριτικά με άλλα ορυκτά καύσιμα, ελάχιστα (Francisco Alonso , June 2012). Ως εκ τούτου , η κατανάλωση υγροποιημένου αερίου παγκοσμίως τείνει να αυξάνει συνεχώς. Και έτσι ανακύπτει η ανάγκη της μεταφοράς αερίου σε νέους πελάτες σε νέους προορισμούς διευρύνοντας έτσι συνεχώς το υπάρχον σύστημα δικτύων μεταφοράς LNG.

Η μεταφορά υγροποιημένου αερίου από τους παραγωγούς του στις καταναλωτικές αγορές γίνεται με LNG και CNG carriers.

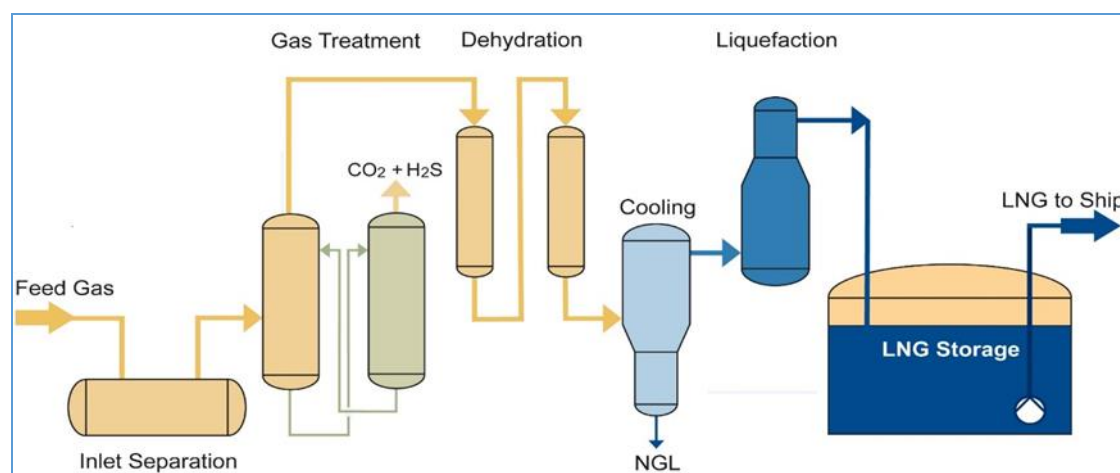
Ο παγκόσμιος στόλος των LNG carriers αυξήθηκε , ως αποτέλεσμα της αυξανόμενης διακίνησης υγροποιημένου αερίου , από 100 LNG carriers σε 300 τις τελευταίες δύο δεκαετίες.

Σύμφωνα με τον Francisco Alonso (June 2012) η αυξητική αυτή τάση υπήρξε καταλύτης και για νέες τεχνολογικές καινοτομίες όπως η μεταφορά συμπιεσμένου φυσικού αερίου CNG , η επαναεριοποίηση του φυσικού αερίου εν πλω με ειδικά βαπόρια (FSRU Floating Storage and Regasification Unit) και η υγροποίηση του εν πλω με βαπόρια τύπου FLNG (Floating Liquefaction Natural Gas).

1.2 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΥΓΡΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Τα σύγχρονα εργοστάσια υγροποίησης διαθέτουν πολλές παράλληλες γραμμές παραγωγής όπου προετοιμάζεται το φυσικό αέριο για υγροποίηση. Κατά την διαδικασία αυτή το επονομαζόμενο wet gas θα απαλλαγεί από τα πρόσθετά του (πρόσθετα όπως ο υδράργυρος και το θειάφι που αποφέρουν σημαντικό εισόδημα) γιατί αυτά σε χαμηλές θερμοκρασίες ψύχονται και προκαλούν διάβρωση , και θα απομείνει καθαρό μεθάνιο (dry gas).

Εικόνα 1.1 Η Παραγωγή του LNG



Πηγή : <http://www.goce.de/>

Με την πρόοδο της τεχνολογίας το κόστος για την υγροποίηση του φυσικού αερίου στους -160 και την επαναεριοποίηση του στους τερματικούς σταθμούς , μειώνεται συνεχώς. Γεγονός που κάνει τη μεταφορά του ως υγρό (καταλαμβάνοντας το 1/600 του όγκου του ως αέριο) ιδιαίτερα συμφέρουσα.

Πλεονεκτήματα του LNG (Energy Intelligence Research, 2010-2011)

- Η υγροποίησή του προαπαιτεί την απομάκρυνση νερού , οξυγόνου και διοξειδίου του άνθρακα με αποτέλεσμα να λαμβάνουμε καθαρό μεθάνιο (95%).
- Πιο δύσκολό να αναφλεγεί ακόμα και στην περίπτωση κηλίδας.
- Μεταφέρεται με εξειδικευμένα πλοία των οποίων οι δεξαμενές είναι διπλού τοιχώματος , μονωμένες και αυτόνομες.
- Καθιστά οικονομικά συμφέρουσα την εκμετάλλευση θαλάσσιων κοιτασμάτων που προηγουμένως (μέσω αγωγών) ήταν αδύνατη.

1.3 FLOATING LIQUEFIED NATURAL GAS (FLNG)

Τα κοιτάσματα φυσικού αερίου απέχουν συνήθως πάρα πολλά χιλιόμετρα από τον τόπο της ενδιάμεσης (παραγωγή ενέργειας) και τελικής (π.χ. θέρμανση νοικοκυριών) κατανάλωσής του, απαιτείται όπως προαναφέραμε, η μεταφορά του είτε μέσω αγωγών είτε με θαλάσσια μεταφορά υγροποιημένου φυσικού αερίου.

Κλασικά , η υγροποίηση του φυσικού αερίου γίνεται στη στεριά σε παραθαλάσσια ή παραποτάμια τοποθεσία και όπως θα δούμε παρακάτω στο κεφάλαιο 5 , πρόκειται για μια παραγωγική δραστηριότητα εντάσεως κεφαλαίου που απαιτεί πολύ υψηλές κεφαλαιουχικές δαπάνες. Αυτός είναι ο ένας λόγος για τον οποίο ήδη από τα μέσα της δεκαετίας του 90 , εταιρείες πετρελαίου όπως η Shell , ερευνούν την προοπτική και τον ρεαλισμό μιας μετακίνησης της παραγωγής LNG από την στεριά στη θάλασσα.

Όταν μιλάμε για FLNG ουσιαστικά μιλάμε για ένα γιγαντιαίο πλοίο επάνω στο οποίο και θα γίνεται η υγροποίηση του φυσικού αερίου. Πρόκειται για μια τεράστια πλωτή εγκατάσταση όπου θα γίνεται επεξεργασία του φυσικού αερίου στη συνέχεια θα ψύχεται και θα αποθηκεύεται στην υγρή πλέον μορφή του προτού φορτωθεί σε πλοία για τη μεταφορά του.

Άλλα δυνητικά οφέλη της υγροποίησης εν πλω, σύμφωνα με τον ενεργειακό κολοσσό Shell, θα είναι η εκμετάλλευση κοιτασμάτων που πρωτίτερα δεν ήταν οικονομικά συμφέροντα λόγω της μεγάλης απόστασης μεταξύ πλατφόρμας άντλησης και τερματικού υγροποίησης ή λόγω του μικρού μεγέθους τους καθώς επίσης και ο μικρότερος περιβαλλοντικός αντίκτυπος από τη λειτουργία της εγκατάστασης FLNG

ειδικά εάν συγκριθεί με την επίδραση που έχει στο περιβάλλον η προετοιμασία του εργοταξίου για την κατασκευή ενός onshore τερματικού.

Επίσης εκτιμάται πως το FLNG ξεκινά να παράγει και άρα να δημιουργεί ταμειακές εισροές στο μισό χρόνο από το αντίστοιχο onshore LNG terminal.

Τέλος , σημαντική εξέλιξη θεωρώ πως είναι η απλοποίηση των διατυπώσεων και των συζητήσεων με τις αρχές του κράτους της επένδυσης αναφορικά με την εισαγωγή ξένου εργατικού δυναμικού . Δηλαδή στη περίπτωση του FLNG , δεν είναι υποχρεωμένος ο φορέας της επένδυσης ή η διαχειρίστρια εταιρεία να αντιμετωπίσει τυχόν εμπόδια στην εισαγωγή ξένου εξειδικευμένου εργατικού δυναμικού (ποσοτώσεις) για την κατασκευή του εργοστασίου υγροποίησης μια και το πλοίο FLNG θα χτιστεί σε ναυπηγείο (π.χ. της Ν. Κορέας ή της Κίνας) και θα πλεύσει ως το σημείο όπου έχει αποφασιστεί να λειτουργήσει.

Πρέπει όμως να πούμε ότι προς το παρόν δεν έχει τεθεί σε λειτουργία κανένα FLNG project πουθενά στο κόσμο. Η Shell φιλοδοξεί ότι το δικό της πρωτοποριακό σχέδιο που ονομάζεται Prelude FLNG και φιλοδοξεί να λειτουργήσει στα ανοιχτά της βορειοδυτικής Αυστραλίας θα είναι το πρώτο διεθνώς.

Επομένως δεν υπάρχει προηγούμενη εμπειρία από τη λειτουργία FLNG και συνεπώς δεν γνωρίζουμε ακριβή στοιχεία αναφορικά με τα κόστη κατασκευής αλλά και τα κόστη λειτουργίας. Αυτό που έχουμε είναι εκτιμήσεις και προϋπολογισμοί σε σχέση με το αρχικό κόστος μιας τέτοιας επένδυσης.

Έτσι λοιπόν , η Shell προβλέπει πως το κόστος της επένδυσης για το Prelude FLNG θα ανέλθει στα \$12,6 δις για την παραγωγή 3.6 mtpa LNG , 1.3 mtpa condensate και 0.4 mtpa LPG.

Το κόστος επένδυσης σε FLNG ίσως θεωρείται συμφέρον σε χώρες και γεωγραφικές περιοχές με πολύ υψηλά κόστη και χαμηλούς δείκτες παραγωγικότητας κεφαλαίου και εργασίας όπως είναι η Αυστραλία (Sara Stefanini , August 2014) όπου η επένδυση σε onshore LNG terminal έχει εκτοξευτεί στα \$1.800 /tpa όμως σε χώρες που παράγουν σε ανταγωνιστικές τιμές όπως το Ομάν και η Υεμένη το αντίστοιχο κόστος ανέρχεται μόλις στα \$400/tpa και \$600/tpa (Brian Songhurst, February 2014) αντίστοιχα , είναι προτιμότερο να γίνει επένδυση σε onshore εγκατάσταση και ειδικά στη περίπτωση της επέκτασης της δυναμικότητας ήδη υπάρχοντος τερματικού .

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 ; Η ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΤΟΥ LNG ΚΑΙ Η ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ

2.1 ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΤΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΜΕΣΩ ΑΓΩΓΩΝ

Κατ' αρχάς υπάρχουν τρεις κατηγορίες αγωγών (en.wikipedia.org/wiki/Pipeline_transport) :

Gathering pipelines : αποτελούν ένα σύνολο μικρότερων αγωγών (100 με 200 μ. μήκος) που σκοπό έχουν να μεταφέρουν το φυσικό αέριο από τα κοιτάσματά του (χερσαία ή υποθαλάσσια) στο σταθμό επεξεργασίας για να απομακρύνουν το νερό , άλλα αέρια καθώς και άμμο.

Transportation pipelines : μεγάλοι σε μήκος και σε διάμετρο αγωγοί που χρησιμοποιούνται για την μεταφορά φυσικού αερίου μεταξύ πόλεων , κρατών , ηπείρων. Στα δίκτυα που σχηματίζουν περιλαμβάνονται σταθμοί συμπίεσης που συνδράμουν στην μεταφορά του αερίου κατά μήκος του αγωγού.

Distribution pipelines : αποτελούν αγωγούς με μικρή διάμετρο που χρησιμοποιούνται για την μεταφορά του αερίου στον τελικό καταναλωτή.

Όπως διαβάζουμε στη Wikipedia ένα δίκτυο αγωγών αποτελείται από τα εξής στοιχεία:

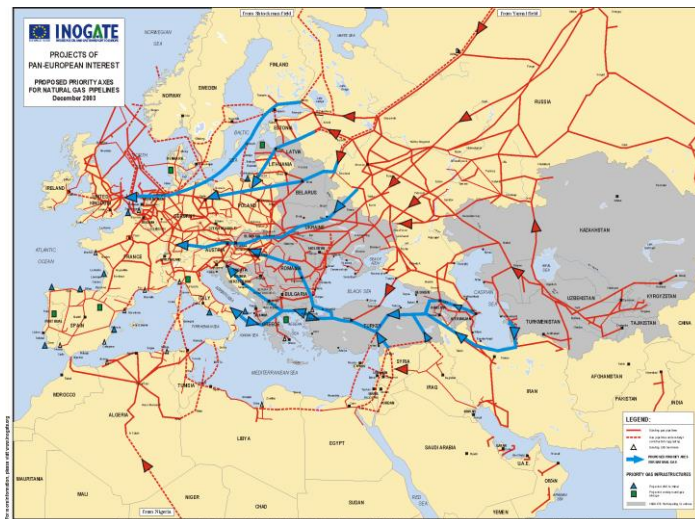
1. Αρχικός σταθμός εισαγωγής στον οποίο και εγχέεται το φυσικό αέριο για μεταφορά.
2. Σταθμοί συμπίεσης και αντλίες : οι πρώτοι χρησιμοποιούνται για την μεταφορά αερίων ενώ οι δεύτερες για την μεταφορά υγρών. Βρίσκονται κατά μήκος του αγωγού σε σημεία που υπαγορεύονται από την τοπογραφία ή το είδος της μεταφερόμενης ύλης.
3. Block valve station : αποτελεί σύστημα δικλίδων ασφαλείας , το οποίο σε περίπτωση διαρροής ή για λόγους συντήρησης και επισκευής χρησιμοποιείται για να απομονώνει το τμήμα εκείνο του αγωγού που απαιτείται.
4. Ρυθμιστικός σταθμός : με την αύξηση-μείωση της πίεσης εντός του αγωγού , ο χειριστής ελέγχει τη ροή της ύλης. Έτσι σε κατηγορικά τμήματα του δικτύου όπου το μεταφορικό έργο (για τα στέρεα) αναλαμβάνει η βαρύτητα , απελευθερώνεται πίεση μέσω βαλβίδων.

5. Τελικός σταθμός παράδοσης : ονομάζεται και τερματικό και είναι το μέρος όπου διανέμεται (μέσα από τη σύνδεση με δίκτυα διανομής) στον τελικό καταναλωτή.

2.1.1 ΑΓΩΓΟΙ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ ΓΕΩΠΟΛΙΤΙΚΗ

Τα δίκτυα αγωγών που μεταφέρουν φυσικό αέριο (ή και άλλα υψηλής αξίας καύσιμα) από τις χώρες παραγωγούς όπως η Ρωσία ή η Αλγερία στις χώρες καταναλωτές όπως η Ελλάδα αποτελούν συχνά σημείο πίεσης και άσκησης εξωτερικής πολιτικής (en.wikipedia.org/wiki/Pipeline_transport).

Χάρτης 2.1 Διεθνείς Αγωγοί Αερίου



Πηγή : www.mappery.com

Τα δίκτυα αυτά όντας διακρατικά είναι λοιπόν επιρρεπή στις τόσο ευμετάβλητες οικονομικές και πολιτικές συνθήκες γεγονός που καθιστά την μεταφορά τους ένα ιδιαίτερος σύνθετο και απαιτητικό πρόβλημα προς επίλυση.

Αυτός είναι και ο λόγος (ασύμφορο οικονομικά) που το ενδιαφέρον όλο και περισσότερων stakeholders στρέφεται στο LNG και τη μεταφορά του με βαπόρια.

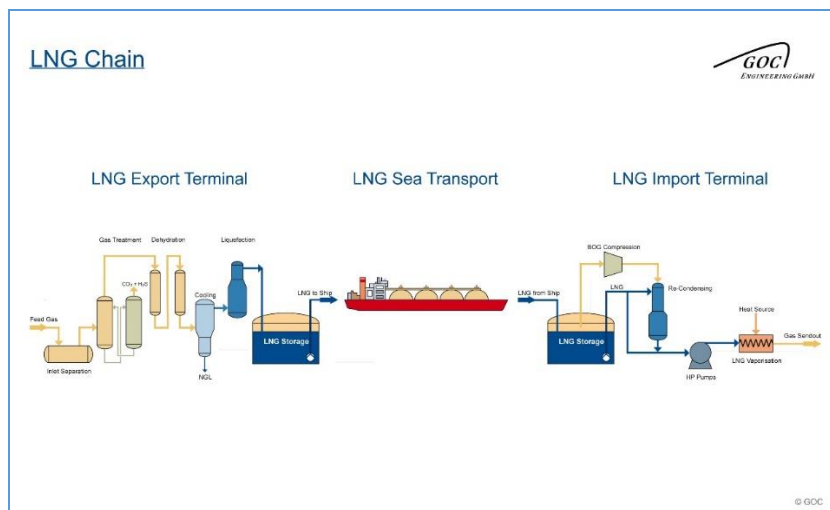
2.2 ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΩΣ LNG

Η θαλάσσια μεταφορά του LNG επέτρεψε τη διεύρυνση της αγοράς με την δυνατότητα εκμετάλλευσης νέων κοιτασμάτων και την πώληση σε νέες αγορές (Energy Intelligence Research , 2010-2011).

Βλέπουμε έτσι πως η ναυτιλία διαδραμάτισε διττό ρόλο από τη μία ανταγωνιστικό και από την άλλη και ως συμπληρωματικό αγαθό στην ήδη εδραιωμένη μεταφορά φυσικού αερίου μέσω αγωγών , τονώνοντας ζήτηση και προσφορά.

Είναι λοιπόν η ναυτιλία βασικότατο στοιχείο στην εφοδιαστική αλυσίδα του LNG.

Διάγραμμα 2.1 Η Εφοδιαστική Αλυσίδα του LNG



Πηγή : <http://www.goce.de/>

Είναι όμως και σημαντικό στοιχείο κόστους μια και απαιτείται υψηλή τεχνολογία και εξειδίκευση για τη μεταφορά του με πλοία ούτως ώστε να αποτραπεί οποιοδήποτε ατύχημα λόγω ανάφλεξης του ή λόγω ρήγματος στις δεξαμενές. Και είναι τόσο υψηλό το κόστος ναυπήγησης των LNG carriers που δεν κάνει εντύπωση το γεγονός ότι ,συχνά ,της ναυπήγησης προηγείται η εξασφάλιση μακρόχρονης ναύλωσης του για συγκεκριμένη διαδρομή.

2.2.1 ΣΤΟΛΟΣ ΤΩΝ LNG CARRIERS

Στα τέλη του 2009 ο παγκόσμιος στόλος των LNG carriers αριθμούσε περί τα 340 βαπόρια με πολύ υψηλό ρυθμό ναυπήγησης ιδιαίτερα τα τελευταία τρία έτη (μόνο το 2009 παραδόθηκαν 40 τέτοια πλοία. Η χώρα με τον μεγαλύτερο στόλο LNG carriers ήταν το 2008-2009 το Qatar με 42 πλοία (Energy Intelligence Research , 2010-2011).

Τα μεγέθη των πλοίων αυτών ξεκίνησαν τη δεκαετία του 80' και του 90' από τα 125.000 m³ για να ξεπεράσουν το 2009 τις 260.000 μ³ με πλοία τύπου Q-Flex και Q-Max. Όμως λόγω του μεγάλου μεγέθους τους ήταν τα πρώτα χρόνια περιορισμένος ο αριθμός των τερματικών που μπορούσαν να προσεγγίσουν. Αυτό όμως αλλάζει , όσον αφορά τουλάχιστον τα Q-flex (210.000 m³) με τις επεκτάσεις που επιχειρούνται σε τερματικά λιμένων παγκοσμίως (Energy Intelligence Research , 2010-2011).

Οι εταιρείες ενέργειας για να δραστηριοποιηθούν δυναμικά στην αγορά του LNG προβαίνουν σε κάθετη ολοκλήρωση των δραστηριοτήτων τους πραγματοποιώντας επενδύσεις σε διαφορετικά στάδια της αλυσίδας αξίας του συγκεκριμένου εμπορεύματος (Energy Intelligence Research , 2010-2011).

Αυτά είναι :

- ✚ Εξερεύνηση και παραγωγή φυσικού αερίου
- ✚ υγροποίηση του για τη μεταφορά με πλοία.
- ✚ μεταφορά LNG με βαπόρια υψηλής εξειδίκευσης και
- ✚ αποθήκευση του LNG σε δεξαμενές και επαναεριοποίησή του για την παράδοσή του στον τελικό καταναλωτή.

2.3 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ EN ΠΛΩ

Το floating storage είναι μια πρακτική που χρησιμοποιείται στο πλαίσιο σχεδιασμού των μεταφορών (logistics) όπου το LNG φυλάσσεται σε βαπόρια , μέχρι να ζητηθεί για να καλύψει τη ζήτηση , αντί να επαναεριοποιηθεί αμέσως (Energy Intelligence Research , 2010-2011).

Εν προκειμένω , οι φορτωτές του LNG εκμεταλλεύονται το contango effect περιμένουν να τονωθεί η ζήτηση και μαζί και η τιμή για το εμπόρευμα τους προτού το διαθέσουν στην αγορά. Με την τεχνική αυτή μάλιστα συμβάλουν σε αυτό δραματικά.

Τη στιγμή όμως που απολαμβάνουν μεγάλες αποδόσεις αναλαμβάνουν και μεγάλο ρίσκο. Δηλαδή θα συνεχίζουν να αποκομίζουν οφέλη από τη δημιουργία αυτού του είδους αποθέματος εφόσον τα έσοδα υπερβαίνουν τα αντίστοιχα έξοδα (ναύλα , ασφάλιστρα κ.α.). Αυτός είναι και ο λόγος για τον οποίο η τεχνική αυτή προσφέρεται για μικρό χρονικό διάστημα.

Το floating storage εξυπηρετεί επίσης και τους κερδοσκόπους που αγόρασαν το εμπόρευμα σε πολύ καλή τιμή και μη έχοντας βρει ακόμα αγοραστές το τηρούν στις πλωτές αυτές αποθήκες.

Εναλλακτικά , υπάρχει και η επιλογή των χερσαίων δεξαμενών αποθήκευσης LNG οι οποίες συγκριτικά με εκείνες των πλοίων έχουν μικρότερες απώλειες αερίου (Energy Intelligence Research , 2010-2011).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 : ΤΟ ΠΑΓΚΟΣΜΙΟ ΕΜΠΟΡΙΟ LNG

3.1 ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΑΙ ΠΡΟΣΦΟΡΑ LNG

Το 2014 παραδόθηκαν παγκοσμίως 241 εκ. τόνοι LNG, δηλαδή 2.1 εκ. περισσότεροι σε σχέση με το 2012 , μια αύξηση αμελητέα που ουσιαστικά διατήρησε την παραγωγή στα επίπεδα του 2011. Η προσφορά λοιπόν έχει ελαττώσει τους ρυθμούς μεγέθυνσής της παρά την αύξηση που σημειώθηκε το 2013 στην παραγωγή των μεγαλύτερων εξαγωγέων LNG όπως το Κατάρ , η Μαλαισία , η Αυστραλία και η Υεμένη (BG Group, 2013-2014).

Συγκεκριμένα , στην Υεμένη σημειώθηκαν λιγότερες επιθέσεις στο δίκτυο των αγωγών της ενώ η Αυστραλία με της έναρξη της λειτουργίας του Pluto LNG plant παράγγαγε επιπλέον ποσότητες όλο το 2013.

Πίνακας 3.1 Εξαγωγείς-Παραγωγοί LNG (2012-2014)

ΕΞΑΓΩΓΕΙΣ LNG	Στήλη1	2012	2013	2014
ΚΑΤΑΡ	mtpa	77,4	77,2	76,8
ΜΑΛΑΙΣΙΑ	mtpa	23,1	24,7	25,1
ΑΥΣΤΡΑΛΙΑ	mtpa	20,8	22,2	23,3
ΝΙΓΗΡΙΑ	mtpa	20	16,9	19,4
ΙΝΔΟΝΗΣΙΑ	mtpa	18,1	17	16
ΤΡΙΝΙΔΑΔ	mtpa	14,4	14,6	14,4
ΑΛΓΕΡΙΑ	mtpa	11	10,9	12,8
ΡΩΣΙΑ	mtpa	10,9	10,8	10,6
ΟΜΑΝ	mtpa	8,1	8,6	7,9
ΥΕΜΕΝΗ	mtpa	5,1	7,2	6,8
ΜΠΡΟΥΝΕΙ	mtpa	6,8	7	6,2
Η.Α.Ε.	mtpa	5,6	5,4	5,8
ΠΕΡΟΥ	mtpa	3,9	4,3	4,3
ΓΟΥΙΝΕΑ	mtpa	3,8	3,9	3,7
ΝΟΡΒΗΓΙΑ	mtpa	3,4	3	3,6
ΠΑΠΟΥΑ ΝΕΑ ΓΟΥΙΝΕΑ	mtpa			3,5
ΑΙΓΥΠΤΟΣ	mtpa	5,1	0,3	0,3
ΑΓΚΟΛΑ	mtpa			0,3
Η.Π.Α.	mtpa	0,2		0,3
ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΕΞΑΓΩΓΕΣ		237,7	234	241,1

Πηγή : IGU, World LNG Report 2013,2014,2015

Από την άλλη , οι δύο νέες εγκαταστάσεις LNG (trains) στην Αλγερία και την Αγκόλα δεν συνεισέφεραν μεγάλες ποσότητες στην συνολική παραγωγή ενώ οι απρόσμενες ελλείψεις στην Νιγηρία και η πολιτική κατάσταση στην Αίγυπτο επιδείνωσαν ακόμη περισσότερο την καμπύλη προσφοράς. Εδώ αξίζει να σημειωθεί πως μέσα στο 2013 οι εισαγωγές (LNG) της Ευρώπης από την Β. Αφρική μειώθηκαν κατά 17% σε σχέση με το 2012 λόγω της μείωσης της παραγωγής-προσφοράς της τελευταίας (European Commission, Market Observatory for Energy, 2nd quarter 2013).

