ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

# Ανάλυση της ευρωπαϊκής αγοράς φυσικού αερίου και εναλλακτικών σεναρίων στο μοντέλο PRIMES – Gas

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

ΝΤΑΚΟΣ ΜΙΧΑΗΛ – ΣΩΤΗΡΙΟΣ

**Επιβλέπων : Παντελής Κάπρος**

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2016

ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

# Ανάλυση της ευρωπαϊκής αγοράς φυσικού αερίου και εναλλακτικών σεναρίων στο μοντέλο PRIMES – Gas

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**ΝΤΑΚΟΣ ΜΙΧΑΗΛ – ΣΩΤΗΡΙΟΣ**

**Επιβλέπων : Παντελής Κάπρος**

Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την …….. 2016

| | | |
|---|---|---|
| ..... | …… | …… |
| Παντελής Κάπρος | Γεώργιος Κορρές | Σταύρος Παπαθανασίου |
| Καθηγητής Ε.Μ.Π. | Καθηγητής Ε.Μ.Π. | Αν. Καθηγητής Ε .Μ.Π. |

.....

Μιχαήλ- Σωτήριος Ντάκος

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Μιχαήλ- Σωτήριος Ντάκος, 2016

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

## Περίληψη

Στην παρούσα εργασία μελετήθηκε η ευρωπαϊκή αγορά του φυσικού αερίου από την σκοπιά της αγοράς αερίου και της ασφάλειας εφοδιασμού, καθώς πρόκειται για έναν από τους βασικούς παράγοντες που καθορίζουν την ενεργειακή στρατηγική μιας χώρας, και αναπτύχθηκαν ορισμένα εναλλακτικά σενάρια χρησιμοποιώντας το μοντέλο ενέργειας – οικονομίας PRIMES-Gas το οποίο έχει αναπτυχθεί στο εργαστήριο E3MLab του ΕΜΠ. Το μοντέλο PRIMES-Gas περιλαμβάνει την λεπτομερή απεικόνιση της Ευρωπαϊκής αγοράς φυσικού αερίου ως ένα Nash – Cournot ολιγοπώλιο το οποίο μορφοποιείται αλγεβρικά ως ένα Πρόβλημα Μεικτής Συμπληρωματικότητας (Mixed Complementarity Problem – MCP). Περιλαμβάνει επίσης την περιγραφή όλων των υποδομών εντός και πλησίον της Ευρώπης, και παράγει ανά πενταετία μελλοντικές προεκτάσεις για τις παραγόμενες και μεταφερόμενες ποσότητες φυσικού αερίου έως το 2050 επιτρέποντας την εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με το μίγμα εισαγωγών, τις φυσικές ροές του συστήματος, την χρήση των τερματικών LNG και τις τιμές χονδρικής πώλησης του αερίου. Αρχικά μελετήθηκαν οι υπάρχουσες πολιτικές και τάσεις με το σενάριο αναφοράς. Προέκυψε ότι η ΕΕ εξαρτάται σε υψηλό βαθμό από ρωσικές εισαγωγές και καθώς η εγχώρια παραγωγή της ΕΕ και οι εισαγωγές από την Νορβηγία φθίνουν, το μερίδιο εισαγωγών από την Ρωσία αυξάνεται περαιτέρω. Εξίσου σημαντικό ζήτημα είναι ότι μεγάλο μέρος των εισαγωγών της ΕΕ από την Ρωσία διέρχεται μέσω της Ουκρανίας, μια περιοχή η οποία έχει αποδειχθεί εξαιρετικά ασταθής τα τελευταία χρόνια. Τα εναλλακτικά σενάρια διερευνώνται κυρίως υπό το πρίσμα της ασφάλειας εφοδιασμού, αλλά και των μεταβολών στις εμπορικές ροές αερίου και της εξέλιξης των τιμών χονδρικής πώλησης. Συγκεκριμένα σε κάθε σενάριο μεταβλήθηκαν ορισμένες παράμετροι: στο πρώτο σενάριο αυξήθηκαν οι εισαγωγές υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) της ΕΕ και στο δεύτερο σενάριο προσομοιώθηκε η διακοπή της τροφοδοσίας της Ευρώπης με ρωσικό αέριο μέσω της Ουκρανίας. Κατόπιν μελετήθηκαν οι επιπτώσεις στην προέλευση των εισαγωγών φυσικού αερίου της ΕΕ, στις φυσικές ροές των εισερχόμενων στην Ευρώπη αγωγών, σε ορισμένους δείκτες ασφάλειας εφοδιασμού, και στις τιμές χονδρικής πώλησης του αερίου.