3.2 ΖΗΤΗΣΗ ΔΙΕΘΝΩΣ ΓΙΑ LNG

Οι αγορές LNG της Ασίας και της Λ. Αμερικής συνέχισαν και το έτος αυτό να μεγεθύνονται με την Κίνα, την Ιαπωνία, την Ν. Κορέα, το Μεξικό και τη Βραζιλία να αποτελούν το σημαντικότερο κομμάτι της αύξησης της ζήτησης (BG Group, 2013-2014). Μόνο στην Κίνα το 2013 ξεκίνησαν τις εργασίες τους τρεις νέες μονάδες αεριοποίησης LNG.

Πίνακας 3.2 Εισαγωγείς LNG (2012-2014)

ΕΙΣΑΓΩΓΕΙΣ LNG	Στήλη1	2012	2013	2014
ΙΑΠΩΝΙΑ	mtpa	87,3	87,8	88,9
Ν. ΚΟΡΕΑ	mtpa	36,8	40,9	38
ΚΙΝΑ	mtpa	14,8	18,6	20
ΙΝΔΙΑ	mtpa	14	12,9	14,6
ΤΑΙΒΑΝ	mtpa	12,8	12,8	13,6
Υπολ. Κόσμος	mtpa	7,1	10,1	9,5
Η.Β.	mtpa	10,5	6,8	8,5
ΙΣΠΑΝΙΑ	mtpa	14,2	9,4	8,2
ΜΕΞΙΚΟ	mtpa	3,6	6	6,9
ΒΡΑΖΙΛΙΑ	mtpa	2,5	4,4	5,7
ΤΟΥΡΚΙΑ	mtpa	5,7	4,2	5,4
ΑΡΓΕΝΤΙΝΗ	mtpa	3,8	4,9	4,7
ΓΑΛΛΙΑ	mtpa	7,5	5,8	4,7
ΙΤΑΛΙΑ	mtpa	5,2	4,2	3,3
ΧΙΛΗ	mtpa	3	2,9	2,8
ΚΟΥΒΕΙΤ	mtpa	2,1	1,6	2,7
ΣΙΓΚΑΠΟΥΡΗ	mtpa			1,8
ΜΑΛΑΙΣΙΑ	mtpa		1,6	1,8
ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ		230,9	234,9	241,1

Πηγή : IGU, World LNG Report 2013,2014,2015

Το 2013 μπήκαν σε λειτουργία συνολικά δέκα νέα τερματικά αεριοποίησης (re-gasification terminals) ενώ παράλληλα αναδείχθηκαν νέες χώρες-εισαγωγείς : το Ισραήλ , η Σιγκαπούρη , η Μαλαισία , η Ταϊλάνδη και η Ινδονησία συμβάλλοντας έτσι στην αύξηση της ζήτησης κατά 3.7 εκ. τόνους LNG .Οι εισαγωγές της Ασίας αυξήθηκαν το 2013 κατά 11.1 εκ. τόνους σε σχέση με το προηγούμενο έτος. Η τιμή του LNG τον Μάρτιο του 2013 ήταν \$19.18/mmBtu.

Αυτό που παρατηρείται , σύμφωνα με τον BG Group (2013) είναι μια μετακύλιση της ζήτησης για LNG από τις αγορές της Ευρώπης και της Β. Αμερικής προς την Ασία και την Λ. Αμερική. Μια και η Β. Αμερική έχει σημαντική παραγωγή αερίου η ίδια ενώ η Ευρώπη το μεγαλύτερο τμήμα των αναγκών της σε φυσικό αέριο το κάλυψε από το δίκτυο των αγωγών της .

Διάγραμμα 3.1 Τιμές Φυσικού Αερίου (μεταβολές)



Πηγή: BG Group interpretation of IHS Waterborne data (Feb 2014), delivered volumes Platts, Petroleum Association of Japan

3.2.1 Η ΕΥΡΩΠΑΙΚΗ ΖΗΤΗΣΗ ΓΙΑ LNG

Σύμφωνα με το Παρατηρητήριο για την Αγορά Ενέργειας (European Commission, 2nd quarter 2013) η ζήτηση για LNG στην Ευρώπη ήταν συγκρατημένη σε χαμηλά επίπεδα λόγω :

- μικρού ρυθμού οικονομικής ανάπτυξης που οδήγησε σε χαμηλή ζήτηση για ενέργεια και επομένως σε μείωση της χρήσης φυσικού αερίου για την παραγωγή ενέργειας . Η μείωση το 2ο τρίμηνο του 2013 ήταν 21% , κατά μέσο όρο , σε σχέση με το 2ο τρίμηνο του 2012*.
- της τιμής του άνθρακα
- και λόγω της ανόδου των ΑΠΕ

Το 2013, όπως διαβάζουμε στην έκθεση του Παρατηρητηρίου για την Αγορά Ενέργειας (European Commission, 2nd quarter 2013), η Ευρώπη είχε καθαρές εισαγωγές LNG (Ποσότητα Εισαγωγών – Ποσότητα Εξαγωγών) 35 εκ. τόνους , μέγεθος που αν συγκριθεί με το ιστορικά υψηλό του 2011 δηλαδή τα 66 εκ. τόνους , είναι ενδεικτικό της κατάστασης που αναφέραμε προηγουμένως (μείωση της ζήτησης από την πλευρά της Ευρώπης). Πόσο μάλλον αν συνυπολογίσουμε και άλλα 4.4 εκ. τόνους που ήταν η ποσότητα LNG που επανεξαγάγαμε (όταν το 2012 δεν ήταν παρά 3.5 εκ.).

Οι εισαγωγές LNG στην Ευρώπη άρχισαν να μειώνονται από το 2^ο τρίμηνο του 2011 . Το 2012 η μείωση ως προς το 2011 ανήλθε σε 31% ενώ το 1^ο τετράμηνο του 2013 μειώθηκε άλλο τόσο (34%) ως προς το 1^ο τετράμηνο του 2012. Όπως είδαμε και νωρίτερα οι εισαγωγές από τη Β. Αφρική και συγκεκριμένα από το Κατάρ , την Νιγηρία και την Αλγερία μειώθηκαν το 2013 κατά 39% , 34% και 10 % αντίστοιχα ως προς το 2012(European Commission, Market Observatory for Energy, 2nd quarter 2013).

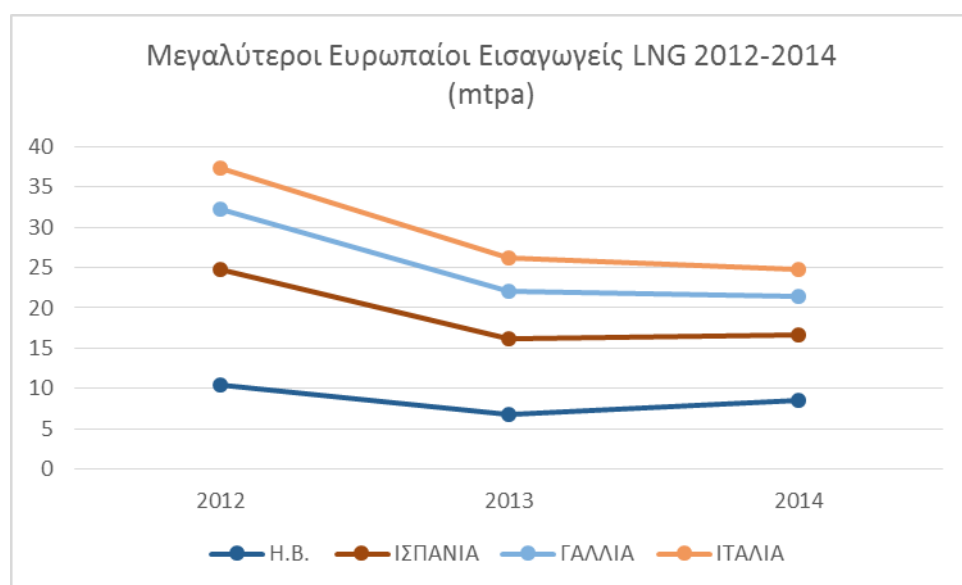
Οι εισαγωγές LNG του Βελγίου , της Αγγλίας και της Ελλάδας το 1^ο τετράμηνο του 2013 ανήλθαν στο μισό των εισαγωγών του προηγούμενου έτους. Περισσότερο αναλυτικά η πτώση για Ισπανία , Γαλλία και Ιταλία ήταν της τάξης του 20-30%.

Αν όμως εξετάσουμε την τάση μέσα στο ίδιο έτος και συγκεκριμένα από τον Μάρτιο 2013 έως και τον Απρίλιο 2013 παρατηρούμε πως χώρες όπως η Αγγλία , το Βέλγιο

και η Γαλλία πέτυχαν στο να τριπλασιάσουν τις εισαγωγές τους μέσα στο διάστημα αυτό των δύο μηνών. Το φαινόμενο όμως αυτό που παρατηρείται κατά τους λεγόμενους shoulder months δεν είναι ενδεικτικό της τάσης παρά μια εκδήλωση της εποχικότητας του LNG (European Commission, Market Observatory for Energy, 2nd quarter 2013).

Η Ευρωπαϊκή αγορά θα συνεχίσει να χάνει φορτία από την Ασιατική που πληρώνει καλύτερα αν και εκτιμάται ότι δεν θα αργήσει να αγγίξει το κατώτατο όριο εισαγωγών κάτω του οποίου δεν δύναται να πέσει. Πριν φθάσει όμως στο σημείο αυτό αναμένεται να αναζητήσει νέες πηγές άντλησης φυσικού αερίου-LNG φυσικά πληρώνοντας και υψηλότερο αντίτιμο(BG Group).

Διάγραμμα 3.2 : Μεγαλύτεροι Ευρωπαίοι Εισαγωγείς LNG 2012-2014



Πηγή : IGU, World LNG Report 2013,2014,2015

Ήδη το 2013 η ευρωπαϊκή αγορά μείωσε τις εισαγωγές της από την Νορβηγία και την Β. Αφρική κατά 5% και 17% (σε σχέση με το 2012) αντίστοιχα, ενώ αντιθέτως αύξησε την εισαγωγή φυσικού αερίου από την Ρωσία κατά 10% (ως προς το 2012).

Επί του συνόλου των εισαγωγών LNG το μερίδιο της Ευρώπης το πρώτο τρίμηνο του 2013 δεν ήταν παρά 15 % ενώ της Ασίας 77% τη στιγμή που το 2012 τα ποσοστά αυτά ήταν 21% και 70% αντίστοιχα (European Commission, Market Observatory for Energy, 2nd quarter 2013). Το 2014 Η ευρωπαϊκή ζήτηση για LNG ως ποσοστό της παγκόσμιας υποχώρησε στο 14% (IGU 2015).

Σε ότι αφορά την επανεξαγωγή LNG , το 2013 σημειώθηκε αύξηση των μεγεθών που οφείλεται στην προσπάθεια εκμετάλλευσης των ευκαιριών για arbitrage , αφού η Ευρώπη αγόραζε LNG πιο φθηνά και το πουλούσε στις ασιατικές αγορές ακριβότερα αποκομίζοντας έτσι κέρδος.

Η Ισπανία και το Βέλγιο κατόρθωσαν να πρωταγωνιστήσουν στην εξαγωγική δραστηριότητα αφού μέσα σε ένα χρόνο (2011-2012) υπερτριπλασίασαν τις επανεξαγωγές τους. Με μεγάλη διαφορά ακολουθούν η Γαλλία και η Πορτογαλία.

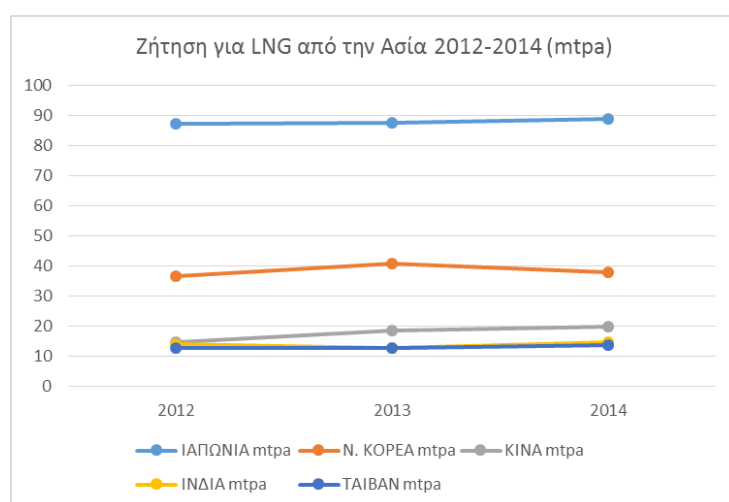
Με τη διαφορά αυτή να έγκειται στο γεγονός πως δεν έχουν όλα τα τερματικά επαναεριοποίησης τη δυνατότητα να ξαναφορτώσουν το LNG που μόλις ξεφόρτωσαν.

Το 2014 οι συνολικοί όγκοι επανεξαγόμενου LNG παγκοσμίως ανήλθε σε 6,4 MT από μόλις 3,4 MT το 2012 (IGU 2015).

3.2.2 ΖΗΤΗΣΗ ΓΙΑ LNG ΑΠΟ ΤΗΝ ΑΣΙΑ

Η πλεονάζουσα ζήτηση στην Ασιατική αγορά (tightening market , $D > S$) είχε ως αποτέλεσμα η τιμή του LNG για το 2013 να είναι κατά μέσο όρο \$1/mmBtu υψηλότερη απ' ότι το 2012 παρά την πτώση της τιμής αργού πετρελαίου αναδεικνύοντας έτσι την ασιατική αγορά σε καθοριστικό παράγοντα της τιμής του LNG στην spot αγορά (BG Group, 2013-2014).

Διάγραμμα 3.3 Ζήτηση LNG από την Ασιατική αγορά 2012-2014



Πηγή : IGU, World LNG Report 2013,2014,2015

Το 2014 η Ασιατική ζήτηση για LNG αποτέλεσε το 75% της παγκόσμιας ζήτησης με προοπτικές μεγέθυνσής του για τα επόμενα έτη κυρίως από πλευράς Ιαπωνίας, Ινδίας αλλά και Κίνας. Όμως, δεδομένου των νέων εξελίξεων που προαναφέρθηκαν, θα ασκηθούν πιέσεις προς τα κάτω στη τιμή του LNG που πληρώνει η Ασία. Ενώ μέρος της ζήτησης αυτής θα αρχίσει να ικανοποιείται από νέους παραγωγούς που θα αναδειχτούν στην ευρύτερη περιοχή της λεκάνης του Ειρηνικού περιορίζοντας έτσι τα μεγέθη που αντλούσε τα προηγούμενα χρόνια από τον Ατλαντικό.

Το 2015 όμως, μολονότι οι τιμές εισαγωγής LNG παρέμειναν υψηλότερες από τον διεθνή Μ.Ο. υπέστησαν και υφίστανται ακόμη πιέσεις λόγω της σημαντικής μείωσης της τιμής του πετρελαίου, της αναμενόμενης συρρίκνωσης των ρυθμών οικονομικής ανάπτυξης της Κίνας αλλά και λόγω της πιθανής επανεκκίνησης του προγράμματος πυρηνικής ενέργειας της Ιαπωνίας (IGU 2015). Σημειωτέον ότι η Ιαπωνία αναδείχθηκε στον σημαντικότερο εισαγωγέα LNG για το 2013-2014.

Επόμενο ήταν οι εξαγωγείς LNG να προτιμήσουν την πώληση του προϊόντος τους στους αγοραστές που θα πλήρωναν υψηλότερη τιμή. Παρ' όλα αυτά τον Απρίλιο και τον Μάιο του 2013 (shoulder months) η Ευρώπη κατόρθωσε να ανακτήσει ξανά μέρος των εισροών της που είχε μετακυληθεί στην Ασία (European Commission, Market Observatory for Energy, 2nd quarter 2013).

3.3 ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΗΣ ΑΓΟΡΑΣ ΤΟΥ LNG

Σύμφωνα με το Market Observatory for Energy (European Commission, 2nd quarter 2013) :

- Η αγορά του LNG παρουσιάζει εποχικότητα
Η τιμή του LNG τον Μάρτιο του 2013 ήταν \$19.18/mmBtu ενώ τον Αύγουστο του ίδιου έτους \$16/mmBtu. Οι καιρικές συνθήκες αποτελούν σημαντικό παράγοντα της ζήτησης για φυσικό αέριο και κατ' επέκταση LNG. Το δριμύ ψύχος του Μαρτίου στην Ευρώπη ήταν η αιτία που η τιμή του LNG ανέβηκε στα \$19.18/mmBtu .

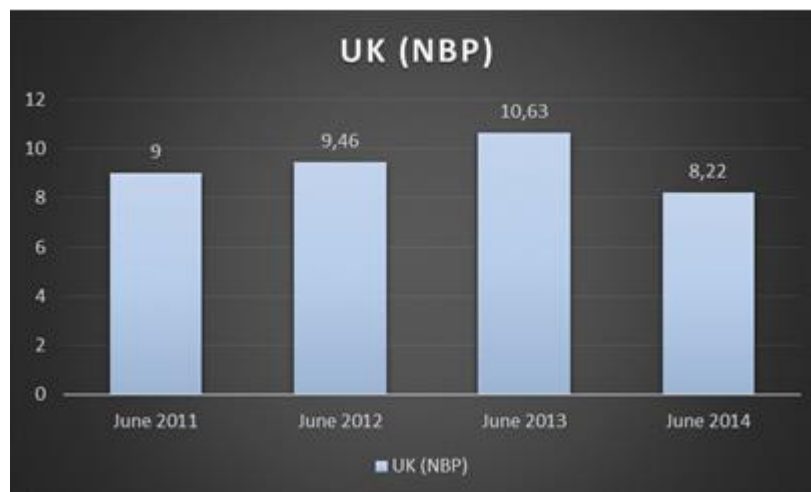
- Ένα άλλο χαρακτηριστικό είναι η συσχέτιση του LNG με την τιμή του πετρελαίου , με την πυρηνική ενέργεια καθώς και με τις ΑΠΕ.
- Παγκοσμίως , η τιμή που πληρώνουν για φυσικό αέριο και LNG οι ενδιαμέσοι καταναλωτές, εμφανίζει σημαντικές διακυμάνσεις όχι μόνο διαχρονικά αλλά και μέσα στον ίδιο χρόνο (εποχικότητα) ακόμη και κατά την ίδια εποχή του χρόνου ανάμεσα σε διαφορετικά κράτη-εισαγωγείς. Αυτό τουλάχιστον επισημαίνουν τα ορόσημα της συγκεκριμένης αγοράς και η εξέλιξή τους.

Τα σημεία αναφοράς αυτά είναι :

([en.wikipedia.org/wiki/National Balancing Point UK](http://en.wikipedia.org/wiki/National_Balancing_Point_UK))

- 1) UK NBP είναι το National Balancing Point δηλαδή ένας εικονικός χώρος όπου πραγματοποιείται η αγοραπωλησία και ανταλλαγή του Αγγλικού φυσικού αερίου. Είναι το μέρος εκείνο όπου αποτιμώνται τα συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης (futures) του φυσικού αερίου. Ενώ επιπρόσθετα αποτελεί σημαντικότατο παράγοντα διαμόρφωσης της τιμής που θα πληρώσουν οι Άγγλοι καταναλωτές([en.wikipedia.org/wiki/National Balancing Point UK](http://en.wikipedia.org/wiki/National_Balancing_Point_UK)).

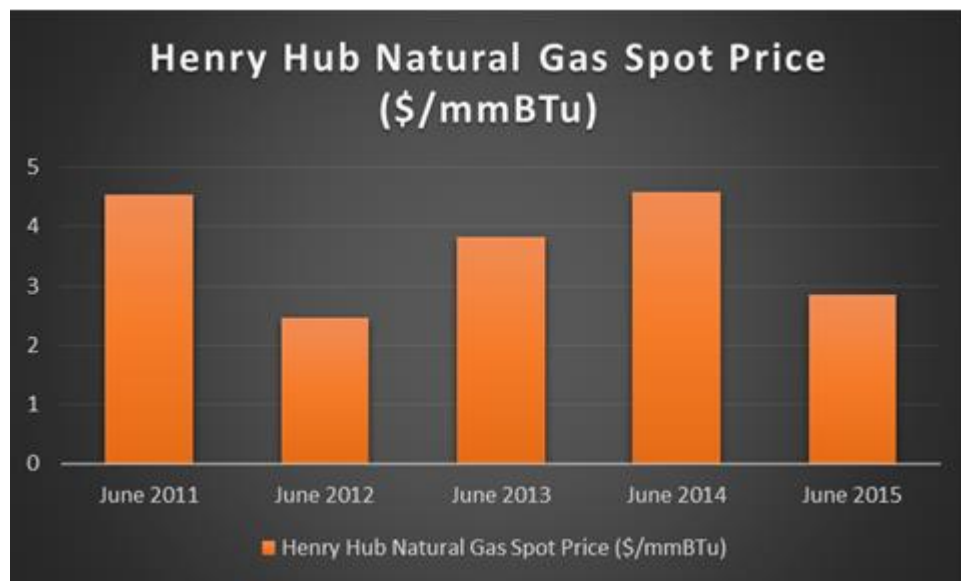
Διάγραμμα 3.4: United Kingdom (National Balancing Point) 2011-2014



Πηγή: IMF, Commodity Market Monthly (Jul 11, 2014)

- 2) US Henry Hub: είναι κόμβος διανομής του δικτύου αγωγών φυσικού αερίου που βρίσκεται στην Λουϊζιάνα των Η.Π.Α. , ανήκει στην Chevron και λόγω της σημαντικότητάς του έχει δώσει το όνομά του στο χώρο εκείνο όπου γίνεται η αποτίμηση των futures που διαπραγματεύονται στο NYMEX. Ακριβώς όπως και στην Αγγλία (NBP) έτσι και στις Η.Π.Α. η τιμή του φυσικού αερίου καθορίζεται σαφώς από τις τιμές των futures όπως αυτές διαμορφώνονται στο Henry Hub.

Διάγραμμα 3.5: United States of America Henry Hub 2011-2015

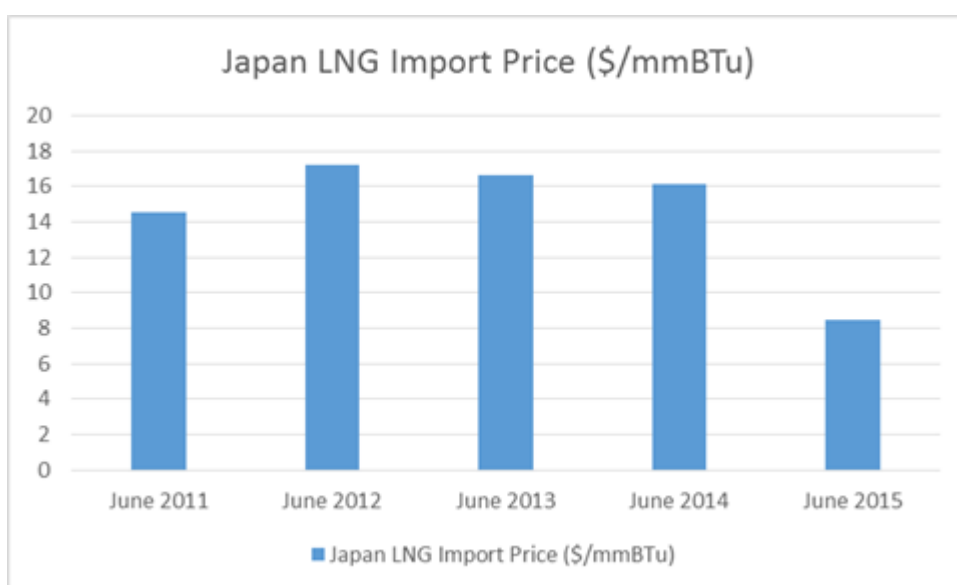


Πηγή: U.S. Energy Information Administration (Sep 23, 2015), Independent Statistics & Analysis,(www.eia.gov)

3) LNG Prices for Japan

Ο δείκτης αυτός είναι ενδεικτικός της Ασιατικής αγοράς LNG και της διαχρονικής τιμής που πληρώνει αυτή. Μπορούμε να διακρίνουμε την δραματική πτώση της τιμής από τα \$16/mmBTu τον Ιούνιο του 2011 στα περίπου \$8/mmBTu τον περασμένο Ιούνιο του 2015. Η πτώση αυτή μπορεί να ερμηνευτεί βάσει των πρόσφατων εξελίξεων όπως η πτώση της τιμής του πετρελαίου, καυσίμου υποκατάστατου του LNG στην παραγωγή ενέργειας.

Διάγραμμα 3.6: Japan LNG Import Prices 2011-2015

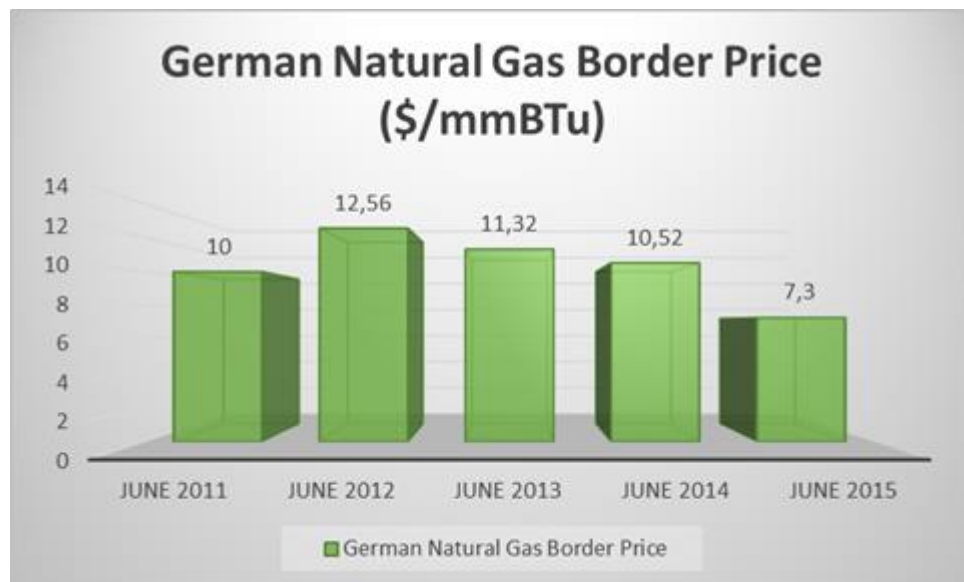


Πηγή: (http://ycharts.com/indicators/japan_lng_import_prices)

4) German Border Price

Παρατηρούμε πως το Q2 2013 οι καταναλωτές χονδρικής στο UK NBP πλήρωσαν για φυσικό αέριο πάνω από δύο φορές την τιμή που πλήρωσαν οι Αμερικανοί στο Henry Hub κατά το ίδιο διάστημα. Σημειωτέο πως το πρώτο είναι παραδοσιακά το φθηνότερο στην Ευρώπη. Συνεπώς η διαφορά ανάμεσα στο Henry Hub και το German Border είναι ακόμα μεγαλύτερη και συγκεκριμένα τρεις φορές υψηλότερη η δεύτερη της πρώτης. Τέλος το LNG prices Japan κατά το ίδιο διάστημα , ήταν 55-70% κατά μέσο όρο υψηλότερη από το NBP και το German Border και πάνω από 400% υψηλότερη από το US Henry Hub (European Commission, Market Observatory for Energy, 2nd quarter 2013)

Διάγραμμα 3.7: German NG Border Price 2011-2015



Πηγή: http://ycharts.com/indicators/germany_natural_gas_border_price

Όσον αφορά τώρα τη σημαντική διαφορά στις τιμές του LNG μεταξύ Ευρώπης και Ασίας , και με δεδομένο ότι η ζήτηση από την Κίνα και άλλες ασιατικές χώρες είναι πολύ υψηλή (όπως ανέφερα παραπάνω) είναι εύκολο να συμπεράνει κανείς γιατί οι αγορές της Ασίας είναι πιο ελκυστικές για τους εξαγωγείς και εμπόρους LNG από τις ευρωπαϊκές. Ενδεικτικά θα αναφέρω πως κατά τους πρώτους τέσσερις μήνες του 2013 η Κορέα πλήρωσε κατά Μ.Ο. \$15.33/mmBtu , η Ιαπωνία \$17.01/mmBtu ενώ η Αγγλία και η Ισπανία κοντά στα \$10/mmBtu.

Όμως, σύμφωνα με το Παρατηρητήριο για την Ενέργεια (European Commission, 2nd quarter 2013) ακόμα και οι ίδιοι οι Ευρωπαίοι δεν πληρώνουν μια ενιαία τιμή για LNG. Η εκτιμώμενη μέση τιμή για την spot αγορά του LNG για τους πρώτους τέσσερεις μήνες του 2013 , είχε εύρος τιμών μεταξύ 25 και 35 €/Mwh για τις ακόλουθες επτά ευρωπαϊκές χώρες των οποίων τα στοιχεία ήταν διαθέσιμα.

Έτσι λοιπόν την ίδια περίοδο οι τιμές LNG για Αγγλία , Πορτογαλία και Βέλγιο αυξήθηκαν κατά 10-11% σε σχέση με το 2012 ενώ τα ποσοστά για Ελλάδα και Γαλλία ήταν 8% και 4% αντίστοιχα.

Εντούτοις η Αγγλία , η Ισπανία και το Βέλγιο εξακολούθησαν να πληρώνουν λιγότερα με Ιταλία , Ελλάδα και Γαλλία. Συγκεκριμένα , πάντα σε συμφωνία με όσα αναφέρονται στην τετραμηνιαία αναφορά για την αγορά αερίου (Market Observatory for Energy) τον Απρίλιο του 2013 η Αγγλία και Η Ισπανία πλήρωναν 25 €/Mwh ενώ η Ελλάδα και η Ιταλία γύρω στο 35€/Mwh.

3.4 ΥΠΟΚΑΤΑΣΤΑΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΑΓΑΘΑ ΑΝΑ ΠΕΡΙΟΧΗ

Στην αγορά ενέργειας γενικά όλα τα προϊόντα είναι υποκατάστατα μεταξύ τους με εξαίρεση ίσως τις ΑΠΕ που λειτουργούν συμπληρωματικά προς το παρόν.

3.4.1 ΕΥΡΩΠΗ

Εντούτοις , ήδη σε αρκετές ευρωπαϊκές χώρες όπως η Ιταλία και η Ισπανία η δυναμικότητα των ΑΠΕ υποκαθιστά ολοένα και περισσότερο την παραγωγή ενέργειας με την καύση αερίου. Στην Ισπανία συγκεκριμένα λόγω των ισχυρών βροχοπτώσεων η υδροηλεκτρική παραγωγή ενέργειας οδήγησε σε μείωση κατά 40% της χρήσης φυσικού αερίου το 2013 (European Commission, Market Observatory for Energy, 2nd quarter 2013).

Όσον αφορά τη σχέση LNG – πετρελαίου , γνωρίζουμε πώς τα δύο αυτά εμπορεύματα είναι υποκατάστατα το ένα του άλλου και συνεπώς όταν αυξάνει η τιμή του ενός η ζήτηση μετακυλιέται στο άλλο εμπόρευμα. Όμως η τιμή του LNG από το 2012 αυξήθηκε περίπου κατά \$1/mmBtu παρά το ότι η τιμή του αργού έπεσε κατά το ίδιο διάστημα κατά \$4.5/bbl . Λογικά θα περιμέναμε να τονωθεί η ζήτηση για αργό και να υποχωρήσει αντίστοιχα η ζήτηση για LNG , κάτι που δεν έγινε το 2013 αλλά που άρχισε να γίνεται ορατό το 2015.

3.4.2 ΙΑΠΩΝΙΑ

Ομοίως και η πυρηνική ενέργεια , γι' αυτό άλλωστε και παρατηρήθηκε το φαινόμενο της διατήρησης υψηλών αποθεμάτων LNG από τη πλευρά των αγοραστών οι οποίοι ανέμεναν χαμηλή προσφορά πυρηνικής ενέργειας (European Commission, Market Observatory for Energy, 2nd quarter 2013 & DG Group 2013).

3.4.3 ΙΝΔΙΑ

Η Ινδία με δεδομένη την πενιχρή εγχώρια παραγωγή της σε LNG αναμένεται να απορροφήσει μεγαλύτερους όγκους από την παγκόσμια αγορά τα επόμενα χρόνια. Παρ'όλ'αυτά αν λάβουμε υπόψη μας τη διαρκώς χαμηλότερη τιμή του κάρβουνου τα τελευταία χρόνια, το οποίο και αποτελεί υποκατάστατο του LNG στη παραγωγή ενέργειας στην ευρύτερη μάλιστα Ασιατική αγορά μπορούμε να κάνουμε μια εκτίμηση των επιπτώσεων του στην μελλοντική τάση της ζήτησης για LNG.

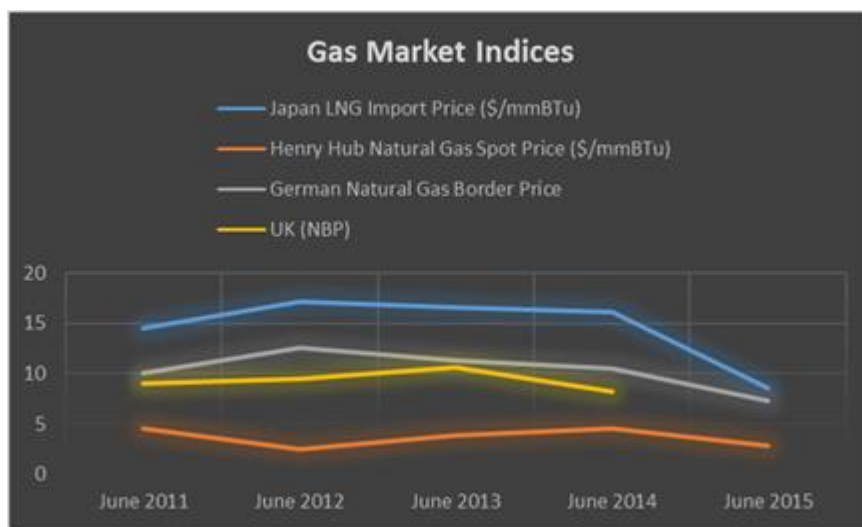
3.5 ΕΚΤΙΜΗΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΓΟΡΑ ΤΟΥ LNG

Η παγκόσμια ζήτηση για φυσικό αέριο εκτιμάται πως από το 2000 μεγεθύνεται ετησίως κατά 2,7%, τη στιγμή που η ζήτηση για LNG αυξανόταν με τριπλάσιο ρυθμό 7,6% ετησίως για το ίδιο διάστημα (EY, 2015). Ο BG GROUP εκτιμά πως η ζήτηση για LNG θα αυξάνει με ετήσιο ρυθμό 5% ως το 2025 , δηλαδή ρυθμό διπλάσιο της ζήτησης για φυσικό αέριο.

Αρχικώς είχε γίνει η εκτίμηση ότι το 2014 η αγορά του LNG θα συνέχιζε να ασφυκτιεί λόγω υπερβάλλουσας ζήτησης κυρίως από την Ασία. Η ασιατική αγορά θα συνέχιζε να ζητά όλο και περισσότερο , γεγονός που υποδηλώνεται και με την έναρξη το 2014 μακροχρόνιων συμβολαίων μεταφοράς LNG ,αν και με φθίνοντα ρυθμό αύξησης της ζήτησης λόγω του γεγονότος ότι η Ιαπωνία έχει αγγίζει τη μέγιστή ποσότητα LNG που δύναται να εισάγει δεδομένης της περιορισμένης αποθηκευτικής της ικανότητας αλλά και του ρυθμού κατανάλωσης του αερίου για την παραγωγή ενέργειας.

Σύμφωνα όμως με τον IGU (2015), το 2014 η υπερβάλλουσα ζήτηση από την Ασία λόγω μιας σειράς παραγόντων και εξελίξεων, όπως είναι η δραματική μείωση της τιμής του πετρελαίου, ικανοποιήθηκε σε μεγάλο βαθμό με αποτέλεσμα η αγορά να πάψει να ασφυκτιεί όπως προηγουμένως. Η τιμή του LNG ναι μεν ακολούθησε ανοδική τάση για το μεγαλύτερο μέρος του έτους από την άλλη όμως μειώθηκε η διαφορά μεταξύ της τιμής που πληρώνει η Ασιατική αγορά και εκείνης που πληρώνει η Ευρώπη. Στο Διάγραμμα 3.8 βλέπουμε τις τάσεις της αγοράς διεθνώς και διαχρονικά καθώς και την σύγκλιση των δεικτών GBP και Japan LNG.

Διάγραμμα 3.8: Δείκτες της αγοράς του Φ.Α. και του LNG (2011-2015)



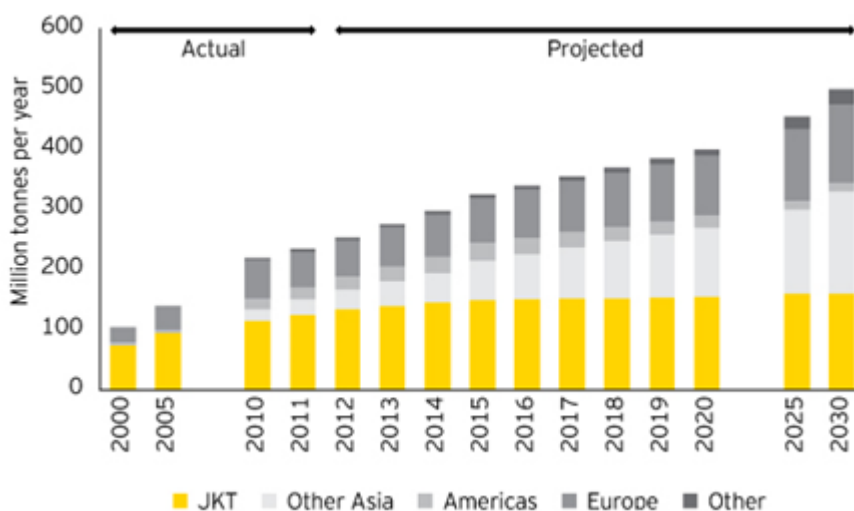
Πηγή: (<http://ycharts.com/indicators/>) & U.S. Energy Information Administration (Sep 23, 2015), Independent Statistics & Analysis,(www.eia.gov)

Από την άλλη, η Λ. Αμερική θα συνεχίσει να επιδεικνύει υψηλή ζήτηση για LNG ειδικά μάλιστα αν η ξηρασία των τελευταίων ετών συνεχιστεί με αποτέλεσμα να ατονήσει η υδροηλεκτρική παραγωγή ενέργειας.

Το 2014 αναδύθηκαν τέσσερις (4) νέες αγορές (Ισραήλ, Μαλαισία, Λιθουανία και Σιγκαπούρη) αυξάνοντας τον αριθμό των χωρών-εισαγωγέων LNG σε 29 παγκοσμίως. Ενώ αναμένεται να παραδοθούν και οκτώ νέα re-gasification terminals

Με την παραδοχή των φυσιολογικών καιρικών συνθηκών και της παράτασης της μειωμένης προσφοράς πυρηνικής ενέργειας, εκτιμάται πως η τιμή του LNG στην spot αγορά θα παραμείνει δυναμική με αυξητικές τάσεις. Ακόμα κι αν επανέλθει λίγο η προσφορά πυρηνικής ενέργειας αυτή θα υποκαταστήσει αρχικώς το πετρέλαιο και τα προϊόντα του έχοντας μικρή επίδραση στη ζήτηση για LNG. Άλλωστε η Ιαπωνία αναμένεται να λειτουργήσει νέες υποδομές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που τροφοδοτούνται με φυσικό αέριο.

Διάγραμμα 3.9 Παγκόσμια Ζήτηση για LNG (εκτιμήσεις έως 2030)



Πηγή: EY, 2015

Κατά τη διάρκεια του 2014 παρά την έναρξη της λειτουργίας τριών νέων LNG trains στην Αγκόλα την Αλγερία και την Αυστραλία, αυξάνοντας τον αριθμό των παραγωγών LNG παγκοσμίως στους 19, σημειώθηκε μικρή αύξηση της προσφερόμενης ποσότητας LNG η οποία θα εξαρτηθεί και πάλι από παράγοντες όπως οι απρόσμενες ελλείψεις και η μείωση της παραγωγής αερίου.

Ήδη κατασκευάζονται ή βρίσκονται υπό σχεδίαση νέες υποδομές συνολικής δυναμικότητας 67 εκ. τόνων σε Αυστραλία και Παπούα Νέα Γουινέα τα οποία και αναμένονται να παραδοθούν από το 2015 και μετά.

Συμπερασματικά, μπορούμε να πούμε πως οι συνθήκες ασφυξίας της αγοράς του LNG των προηγούμενων ετών, ήδη από το 2014, άρχισαν να υποχωρούν με τις εξελίξεις στη τιμή του πετρελαίου (από \$100/bbl τον Αύγουστο του 2014 στα \$50/bbl τον Ιανουάριο του 2015), την εμφάνιση νέων παραγωγών καθώς και με την σταδιακή επαναλειτουργία της παραγωγής πυρηνικής ενέργειας στην Ιαπωνία.

Οι εξελίξεις αυτές σύμφωνα με τον IGU (2015) θα οδηγήσουν την αγορά του LNG σε συνθήκες ισορροπίας, αν και ομολογουμένως χαλαρής, αυξάνοντας την ρευστότητά της.

Όμως, δεδομένου των νέων εξελίξεων που προαναφέρθηκαν, θα ασκηθούν πιέσεις προς τα κάτω στη τιμή του LNG που πληρώνει η Ασία. Ενώ μέρος της ζήτησης αυτής θα αρχίσει να ικανοποιείται από νέους παραγωγούς που θα αναδειχτούν στην ευρύτερη περιοχή της λεκάνης του Ειρηνικού περιορίζοντας έτσι τα μεγέθη που αντλούσε τα προηγούμενα χρόνια από τον Ατλαντικό.

3.7 ΕΥΡΩΠΑΪΚΕΣ ΠΡΩΤΟΒΟΥΛΙΕΣ ΠΡΟΣ ΕΛΑΤΤΩΣΗ ΤΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΕΞΑΡΤΗΣΗΣ ΑΠΟ ΤΡΙΤΕΣ ΧΩΡΕΣ

Εδώ όμως υπεισέρχεται ένα άλλο ζήτημα στρατηγικής σημασίας, αυτό της ανάγκης για όσο το δυνατόν μεγαλύτερη ενεργειακή αυτονομία και ταυτόχρονα μικρότερη εξάρτηση της Ευρώπης από τρίτες χώρες (Ιωάννης Γατσίδας & Θεοδώρα Νικολετοπούλου, *IN DEEP ANALYSIS*, 2013).

Η ενεργειακή εξάρτηση της Ευρώπης των 27, διαχρονικά, από το ρωσικό και το νορβηγικό φυσικό αέριο (29% και 24% αντιστοίχως επί του συνόλου των εισαγωγών σύμφωνα με την BP Statistical Review 2013) θα έπρεπε να περιοριστεί ώστε να κινηθούμε προς την κατεύθυνση της ενεργειακής ανεξαρτησίας μέσα από τη διαφοροποίηση των πηγών εφοδιασμού.

Για να κατανοήσουμε περαιτέρω το μέγεθος του ενεργειακού προβλήματος, αρκεί να μελετήσουμε τους δείκτες Ενεργειακής ανεξαρτησίας των κρατών –μελών.

Ο Δείκτης Ανεξαρτησίας Φυσικού Αερίου είναι ο λόγος

$$\frac{\text{Εγχώρια Παραγωγή Φυσικού Αερίου}}{\text{Εγχώρια Κατανάλωση Φ. Α.}}$$

Συνεπώς, αν ο αριθμητής είναι μεγαλύτερος από τον παρονομαστή τότε αυτό το κράτος - μέλος είναι εξαγωγικό κράτος. Παίζει φυσικά ρόλο και κατά πόσο ξεπερνά ή υπολείπεται η παραγωγή της κατανάλωσης ώστε να αποφανθούμε κατά πόσο το κράτος αυτό είναι ή όχι ανεξάρτητο ενεργειακά.

Σύμφωνα με ανάλυση της Eurostat το 2012, ο μέσος λόγος ανεξαρτησίας για την Ε.Ε. αναμένεται να πέσει από 35% το 2012, κάτω από 30% έως το 2030 γι' αυτό και έχει γίνει τα τελευταία χρόνια προσπάθεια και σχεδιασμός ώστε να αποφευχθεί αυτή η εξέλιξη.

Όσο δεν καταβάλλουμε προσπάθειες για ενεργειακή αυτονομία ειδικά στο φυσικό αέριο και το LNG, που πιθανότατα είναι το μέλλον ως καύσιμο στις μεταφορές,

τόσο κινδυνεύουμε ως Ευρώπη να αφεθούμε έρμια πολιτικών-οικονομικών κρίσεων των χωρών – προμηθευτών μας.

Για το λόγο αυτό άλλωστε και αποκτά βαρύνουσα σημασία η παραγωγή φυσικού αερίου στην Αν. Μεσόγειο και συγκεκριμένα στη Κύπρο , που θα προσφέρει στην ΕΕ την εναλλακτική πηγή προμήθειας καυσίμων και ενέργειας που τόσο χρειάζεται.

Το φυσικό αέριο πέρα από τη χρήση του για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στη βιομηχανία και θέρμανσης για τα νοικοκυριά , ως LNG θεωρείται πως είναι το μέλλον για τις μεταφορές και ειδικά για την ναυτιλία. Εάν στο συλλογισμό αυτό συμπεριλάβουμε και την στρατηγική σημασία της ναυτιλίας για την ευρωπαϊκή οικονομία , όχι μόνο σήμερα μα διαχρονικά , καταλαβαίνουμε πόσο σημαντικό είναι να εξασφαλίσουμε τις μελλοντικές ενεργειακές μας ανάγκες σε φυσικό αέριο και LNG ώστε να ισχυροποιήσουμε την θέση μας στο παγκόσμιο εμπόριο και να κατοχυρώσουμε έτσι την επιβίωση και πρόοδό μας.

Από το 2015 θα αρχίσουν να εφαρμόζονται αυστηρότεροι κανονισμοί του IMO όσον αφορά την περιεκτικότητα των καυσίμων των πλοίων σε θειάφι , στα ευρωπαϊκά λιμάνια . Η Ε.Ε. θα πρέπει να επενδύσει πόρους της , και αναφέρομαι σε εργατοώρες σχεδιασμού και προγραμματισμού αλλά και σε χρηματικό κεφάλαιο , σε έργα υποδομής για τον σχηματισμό ολοκληρωμένης αλυσίδας εφοδιαστικής φυσικού και υγροποιημένου φυσικού αερίου.

Ήδη στη Β. Ευρώπη , σύμφωνα με τη Λιθουανή Πρόεδρο Dalia Grybauskaitė (<http://www.neurope.eu/>) τα κράτη της Βαλτικής ετοιμάζονται ώστε από το 2015 κι έπειτα να συνδεθούν μέσα από το Nord Pool Spot με τις Σκανδιναβικές χώρες για την εμπορεία και προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας ενώ η Λιθουανία ετοιμάζει το δικό της regasification terminal. Με τον τρόπο αυτό επιχειρείται η απεξάρτηση τους (έστω μερικώς) από την κρατικά ελεγχόμενη ρωσική Gazprom .

Σύμφωνα με άρθρο του Callum O'Reilly που δημοσιεύτηκε στο (www.lngindustry.com , 2013) η Λιμενική Αρχή του Ρότερνταμ έκανε αίτηση για να λάβει επιχορήγηση από την Ε.Ε. για δύο προγράμματα επενδύσεων σε υποδομές LNG συνολικού ύψους € 74 εκ.

Οι επιχορηγήσεις αυτές εγκρίθηκαν και θα δοθούν , η πρώτη ύψους € 40 εκ. αφορά στη δημιουργία υποδομών LNG σε όλο το μήκος του καναλιού Ρήνου – Μάιν -

Δούναβη που συνδέει τη Βόρειο θάλασσα και τον Ατλαντικό με τη Μαύρη θάλασσα , διερχόμενο από χώρες όπως η Γερμανία , η Αυστρία , η Ουγγαρία και τέλος η Ρουμανία.

Η δεύτερη επιχορήγηση ύψους € 34 εκ. αφορά στην δημιουργία υποδομών LNG breakbulk στο Gothenburg και στο Rotterdam . Δηλαδή θέλουν να δημιουργήσουν τις κατάλληλες προϋποθέσεις ώστε να εφοδιάζουν με LNG τα πλοία μέσα στο λιμάνι με ασφάλεια.

Η λογική πίσω από το breakbulk είναι : στα regasification terminals , όπου γίνεται η εκφόρτωση του LNG από τα πλοία με σκοπό να αεριοποιηθεί , να δημιουργηθούν καινούριες εγκαταστάσεις που θα επιτρέψουν την επαναφόρτωση του LNG σε μικρότερα πλοία (φορτηγίδες) που θα εφοδιάζουν στη συνέχεια όλα τα πλοία με LNG ως καύσιμο.

Παρόμοια έργα για τον ανεφοδιασμό με LNG επιχειρούνται και σε άλλα λιμάνια όπως της Αμβέρσας και του Άμστερνταμ με τις Λιμενικές Αρχές να αιτούνται επιχορηγήσεις και την Ε.Ε. να τις εγκρίνει.