**Λέξεις κλειδιά:** Φυσικό αέριο, ευρωπαϊκή αγορά, ασφάλεια εφοδιασμού, μοντέλα μαθηματικού προγραμματισμού, ολιγοπώλιο Nash – Cournot, Πρόβλημα Μεικτής Συμπληρωματικότητας (MCP)

## Abstract

The main focus of this essay has been the European natural gas market, specifically from the Security – of – Supply perspective. The reason for this is that Security – of – Supply is one of the main determinants of any country's energy policy and strategy. After an analysis of the European natural gas market, there follows a scenario based analysis of hypothetical market events developed on the PRIMES-Gas energy economics mathematical model. The PRIMES-Gas model has been developed by E3MLab of the NTUA. It includes a detailed representation of the European natural gas market as a Nash – Cournot oligopoly formulated into a Mixed Complementarity Problem (MCP). It also includes a representation of all the relevant infrastructures in Europe and surrounding areas (e.g. Middle East, North Africa etc.). The model generates projections on a 5-year basis of produced and transported quantities of natural gas up to and 2050, and provides information regarding supplier diversity of the EU markets, physical flows of the pipeline network, LNG import terminal utilization, and wholesale natural gas prices. The first scenario analyzed, the Reference Scenario, examines current policies and market trends. An important conclusion from it is that the EU market is highly dependent on Russian gas imports, and as European indigenous gas production and natural gas imports from Norway decline, the aforementioned dependence increases. Equally important is the fact that a large portion of EU gas imports from Russia transit through the Ukraine, an area that has proven to extremely unstable in the recent years. The alternative scenarios concentrate on Security-of-Supply, but also on fluctuations of natural gas trade flows and wholesale gas prices. Specifically in each scenario certain parameters were adjusted: in the first scenario EU's liquefied natural gas (LNG) imports were increased and in the second scenario an EU supply disruption of Russian gas flows through the Ukraine was simulated. Finally there was an assessment of each scenario's impact on EU natural gas imports origins, on the pipeline network physical flows, on some Security-of-Supply indices and on wholesale natural gas prices.

**Keywords:** Natural gas, European market, Security-of-Supply, mathematical modeling, Nash – Cournot oligopoly, Mixed Complementarity Problem (MCP)

## Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Παντελή Κάπρο, που μου έδωσε την δυνατότητα να εκπονήσω τη διπλωματική μου εργασία στο εργαστήριό του. Θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω θερμά το Δρ Παναγιώτη Φράγκο  για τη συνεργασία και την καθοδήγηση που μου παρείχε.

## Πίνακας Περιεχομένων


**Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή** 1

**1.1 Η αγορά του φυσικού αερίου** 1

**1.2 Μαθηματικά μοντέλα της αγοράς φυσικού αερίου** 1

**1.3 Δομή της εργασίας** 2

**Κεφάλαιο 2: Παρουσίαση αγοράς φυσικού αερίου** 4

**2.1 Εισαγωγικά** 4

2.1.1 Γενικά για το φυσικό αέριο 4

2.1.2 Ενεργειακό περιεχόμενο 4

2.1.3 Εκπομπές αερίων διοξειδίου του άνθρακα 4

2.1.4 Χρήσεις του φυσικού αερίου 5

**2.2 Η ζήτηση φυσικού αερίου στην Ευρώπη** 6

2.2.1 Ιστορική αναδρομή 6

2.2.2 Σημασία για το σημερινό ενεργειακό σύστημα 6

2.2.3 Πρόσφατη και μελλοντική εξέλιξη της ζήτησης στην Ευρώπη8**Error! Bookmark not defined.**

**2.3 Παραγωγή και μεταφορά του φυσικού αερίου** 9

2.3.1 Η διαδικασία παραγωγής του φυσικού αερίου 9

2.3.2 Βεβαιωμένα αποθέματα φυσικού αερίου 11

2.3.3 Κυριότεροι προμηθευτές φυσικού αερίου μέσω αγωγών προς την Ευρώπη12**Error! Bookmark not defined.**

2.3.4 Πιθανοί νέοι προμηθευτές μέσω αγωγού 13

2.3.5 Το υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG) 16

2.3.6 Κυριότεροι παραγωγοί υγροποιημένου φυσικού αερίου 16**Error! Bookmark not defined.**