Σύμφωνα , άλλωστε και με διαδικτυακές πηγές οι παραπάνω δοθείσες επιχορηγήσεις θεωρείται ψήφος εμπιστοσύνης από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή στο LNG.

Συνεπώς , προσωπική μου εκτίμηση είναι πως έργα υποδομών LNG , είτε προκειται για τερματικά υγροποίησης του φυσικού αερίου είτε για έργα που εφαρμόζουν πιο νέες τεχνολογίες (FLNG), όχι μόνο είναι απαραίτητα για την ανακούφιση της αγοράς (αφού όπως είδαμε παραπάνω αυτή ασφυκτιεί) αλλά επιπλέον χαίρουν και πολιτικής εκτίμησης και υποστήριξης όπως μαρτυρούν οι πρωτοβουλίες σε ευρωπαϊκό επίπεδο.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 : ΤΕΡΜΑΤΙΚΟ ΥΓΡΟΠΟΙΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΣΤΗ ΚΥΠΡΟ

4.1 ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΠΟΙΗΣΗ ΣΤΗΝ ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΕΣΟΓΕΙΟ

Τα τελευταία χρόνια έχει ενταθεί η προσπάθεια για εντοπισμό και εκμετάλλευση κοιτασμάτων πετρελαίου και φυσικού αερίου στην ευρύτερη Ανατολική Μεσόγειο .

Το φαινόμενο αυτό μπορεί να ερμηνευθεί ως εξής : η Αν. Μεσόγειος έχει αποδεδειγμένα κοιτάσματα φυσικού αερίου μεγέθους ικανού να ικανοποιήσει μέρος της ζήτησης των ασιατικών αγορών.

Συγκεκριμένα τα ισραηλινά κοιτάσματα Leviathan και Tamar με 17 tcf και 9 tcf το καθένα καθώς και οι εκτιμήσεις που κάνουν λόγο για 122 tcf σε ολόκληρο το Levant Basin και τα 223 tcf Nile Delta Basin , αναντίρρητα δείχνουν τη δυναμικότητα παραγωγής της περιοχής (MIT Energy Initiative, Αύγουστος 2013).

Επιπρόσθετα ας επισημάνουμε πως λόγω της γειτνίασης με τη διώρυγα του Σουέζ η Αν. Μεσόγειος είναι η ιδανική αγορά για να προμηθεύει τις Ασιατικές . Από την άλλη πλευρά όμως δεν πρέπει να αγνοούμε το γεγονός πως πρόκειται για μια ευαίσθητη περιοχή με πολιτικές συγκρούσεις και εδαφικές διενέξεις μεταξύ όμορων κρατών.

Χάρτης 4.1 Ανατολική Μεσόγειος Θάλασσα

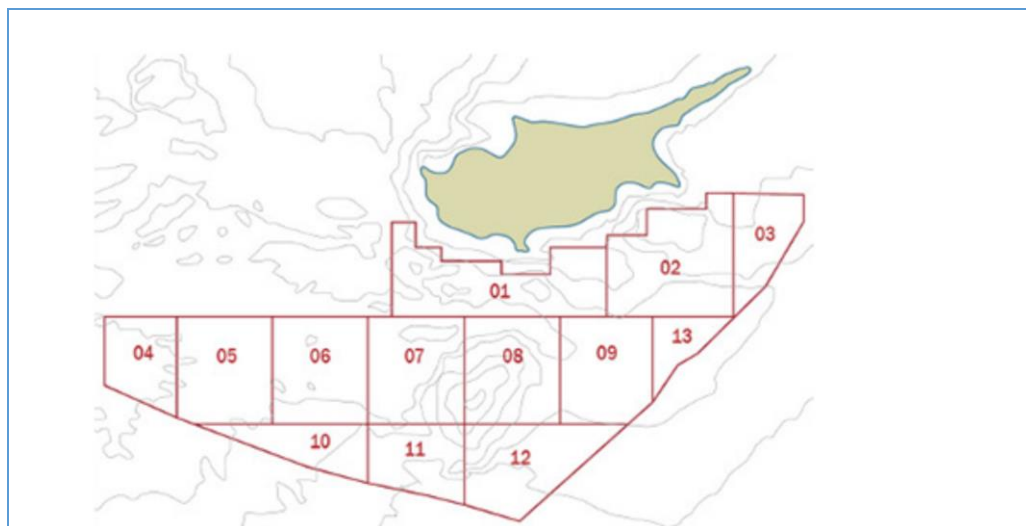


Πηγή : trueaboutsyrria.wordpress.com

Τώρα , εάν αντιπαραβάλλουμε τη δυναμικότητα της Αν. Μεσογείου στη παραγωγή φυσικού αερίου δηλαδή τις εκτιμήσεις για 122 tcf σε ολόκληρο το Levant Basin και τα 223 tcf Nile Delta Basin , με εκείνη άλλων χωρών με αποδεδειγμένα κοιτάσματα

όπως η Ρωσία με 1.160 tcf , το Κατάρ με 880 tcf και το Τουρκμενιστάν με 620 tcf αντιλαμβανόμαστε ότι ναι μεν μπορεί να διαδραματίσει κάποιο ρόλο στη παγκόσμια προσφορά αλλά ίσως όχι τόσο σημαντικό.

Χάρτης 4.2 Οικόπεδα της κυπριακής Α.Ο.Ζ.



Πηγή : www.cyprusgasnews.com

4.2 ΑΝΑΚΑΛΥΨΗ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΣΤΗ ΚΥΠΡΟ ΚΑΙ ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΜΕΓΕΘΟΥΣ

Το Δεκέμβριο του 2011 η αμερικανική πετρελαϊκή εταιρεία Noble Energy ανακάλυψε μεγάλο κοιτάσμα φυσικού αερίου στο θαλάσσιο χώρο νότια της Κύπρου και συγκεκριμένα στο οικόπεδο Αφροδίτη (οικόπεδο 12) της κυπριακής Αποκλειστικής Οικονομικής Ζώνης .

Οι πρώτες εκτιμήσεις , του όγκου που δύναται να ανακτηθεί κυμαίνονταν από 5 έως 8 τρις κυβικά πόδια . Στη συνέχεια οι τιμές επαναπροσδιορίστηκαν προς τα κάτω , με το εύρος να είναι μεταξύ 3,6 και 6 τρις κυβικά πόδια (MIT Energy Initiative, Αύγουστος 2013).

Στο οικόπεδο 12 η Noble Energy κατέχει το 70% , ενώ η ισραηλινή Delek Group το εναπομένειν 30% . Ενδιαφέρον να συμμετάσχει σε μία κοινοπραξία εκμετάλλευσης μαζί με τις ανωτέρω έχει εκδηλώσει και η κινεζική CNOOC αλλά για την περίπτωση του Floating LNG και όχι για onshore LNG facility (www.cyprus-mail.com).

Σύμφωνα με το MIT Energy Initiative, αναμένεται να ξεκινήσουν έρευνες και για άλλα πιθανά κοιτάσματα στα υπόλοιπα οικόπεδα της κυπριακής ΑΟΖ με τη συμμετοχή και άλλων μεγάλων εταιρειών που δραστηριοποιούνται στο τομέα της ενέργειας όπως η γαλλική Total (οικόπεδα 10, 11), η νοτιοκορεάτικη Kogas και η ιταλική Eni (οικόπεδα 2,3,9).

Η κυπριακή οικονομία είναι σήμερα σημαντικά εξαρτημένη από τις εισαγωγές πετρελαίου, ακόμη όμως και στη περίπτωση που οργανωθεί τα επόμενα χρόνια γύρω από το φυσικό αέριο τουλάχιστον για την παραγωγή ενέργειας, ο όγκος που θα δέσμευε για την εσωτερική κατανάλωσή της για τα επόμενα 25 χρόνια δεν θα ξεπερνούσε τα 0,5 tcf.

Αυτό σημαίνει πως θα υπολειπόταν ένα μέγεθος από 3,1 μέχρι και 5,5 tcf για εξαγωγή χωρίς να θίγεται η εγχώρια κατανάλωση. Για να γίνει πιο σαφές, θα αναφέρω εδώ ότι σύμφωνα με το Interim Report MIT Energy Initiative 2013 θα χρειαζόνταν περίπου 24 χρόνια για να σωθεί το απόθεμα φυσικού αερίου ακόμη και με το λιγότερο ευνοϊκό σενάριο της μη ανακάλυψης νέων κοιτασμάτων. Δηλαδή για όλο αυτό το διάστημα όχι μόνο θα γίνονταν εξαγωγές φυσικού αερίου αλλά θα διασφαλιζόταν και η κυπριακή ενεργειακή αυτονομία.

Έτσι λοιπόν, προκειμένου η συμμετοχή στην εκμετάλλευση των κοιτασμάτων του οικοπέδου 12 να θεωρηθεί οικονομικά ελκυστική, και να αποζημιώσει για την επένδυση στην κατασκευή υποθαλάσσιου αγωγού για τη μεταφορά του αερίου από τη πηγή μέχρι το LNG plant, θα πρέπει, σύμφωνα με το MIT Energy Initiative, να εστιάσουμε στις εξαγωγές. Και αυτό διότι η ζήτηση από πλευράς Κύπρου από μόνη δεν είναι σημαντική για να δικαιολογήσει το υψηλό κόστος της έρευνας και παραγωγής φυσικού αερίου.

Στη συνέχεια θα πρέπει να εξεταστεί ο τρόπος εξαγωγής και διάθεσης του φυσικού αερίου στις καταναλωτικές αγορές.

Η on shore υγροποίηση του φυσικού αερίου για τη θαλάσσια μεταφορά του είναι εκείνη που εξετάζεται περισσότερο. Χωρίς όμως να αποκλείεται και η εναλλακτική επιλογή για Floating LNG.

Στην αλυσίδα αξίας του LNG η υγροποίηση λόγω των μεγάλου κόστους της επένδυσης στις υποδομές της, αποτελεί το στοιχείο εκείνο του κόστους με τη

μεγαλύτερη επίδραση στη τελική τιμή του εμπορεύματος. Δηλαδή η υγροποίηση κοστίζει και είναι εκείνη ακριβώς η δραστηριότητα στην οποία και θα επικεντρωθεί η Κύπρος ως παραγωγός (MIT Energy Initiative, August 2013)

4.3 ΕΠΕΝΔΥΣΗ ΣΕ ONSHORE LNG PLANT

Είναι κοινά αποδεκτό πως με δεδομένο ότι τα τωρινά αποθέματα φυσικού αερίου κυμαίνονται από 3,6 έως 6 tcf θα κατασκευάσουμε ένα **single train LNG plant** δυναμικότητας 5 εκ. τόνων ετησίως (MIT Energy Initiative, Αύγουστος 2013 και Poten & Partners Inc. and ALA Planning Ltd 2013). Η διάρκεια της ωφέλιμης ζωής του θα είναι περίπου είκοσι χρόνια . Κάνουμε αυτή την υπόθεση για τον υπολογισμό των δεικτών Καθαρά Παρούσα Αξία και Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης που χρησιμοποιούνται στις οικονομοτεχνικές μελέτες η οποία και κινείται εντός των χρονικών πλαισίων (24 χρόνια θα χρειαστούν για να σωθεί το απόθεμα φυσικού αερίου με παράλληλη εξαγωγή και εσωτερική κατανάλωση) μέχρι την πλήρη εκμετάλλευση του κοιτάσματος.

Η κατασκευή εργοστασίου υγροποίησης φυσικού αερίου απαιτεί τη δέσμευση πολύ μεγάλων κεφαλαίων για μεγάλο χρονικό διάστημα και ως εκ τούτου ενέχουν υψηλό ρίσκο ως προς την αποδοτικότητα της επένδυσης. (**υψηλό κόστος επένδυσης**)

Για το λόγο αυτό και συνηθίζεται να ακολουθείται μια συγκεκριμένη πρακτική στις περιπτώσεις αυτές , η **σύναψη μακροχρόνιων συμβολαίων** μεταξύ προμηθευτών υγροποιημένου φυσικού αερίου και αγοραστών. Με τον τρόπο αυτό και ο προμηθευτής-παραγωγός LNG εξασφαλίζει ότι θα έχει πωλήσεις και άρα έσοδα και ο αγοραστής διασφαλίζει τις προμήθειές του και μάλιστα στη τιμή που προβλέπεται στο συμβόλαιο. Φυσικά με τη συμφωνία αυτή αναλαμβάνει και κάθε μέρος ένα ρίσκο. Ο προμηθευτής αναλαμβάνει το ρίσκο της τιμής (να πουλήσει πιο χαμηλά απ' ότι στην spot αγορά) ενώ ο αγοραστής το ρίσκο της ποσότητας (δεσμεύεται να αγοράσει την προσυμφωνημένη ποσότητα ασχέτως τις τρέχουσες ανάγκες του).

Τις προηγούμενες δεκαετίες τα συμβόλαια αυτά ήταν το σύνηθες , τα τελευταία χρόνια όμως αναπτύσσεται όλο και περισσότερο η **spot και η βραχυπρόθεσμη αγορά** των φορτίων LNG.

Με βάση στοιχεία της International Gas Union το 2013 το ποσοστό των spot φορτίων στο σύνολο των φορτίων LNG που διακινήθηκαν παγκοσμίως το 2000 ήταν μόλις 5% ενώ το 2012 το ποσοστό ανήλθε στο 31%.

Οι αγορές αυτές είναι ιδιαίτερα ελκυστικές λόγω της ευελιξίας που παρέχουν στην επιλογή τύπου παράδοσης με κριτήριο που θα πουληθεί το εμπόρευμα υψηλότερα αποφεύγοντας το ρίσκο της τιμής που ανέφερα παραπάνω .

Άλλωστε στην spot αγορά δραστηριοποιούνται σήμερα εταιρείες που ειδικεύονται στις αγοραπωλησίες φορτίων LNG αναζητώντας τον αγοραστή που θα πληρώσει την υψηλότερη τιμή.

Είναι αυτονόητο πως η επιλογή του σε ποια αγορά θα επιλέξεις να δραστηριοποιηθείς συνεπάγεται και τα αντίστοιχα οφέλη καθώς και τους αντίστοιχους κινδύνους.

Παρόλη την πρόοδο που έχει σημειωθεί με την προσφορά και ζήτηση υγροποιημένου φυσικού αερίου , η τιμή του συνεχίζει να προσδιορίζεται από την τιμή του πετρελαίου με την οποία και παραμένει συνδεδεμένη διαχρονικά.

4.3.1 ΕΠΕΝΔΥΣΗ ΣΕ ΥΠΟΔΟΜΕΣ ΥΓΡΟΠΟΙΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Ξεκινώντας την ανάλυση , κρίνεται σκόπιμο να γίνει αναφορά στα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της επένδυσης που βρίσκεται υπό εξέταση.

Πρωτίστως , θα πρέπει να προσδιοριστεί **ο φορέας της επένδυσης** και αυτό μπορεί να γίνει με βάση τον σκοπό πραγμάτωσής της (Σαμπράκος Ε. , Πειραιάς 2010). Έτσι λοιπόν , μια επένδυση που αποσκοπεί στη παραγωγή LNG για εξαγωγικούς (όπως θα δούμε) κυρίως λόγους στόχο έχει το κέρδος. Κέρδος τόσο χρηματικό όσο και με τη μορφή ωφέλειας για το κοινωνικό σύνολο. Με τον τρόπο αυτό τόσο η κοινωνία (κυπριακή / κοινοτική) όσο και οι επιχειρήσεις που θα εμπλακούν θα αποκομίσουν οφέλη. Ο χαρακτήρας λοιπόν δεν είναι αμιγώς κοινωνικός ή ιδιωτικός αλλά μεικτός ενώ η επένδυση γίνεται με πρωτοβουλία της κυπριακής κυβέρνησης με την συμμετοχή του ιδιωτικού τομέα (εταιρείες ενέργειας , ιδιωτικά κεφάλαια) και την πολιτική στήριξη της ΕΕ.

Ένα επενδυτικό σχέδιο μπορεί να χαρακτηριστεί εντάσεως εργασίας , κεφαλαίου ή εδαφικών πόρων ανάλογα με ποιο παραγωγικό συντελεστή θα χρησιμοποιεί

περισσότερο . Η παραγωγή υγροποιημένου φυσικού αερίου είναι αναμφισβήτητα **εντάσεως κεφαλαίου** .

Πολύ σημαντικό τέλος είναι **το ρίσκο της αναλαμβανόμενης επένδυσης**. Η επένδυση σε υποδομές LNG είναι όπως θα δούμε αναλυτικά παρακάτω , πολύ υψηλού κόστους. Τα κεφάλαια που απαιτούνται να δεσμευτούν είναι δυσθεώρητα ενώ λόγω της φύσης της επένδυσης (επένδυση σε υποδομές) η απόσβεσή τους γίνεται σε σχετικά μακρά χρονικά διαστήματα.

Όσον αφορά στη σκοπιμότητα μιας επένδυσης σε LNG στη Κύπρο μπορούμε προς το παρόν να πούμε πως το κλίμα είναι μάλλον ευνοϊκό .

Κατ' αρχάς , μέσα από την έρευνα αγοράς που επιχειρήθηκε στο τρίτο κεφάλαιο , διαπιστώνουμε την ύπαρξη αυξανόμενης ζήτησης υγροποιημένου φυσικού αερίου από τις Ασιατικές αγορές με σταθερή διεθνώς τη παραγωγή –προσφορά ,κάτι που βάσει της οικονομικής θεωρίας συνδράμει στην αύξηση της τιμής του LNG . Επομένως υπάρχει σημαντική ζήτηση με διάρκεια για το προϊόν που θέλουμε να παράγουμε.

Έπειτα , με τα βεβαιωμένα κοιτάσματα κυπριακού φυσικού αερίου και με τις βάσιμες ενδείξεις (μετά από έρευνες) για τη πιθανή ύπαρξη περισσότερων πάντα εντός της Κυπριακής ΑΟΖ , έχουμε διασφαλισμένο το ζήτημα της προμήθειας της πρώτης ύλης για τη παραγωγή μας και μάλιστα σε τιμή που θα είναι ανταγωνιστική.

Ας μην ξεχνάμε , τέλος και τη σπουδαιότητα μιας τέτοιας στρατηγικής επένδυσης σε ένα καύσιμο όπως το LNG , γύρω απ' το οποίο εκτιμάται πως θα οργανωθούν οι μεταφορές και η παραγωγή ενέργειας στο άμεσο μέλλον. Μιας επένδυσης που θα ενισχύσει την ενεργειακή αυτονομία της ΕΕ από τρίτες χώρες που παραδοσιακά εξάγουν φυσικό αέριο.

Έχοντας επομένως απαντήσει στην ερώτηση για το αν υπάρχει αγορά και ζήτηση για το προϊόν που φιλοδοξεί να παραχθεί στη Κύπρο θα προχωρήσουμε στην διενέργεια της μελέτης σκοπιμότητας (της υπό εξέταση επένδυσης) για να αποφανθούμε με σχετική ασφάλεια αναφορικά με τη βιωσιμότητα και την αποδοτικότητά της.

4.3.2 ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΣΕ ΥΠΟΔΟΜΕΣ ΥΓΡΟΠΟΙΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Η χρηματοδότηση της επένδυσης σε υποδομές τερματικού LNG πραγματοποιείται κατά μέσο όρο από 70% ξένα κεφάλαια και 30% ίδια κεφάλαια. Τα ξένα κεφάλαια ή το εξωτερικό χρέος αντλείται από εμπορικές τράπεζες , διεθνείς πιστωτικούς οργανισμούς (Παγκόσμια Τράπεζα , Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων) και από τις αγορές κεφαλαίου μέσω έκδοσης ομολόγων (Jeannette Lee, April 2013).

Τα ίδια κεφάλαια αντλούνται από τις επιχειρήσεις που συμμετέχουν στο έργο ως εξής:

Συχνά δημιουργούνται consortia μεταξύ των ιδιωτικών εταιρειών για λόγου επιμερισμού του κινδύνου αποτυχίας μιας τόσο δαπανηρής επένδυσης ενώ συνάπτουν και συνεργασίες με κρατικές εταιρείες ενέργειας. Κάθε νομικό πρόσωπο λαμβάνει και αντίστοιχο ποσοστό επί της συνολικής ιδιοκτησίας βάσει του οποίου θα εισπράττει τα μερίσματά του.

4.3.2.1 ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΑΠΟ ΤΗΝ Ε.Τ.ΕΠ.

Το έργο που εξετάζεται θα μπορούσε να συγχρηματοδοτηθεί και με ευρωπαϊκά κονδύλια μέσω της **Ευρωπαϊκής Τράπεζας Επενδύσεων**, ακριβώς όπως χρηματοδοτήθηκε κατά το ήμισυ και το εργοστάσιο φυσικού αερίου στη Ρεβυθούσα.

Το δάνειο που δίδεται για επενδυτικά σχέδια άνω των 25 εκ. ευρώ αποτελεί συνήθως το 1/3 με 50% του συνολικού κόστους (δημόσιο και ιδιωτικού) του μεικτού επενδυτικού φορέα (<http://www.eib.org/>).

Επιπροσθέτως , στόχος της επένδυσης αυτής είναι να δώσει με τον τρόπο αυτό «*ψηφο εμπιστοσύνης*» στο επιχειρούμενο επενδυτικό σχέδιο ώστε να διεγερθεί το επιχειρηματικό ενδιαφέρον και άλλως υποψήφιων επενδυτών. Και να τονώσει έτσι τη ζήτηση των ομολόγων στην αγορά κεφαλαίων.

Η αποπληρωμή γίνεται ετησίως ή εξαμηνιαίως κατόπιν συμφωνίας ενώ δίδεται περίοδος χάριτος για το χρονικό διάστημα της κατασκευής. Από τη στιγμή που ξεκινήσει να παράγει και να πουλάει υγροποιημένο φυσικό αέριο και έχει έσοδα θα είναι και σε θέση λογικά να εξυπηρετεί το δάνειό της.

Η Ε.Τ.Επ. αντλεί ρευστότητα (δανείζεται) από τις αγορές κεφαλαίου με σκοπό στη συνέχεια να προσφέρει ρευστότητα υπό μορφή δανείων με ευνοϊκούς όρους σε επενδυτικά σχέδια κρατών-μελών (ή υποψήφιων) που εξυπηρετούν τους πολιτικούς στόχους της Ε.Ε. (www.europa.eu).

4.3.3 ΕΠΙΛΟΓΗ ΤΟΠΟΥ ΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ ΤΕΡΜΑΤΙΚΟΥ LNG

Η επιλογή της θέσης Βασιλικός για την εγκατάσταση του τερματικού υγροποίησης φυσικού αερίου δεν ήταν μια τυχαία απόφαση αλλά προέκυψε μετά από ενδελεχή ανάλυση των υφιστάμενων συνθηκών και εφαρμογή συγκεκριμένων κριτηρίων για την ασφάλεια της ανθρώπινης ζωής και την προστασία του θαλάσσιου και χερσαίου περιβάλλοντος.

4.3.3.1 LNG TERMINAL SITING STANDARDS (SIGTTO)

Συγκεκριμένα προβλέπεται :

- Τα λιμάνια υγροποίησης φυσικού αερίου δεν επιτρέπεται να εγκατασταθούν κοντά σε κατοικημένες περιοχές ούτως ώστε να μην κινδυνεύσει καμιά ανθρώπινη ζωή και περιουσία από ενδεχόμενη διαρροή ή απελευθέρωση LNG κατά την είσοδο ή έξοδο LNG carrier στο θαλάσσιο χώρο του λιμανιού που θα μπορούσε να προκαλέσει πυρκαγιά (www.quoddyloop.com/lngtss/standards)

Τα Sandia National Laboratories όρισαν για λογαριασμό του υπουργείου ενέργειας των Η.Π.Α. τις λεγόμενες Ζώνες Επικινδυνότητας (ή Ζώνη Αποκλεισμού) που απαγορεύουν την εγκατάσταση LNG terminals σε απόσταση μικρότερη των 3,5 χιλιομέτρων από κατοικήσιμη ζώνη .

Ουσιαστικά η Ζώνη αυτή μας δίνει την περίμετρο της περιοχής που θα πληγεί σε ενδεχόμενο ατύχημα από διαρροή.

- Οι αποβάθρες πρόσδεσης των λιμανιών υγροποίησης φυσικού αερίου πρέπει να είναι απομακρυσμένες από τον θαλάσσιο δρόμο μεταφοράς του LNG (www.quoddyloop.com/lngtss/standards).

Οι λόγοι που υπαγορεύουν αυτή την απαγόρευση είναι :

- α) να απομακρυνθεί το ενδεχόμενο σύγκρουσης μεταξύ LNG carriers στην αποβάθρα και LNG carriers εν πλω (Μάμας Νικόλαος, 2012)
 - β) να αποτραπεί οποιαδήποτε διακοπή της σύνδεσης LNG carrier – LNG port κατά την φόρτωση λόγω π.χ. κυμάτων από διερχόμενο καράβι που μετατόπισαν το καράβι κατά μήκος της θέσης παραβολής και
 - γ) κάθε LNG carrier είναι εν δυνάμει παράγων ανάφλεξης.
- Τα λιμάνια υγροποίησης φυσικού αερίου επιβάλλεται να εγκαθίστανται σε περιοχές των οποίων η πρόσβαση στη θάλασσα δεν παρακωλύεται από άλλες χρήσεις (είτε βιομηχανικές είτε αναψυχής) των θαλάσσιων οδών. Η λειτουργία των εργοστασίων LNG προαπαιτεί έναν βαθμό απομόνωσης από άλλα τερματικά λιμένων καθώς και από την ενδοχώρα για λόγους ασφάλειας. Σύμφωνα με τη διπλωματική εργασία του Μάμα Νικόλαου , τα τερματικά υγροποίησης φυσικού αερίου έχουν την αποκλειστική χρήση των λιμένων τους για φόρτωση LNG στα πλοία.
 - Η εγκατάσταση των λιμανιών LNG να γίνεται σε παραθαλάσσιες τοποθεσίες και όχι αν είναι δυνατόν σε παραλίμνιες ή παραποτάμιες. Διότι η πρόσβαση σε αυτές γίνεται μέσα από τη διέλευση θαλάσσιων οδών που εισέρχονται στην ηπειρωτική ενδοχώρα καθιστώντας την πλοήγηση των LNG carriers , υψηλού κινδύνου.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΣΧΕΔΙΟΥ

5.1 SWOT ANALYSIS

Η ανάλυση SWOT, όπως ορίζεται στο investopedia.com χρησιμοποιείται ευρέως ως εργαλείο εκπόνησης στρατηγικού σχεδιασμού και αξιολόγησης επενδύσεων. Η διάκριση σε Strength, Weaknesses και Opportunities , Threats βασίζεται στη λογική ότι οι δύο πρώτες κατηγορίες αναφέρονται στο παρόν , δηλαδή στα πραγματικά μεγέθη της επιχείρησης , οργανισμού , φορέα ενώ τα τελευταία αναφέρονται σε αυτά που πιθανόν να γίνουν στο μέλλον. Επίσης οι Δυνάμεις και οι Αδυναμίες αφορούν το εσωτερικό περιβάλλον του φορέα ενώ οι Ευκαιρίες και οι Απειλές το εξωτερικό.

Πίνακας 4.1 SWOT Analysis

SWOT ANALYSIS	
Strenghts	Weaknesses
Εξασφαλισμένη προμήθεια Φ.Α.	Οργάνωση της κυπριακής οικονομίας γύρω από το πετρέλαιο
Παραγωγή Υ.Φ.Α. σε ανταγωνιστική τιμή	Απαιτείται περίοδος προσαρμογής
	Έλλειψη υποδομών και ανάγκη για μεγάλες επενδύσεις
Opportunities	Threats
Διεύρυνση της αγοράς του Υ.Φ.Α. ευκαιρία για είσοδο νέων παικτών	Πιθανή καθυστέρηση στην κατασκευή θα έχει δραματικό αντίκτυπο στα οικονομικά αποτελέσματα
Προοπτική για μεγαλύτερη ενεργειακή αυτονομία της Ε.Ε.	Ένταση στις σχέσεις Ελληνοκύπριων-τουρκοκύπριων
Δημιουργία θέσεων απασχόλησης	
Απόκτηση εξειδίκευσης και ανάπτυξη τεχνογνωσίας	
Η Κύπρος θα έχει πρόσβαση σε ποιοτικό και φθινό φυσικό αέριο	

Πηγή : Σύνοψη πληροφοριών από MIT Energy Initiative (2013), Brian Songhurst (2014)

5.1.1 STRENGTHS

Αποτελούν τη βάση για τη διαμόρφωση του ανταγωνιστικού πλεονεκτήματος της επιχείρησης , φορέα , οργανισμού που σχεδιάζει να πραγματοποιήσει τη συγκεκριμένη επένδυση. Είναι η ειδοποιός διαφορά που την/τον ξεχωρίζει από τους ανταγωνιστές της/του και δημιουργεί προστιθέμενη αξία.

- Επιβεβαιωμένα κοιτάσματα φυσικού αερίου στην κυπριακή Α.Ο.Ζ. αποτελούν μια εξασφάλιση ως προς τη προμήθεια της πρώτης ύλης για την παραγωγή υγροποιημένου φυσικού αερίου , διασφαλίζεται έτσι η ποσότητα , η ποιότητα καθώς και η τιμή προμήθειας.
- Συνεπώς και το παραγόμενο LNG θα είναι υψηλής ποιότητας καθώς και δύναται να πωλείται σε ανταγωνιστική τιμή

5.1.2 WEAKNESSES

Το σύνολο των παραγόντων που θα μπορούσαν να πλήξουν ή ήδη πλήττουν το ανταγωνιστικό πλεονέκτημα που περιγράψαμε μόλις εμποδίζοντας το να λειτουργήσει καταλυτικά οδηγώντας στη δημιουργία και την αύξηση του εισοδήματος.

- Η κυπριακή οικονομία είναι σε μεγάλο βαθμό δομημένη γύρω από το πετρέλαιο και συνεπώς η μετάβαση στο φυσικό αέριο θα χρειαστεί χρόνο και περίοδο προσαρμογής.
- Λόγω της πετρελαϊκής οργάνωσης της οικονομίας δεν προϋπάρχει τεχνογνωσία και εξοικείωση στη βιομηχανία του φυσικού αερίου ούτε φυσικά υποδομές. Για την εκμετάλλευση των κοιτασμάτων θα χρειαστεί να επενδυθούν σημαντικά χρηματικά κεφάλαια.

- Είναι λοιπόν απαραίτητη η εξεύρεση πηγών χρηματοδότησης

5.1.3 OPPORTUNITIES

Εδώ συγκαταλέγονται πιθανά σενάρια και ενδεχόμενα από τα οποία θα μπορούσε η επιχείρηση ή ο φορέας να επωφεληθεί ενισχύοντας περαιτέρω την θέση του ως προς τον ανταγωνισμό.

- Το υγροποιημένο φυσικό αέριο έχει δυναμική διευρύνοντας το μερίδιο του στην αγορά ενέργειας. Αναλυτές εκτιμούν πως είναι το καύσιμο του μέλλοντος τουλάχιστον σε ότι αφορά τις θαλάσσιες μεταφορές εμπορευμάτων και την παραγωγή ενέργειας. Αυτή την εξέλιξη άλλωστε μαρτυρά η ισχυρή του ζήτηση κυρίως από την Ασία, ζήτηση που αντανακλάται στην τιμή του. Επιπρόσθετα, όλο και μεγαλύτεροι όγκοι υ.φ.α. διαπραγματεύονται ελεύθερα στην αγορά και όλα δείχνουν πως οδεύει στην αποσύνδεσή του από τη τιμή του πετρελαίου.
- Η αγορά του LNG διευρύνεται και δημιουργούνται ευκαιρίες για νέους παίκτες (παραγωγούς, μεταφορείς, εμπορικούς οίκους) να εισέλθουν σε αυτή.
- Εκτιμάται πως θα υπάρχουν πολλαπλά οφέλη τόσο για την κυπριακή όσο και για την ευρωπαϊκή οικονομία καθώς η Ευρωπαϊκή Ένωση θα εξασφαλίσει σημαντική ενεργειακή αυτονομία και απεξάρτηση από τρίτες χώρες όπως η Ρωσία.
- Οφέλη όμως θα υπάρξουν και για την κοινωνία με τη δημιουργία θέσεων απασχόλησης κατά την κατασκευή και λειτουργία του τερματικού υγροποίησης στο Βασιλικό.
- Με την παροχή εκπαίδευσης και τεχνικής κατάρτισης με στόχο τη δημιουργία εξειδικευμένου εργατικού δυναμικού που θα μπορούσε

στο μέλλον να αξιοποιηθεί και σε άλλα κατασκευαστικά έργα υποδομών LNG διεθνώς .

- Ας μην ξεχνάμε πως για να επωφεληθεί η Κύπρος από τα κοιτάσματα φυσικού αερίου που διαθέτει και προκείμενου να προμηθεύεται φθηνότερο φυσικό αέριο συγκριτικά με άλλες πηγές θα πρέπει πρωτίστως να τα εκμεταλλευτεί. Όπως είδαμε σε προηγούμενο κεφάλαιο το έργο της άντλησης και παραγωγής συμφέρει μόνο αν μέρος του όγκου θα εξαχθεί. Διαφορετικά εταιρείες όπως η Noble δεν θα είχαν κίνητρο να εμπλακούν και να προσφέρουν την τεχνογνωσία τους εάν δεν είχαν να αναμένουν μεγιστοποίηση του κέρδους τους.

5.1.4 THREATS

Επικείμενοι κίνδυνοι ή απειλές κινδύνων που δύνανται να παρεμποδίσουν την επιχείρηση / φορέα από το να αδράξει τις ενδεχόμενες ευκαιρίες που περιγράψαμε παραπάνω.

- Το επενδυτικό σχέδιο που στην παρούσα εργασία αξιολογείται δύναται να καταστεί ασύμφορο εάν η διάρκεια κατασκευής του υπερβεί τη μέση διάρκεια των τεσσάρων ετών. Σύμφωνα με το MIT η χρονική παράταση της κατασκευής και η επακόλουθη αναστολή της λειτουργίας αντανακλάται στην τιμή πώλησης η οποία και διαμορφώνεται σε υψηλότερο επίπεδο. Στη περίπτωση αυτή θα ήμασταν ασυνεπείς ως προς τα συμβόλαια πώλησης που θα είχαμε υπογράψει χάνοντας έτσι την αξιοπιστία μας από την αρχή κιόλας της λειτουργίας μας . Δεν θα παραδίναμε εγκαίρως τους συμφωνημένους όγκους ενώ από την άλλη θα δεσμευόμασταν να πουλήσουμε στη χαμηλότερη τιμή που είχαμε συμφωνήσει ασχέτως αν παρήγαμε με υψηλότερο τελικό κόστος.

- Η επένδυση και τα εκτιμώμενα θετικά της οικονομικά και κοινωνικά μεγέθη δύνανται να παρεμποδιστούν από το τεταμένο πολιτικό κλίμα που επικρατεί μεταξύ ελληνοκυπριακής και τουρκοκυπριακής ηγεσίας.

5.2 PEST ANALYSIS

5.2.1 ΠΟΛΙΤΙΚΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ (www.businessincyprus.gov.cy)

Η Κύπρος ανεξαρτητοποιήθηκε από το Ηνωμένο Βασίλειο το 1960 , το πολίτευμά της είναι Προεδρική Δημοκρατία . Αρχηγός του κράτους είναι ο Πρόεδρος της Δημοκρατίας ο οποίος και ασκεί την εκτελεστική εξουσία από κοινού με το υπουργικό συμβούλιο που επιλέγει . Εκλέγεται με καθολική ψηφοφορία κάθε πέντε χρόνια. Η νομοθετική εξουσία ασκείται από τη Βουλή των αντιπροσώπων με πενταετή θητεία.

5.2.2 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΤΗΣ ΚΥΠΡΟΥ

(www.businessincyprus.gov.cy).

Η κυπριακή οικονομία είναι κατά κύριο λόγο μια οικονομία μικρή μα δυναμική στην οποία ο τομέας της παροχής υπηρεσιών συνεισφέρει το 80% του ΑΕΠ για το 2013. Μια οικονομία προσανατολισμένη στις εξαγωγές των παρεχόμενων υπηρεσιών της και σταθερά ανοιχτή προς τις διεθνείς αγορές

Η κυπριακή κυβέρνηση στηρίζει και συνεργάζεται με τον ιδιωτικό τομέα της οικονομίας , πραγματοποιεί επενδύσεις σε έργα υποδομών ζωτικών για την ανάπτυξη αλλά και εκτελεί χρέη ρυθμιστή της αγοράς με σκοπό να διατηρήσει το ευνοϊκό επιχειρηματικό κλίμα μέσα από μακροοικονομική σταθερότητα και τον υγιή ανταγωνισμό.

Διαχρονικά συνεργάζεται με τους εμπορικούς της εταίρους στο διεθνή χώρο αλλά κυρίως με την Ευρωπαϊκή Ένωση και δη την Ελλάδα , τη Γερμανία και το Ηνωμένο Βασίλειο αλλά και τη Ρωσία και το Ισραήλ.

Σοβαρές συνέπειες επιφύλαξε η παγκόσμια χρηματοοικονομική κρίση στα μακροοικονομικά μεγέθη της Κύπρου και συγκεκριμένα :

- α) την μείωση της απασχόλησης με την ανεργία των νέων να φθάνει το 40% (2013),
- β) τη μείωση των εισοδημάτων ,
- γ) την συρρίκνωση της κυπριακής οικονομίας με το πλήγμα στο τομέα των κατασκευών και του τουρισμού, με το ποσοστό της ύφεσης για το 2013 στο -5,4%
- δ) το δημοσιονομικό έλλειμμα στο -5,4 % και το δημόσιο χρέος στο υψηλό 111,5% του ΑΕΠ
- ε) ο χαμηλός πληθωρισμός του 0,4% που ισχύει για το σύνολο των κρατών μελών της ΟΝΕ που έχει ως αντίποδα όμως την υψηλή ανεργία.

Τέλος , δυσκολίες παρατηρούνται και στον τραπεζικό τομέα που παρά το πρόγραμμα ανακεφαλαιοποίησης και συγχωνεύσεων που πραγματοποιήθηκε , που αντιμετωπίζει πρόβλημα με τα μη εξυπηρετούμενα δάνεια .

Παρόλα αυτά η Κύπρος, σύμφωνα με το www.businessincyprus.gov.cy συγκεντρώνει ένα πλήθος γεωγραφικών , οικονομικών και στρατηγικών πλεονεκτημάτων , όπως είναι :

- Η γεωγραφική της θέση στο σταυροδρόμι τριών ηπείρων οπού συγκλίνουν δρόμοι του παγκόσμιου εμπορίου
- Η πολιτική και οικονομική της ένταξη στην ΕΕ και στην ευρωζώνη
- Πληθώρα παρεχόμενων ποιοτικών υπηρεσιών (νομικές , ασφαλιστικές , εμπορικές , τραπεζικές , φορολογικές)
- Παραδοσιακό ναυτιλιακό κέντρο
- Προηγμένο δίκτυο μεταφορών
- Ύπαρξη χρηματιστηρίου και
- Υψηλά καταρτισμένο σε πληθώρα επιστημών και τεχνών ανθρώπινο δυναμικό

5.2.3 ΚΟΙΝΩΝΙΚΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ

Δείκτες του κοινωνικού περιβάλλοντος αποτελούν :

Ο ρυθμός αύξησης του πληθυσμού. Αναφορικά με το ενεργό κομμάτι του πληθυσμού (εργαζόμενοι και άνεργοι) , αυτό ανήλθε στο 59,1% (2011) από 55,9%

(2001) με την απασχόληση να υποχωρεί κατά 35.398 θέσεις ενώ το ίδιο χρονικό διάστημα ο ανεργός οικονομικά πληθυσμός ανήλθε στους 270.893 από 228.188 το 2001 (www.mof.gov.cy) . Η μεγαλύτερη αύξηση οφείλεται στην ύπαρξη πολλών χιλιάδων συνταξιούχων λόγω και της γήρανσης του πληθυσμού.

Η Υγεία και η πρόσβαση στις δημόσιες υπηρεσίες της. Σε συμφωνία με τα στατιστικά δελτία της επίσημης ιστοσελίδας της κυπριακής στατιστικής υπηρεσίας, οι συνολικές δαπάνες (δημόσιες και ιδιωτικές) υπηρεσιών υγείας ως ποσοστό του ΑΕΠ αυξήθηκαν από 7% (2008) στο 7,3% (2011) και στη συνέχεια μειώθηκαν στο 7,1% (2012) με τα αντίστοιχα ποσά σε εκ. ευρώ να ανέρχονται σε 1.176,6 , 1.307,6 και 1.257,1 για τα τρία έτη. Επιπρόσθετα το ιατρικό , νοσηλευτικό και οδοντιατρικό προσωπικό αυξήθηκε σημαντικά με τις αναλογίες να έχουν ως εξής για το 2011 :

- Άτομα ανά ιατρό: 357
- Άτομα ανά οδοντίατρο: 1.084
- Άτομα ανά νοσοκόμο : 209
- Άτομα ανά νοσοκομειακή κλίνη: 284

Η εκπαίδευση και το μορφωτικό επίπεδο του πληθυσμού. Το μορφωτικό επίπεδο των Κυπρίων είναι σύμφωνα με τις στατιστικές υψηλό (www.mof.gov.cy). Με βάση την απογραφή του 2011 το ποσοστό των πολιτών με πανεπιστημιακή μόρφωση ανήλθε στο 19,7% από 12,3% το 2001. Επίσης οι απόφοιτοι της δευτεροβάθμιας εκπαίδευσης δηλαδή Λύκειο και τεχνικές σχολές ανήλθαν στο 36,4%. Ενώ τέλος πολύ σημαντικό είναι το γεγονός πως ο αναλφαβητισμός ανήλθε μόλις στο 1,3% για το 2011 .

5.2.4 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ

Έρευνα και Ανάπτυξη. Οι συνολικές δαπάνες (δημόσιες και ιδιωτικές) για ερευνητική δραστηριότητα στη Κύπρο για το 2012 ανήλθαν σε 83,3 εκ. ευρώ ή στο 0,47% του ΑΕΠ όταν ο μέσος όρος της Ευρωπαϊκής Ένωσης είναι 2,07% . Ερευνητικές δαπάνες ύψους 46,7 εκ. ευρώ (δηλαδή το 56% επί τους συνόλου) πραγματοποιήθηκαν από τη τριτοβάθμια εκπαίδευση ενώ οι υπόλοιπες δαπάνες έρευνας και ανάπτυξης πραγματοποιήθηκαν από τις επιχειρήσεις του ιδιωτικού τομέα και το δημόσιο.

Ο επιμερισμός των δαπανών κατά επιστημονικό αντικείμενο έχει ως ακολούθως (www.mof.gov.cy) :

- ❖ Θετικές επιστήμες : €27,5 εκ.
- ❖ Επιστήμες μηχανικών : €19,6 εκ
- ❖ Κοινωνικές επιστήμες : €15,9 εκ.
- ❖ Αγροτικές επιστήμες : €8,4 εκ.
- ❖ Ανθρωπιστικές επιστήμες : €8,3 εκ.
- ❖ Ιατρικές επιστήμες : €3,6 εκ

Το δημόσιο χρηματοδότησε την ερευνητική δαπάνη κατά €33,2 εκ (2012) όταν το αντίστοιχο ποσό για το προηγούμενο έτος ήταν €39 εκ. Ο ιδιωτικός τομέας δαπάνησε €13,6 εκ. για το ίδιο χρονικό διάστημα ενώ €12,8 εκ. προήλθαν από κονδύλια της Ε.Ε.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 : ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΤΗΣ ΑΝΑΛΥΣΗΣ

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Θα χρησιμοποιήσουμε τη μέθοδο ταμειακών ροών (**Discounted Cash Flow**) που όπως μαρτυρά το όνομά της αποτελεί μια τεχνική αξιολόγησης που λαμβάνει υπόψη της τη διαχρονική αξία του χρήματος.

Η DCF εξετάζει τις ταμειακές εισροές και εκροές του επενδυτικού σχεδίου με βάση το χρόνο πραγμάτωσής τους. Κάθε επένδυση ακολουθεί ένα κύκλο ταμειακών ροών που ξεκινά με την εκροή του ποσού της επένδυσης κατά το έτος βάσης (έτος 0) και διαρκεί για μια σειρά n ετών κατά την οποία πραγματοποιούνται έξοδα και έσοδα και γίνεται η απόσβεση του επενδυμένου κεφαλαίου (Σαμπράκος Ευάγγελος, 2010). Το ζητούμενο είναι να υπολογίσουμε τη **παρούσα αξία των μελλοντικών χρηματικών ροών** ώστε να αποφανθούμε με ασφάλεια σχετικά με την αποδοτικότητα της επένδυσης.

6.1 ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ

Υποθέτουμε πως οι ταμειακές ροές θα είναι ομοιόμορφα κατανεμημένες , με την εξαίρεση του έτους 0 (εκταμίευση του συνολικού ποσού της επένδυσης) και του τελικού έτους (κατά το οποίο ενδέχεται να υπάρξει κάποια υπολειμματική αξία) σε όλη τη διάρκεια της ωφέλιμης ζωής του έργου.

Σύμφωνα με την θεωρία για τις οικονομοτεχνικές μελέτες (Σαμπράκος Ε., 2010) η DCF ουσιαστικά θα λάβει ως σημείο αναφοράς την αξία του χρήματος κατά το έτος 0 στην οποία και θα μετατρέψει τις αξίες των χρηματικών ροών των υπόλοιπων ετών ώστε να επιτευχθεί σύγκριση μεταξύ όμοιων αξιών .

Η αξία των μελλοντικών ροών είναι όλο και μικρότερη όσο απομακρυνόμαστε από το έτος βάσης. Με τον τρόπο αυτό εξηγείται γιατί οι επενδυτές που λειτουργούν με κριτήρια ιδιωτικοοικονομικά (μεγιστοποίηση κέρδους) προτιμούν την όσο το δυνατόν πιο γρήγορη απόσβεση του κεφαλαίου τους , όσο πιο νωρίς τους επιστραφεί το κεφάλαιο μαζί με την απόδοση τόσο μεγαλύτερη αξία θα έχει.

Επιπλέον για το λόγο αυτό και οι ιδιώτες επενδυτές αποστρέφονται επενδύσεις σε έργα υποδομών όπως είναι τα λιμάνια , γιατί τα έργα αυτά έχουν πολύ μεγάλη

διάρκεια ζωής . δηλαδή αποσβένονται με αργούς ρυθμούς. Έτσι ο ιδιώτης χάνει το ενδιαφέρον του μια και δεν αναμένεται να πάρει πίσω τα χρήματά του άμεσα. Τέτοιου είδους επενδύσεις δεν είναι συμφέρουσες (αποτυγχάνουν δηλαδή στις ιδιωτικοοικονομικές τεχνικές αξιολόγησης επενδύσεων) για τον ιδιώτη. Παρόλα αυτά αναλαμβάνονται από το δημόσιο για το κοινωνικό τους όφελος.

6.2 ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ (Καθαρά Παρούσα Αξία)

Υπολογίζουμε τη Καθαρή Παρούσα Αξία των αναμενόμενων χρηματικών ροών του επενδυτικού σχεδίου μας αφαιρώντας τα έξοδα από τα έσοδα. Το αποτέλεσμα είτε πρόκειται για πλεόνασμα , που είναι και το επιθυμητό , είτε για έλλειμμα το υπολογίζουμε σε σημερινά χρήματα (έτος 0) και το συγκρίνουμε με το συνολικό ποσό της επένδυσης.

Ο μαθηματικός τύπος της Καθαρά Παρούσα Αξία είναι :

$$\text{Καθαρά Παρούσα Αξία} : \frac{(E-K)_0}{1} + \frac{(E-K)_1}{1+i} + \dots + \frac{(E-K)_n}{(1+i)^n}$$

E : έσοδα από τη παραγωγή και πώληση του εμπορεύματος

K : σταθερά και λειτουργικά κόστη

i : προεξοφλητικό επιτόκιο (discount rate)

n : αριθμός ετών

Από τον τύπο της Καθαρά Παρούσα Αξία διακρίνουμε τη αντιστρόφως ανάλογη σχέση, σχέση ευθύγραμμη και αρνητική, μεταξύ discount rate και Καθαρά Παρούσα Αξία (Μαλινδρέτου Β. Π., 2000). Όσο μεγαλώνει ο παρονομαστής τόσο μικραίνει το κλάσμα επομένως όσο υψηλότερο είναι το επίπεδο του επιτοκίου που θα καθοριστεί τόσο μικρότερη θα είναι η Καθαρά Παρούσα Αξία της επένδυσης.

Η Καθαρά Παρούσα Αξία πρέπει να είναι θετική για να αποδεχτούμε μια επένδυση ως συμφέρουσα. Όμως οριακά θετική Καθαρά Παρούσα Αξία , δηλαδή μεγαλύτερη μεν από το κόστος της επένδυσης αλλά με μικρή διαφορά δεν αποτελεί ισχυρό επιχείρημα υπέρ της ανάληψής της και απαιτεί περισσότερη ανάλυση μέσω άλλων εργαλείων αξιολόγησης.

Τέλος , για αρνητική Καθαρά Παρούσα Αξία απορρίπτουμε το επενδυτικό σχέδιο αφού αυτό θα οδηγήσει σε ζημία .

Η τεχνική της Καθαρά Παρούσα Αξία χρησιμοποιείται ευρέως , αφού πολύ συχνά τα προς επένδυση κεφάλαια είναι περιορισμένα (scarcity) και αναζητείται η πιο ωφέλιμη τοποθέτησή τους. Η Καθαρά Παρούσα Αξία παρέχει εύγλωττα αποτελέσματα που μας οδηγούν στη λήψη της απόφασης για επένδυση.

6.3 ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ (ή Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης)

Ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης ποσοτικοποιεί την απόδοση μιας επένδυσης , είναι το επιτόκιο εκείνο στο οποίο μηδενίζεται η Καθαρά Παρούσα Αξία αφού η ΠΑ των εσόδων ισούται με την ΠΑ των εξόδων.