2.3.7 Εξελίξεις στην παραγωγή LNG 17

2.3.8 Εισαγωγές LNG από την Ευρώπη 20

2.3.9 Εγχώρια παραγωγή φυσικού αερίου στην Ευρώπη 21

**2.4 Η αγορά του φυσικού αερίου στην Ευρώπη** 22

2.4.1 Μακροπρόθεσμα συμβόλαια 22

2.4.2 Gas Trading Hubs 22

2.4.3 Η παγκόσμια αγορά του LNG 25

**2.5 Ασφάλεια εφοδιασμού της ευρωπαϊκής αγοράς φυσικού αερίου** 27**Error! Bookmark not defined.**

2.5.1 Ιστορική εξέλιξη και σημασία στην Ευρώπη 27

2.5.2 Ποσοτικοποίηση της ασφάλειας εφοδιασμού – δείκτες 29**Error! Bookmark not defined.**

**Κεφάλαιο 3: Παρουσίαση μοντέλου φυσικού αερίου** 32Error! Bookmark not defined.

**3.1 Εισαγωγικά** 32

3.1.1 Δομή δικτύου 32

3.1.2 Δομή αγοράς 33

3.1.3 Διαδικασία επίλυσης 34

3.1.4 Λίστα Συνόλων, Παραμέτρων και Μεταβλητών του μοντέλου 35

**3.2 Δεδομένα εισόδου** 40

3.2.1 Δεδομένα Κοιτασμάτων 40

3.2.2 Δεδομένα Αγωγών και θαλάσσιων διαδρομών μεταφοράς LNG43**Error! Bookmark not defined.**

3.2.3 Δεδομένα Υποδομών Υγροποίησης 46

3.2.4 Δεδομένα Τερματικών Επαναεριοποίησης 47

3.2.5 Δεδομένα Υποδομών Αποθήκευσης 47

3.2.6 Δεδομένα ζήτησης 48

**3.3 Περιγραφή εξισώσεων** 51

3.3.1 Γραμμικό πρόβλημα καθορισμού παραγωγής και φυσικών ροών51**Error! Bookmark not defined.**

3.3.2 Πρόβλημα MCP Nash – Cournot ανταγωνισμού εταιριών παραγωγής 57

**Κεφάλαιο 4: Ανάλυση Σεναρίων** 62

**4.1 Εισαγωγικά** 62

**4.2 Το Σενάριο Αναφοράς** 63

4.2.1 Γενικά 63

4.2.2 Ζήτηση 64

4.2.3 Παραγωγή και εισαγωγές 66

4.2.4 Φυσικές Ροές 68

4.2.5 Δείκτες ασφάλειας εφοδιασμού 71

4.2.6 Τιμές 75

**4.3 Σενάριο High LNG** 76

4.3.1 Σχεδιασμός σεναρίου 76

4.3.2 Παραγωγή και Εισαγωγές 76

4.3.3 Φυσικές Ροές 79

4.3.4 Δείκτες ασφάλειας εφοδιασμού 81

4.3.5 Τιμές 84

**4.4 Το Σενάριο ολικής διακοπής των ροών φυσικού αερίου μέσω της Ουκρανίας** 86**Error! Bookmark not defined.**

4.4.1 Σχεδιασμός σεναρίου 86

4.4.2 Παραγωγή και Εισαγωγές 88

4.4.3 Φυσικές Ροές 90

4.4.4 Δείκτες ασφάλειας εφοδιασμού 92

4.4.5 Τιμές 97

4.4.6 Συντελεστής χρησιμοποίησης και Levelized Cost των επεκτάσεων98**Error! Bookmark not defined.**

**Κεφάλαιο 5: Συμπεράσματα και προτάσεις για επέκταση** 101Error! Bookmark not defined.

**5.1 Συμπεράσματα για το μοντέλο PRIMES – Gas** 101

**5.2 Συμπεράσματα από την ανάλυση των εναλλακτικών σεναρίων**101**Error! Bookmark not defined.**

5.2.1 Το εναλλακτικό σενάριο αύξησης εισαγωγών LNG 101

5.2.2 Το εναλλακτικό σενάριο ολικής διακοπής των ροών ρωσικού αερίου μέσω της Ουκρανίας 101