Η μαθηματική σχέση είναι :

$$\frac{(E-K)_0}{1} + \frac{(E-K)_1}{1+r} + \dots + \frac{(E-K)_n}{(1+r)^n} = 0$$

E : έσοδα από τη παραγωγή και πώληση του εμπορεύματος

K : σταθερά και λειτουργικά κόστη

r : Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (IRR)

n : αριθμός ετών

Πως χρησιμοποιείται στην αξιολόγηση επενδύσεων :

1. Πρώτα θα λύσουμε ως προς r για να υπολογίσουμε για ποια τιμή του μηδενίζεται η Καθαρά Παρούσα Αξία.
2. Στη συνέχεια θα συγκρίνουμε τον Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης με το επιτόκιο προεξόφλησης
3. Αν $r > i$, τότε το επενδυτικό σχέδιο εγκρίνεται λόγω του ότι η απόδοση του είναι μεγαλύτερη από την απόδοση από άλλες επενδύσεις (κόστος

ευκαιρίας) ή μεγαλύτερη από το κόστος του δανεισμού, ανάλογα πάντα με το τι ορίσαμε ως προεξοφλητικό επιτόκιο.

4. Ενώ αν $r < i$, τότε η επένδυση απορρίπτεται ως ασύμφορη.

Συνεπώς ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης δείχνει την αναμενόμενη ετήσια μέση απόδοση της επένδυσης και επιπρόσθετα ορίζει το υψηλότερο επιτόκιο (στην περίπτωση που ο επενδυτικός φορέας δανείζεται κεφάλαια) δανεισμού που δύναται να πληρώνει χωρίς να ζημιώνεται (Σαμπράκος, 2010).

Ανέφερα προηγουμένως την αντίστροφη σχέση μεταξύ Καθαρά Παρούσα Αξία και επιτοκίου προεξόφλησης. Όσο υψηλότερο το επιτόκιο τόσο χαμηλότερη η Καθαρά Παρούσα Αξία και συνεπώς τόσο πιο σύνθετο για τον Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης (r) να υπερβεί την ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση.

Από τον Εσωτερικό Συντελεστή Απόδοσης, δηλαδή τη μέση απόδοση της επένδυσης σε ετήσια βάση, μπορούμε να υπολογίσουμε την οριακή αποδοτικότητα του επενδύμενου κεφαλαίου. Αυτή μας δείχνει πως μεταβάλλεται (φθίνει) η αποδοτικότητα του κεφαλαίου όταν μεταβάλλεται (αυξάνει) ο αριθμός των επενδυτικών σχεδίων του φορέα. Η οριακή αποδοτικότητα της επένδυσης, δηλαδή η πρώτη παράγωγος του Εσωτερικού Συντελεστή Απόδοσης, μας βοηθά στην διαδικασία αξιολόγησης αφού μια επένδυση θεωρείται οικονομικά ελκυστική για όσο διάστημα η οριακή αποδοτικότητα του κεφαλαίου είναι υψηλότερη του οριακού κόστους του (Σαμπράκος Ε., 2010). Ενώ κάτω από το σημείο όπου εξισώνονται τα δύο οριακά μεγέθη η επένδυση πρέπει να απορρίπτεται ως ζημιογόνα.

Πολλές φορές η Καθαρά Παρούσα Αξία είναι θετική αλλά οριακά και δεν μπορούμε με ασφάλεια να αποφασίσουμε που θα επενδύσουμε τα χρήματά μας. Έτσι είθισται στην αξιολόγηση επενδύσεων να προσμετρώνται και να λαμβάνονται υπόψη τόσο η Καθαρά Παρούσα Αξία όσο και ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης.

6.4 ΤΙΜΗ ΝΕΚΡΟΥ ΣΗΜΕΙΟΥ

Υπάρχουν όμως και τεχνικές αξιολόγησης επενδύσεων που εξειδικεύουν και εστιάζουν σε συγκεκριμένες βιομηχανίες / τομείς της οικονομίας. Μια από αυτές είναι και η Τιμή Νεκρού Σημείου (**Break Even Price**) η οποία ερμηνεύει τα αποτελέσματα της DCF analysis ως εξής: δίνει την τιμή πώλησης του παραγόμενου

εμπορεύματος για την οποία η Καθαρά Παρούσα Αξία είναι μηδενική (MIT Energy Initiative, August 2013). Εάν δηλαδή πωλούμε στην BEP τα έσοδα μας θα ισούνται με τα έξοδά μας (η αξία των ροών σε σημερινά χρήματα) , αν πουλήσουμε από εκεί και πάνω έχουμε κέρδος (Καθαρά Παρούσα Αξία >0) και αντίστοιχα αν πουλήσουμε σε χαμηλότερη τιμή θα υποστούμε απώλειες (Καθαρά Παρούσα Αξία <0).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΑΜΕΙΑΚΩΝ ΡΟΩΝ (DCF)

7.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ ΚΑΙ ΕΚΤΙΜΗΣΕΩΝ ΣΤΗΝ DCF ANALYSIS.

Για να τρέξουμε το μοντέλο θα χρειαστεί να εισάγουμε σε αυτό κάποιες πληροφορίες όπως είναι το κόστος της επένδυσης, τα λειτουργικά έξοδα, ο βαθμός χρήσης της πλήρους δυναμικότητας του εργοστασίου, φορολογικοί συντελεστές εισοδήματος νομικών προσώπων, το ύψος του επιτοκίου κ.α.

7.1.1 ΤΟ ΚΟΣΤΟΣ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ (CAPEX)

Εκτιμάται από το MIT Energy Initiative πως το ύψος της επένδυσης στη Κύπρο θα ανέλθει γύρω στα \$ 1,200 ανά τόνο δυναμικότητας ανά έτος (\$/tpa). Το μέτρο αυτό είθισται να χρησιμοποιείται για την σύγκριση του κόστους επένδυσης διαφορετικών έργων υγροποίησης φυσικού αερίου (Brian Songhurst, February 2014). Το μέτρο αυτό συνυπολογίζει πλήθος επιμέρους στοιχείων κόστους όπως είναι:

7.1.1.1 ΕΜΒΕΛΕΙΑ ΕΡΓΟΥ

Το κόστος μπορεί να διαφοροποιηθεί σημαντικά ανάλογα με τα αν πρόκειται για μια εξ ολοκλήρου νέα εγκατάσταση ή την απλή προσθήκη μιας ακόμη δεξαμενής σε υπάρχουσα υποδομή (50% του συνολικού κόστους). Γιατί μια νέα εγκατάσταση απαιτεί τη δημιουργία υποδομών όπως είναι η αποβάθρα, κυματοθραύστες, πιθανή βυθοκόρηση, δημιουργία εργοταξίου, προετοιμασία του εδάφους, χτίσιμο κατοικιών για την φιλοξενία του ανθρώπινου δυναμικού, μονάδα παραγωγής ενέργειας κ.α. από το μηδέν (Brian Songhurst, February 2014). Συνεπώς το κόστος της επένδυσης μπορεί για τους λόγους αυτούς να αυξηθεί και μια και δύο φορές πάνω.

Στη περίπτωση της Κύπρου μιλάμε μάλλον για μία νέα εγκατάσταση (grass roots) δηλαδή full scope LNG train παρά για repeat train (Poten & Partners Inc. and ALA Planning Ltd, 2013).

Σύμφωνα με στοιχεία τόσο από τη μελέτη για LNG Plant Cost Escalation του Brian Songhurst (2014) όσο και από το Βασιλικό Master Plan που εκπονήθηκε από τους Poten & Partners Inc. και την ALA Planning Ltd (2013) το 5 mt single train full scope LNG plant θα περιλαμβάνει :

α) μονάδα επεξεργασίας αερίου, β) δεξαμενή υγροποίησης, γ) χώρο αποθήκευσης καθώς και δ) προβλήτα για εξαγωγή και φόρτωση σε LNG carrier (βέβαια υπάρχουν ήδη οι εγκαταστάσεις του λιμένα Βασιλικού) και ε) γενικώς όλες οι απαιτούμενες προσβάσεις , δίκτυα κοινής ωφελείας κ.α.

Επιμέρους τμήματα του LNG plant :

Ένα εργοστάσιο υγροποίησης φυσικού αερίου διαιρείται σε τρεις επιμέρους εγκαταστάσεις : πρώτη είναι εκείνη όπου γίνεται η επεξεργασία και υγροποίηση του φυσικού αερίου (**process train**) , δεύτερη είναι τα λεγόμενα **off sites** δηλαδή αποθήκες LNG , αποβάθρες για την φόρτωσή του στο πλοίο και τελευταία είναι το σύνολο των υπηρεσιών (**utilities**) που μπορεί να κάνει χρήση όπως η γεννήτρια , καύσιμα , θαλασσινό νερό , πυρασφάλεια κ.α.

7.1.1.2 ΛΙΜΕΝΙΚΕΣ ΥΠΟΔΟΜΕΣ

Έτσι ορίζονται οι απαραίτητες υποδομές που διασφαλίζουν την επικοινωνία της στεριάς με τη θάλασσα καθιστώντας εφικτή τη μεταφορά εμπορευμάτων μεταξύ χερσαίων και θαλάσσιων μέσων. Εξετάζονται ως ένα ξεχωριστό στοιχείο κόστους λόγω της βαρύτητας που μπορούν να λάβουν.

Θαλάσσιες υποδομές θεωρούνται οι αποβάθρες , οι κυματοθραύστες , τα έργα βυθοκορήσεων. Οι βυθοκορήσεις μάλιστα αποτελούν ένα ιδιαίτερος δαπανηρό έργο που δεν επιβαρύνει μόνο την αρχική επένδυση αλλά διαχρονικά υπεισέρχεται στα λειτουργικά έξοδα και στα έξοδα συντήρησης. Οι αποβάθρες του θαλάσσιου τερματικού LNG κατασκευάζονται και χρησιμοποιούνται αποκλειστικά από αυτό για την φόρτωση στα πλοία και μόνο (Μάμας Νικόλαος, 2012).

Σύμφωνα με τη ΔΕΣΦΑ και με στοιχεία από τη διπλωματική: “Χωροθέτηση Δικτύου Μεταφοράς Φυσικού Αερίου και Βιώσιμη Ανάπτυξη της γύρω περιοχής” του Μάμα

Νικόλαου, τα απαραίτητα έργα που πρέπει να γίνουν ούτως ώστε να εξυπηρετούνται τα LNG carriers περιλαμβάνουν :

- Δεξαμενές αποθήκευσης LNG
- Προβλήτα φόρτωσης με βραχίονες φόρτωσης και βραχίονες επιστροφής ατμών
- Αντλίες LNG χαμηλής πίεσης στο εσωτερικό των δεξαμενών
- Αντλίες LNG υψηλής πίεσης
- Εξατμιστήρες θαλασσινού νερού
- Εξατμιστήρες καύσης

7.1.1.3 ΠΟΛΥΠΛΟΚΟΤΗΤΑ ΈΡΓΟΥ

Με κριτήριο το κατά πόσο μια εθνική οικονομία είναι οργανωμένη γύρω από το φυσικό αέριο , μπορούμε να αποδώσουμε στο εξεταζόμενο επενδυτικό έργο έναν αντίστοιχο βαθμό πολυπλοκότητας. Η πολυπλοκότητα μεταφράζεται φυσικά σε κόστος και όσο υψηλότερη είναι αυτή τόσο πιο δαπανηρό θα είναι το έργο λόγω της έλλειψης υποδομών (Brian Songhurst, February 2014).

Τα κόστη είναι χαμηλότερα για χώρες ή περιοχές με υψηλό επίπεδο υποδομών LNG εντός βιομηχανικών περιοχών όπως είναι το Κατάρ και ο Κόλπος του Μεξικό ακόμη και για χώρες που χρησιμοποιούν απομακρυσμένες περιοχές για την παραγωγή LNG χωρίς εκτεταμένες υποδομές που έχουν όμως ιδιαίτερα ανεπτυγμένη τη βιομηχανία του LNG.

Όμως για χώρες όπως η Κύπρος , δηλαδή χώρες σχετικά νέες στο τομέα του LNG τα κόστη αναμένονται να είναι υψηλότερά . Σε αυτές τις περιπτώσεις απαιτείται μια χρονική περίοδος επεξεργασίας και εξοικείωσης (όπως η τρέχουσα) καθώς και κατάρτιση τόσο τεχνικής όσο και με την έννοια της “κουλτούρας” όλων των άμεσα ενδιαφερόμενων (κοινωνία , κυβέρνηση , επιχειρήσεις , εργατικό δυναμικό , ΕΕ κ.α.) αναφορικά με το εγχείρημα της δημιουργίας βιομηχανίας LNG στη Κύπρο.

7.1.1.4 ΤΑ ΚΟΣΤΗ ΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ

Τα κόστη κατασκευής του εργοστασίου αυτού καθ' εαυτού αποτελούν, σύμφωνα με τον Brian Songhurst (LNG Plant Cost Escalation 2014), σημαντικότατο ποσοστό του συνολικού κόστους του έργου και συγκεκριμένα γύρω στο 30%.

Αυτό ισχύει διότι , αν αναλογιστούμε πως ένα νέο υδροποίησης φυσικού αερίου απαιτεί την απασχόληση χιλιάδων εργατών για μια μέση περίοδο 4 ετών μέχρι να ξεκινήσει να λειτουργεί καταλαβαίνουμε πως μιλάμε για εκατομμύρια εργατοώρες που θα πρέπει να αμειφθούν.

Άρα το κόστος κατασκευής διαμορφώνεται κατά ένα μεγάλο βαθμό από το πλήθος των ανθρώπων που θα εργαστούν , τις ώρες εργασίας , τις αμοιβές ανά εργατοώρα καθώς και την παραγωγικότητά τους.

Φυσικά σε καμία περίπτωση δεν πρέπει να λησμονούμε τα κόστη των υλικών που θα χρησιμοποιηθούν καθώς και το σύνολο των κατασκευών (λιμενικών υποδομών) που πρέπει να ολοκληρωθούν για να μπορέσει να λειτουργήσει το εργοστάσιο.

Εδώ αξίζει να αναφέρουμε πως στην σύγχρονη αρθρογραφία και βιβλιογραφία μελετάται ιδιαίτερα **η περίπτωση των αυστραλιανών projects** .

Τα LNG projects στην Αυστραλία , ανήκουν στα έργα υψηλού κόστους για πολλούς λόγους που δεν συντρέχουν στην περίπτωση της Κύπρου.

Οι λόγοι αυτοί είναι :

- η μεγάλη απόσταση της Αυστραλίας από τις πηγές προμήθειας των δομικών υλικών η τιμή των οποίων προσαυξάνεται με υψηλά μεταφορικά κόστη
- οι υψηλές αμοιβές του εξειδικευμένου αυστραλιανού εργατικού δυναμικού που αμείβεται καλύτερα από τον Αμερικάνο ή Ευρωπαϊό εργάτη
- οι περιορισμοί στην εισαγωγή ξένου φθηνού εργατικού δυναμικού
- η πραγματοποίηση έργων σε εξαιρετικά απομακρυσμένες και απομονωμένες περιοχές (αν και η απόσταση από κατοικημένες περιοχές όπως θα δούμε αναλυτικότερα στη συνέχεια επιβάλλεται για λόγους ασφάλειας).
- ο υψηλός ανταγωνισμός , μια και βρίσκονται σε εξέλιξη ταυτόχρονα πολλά έργα σε υποδομές LNG, για τους περιορισμένους εγχώριους πόρους , όπως η εργασία

Ως άμεση συνέπεια του έντονου ανταγωνισμού το επενδυτικό κόστος στην Αυστραλία είναι πολύ υψηλότερο από τον διεθνή μέσο όρο σε σημείο που να μιλάμε για πληθωρισμό κόστους επένδυσης.

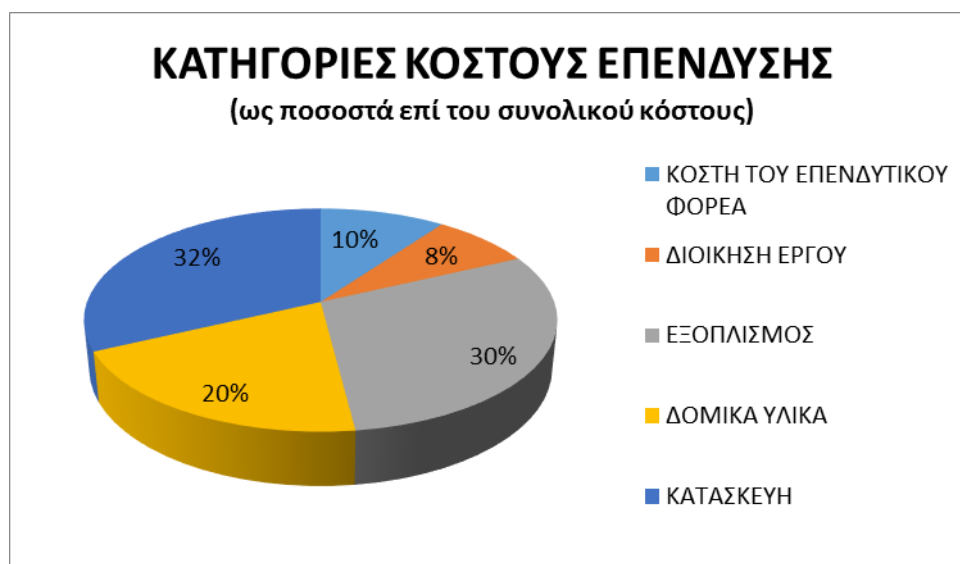
Η Κύπρος λόγω της γεωγραφικής της θέσης και αν λάβουμε υπόψη τις υπάρχουσες εγκαταστάσεις στη θέση Βασιλικός (Vasilikos Master Plan) μπορούμε να την κατατάξουμε οριακά στα normal cost projects , δηλαδή όσα βρίσκονται σε βιομηχανικές περιοχές με καλές υποδομές , αν και όπως είπαμε η Κύπρος έχει «χτίσει» την οικονομία της γύρω από το πετρέλαιο, και σχετικά καλή πρόσβαση σε ανταγωνιστικές αγορές δομικών υλικών.

Συνεπώς, το κόστος της επένδυσης (CAPEX) δηλαδή τα \$1200/tpa , που αναφέραμε στην αρχή της ενότητας ,μαρτυρά πως το κυπριακό έργο θα κινηθεί κάπου στη μέση μεταξύ normal (\$ 1000/tpa) και high cost (\$1600/tpa).

Το CAPEX υπολογίστηκε στα \$1200/tpa βάσει των εκτιμήσεων των International Gas Union 2013 , Deutsche Bank 2012 και Ernst & Young 2013 , ότι αυτή θα είναι η τιμή των παρόμοιων έργων που θα ξεκινήσουν μέσα στην επόμενη δεκαετία.

Το κόστος κατασκευής που προηγουμένως είδαμε πως αποτελεί το 30% του συνολικού κόστους, στην Αυστραλία ανέρχεται στο 50-60%. Η εξέλιξη αυτή οδηγεί πολλούς στο να εξετάζουν για τα μελλοντικά LNG projects την εναλλακτική που προσφέρει το FLNG.

Διάγραμμα 7.1 Κατηγορίες Κόστους Επένδυσης (ως ποσοστά)



Πηγή : Brian Songhurst , LNG Plant Cost Escalation , the Oxford Institute for Energy Studies ,OIES paper : NG 83, February 2014

7.1.1.5 ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΣ ΚΑΙ ΔΟΜΙΚΑ ΥΛΙΚΑ

Στον βασικό εξοπλισμό εντάσσονται οι κρυογονικοί εναλλάκτες θερμότητας , refrigeration compressors , εργοστάσιο παραγωγής ενέργειας και οι αποθήκες του LNG. Ο βασικός εξοπλισμός αποτελεί το 30% του συνολικού κόστους του έργου ενώ τα υλικά το 20%.

Όσον αφορά το κόστος του εξοπλισμού πρέπει να γίνει κατανοητό πως δεν υπάρχει μεγάλη δυνατότητα για συμπίεσή του μια και αποτελεί βιομηχανία με υψηλή εξειδίκευση και πολύ χαμηλό ανταγωνισμό (Brian Songhurst, February 2014).

Αναλυτικά , διεθνώς η κατασκευή cryogenic heat exchangers γίνεται από τρεις μόνο εταιρείες (Chart , Air Products , Linde) , refrigeration compressors προμηθεύει αποκλειστικά η General Electric , ενώ οι κατασκευαστές LNG storage tanks είναι μετρημένοι στα δάχτυλα. Παρατηρούμε λοιπόν ολιγοπωλιακές συνθήκες στην αγορά του εξοπλισμού με αποτέλεσμα τα κόστη απόκτησής τους να παραμένουν υψηλά.

Βέβαια ένα μέρος του εξοπλισμού του εργοστασίου υγροποίησης είναι περισσότερο τυποποιημένο μια και χρησιμοποιείται και αλλού με την εξαίρεση όμως της εκτεταμένης χρήσης ανοξειδωτού ατσαλιού που λόγω ιδιοτήτων είναι ακριβότερο από το carbon steel.

7.1.1.6 ΜΕΛΕΤΕΣ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΕΡΓΟΥ(EPM)

Τα κόστη που συνδέονται με τις μελέτες των μηχανικών και τη συνολική διοίκηση του έργου και της κατασκευής αποτελούν συνήθως το 8% του συνολικού κόστους της επένδυσης.

7.1.1.7 OWNER'S COSTS

Owner θεωρούμε το κυπριακό κράτος, το οποίο συγκροτεί ομάδα για την επίβλεψη όλων των τεχνικών και εμπορικών πτυχών του έργου αποτελούμενη από τεχνοκράτες καθώς και χρηματοοικονομικούς συμβούλους. Η ομάδα αυτή, σε συμφωνία με όσα αναφέρει ο Brian Songhurst στη μελέτη του για LNG Plant Cost Escalation, δημιουργεί κόστη (γύρω στο 10% του συνολικού CAPEX) για το κυπριακό κράτος καθώς διενεργεί οικονομοτεχνικές μελέτες για την εφικτότητα του έργου ,μελέτες περιβαλλοντικών επιπτώσεων , front end engineering design που θα πρέπει να έχουν ολοκληρωθεί πριν την κατάθεση της Final Investment Decision (FID) .

Επιπρόσθετα η ομάδα αυτή θα προετοιμάσει ή έστω θα γνωμοδοτήσει για τα συμβόλαια που είθισται να υπογράφονται για την αγορά feed gas και την πώληση LNG αντίστοιχα που ανέφερα προηγουμένως . η προσπάθεια αυτή γίνεται φυσικά από κοινού με τους άμεσα ενδιαφερόμενους δηλαδή τις εμπλεκόμενες τράπεζες , και αρμόδιους φορείς του δημοσίου .

Πίνακας 7.1 Κατηγορίες Κόστους Επένδυσης

ΚΑΤΗΓΟΡΙΕΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ			
ΚΟΣΤΗ ΤΟΥ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΦΟΡΕΑ	10%	600	million \$
ΔΙΟΙΚΗΣΗ ΕΡΓΟΥ	8%	480	million \$
ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΣ	30%	1800	million \$
ΔΟΜΙΚΑ ΥΛΙΚΑ	20%	1200	million \$
ΚΑΤΑΣΚΕΥΗ	32%	1920	million \$

Πηγή : αναμόρφωση παρουσίασης στοιχείων από : Brian Songhurst , LNG Plant Cost Escalation , the Oxford Institute for Energy Studies ,OIES paper : NG 83, February 2014

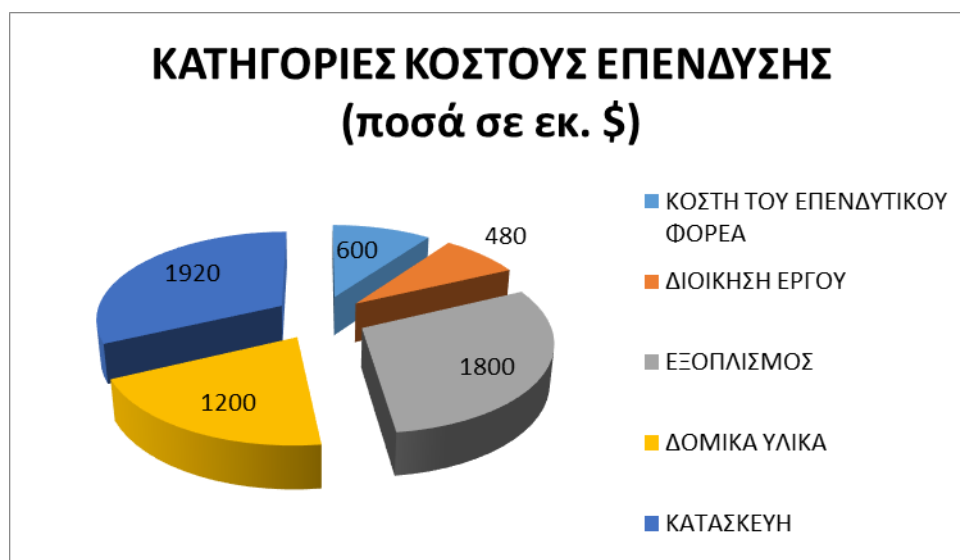
Στοιχείο που αυξάνει δραματικά τα κόστη του owner είναι η τάση που παρατηρείται για ανάθεση FEED contracts σε περισσότερους από έναν EPC contractors ούτως ώστε να επιλεγεί ένας απ' αυτούς . Εναλλακτικά θα μπορούσε να επιλεγεί ένας EPC contractor για ολόκληρο το έργο εξοικονομώντας έτσι πόρους χρηματικούς και χρόνο. Το FEED αποτελεί στην ουσία αναλυτικά και λεπτομερή σχέδια των μηχανικών για μια πρώτη προσέγγιση στο έργο και στα έξοδα κατασκευής του.

Έπεται της μελέτης εφικτότητας και εστιάζει στις τεχνικές προδιαγραφές του σχεδιαζόμενου έργου καθώς και στην εκτίμηση του ρίσκου που θα αναληφθεί. Πάνω σε αυτό βασίζεται η τελική πρόταση που θα υποβάλλει ο συγκεκριμένος contractor στον owner προς αξιολόγηση.

Η ανάθεση πολλαπλών FEEDs και η επακόλουθη απασχόληση πολυπληθούς επιστημονικού προσωπικού κοστίζει ακριβά μια και δεσμεύει εργατικό δυναμικό που θα μπορούσε να απασχοληθεί σε άλλα projects εναλλακτικά. Πρόκειται δηλαδή για κόστος ευκαιρίας ανθρώπινων πόρων.

Το γεγονός πως το συμβόλαιο μεταξύ εργολάβου και πελάτη αφορά έργα ύψους δισεκατομμυρίων ευρώ , οδηγεί τους contractors στην δημιουργία consortia ούτως ώστε το ρίσκο της ανάληψης του έργου να επιμεριστεί καθώς και για να γίνει χρήση των ιδιαίτερων γνώσεων και της εμπειρίας καθενός στον τομέα του με τα οφέλη που αυτό συνεπάγεται (Brian Songhurst. February 2014)

Διάγραμμα 7.2 Κατηγορίες Κόστους Επένδυσης



Πηγή : Brian Songhurst , LNG Plant Cost Escalation , the Oxford Institute for Energy Studies ,OIES paper : NG 83, February 2014

7.1.2 ΤΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΕΞΟΔΑ ΚΑΙ ΕΞΟΔΑ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ

Τα Operation & Maintenance costs μετρούνται σε \$/MMbtu (million British thermal unit) δηλαδή παραγόμενη θερμική ενέργεια και αυτό επειδή η βασική χρήση του LNG παραδοσιακά είναι η παραγωγή ενέργειας.

Η ενέργεια που θεωρητικά μπορεί να παραχθεί από το κοίτασμα φυσικού αερίου των 3,6 με 6 tcf μπορεί να υπολογιστεί ως εξής:

Χονδρικά : 1 cf φυσικού αερίου παράγει 1000 Btu

1 tcf φυσικού αερίου παράγει 10^6 MMBtu

6 tcf φυσικού αερίου παράγουν $10^6 \times 6$ MMBtu

Στην προκειμένη περίπτωση του κυπριακού εργοστασίου , τα κόστη αυτά υπολογίστηκαν στα \$ 0,16/MMBtu (NERA Economic Consulting 2014).

7.1.3 ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΑΠΩΛΕΙΑΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ

Ο Συντελεστής απώλειας καυσίμου αφορά στη ποσότητα φυσικού αερίου που χάνεται κατά τη μεταφορά ή κατά την υγροποίηση. Ορίστηκε στο 8 % της παραγωγής .

7.1.4 ΒΑΘΜΟΣ ΧΡΗΣΗΣ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑΣ ΕΡΓΟΣΤΑΣΙΟΥ

Ο βαθμός χρήσης (Capacity Utilization Factor) ορίστηκε στο 82 % της συνολικής δυναμικότητας του εργοστασίου (IGU 2014).

Το ποσοστό αυτό αποτελεί τη μέση τιμή για το 2013 για την παγκόσμια παραγωγή LNG γι' αυτό και επιλέχθηκε και για τη περίπτωση της Κύπρου δηλαδή για μια εξ ολοκλήρου νέα αλλά μικρής δυναμικότητας υποδομή.

Το 2012 σημειώθηκαν διαφορετικές τιμές που απείχαν από τη μέση όπως το ποσοστά χρήσης για εγκαταστάσεις υγροποίησης στο Κατάρ (100%) αλλά και στη Νορβηγία (75%) (IGU 2013).

Γενικότερα η τάση του βαθμού χρήσης δυναμικότητας του εργοστασίου υγροποίησης έχει διακυμάνσεις διαχρονικά αφού από το 2009 έως και το 2012 ο μέσος όρος ήταν 84% ενώ στη συνέχεια όπως είδαμε μειώθηκε στο 82%.

Η παραγωγή του υγροποιημένου φυσικού αερίου είναι εντάσεως κεφαλαίου πράγμα που σημαίνει ότι το ζητούμενο είναι να γίνει όσο το δυνατόν μεγαλύτερη και εντατική χρήση του συγκεκριμένου παραγωγικού συντελεστή προκειμένου να μεγιστοποιηθεί το παραγόμενο προϊόν. Φυσικά η μεγιστοποίηση αυτή θα συνεχιστεί μέχρι το βέλτιστο επίπεδο παραγωγής που αριστοποιεί και τα χρηματοοικονομικά μεγέθη.

Όπως ανέφερα νωρίτερα , παραδοσιακά στη βιομηχανία του LNG συνάπτονται μακροχρόνια συμβόλαια τόσο με τους προμηθευτές όσο και με τους πελάτες με επακόλουθα οφέλη αλλά και υποχρεώσεις για όλα τα μέρη. Η τακτική αυτή τουλάχιστον όσον αφορά τη σχέση εργοστασίου – πελάτη επιτρέπει στον επενδυτή την αποτελεσματικότερη σχεδίαση της εγκατάστασης (π.χ. δυναμικότητα LNG train) ώστε αυτή να ανταποκρίνεται στη ζήτηση (την οποία θα γνωρίζουμε από πριν χάρη στα συμβόλαια) καθώς και τον βέλτιστο βαθμό χρήσης της διαθέσιμης δυναμικότητάς της.

Συμπερασματικά , ο βαθμός χρήσης της μέγιστης δυναμικότητας του κυπριακού εργοστασίου θα καθοριστεί σε μεγάλο βαθμό από το κατά πόσο θα είναι ανταγωνιστικό το προϊόν που θα προσφέρει , και με το ανταγωνιστικό εννοώ από άποψη τιμής και ποιότητας, καθώς και από τα συμβόλαια για πώληση LNG που θα επιτύχει να συνάψει (MIT Energy Initiative, 2013). Η επιτυχία σε αυτό το τελευταίο θα κριθεί από τους όρους που θα περιληφθούν σε αυτά καθώς και από την αξιοπιστία των συμβαλλόμενων μερών.

Εν γένει πάντως , υψηλά επίπεδα παραγωγής όσο πιο κοντά στη μέγιστη δυναμικότητα , αφήνοντας πάντα ένα περιθώριο ασφαλείας οδηγούν σε καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα.

7.1.5 ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ Φ.Α.

Το κόστος προμήθειας φυσικού αερίου ορίστηκε στα \$ 2/MMBtu βάσει της ανακοίνωσης της Noble Energy το 2012 . Το MIT Energy Initiative το επανεκτίμησε γύρω στα \$2,5 /MMBtu λόγω της απουσίας κάποιας τρίτης ανάλυσης και της επακόλουθης αδυναμίας διασταύρωσης της τιμής.

Αν και το κοίτασμα εντοπίστηκε στην κυπριακή ΑΟΖ , το επενδυτικό σχέδιο που εξετάζουμε εδώ , δηλαδή το εργοστάσιο υγροποίησης φυσικού αερίου , του οποίου τις μελλοντικές ταμειακές ροές θέλουμε να υπολογίσουμε , δεν εκτείνεται ούτε περιλαμβάνει τα αντίστοιχα έξοδα ανάπτυξης του έργου άντλησης και παραγωγής φυσικού αερίου στο οικόπεδο 12 της κυπριακής ΑΟΖ. Πολύ απλά , θα θεωρήσουμε για λόγους απλούστευσης πως θα πρέπει να πληρώσουμε για να προμηθευτούμε το φυσικό αέριο.

Η sensitivity analysis του (MIT Energy Initiative, 2013) πέρα από τη χαμηλή τιμή (\$2/MMBtu) και τη μέση (\$2,5/MMBtu) έδωσε και την υψηλή των \$4/MMBtu που είναι και αυτή που συναντάται σε προμήθειες φυσικού αερίου εργοστασίων LNG στην Αυστραλία.

7.1.6 ΦΟΡΟΣ ΕΙΣΟΔΗΜΑΤΟΣ

Για τον **φόρο εισοδήματος** έγινε η εκτίμηση , για τις ανάγκες υπολογισμού του μοντέλου ταμειακών ροών , πως βρίσκεται στο 35% (MIT Energy Initiative, 2013).

7.1.7 ΕΠΙΠΕΔΟ ΤΟΥ ΠΛΗΘΩΡΙΣΜΟΥ

Το **επίπεδο του πληθωρισμού** υπολογίστηκε στο 1,5% από την ερευνητική ομάδα του MIT EY . Αντιθέτως όμως , οι καθηγητές Dr. Tahir ÇELİK & Ali POURBOZORGI (CYPRUS NATURAL GAS EVALUATION ALTERNATIVES) υπολόγισαν τον πληθωρισμό στο 2,59% ως μέσο όρο των τελευταίων δεκαπέντε ετών (15). Για τις ανάγκες της παρούσας ανάλυσης θα πάρω το μέσο όρο των δύο αυτών εκτιμήσεων , δηλαδή υποθέτω επίπεδο πληθωρισμού 2%.

7.1.8 ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ

Τέλος , **το κόστος του κεφαλαίου** προσδιορίστηκε στο 10% βάσει του σταθμικού μέσου όρου του κόστους κεφαλαίου WACC των εταιρειών που δραστηριοποιούνται στη παραγωγή ενέργειας (upstream).

Το weighted average cost of capital (**WACC**) χρησιμοποιήθηκε από το MIT Energy Initiative 2013 στην προσπάθεια του να καθορίσει το discount rate (προεξοφλητικό επιτόκιο) που είναι τόσο απαραίτητο για τη μέθοδο των ταμειακών ροών.

Το discount rate αντανάκλα τη διαχρονική αξία του χρήματος το νόημα της οποίας μπορεί να συνοψιστεί στο ότι \$1 σήμερα δεν έχει την ίδια αξία με \$1 αύριο. Γιατί αν παραδείγματος χάρη σήμερα με \$1 αγοράζουμε 1 μπουκάλι γάλα και στη συνέχεια η τιμή του γάλακτος αυξηθεί ως πούμε στο \$1,2 αυτομάτως το νόμισμα χάνει την αγοραστική του δύναμη γιατί πλέον χρειάζονται περισσότερες νομισματικές μονάδες για την αγορά ίδια ποσότητας γάλακτος.

Ως discount rate μπορούμε να πάρουμε πρώτα πρώτα το επιτόκιο που θα εισπράτταμε αν τα χρήματά μας αυτά αντί να τα επενδύσουμε στο εργοστάσιο τα καταθέταμε σε μια προθεσμιακή σε κάποια τράπεζα. Έχουμε δηλαδή να επιλέξουμε

μεταξύ δύο διαφορετικών επενδύσεων , ποια θα επιλέγαμε αν όχι αυτή που θα μας έδινε τη μεγαλύτερη απόδοση (π.χ. τόκο) με τον μικρότερο δυνατό κίνδυνο? Εδώ λοιπόν αντιλαμβανόμαστε το **discount rate** ως **ένας κόστος ευκαιρίας** , που όχι μόνο θα προστάτευε από τον πληθωρισμό και τη μείωση της αξίας του χρήματος αλλά θα μας απέφερε και κέρδος. Φυσικά δεν τίθεται θέμα σύγκρισης μεταξύ επένδυσης σε υποδομές και κατάθεση σε προθεσμιακή αλλά σε κάθε περίπτωση τίθεται δίλλημα ανάμεσα στην επένδυση σε onshore LNG plant και σε floating LNG..

Όταν όμως ο φορέας της επένδυσης είναι , όπως στην προκειμένη , μεικτός (δημόσιος και ιδιωτικός χαρακτήρας) το discount rate επιβάλλεται να λάβει υπόψη του όχι μόνο το ιδιωτικό κόστος ευκαιρίας αλλά και το κοινωνικό κόστος .

Κοινωνικό κόστος ευκαιρίας έχουμε όταν παραγωγικοί συντελεστές χρησιμοποιούνται σε ένα επενδυτικό σχέδιο ορισμένης κοινωνικής ωφέλειας ενώ θα μπορούσαν εναλλακτικά να καταναλωθούν σε κάποιο άλλο με ενδεχομένως μεγαλύτερο συλλογικό όφελος (Σαμπράκος Ευάγγελος, 2010).

Αν όμως μια εταιρεία , όπως για παράδειγμα εκείνη που θα εμπλακεί στην κατασκευή του LNG train , χρειαστεί να πάρει δάνειο από μια τράπεζα (ή μια σύμπραξη τραπεζών) τότε επιβάλλεται να χρησιμοποιηθεί ως discount rate το κόστος δανεισμού (Stopford Martin, 2009) .

Το τελευταίο αυτό σενάριο είναι και το πιο πιθανό για τη συγκεκριμένη περίπτωση μια και όπως είδαμε τα κόστη για κατασκευή υποδομών LNG είναι πολύ υψηλά και μοιάζει αδιανόητο ένα τέτοιο έργο να χρηματοδοτηθεί εξ ολοκλήρου με ίδια κεφάλαια.

Είθισται ένας συνδυασμός των δύο δηλαδή ίδια κεφάλαια και ξένα κεφάλαια για τη χρηματοδότηση του έργου αλλά αυτό που μένει να προσδιοριστεί είναι το ποσοστό συμμετοχής καθενός. Το WACC αποτελείται από το κόστος εξωτερικού δανεισμού και το κόστος εσωτερικού δανεισμού σταθμισμένο το καθένα με το ποσοστό συμμετοχής του στο συνολικό κεφάλαιο που θα επενδυθεί.

Μια εταιρεία μπορεί να αντλήσει ρευστότητα από ξένα κεφάλαια είτε με τραπεζικό δανεισμό είτε με την έκδοση ομολογιών ενώ αν μιλήσουμε σε επίπεδο κρατών με έκδοση κρατικών ομολόγων ακόμα και με τη χρηματοδότηση των κοινοτικών κονδυλίων. Το κόστος δανεισμού θα είναι ίσο με την απόδοση των ομολογιών ή

ομολόγων ή το επιτόκιο του δανείου ενώ ο εσωτερικός δανεισμός ουσιαστικά αποτελείται από το κόστος ευκαιρίας της τοποθέτησης των ιδίων κεφαλαίων σε μια επένδυση.

Το discount rate για μια επιχείρηση που δραστηριοποιείται στον ιδιωτικό τομέα της οικονομίας αντανακλά όπως είδαμε το κόστος του κεφαλαίου όπως αυτό καθορίζεται στην κεφαλαιαγορά .

Λόγω όμως της ευαίσθητης πολιτικά κατάστασης και των εντάσεων που σημειώνονται μεταξύ την Ελληνοκυπριακής και Τουρκοκυπριακής πολιτικής ηγεσίας αναφορικά με την εκμετάλλευση των κοιτασμάτων φυσικού αερίου θα πρέπει να συνυπολογιστεί στο κόστος δανεισμού και ένα ασφάλιστρο (risk premium ή περιθώριο κινδύνου) που θα αυξήσει το discount rate σε υψηλότερα επίπεδα για την προστασία των επενδυτών. Αυτό το περιθώριο κινδύνου είναι ενδεικτικό του βαθμού αβεβαιότητας της εξεταζόμενης επένδυσης και φυσικά ανάλογο αυτής.

Όπως αναφέρθηκε πολλά από τα στοιχεία που χρησιμοποιούνται ως input κατά την εκτέλεση του μοντέλου ταμειακών ροών και για τον υπολογισμό της Καθαρής Παρούσας Αξίας και του Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης , αποτελούν εκτιμήσεις των τάσεων και όχι τις ακριβείς και πραγματικές τιμές. Αυτή την επιφύλαξη κρατούν όλες οι πηγές από τις οποίες και αντλήθηκαν αριθμητικά στοιχεία και οι οποίες αναφέρονται αναλυτικά στη Βιβλιογραφία.

7.2 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΑΝΑΛΥΣΗΣ

Αφού προηγουμένως εισαγάγαμε τα στοιχεία για το κόστος επένδυσης (CAPEX) , την τιμή του φυσικού αερίου , το βαθμό χρήσης της δυναμικότητας του εργοστασίου καθώς και όλα τα' άλλα , τρέξαμε την DCF και πήραμε αποτελέσματα τα οποία και θα επεξεργαστούμε βάσει των τεχνικών Καθαρά Παρούσα Αξία , Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης αλλά και της Τιμή Νεκρού Σημείου.

Πίνακας 7.2 LNG Terminal Specs

LNG Terminal Specifications		
LNG Terminal Capacity	5	mtpa
	240.000.000	MMBtu pa
Capacity Utilization Factor	82%	
Output	196.800.000	MMBtu pa
Fuel Loss Factor	8%	
CAPEX	1.200	\$/tpa
Capital Cost	6.000	million \$
Operational Life	20	years
O&M Unit Cost	0,16	\$/MMBtu
Feed Gas Cost	2,5	\$/ MMBtu
Inflation Rate	2,00%	
Cost of Capital	10%	
FOB Gas Price	5,942	\$/ MMBtu

Πηγή : MIT Energy Initiative (2013), NERA Economic Consulting (2014), IGU (2014)

Στην αμέσως προηγούμενη ενότητα περιγράφηκε κάθε μια από τις παραπάνω τιμές καθώς και τις πηγές άντλησής τους. Ας κάνουμε εδώ κάποιες αναγκαίες διευκρινήσεις.

- Βάσει του συντελεστή Capacity Utilization Factor του τερματικού που ορίστηκε στο 82% της συνολικής δυναμικότητας , υπολογίσαμε την ετήσια παραγωγή στα 196.8 εκ. MMBtu .
- Το Κόστος της επένδυσης (Capital Cost) υπολογίστηκε στα 6 δις δολάρια πολλαπλασιάζοντας τη συνολική παραγωγική δυναμικότητα που ανέρχεται σε 5 εκ. τόνους ετησίως με το Capital Expenditure των 1.200 δολαρίων ανά τόνο.

Στους πίνακες που ακολουθούν παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ανάλυσης Ταμειακών ροών.

Οι υπολογισμοί έχουν ως εξής :

- ✚ Στην πρώτη γραμμή έχουμε τον ωφέλιμο βίο του επενδυτικού μας σχεδίου από το έτος 1 έως και το έτος 20. Το έτος βάσης (0) γίνεται η συνολική εκροή του κεφαλαίου που επενδύεται.
- ✚ Στη δεύτερη γραμμή ακολουθούμε τη μεταβολή του πληθωρισμού διαχρονικά (Inflation Factor). Το έτος 0 ο πληθωρισμός εκτιμήθηκε στο 2% , το έτος 1 υπολογίζεται ως εξής : $(1 + 0,02)^1$ και ούτω καθεξής υψώνοντας κάθε φορά στον αριθμό του έτους .
- ✚ Στη τρίτη γραμμή παρακολουθούμε τη μεταβολή του επιτοκίου προεξόφλησης (Discount factor). Ο τρόπος υπολογισμού του ακολουθεί τη λογική που μόλις περιγράψαμε. Π.χ. για το έτος 4 ο τύπος είναι : $(1+0,1)^4$.
- ✚ Τα Λειτουργικά έξοδα και τα έξοδα Συντήρησης για κάθε χρόνο υπολογίζονται ως ακολούθως :

$O\&M \text{ unit cost} \times \text{Output} \times (1 + \text{Fuel loss Factor}) \times \text{Inflation Factor}$

Π.χ. για το έτος 2 τα λειτουργικά έξοδα θα είναι :

$0,16 \times 196.8 \text{ εκ.} \times 1,08 \times 1,04 = 35 \text{ εκ. δολάρια}$

- ✚ Το κόστος προμήθειας Φυσικού αερίου για έτος n υπολογίζεται :

$\text{Feed Gas Cost} \times \text{Output} \times (1 + \text{Fuel loss factor}) \times \text{Inflation factor}$

$2,5 \times 196.8 \times 1,08 \times 1,02^n$

- ✚ Η αποπληθωρισμένη τιμή πώλησης του υγροποιημένου φυσικού αερίου είναι η τιμή νεκρού σημείου στην οποία και μηδενίζεται η Καθαρά Παρούσα Αξία. Σε κάθε περίπτωση ο παραγωγός πρέπει να πουλάει πάνω από αυτή για να έχει κέρδος . Η τιμή αυτή θέτει το κατώτατο όριο , κάτω από το οποίο ο παραγωγός υφίσταται ζημία.

Η Fob break-even price για κάθε έτος είναι :

FOB break-even price x Inflation factor

$$5,942 \times 1,02^n$$

- ✚ Οι συνολικές ταμειακές εισροές υπολογίζονται με τον κάτωθι τρόπο :

FOB break-even price x inflation factor x output

$$5,942 \times 1,02^n \times 196.8$$

- ✚ Αφού υπολογίσουμε τις Καθαρές Ροές κάθε έτους προχωρούμε στον υπολογισμό της Παρούσας Αξίας τους. Για να γίνει αυτό θα χρησιμοποιήσουμε το προεξοφλητικό επιτόκιο λαμβάνοντας υπόψη τη μεταβολή του διαχρονικά.

- ✚ Τέλος για να υπολογίσουμε την Κ.Π.Α. της επένδυσης δεν έχουμε παρά να αθροίσουμε τις Π.Α όλων των ετών (και εκείνης του έτους 0)

Πίνακας 7.3 Ανάλυση Ταμειακών Ροών

	ΕΤΟΣ	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	MTB ΠΛΗΘΩΡΙΣΜΟΥ	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,13	1,15	1,17	1,20	1,22
	MTB Επιτοκίου Προεξόφλησης	1,00	1,10	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36	2,59
1	ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	million \$	6.000									
2	ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΕΞΟΔΑ / ΣΥΝΤΗΡΗΣΗ	million \$		35	35	36	37	38	38	39	40	41
3	ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ Φ.Α.	million \$		542	553	564	575	587	598	610	623	635
4	ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΕΚΡΟΕΣ (1+2+3)	million \$	6.000	577	588	600	612	624	637	649	662	676
5	ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ Υ.Φ.Α. (αποπληθωρισμένη)	\$/ MMBtu		6,12	6,24	6,37	6,49	6,62	6,76	6,89	7,03	7,17
6	ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΕΙΣΡΟΕΣ	million \$	0	1.204	1.229	1.253	1.278	1.304	1.330	1.356	1.383	1.411
7	ΚΑΘΑΡΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ	million \$	-6.000	628	640	653	666	679	693	707	721	735
8	Π.Α. ΤΑΜΕΙΑΚΩΝ ΡΟΩΝ	million \$	-6.000	571	529	491	455	422	391	363	336	312
9	Κ.Π.Α. ΤΑΜΕΙΑΚΩΝ ΡΟΩΝ	million \$	114									

Πηγή : Ανάλυση ταμειακών ροών στο excel

Πίνακας 7.4 Ανάλυση Ταμειακών Ροών

	ΕΤΟΣ	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	MTB ΠΛΗΘΩΡΙΣΜΟΥ	1,24	1,27	1,29	1,32	1,35	1,37	1,40	1,43	1,46	1,49
	MTB Επιτοκίου Προεξόφλησης	2,85	3,14	3,45	3,80	4,18	4,59	5,05	5,56	6,12	6,73
1	ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ	million \$									
2	ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΚΑ ΕΞΟΔΑ / ΣΥΝΤΗΡΗΣΗ	million \$	42	43	44	45	46	47	48	49	50
3	ΚΟΣΤΟΣ ΠΡΟΜΗΘΕΙΑΣ Φ.Α.	million \$	661	674	687	701	715	729	744	759	774
4	ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΕΚΡΟΕΣ (1+2+3)	million \$	703	717	731	746	761	776	792	807	824
5	ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ Υ.Φ.Α. (αποπληθωρισμένη)	\$/ MMBtu	7,46	7,61	7,76	7,92	8,08	8,24	8,40	8,57	8,74
6	ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΕΙΣΡΟΕΣ	million \$	1.468	1.498	1.527	1.558	1.589	1.621	1.653	1.686	1.720
7	ΚΑΘΑΡΕΣ ΤΑΜΕΙΑΚΕΣ ΡΟΕΣ	million \$	765	781	796	812	828	845	862	879	897
8	Π.Α. ΤΑΜΕΙΑΚΩΝ ΡΟΩΝ	million \$	268	249	231	214	198	184	170	158	147
9	Κ.Π.Α. ΤΑΜΕΙΑΚΩΝ ΡΟΩΝ	million \$									

Πηγή: Ανάλυση ταμειακών ροών στο excel

7.2.1 BREAK EVEN PRICE

Η FOB τιμή νεκρού σημείου του παραγόμενου LNG σε τερματικό υγροποίησης φυσικού αερίου μέγιστης δυναμικότητας 5 εκ. τόνων υπολογίστηκε στα \$5,942/MMBtu .

Από αυτά τα \$3,442/MMBtu αντιστοιχούν σε σταθερά κόστη (απόσβεση κεφαλαίου κ.α.) και κόστη της διαδικασίας παραγωγής (υγροποίηση κ.α.) ενώ τα υπολειπόμενα \$2,50/MMBtu αφορούν την τιμή προμήθειας φυσικού αερίου.

Είναι η τιμή στην οποία μηδενίζεται η Καθαρά Παρούσα Αξία του επενδυτικού σχεδίου. Η τιμή στην οποία τα Έσοδα ισούνται με τα έξοδα.

Πρέπει να επισημανθεί πως η τιμή αυτή των \$5,942/MMBtu υπολογίστηκε βάσει των μέσων τιμών για CAPEX (\$1200/tpa), feed gas cost (\$2,5/MMBtu) και plant utilization rate (82%) της μέγιστης δυναμικότητας του τερματικού.

Διότι οι ακραίες τιμές , που όμως όπως είδαμε δεν θα ισχύσουν στην περίπτωση της Κύπρου , δίνουν αντίστοιχα και άλλες τιμές νεκρού σημείου.

Αξίζει να δούμε πιο αναλυτικά τις ακραίες τιμές του feed gas cost λόγω της σημαντικότητας επίδρασης τους στην τιμή πώλησης και στην ανταγωνιστικότητα του εμπορεύματος και κατ' επέκταση στην βιωσιμότητα του επενδυτικού σχεδίου.

Συγκεκριμένα, ανάλογα με την τιμή που θα πρέπει να πληρώσει το εργοστάσιο υγροποίησης για να προμηθευτεί φυσικό αέριο, διαμορφώνεται και η τιμολόγηση του παραχθέντος προϊόντος του. Είδαμε σε προηγούμενο κεφάλαιο την εκτίμηση της Noble για χαμηλής τιμής προμήθειας φυσικού αερίου από το κοίτασμα του οικοπέδου 12 , στα \$2/MMBtu . Μια τόσο χαμηλή τιμή θα έριχνε την τιμή πώλησης του LNG στα \$5,442/MMBtu εκτινάσσοντας έτσι την ανταγωνιστικότητά του στις αγορές.

Από την άλλη μεριά υπάρχει και η τιμή για φυσικό αέριο που πληρώνουν κάποια αυστραλιανά τερματικά LNG , η οποία αγγίζει το δυσθεώρητο \$4/MMBtu και συνεπώς διαμορφώνει τιμή πώλησης \$6,995/MMBtu.

Έχοντας δει τον αντίκτυπο του κόστους των πρώτων υλών (φυσικό αέριο) στη τελική τιμή του προϊόντος (LNG) τουλάχιστον στη βιομηχανία που εξετάζουμε , αντιλαμβανόμαστε πόσο κρίσιμο είναι για την κυπριακή κυβέρνηση να δώσει άμεσα βαρύτητα στην οικονομικά ελκυστική εκμετάλλευση των κοιτασμάτων (παραγωγή και μεταφορά στο τερματικό LNG) ούτως ώστε να πετύχει τη διαμόρφωση χαμηλής τιμής προμήθειας φυσικού αερίου.

7.3 ΕΡΜΗΝΕΙΑ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΤΗΣ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΤΑΜΕΙΑΚΩΝ ΡΟΩΝ ΜΕ ΤΗ ΜΕΘΟΔΟ ΤΗΣ Κ.Π.Α. ΚΑΙ ΤΟΥ Ε.Σ.Α.

Όπως μπορούμε να δούμε στον πρώτο πίνακα , η Κ.Π.Α. του συγκεκριμένου επενδυτικού σχεδίου είναι \$114 εκ. για τιμή πώλησης \$ 5,492/MMBtu (FOB break-even price) και επιτόκιο προεξόφλησης 10%.

Αυτό σημαίνει :

α) πως ο Εσωτερικός Συντελεστής Απόδοσης , δηλαδή το επιτόκιο εκείνο που θα μηδενίζει την Καθαρή Παρούσα Αξία, όπου έσοδα ίσα με έξοδα, θα πρέπει να είναι αναγκαστικά μεγαλύτερο από το επιτόκιο προεξόφλησης ($i=10\%$) και επομένως ισχύει η συνθήκη του $r>i$ που όπως είδαμε ευνοεί την ανάληψη της επένδυσης γιατί η ελάχιστη επιτρεπτή απόδοση είναι μεγαλύτερη από την απόδοση οποιουδήποτε άλλου επενδυτικού σχεδίου και

β) για να θεωρηθεί η επένδυση σε τερματικό υγροποίησης φυσικού αερίου βιώσιμη θα πρέπει να λαμβάνουμε Κ.Π.Α. σημαντικά μεγαλύτερη του μηδενός και αυτό εξαρτάται απ' το αν θα πουλήσουμε σε τιμή φυσικά υψηλότερη από την break-even price.

Ας υποθέσουμε πως αποφασίζουμε να πουλήσουμε υγροποιημένο φυσικό αέριο \$6,5/MMBtu . Αυτή η μικρή αύξηση στη τιμή οδηγεί σε θετική Κ.Π.Α. και συγκεκριμένα \$1 δις. πάντα με σταθερό το προεξοφλητικό επιτόκιο στο επίπεδο του 10%.

Στο παράδειγμά μας όμως, η επένδυση τυπικά πληροί τη προϋπόθεση του Κ.Π.Α. > 0 αλλά οριακά και επομένως θα ήταν σίγουρα προτιμότερη μια μεγαλύτερη Κ.Π.Α. δεδομένων μάλιστα και των επισφαλών εκτιμήσεων ορισμένων δεικτών μια και όπως αναφέρθηκε νωρίτερα τα νούμερα που χρησιμοποιήθηκαν στην ανάλυση ταμειακών ροών είναι , όπως επισημαίνουν και οι πηγές τους, εκτιμήσεις και όχι τα ακριβή νούμερα όπως αυτά δύνανται να προκύψουν .

Συμπερασματικά , από την οικονομοτεχνική ανάλυση που προηγήθηκε προκύπτει πως απαραίτητη προϋπόθεση για την βιωσιμότητα και αποδοτικότητα του συγκεκριμένου δαπανηρού επενδυτικού σχεδίου είναι η εκ των προτέρων συμφωνία μεταξύ παραγωγών και καταναλωτών , με μακροχρόνια συμβόλαια που όπως προαναφέρθηκε συνηθίζονται στην αγορά , ως προς το ύψος της τιμής πώλησης του LNG όπως επίσης και ως προς τη διάρκεια της εμπορικής συμφωνίας που θα εξασφαλίζει ταμειακές εισροές για τον παραγωγό - επενδυτή.

ΕΠΙΛΟΓΟΣ

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Αν περάσουμε τώρα σε παγκόσμιο επίπεδο , θα δούμε πως το 2012 το διεθνές εμπόριο LNG συρρικνώθηκε για πρώτη φορά από το 2008 , κατά 2%. Επιπρόσθετα , τόσο το BG Group όσο και το IEA προβλέπουν συνθήκες ασφυξίας στην αγορά και το 2014 λόγω υπερβάλλουσας ζήτησης από Ασία και υπολείπουσας προσφοράς λόγω μικρής , προς το παρόν , δυναμικότητας παραγωγής. Η κατάσταση ενδέχεται να βελτιωθεί από το 2015 και έπειτα με την έναρξη λειτουργίας των Αυστραλιανών τερματικών υγροποίησης.

Το International Energy Agency (IEA) εκτιμά πως η παγκόσμια ζήτηση για φυσικό αέριο θα αυξηθεί από τα 117 tcf το 2012 σε 140 tcf το 2020. Μέρος της αύξησης αυτής των 23 tcf , συγκεκριμένα 9-10 tcf θα αντιπροσωπεύουν ζήτηση για υγροποιημένο φυσικό αέριο. Το μέγεθος αυτό ισοδυναμεί με μια αύξηση της τάξης του 80% από τα επίπεδα του 2012 (**IGU 2013, DEUTSCHE BANK 2012, E&Y 2013**) .

Μέρος αυτής της ζήτησης αναμένεται να ικανοποιηθεί με την επέκταση της παραγωγής υπαρχόντων LNG terminals αλλά σε κάθε περίπτωση θα υπάρξει άνοιγμα για την είσοδο στην αγορά υγροποίησης φυσικού αερίου νέων ανταγωνιστικών παικτών όπως η Κύπρος.

Διαβλέπεται λοιπόν η ύπαρξη ανάγκης για αύξηση της παραγωγής LNG είτε μέσα από νέα projects (full scope) είτε μέσα από την επέκταση υπάρχουσας υποδομής (repeat train) σε παγκόσμιο επίπεδο. Πράγματι η σημερινή κατάσταση αναμένεται να αλλάξει με την παράδοση των αυστραλιανών projects ήδη από το 2015.

Το κυπριακό εργοστάσιο υγροποίησης φυσικού αερίου, ως full scope project, αναμένεται να παράγει και να προσφέρει LNG σε ανταγωνιστική τιμή , τουλάχιστον ως προς τα υπόλοιπα σχεδιαζόμενα εργοστάσια LNG που αποτελούν νέες κατασκευές και όχι απλά επεκτάσεις ήδη υπαρχόντων.

Γιατί πολύ απλά το κόστος επέκτασης της δυναμικότητας ενός τερματικού με την προσθήκη μιας επιπλέον δεξαμενής υγροποίησης είναι μικρό(50% του συνολικού κόστους) μπροστά στο κόστος κατασκευής όλων των μονάδων ενός εργοστασίου από το μηδέν.

Συνεπώς το εργοστάσιο εκείνο που επεκτείνει τα υπάρχοντα LNG trains θα κοστολογήσει την παραγωγή του πολύ χαμηλότερα από εκείνο που πρέπει να κατασκευάσει πέρα από το liquefaction train τα utilities και τα offsites διότι τα κεφάλαια που θα επενδυθούν είναι τα διπλάσια και αυτό πρέπει να μετακυλιστεί στη τιμή.

Παρόλα αυτά , ακόμη και αν είμαστε ανταγωνιστικοί , παράγουμε ποιοτικά και φυσικά υπάρχει ζήτηση για το προϊόν μας , η επιτυχία δεν είναι εξασφαλισμένη λόγω κυρίως της ύπαρξης μακροχρόνιων συμβολαίων πώλησης που αποτελούν πάγια τακτική της συγκεκριμένης βιομηχανίας του LNG και που δεσμεύουν έναν αγοραστή χρονικά και ποσοτικά απέναντι σε έναν συγκεκριμένο προμηθευτή. Και αυτή η δέσμευση συνεχίζει να ισχύει ακόμη κι αν στην αγορά υπάρχει χαμηλότερη τιμή για το ίδιο προϊόν.

Όπως είδαμε , μια επένδυση σε υποδομές υγροποίησης φυσικού αερίου αποτελεί ένα πολύ δαπανηρό έργο , πολλώ δε μάλλον όταν γίνεται εξ' ολοκλήρου από την αρχή εν προκειμένω για το έργο που εξετάζεται στην Κύπρο όπου δεν προϋπάρχει ανεπτυγμένη βιομηχανία LNG.

Για το λόγο αυτό , πρέπει να γίνει μια πολλή προσεχτική και νηφάλια ανασκόπηση των δεδομένων που έχουν συλλεγεί από την διεθνή βιβλιογραφία και των εκτιμήσεων καθώς αυτές δεν αποτελούν ακριβή ή πραγματικά στοιχεία αλλά πηγάζουν από προσδοκίες για το που θα κυμανθεί μια τιμή ή ένας δείκτης με βάση τη μελέτη των παρελθοντικών τιμών και με βάση την ανάλυση τρεχουσών εξελίξεων.

Με την επιφύλαξη αυτή λοιπόν , έγινε η Ανάλυση Ταμειακών Ροών η οποία και έδωσε τόσο μια τιμή πάνω από την οποία θα πρέπει να πωλείται το κυπριακό LNG , **FOB break-even price : \$5,942/MMBtu** όσο και την Κ.Π.Α. της συγκεκριμένης επένδυσης η οποία και ανταποκρίνεται στην αναγκαία συνθήκη του : Κ.Π.Α. > 0 αλλά μάλλον οριακά. Γιατί ναι μεν θέλαμε θετική Κ.Π.Α. αλλά όχι και οριακά. Να υπάρχει δηλαδή ένα περιθώριο ασφαλείας γιατί όπως είδαμε πολλά στοιχεία είναι εκτιμήσεις και όχι δεδομένα και μπορεί μια μεταβολή να έχει ισχυρότατη αλυσιδωτή επιδείνωση στα οικονομικά μεγέθη της επένδυσης.

Για να επιτύχουμε καλύτερα αποτελέσματα , δηλαδή μια μεγαλύτερη Κ.Π.Α. θα πρέπει είτε να πουλήσουμε υψηλότερα είτε να μειώσουμε τα κόστη . Και οι δύο εναλλακτικές προσεγγίσεις είναι βέβαιο πως θα συναντήσουν πολλά εμπόδια. Από

την πλευρά των εσόδων η αλήθεια είναι πως θα πρέπει να είμαστε ιδιαίτερα ανταγωνιστικοί και να παράγουμε ποιοτικά όντας ταυτοχρόνως αξιόπιστοι στον χρόνο παράδοσης και αυτό διότι η Κύπρος ετοιμάζεται να εισέλθει σε μια νέα αγορά , νέα τόσο για την ίδια μια και δεν έχει εξοικείωση και τεχνογνωσία όσο και για την παγκόσμια οικονομία αφού πρόκειται για μια δυναμική αγορά που συνεχώς διευρύνεται. Επομένως η Κύπρος θα πρέπει να ξεπεράσει τα εμπόδια εισόδου π.χ. το υψηλό κόστος επένδυσης , να εισέλθει δυναμικά και να διεκδικήσει μερίδιο το οποίο θα πρέπει στη συνέχεια και μέσα από συμφωνίες να διατηρήσει.

Τα προσδοκώμενα οφέλη είναι πολλά , τόσο για την εθνική οικονομία και κοινωνία όσο και για τον ιδιωτικό τομέα , εγχώριο και διεθνή. Το ενδιαφέρον πέρα από οικονομικό και κοινωνικό είναι κατ' επέκταση πολιτικό και μάλιστα όχι μόνο από τις γείτονες χώρες όπως η Τουρκία αλλά και από την Ευρωπαϊκή Ένωση . Το επενδυτικό σχέδιο για δημιουργία τερματικού υγροποίησης στη Κύπρο αντανάκλα εν μέρει όλες αυτές τις προσδοκίες και γι αυτό το λόγο ως πολλά υποσχόμενο εξετάζεται η πραγμάτωσή του. Πριν δέκα χρόνια ενδεχομένως και να ήταν οικονομικά ασύμφορη μια επένδυση τέτοιου μεγέθους και μάλιστα τη στιγμή που τα εξακριβωμένα κοιτάσματα μόλις που φθάνουν να την δικαιολογούν. Αλλά η βάσιμη προσδοκία για ανακάλυψη νέων κοιτασμάτων καθώς και για πιθανή συνεργασία με γείτονες χώρες παραγωγούς όπως το Ισραήλ κάνει μια επένδυση σαν και την παρούσα να φαίνεται ελκυστική για εξέταση από επενδυτές.

Η κυπριακή οικονομία και κοινωνία , που υπέφερε και υπέστη δραματική επιδείνωση της ευημερίας της , προσδοκά αύξηση της απασχόλησης με παράλληλη απορρόφηση του υψηλά καταρτισμένου επιστημονικού προσωπικού της , δημιουργία εισοδημάτων και ανάπτυξη της οικονομίας.

Ας μην ξεχνάμε πως η Κύπρος με την εκμετάλλευση των κοιτασμάτων της θα εξασφαλίσει μια σταθερή πηγή καυσίμων για εγχώρια κατανάλωση και έτσι θα απεξαρτηθεί σημαντικά από την ανάγκη εισαγωγών πετρελαίου. Ενώ παράλληλα θα αρχίσει να εξάγει και στον υπόλοιπο κόσμο πουλώντας στις Ασιατικές αγορές που θα πληρώσουνε και υψηλότερη τιμή. Οι πιθανότητες είναι πολλές αφού όπως είδαμε και σε προηγούμενο κεφάλαιο όπου και εξετάσαμε την αγορά του φυσικού αερίου , και η Ευρώπη επιθυμεί να διαφοροποιήσει τους προμηθευτές φυσικού αερίου που έχει για λόγους στρατηγικούς όπως είναι η μείωση της εξάρτησης από τρίτες χώρες.

Για το λόγο αυτό , θεωρώ πως το σενάριο κατά το οποίο το έργο που εξετάζεται θα μπορούσε να συγχρηματοδοτηθεί και με ευρωπαϊκά κονδύλια μέσω της **Ευρωπαϊκής Τράπεζας Επενδύσεων**, ακριβώς όπως χρηματοδοτήθηκε κατά το ήμισυ και το εργοστάσιο φυσικού αερίου στη Ρεβουθούσα (www.eib.org) , είναι πιθανό. Για να γίνω πιο συγκεκριμένος , το δάνειο που δίδεται για επενδυτικά σχέδια άνω των 25 εκ. ευρώ αποτελεί συνήθως το 1/3 με 50% του συνολικού κόστους (δημόσιο και ιδιωτικού) του μεικτού επενδυτικού φορέα.

Επιπροσθέτως , στόχος της επένδυσης αυτής είναι να δώσει με τον τρόπο αυτό «*ψηφο εμπιστοσύνης*» στο επιχειρούμενο επενδυτικό σχέδιο ώστε να διεγερθεί το επιχειρηματικό ενδιαφέρον και άλλως υποψήφιων επενδυτών.

Η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων αντλεί ρευστότητα (δανείζεται) από τις αγορές κεφαλαίου με σκοπό στη συνέχεια να προσφέρει ρευστότητα υπό μορφή δανείων με ευνοϊκούς όρους σε επενδυτικά σχέδια κρατών-μελών (ή υποψήφιων) που εξυπηρετούν τους πολιτικούς στόχους της Ευρωπαϊκής Ένωσης (www.euroopa.eu).

Όσον αφορά τώρα το εναλλακτικό επενδυτικό σχέδιο του Floating Liquefied Natural Gas δεν υπάρχει προηγούμενη εμπειρία από τη λειτουργία FLNG και συνεπώς δεν γνωρίζουμε ακριβή στοιχεία αναφορικά με τα κόστη κατασκευής αλλά και τα κόστη λειτουργίας. Αυτό που έχουμε είναι εκτιμήσεις και προϋπολογισμοί σε σχέση με το αρχικό κόστος μιας τέτοιας επένδυσης.

Έτσι λοιπόν , η Shell προβλέπει πως το κόστος της επένδυσης για το Prelude FLNG θα ανέλθει στα \$12,6 δις για την παραγωγή 3.6 mtpa LNG , 1.3 mtpa condensate και 0.4 mtpa LPG.

Το νούμερο αυτό δεν πρέπει να το αντιπαραβάλλουμε χωρίς επεξεργασία με το αντίστοιχο (εκτιμώμενο) κόστος επένδυσης σε onshore LNG terminal στην Κύπρο , που όπως είδαμε ανέρχεται στα \$6 δις , διότι είδαμε πως στην Αυστραλία υπάρχει πληθωρισμός κόστους και ότι εν γένει τα τωρινά αυστραλιανά projects κοστίζουν 2 με 3 φορές (αναφέρομαι στα κόστη κατασκευής) υψηλότερα από αντίστοιχα σε άλλες περιοχές του κόσμου (Brian Songhurst, 2014) . Από την άλλη η κατασκευή FLNG δεν χρειάζεται εκτενή διαπραγμάτευση με τα εθνικά εργατικά σωματεία και τη δημόσια διοίκηση του κράτους όπου και θα γίνεται η παραγωγή του LNG.

ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- Γατσίδας Ι. & Νικολετοπούλου Θ. (2013), *IN DEEP ANALYSIS*, *Ενέργεια Ενερργειακά Αποθέματα στην Ελλάδα και στην Ανατολική Μεσόγειο*, Τεύχος 3,
- Μαλινδρέτου Β. Π. (2000), *Χρηματοοικονομική Ανάλυση-Επενδύσεις*, Β' Έκδοση, Εκδόσεις Παπαζήση, Αθήνα
- Μάμας Ν. (2012), Διπλωματική Εργασία : *Χωροθέτηση Δικτύου Μεταφοράς Φυσικού Αερίου και Βιώσιμη Ανάπτυξη της γύρω περιοχής*, ΕΜΠ, Σχολή Αγρονόμων και Τοπογράφων Μηχανικών, Τομέας Γεωγραφίας και Περιφερειακού Σχεδιασμού, Αθήνα .
- Σαμπράκος Ε. (2010), *Σημειώσεις στις Οικονομοτεχνικές Μελέτες*, Πανεπιστήμιο Πειραιώς, Τμήμα Οικονομικής Επιστήμης, ΜΠΣ στην Οικονομική και επιχειρησιακή Στρατηγική, Πειραιάς.
- Θεοφανίδης Σ. (1987). *Εγχειρίδιο Αξιολόγησης Επενδυτικών Σχεδίων*, Εκδόσεις Παπαζήση.

ΞΕΝΟΓΛΩΣΣΗ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- Alonso F. (June 2012), *New Technologies in the LNG logistics*, Stream LNG papers.
- Baron R. , Bernstein P., Montgomery W. D. , Sugandha D. Tuladhar (March 24, 2014), *Updated Macroeconomic Impacts of LNG Exports from the United States*, NERA Economic Consulting.
- BG Group (2013-2014), *Global LNG Market Overview 2013/14, Global trade summary for 2013*.
- Poten & Partners Inc. and ALA Planning Ltd (2013). , *Vasilikos Area Master Plan Update*.
- Energy Intelligence Research (2010), *World LNG Outlook 2010-2011*.
- European Commission (2013), *Market Observatory for Energy*, DG Energy, *Quarterly Report on European Gas Market*, volume 6 , issue 2 , 2nd quarter 2013.
- Gupta B. & Surendra Prasad K. (1988), *Future of LNG Transportation: various propulsion alternatives*, Marine Engineering and Research Institute, Kolkata.
- International Monetary Fund, *Commodity Market Monthly* (July 11, 2014), Research Department & Commodities Team.
- International Gas Union (2015), *World LNG Report Edition 2015*
- International Gas Union (2014), *World LNG Report Edition 2014*
- International Gas Union (2013), *World LNG Report Edition 2013*
- Paltsev, S., F. O'Sullivan, N. Lee, A. Agarwal, M. Li, X. Li, N. Fylaktos (2013), *Natural Gas Monetization Pathways for Cyprus: Interim Report* -

Economics of Project Development Options, MIT Energy Initiative, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA.

- Songhurst B. (February 2014), *LNG Plant Cost Escalation*, the Oxford Institute for Energy Studies, OIES paper: NG 83.
- Stopford M. (2009), *Maritime Economics*, 3rd edition , Routledge

ΕΛΛΗΝΙΚΕΣ ΔΙΑΔΙΚΤΥΑΚΕΣ ΠΗΓΕΣ

- Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων (ETE), <http://europa.eu>
- Κυπριακή Στατιστική Υπηρεσία, Πληθυσμός και Κοινωνικές Συνθήκες, <http://www.mof.gov.cy/mof/cystat/statistics>.
- Μεταφορά Φυσικού Αερίου Μέσω Αγωγών, en.wikipedia.org/wiki/Pipelinetransport
- Οικόπεδα της κυπριακής Αποκλειστικής Οικονομικής Ζώνης (Νοέμβριος 2014), www.cyprusgasnews.com

ΞΕΝΟΓΛΩΣΣΕΣ ΔΙΑΔΙΚΤΥΑΚΕΣ ΠΗΓΕΣ

- BP Statistical Review of World Energy (2013), www.bp.com/statisticalreview
- Callum O'Reilly (17 October 2013), *EU supports Rotterdam LNG hub development* , www.lngindustry.com
- Elias Hazou (19 June 2014), *China Oil in talks to buy part of Aphrodite field*, www.cyprus-mail.com
- European Investment Bank, Lending, Project Loans, <http://www.eib.org/>
- EY, Global LNG: New Pricing Ahead? LNG Demand Growth <http://www.ey.com>
- Gas Oil Consulting Engineering Company (GOCE), LNG Export Terminals, <http://www.goce.de>
- International Gas Pipelines (2013), www.mapper.com
- Jeannette Lee (3 April 2013), *Financing strategies for LNG export projects*, www.arcticgas.gov
- Liquefied Natural Gas, www.petrowiki.org
- Lithuanian President Dalia Grybauskaitė (14 January 2014), Press Conference at the European Parliament, www.neurope.eu
- Natural Gas Pipe (2013), www.hiring-hub.com
- Natural Gas Price, www.nobleenergyinc.com
- Prelude FLNG, A Revolution in Natural Gas Production, www.shell.com

- PSC Cyprus, Economic Environment & State Structure
www.businessincyprus.gov.cy
- Society of International Gas Tanker and Terminal Operators (SIGTTO 1997), LNG Terminal Siting Standards Organization , www.quoddyloop.com
- Stefanini Sara (August 2014), *Doubts over advantages of Aussie FLNG*, <http://interfaxenergy.com/> .
- TrueAboutSyria (9 May 2013), *The battle for resources – how and why Syria was ruined*, www.trueaboutsyrria.wordpress.com
- U.S. Energy Information Administration (Sep 23, 2015), Independent Statistics & Analysis,(www.eia.gov)