**5.3 Προτάσεις για επέκταση** 103

5.3.1 Επεκτάσεις του μοντέλου PRIMES – Gas 103

5.3.2 Εναλλακτικά σενάρια 103

**Βιβλιογραφία**

## Πίνακας Εικόνων

**Εικόνα 1:** Συμπληρωματικότητα μεταξύ της ηλεκτροπαραγωγής από αιολικά πάρκα και από σταθμούς φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου (CCGT) στο σύστημα της Ισπανίας ..... 7
**Εικόνα 2:** Παλαιότητα μονάδων ηλεκτροπαραγωγής ..... 9
**Εικόνα 3:** Ημερήσιες και αθροιστικές καμπύλες παραγωγής συμβατικών και μη συμβατικών κοιτασμάτων φυσικού αερίου ..... 10
**Εικόνα 4:** Βεβαιωμένα αποθέματα κάθε χώρας ως ποσοστό των συνολικών παγκόσμιων αποθεμάτων ..... 11
**Εικόνα 5:** Λόγος Βεβαιωμένων αποθεμάτων προς Ετήσια Παραγωγή – R/P ratio ..... 12
**Εικόνα 6:** Μερίδια προμηθευτών αερίου προς την ΕΕ ..... 13
**Εικόνα 7:** Εισαγωγές αερίου από προμηθευτές εκτός Ευρώπης ..... 13
**Εικόνα 8:** Το ευρωπαϊκό δίκτυο αγωγών φυσικού αερίου ..... 14
**Εικόνα 9:** Δυναμικότητα παραγωγής LNG ανά γεωγραφική περιοχή ..... 17
**Εικόνα 10:** Υπό κατασκευή υποδομές υγροποίησης το 2012 ..... 17
**Εικόνα 11:** Σύγκριση της τιμής του ρωσικού αερίου και των αμερικανικών εξαγωγών LNG ... 18
**Εικόνα 12:** Συνολικές εξαγωγές φυσικού αερίου της Βόρειας Αφρικής προς την ΕΕ ..... 19
**Εικόνα 13:** Τυπική διάρθρωση απελευθερωμένης αγοράς φυσικού αερίου ..... 23
**Εικόνα 14:** Διακύμανση τιμών των κυριότερων κόμβων πώλησης στην Ευρώπη ..... 24
**Εικόνα 15:** Μερίδια πολιτικών τιμολόγησης του πωλούμενου εντός ΕΕ αερίου ..... 25
**Εικόνα 16:** Οι τιμές του φυσικού αερίου για διάφορες περιοχές ..... 26
**Εικόνα 17:** Πώς καλύφθηκαν οι ελλείψεις αερίου κατά την ουκρανική κρίση εφοδιασμού του 2009 ..... 28
**Εικόνα 18:** Δείκτης εξάρτησης από εισαγωγές για διάφορες χώρες για το έτος 2012 ..... 29
**Εικόνα 19:** Δείκτης $POL_i$ για κάθε χώρα/περιοχή παραγωγής αερίου του μοντέλου ..... 31
**Εικόνα 20:** Σχηματικό διάγραμμα του μοντέλου ..... 33
**Εικόνα 21:** Σχηματικό διάγραμμα του μοντέλου ..... 33
**Εικόνα 22:** Σχηματικό διάγραμμα του μοντέλου ..... 34
**Εικόνα 23:** Μη γραμμικές συναρτήσεις κόστους των κοιτασμάτων ..... 41
**Εικόνα 24:** Σύγκριση κόστους υποδομών μεταφοράς φυσικού αερίου ανά μεταφερόμενη μονάδα ενέργειας, σε σχέση με την απόσταση σε μίλια ..... 45
**Εικόνα 25:** Μηνιαίες καμπύλες φορτίου ανά τομέα χρήσης για την Γερμανία και την Ισπανία ..... 49
**Εικόνα 26:** Οι περιοχές του μοντέλου ..... 63
**Εικόνα 27:** Οι κυριότεροι νέοι αγωγοί που υλοποιούνται στο σενάριο αναφοράς ..... 64
**Εικόνα 28:** Διάγραμμα ζήτησης ανά περιοχή της ΕΕ ..... 65
**Εικόνα 29:** Ζήτηση στην ΕΕ ανά τομέα χρήσης ..... 65
**Εικόνα 30:** Εγχώρια παραγωγή στην ΕΕ (bcm) ..... 66
**Εικόνα 31:** Ζήτηση, Παραγωγή και Εισαγωγές στην ΕΕ (bcm) ..... 67
**Εικόνα 32:** Προέλευση συνολικών εισαγωγών φυσικού αερίου της ΕΕ (%) ..... 67
**Εικόνα 33:** Προέλευση εισαγωγών LNG της ΕΕ (%) ..... 68

**Εικόνα 34:** Οι ροές φυσικού αερίου προς την ΕΕ για το 2015 – σενάριο αναφοράς.....69
**Εικόνα 35:** Οι ροές φυσικού αερίου προς την ΕΕ για το 2030 – σενάριο αναφοράς.....70
**Εικόνα 36:** Οι ροές φυσικού αερίου προς την ΕΕ για το 2050 – σενάριο αναφοράς.....70
**Εικόνα 37:** Διάγραμμα δείκτη εξάρτησης από εισαγωγές.....71
**Εικόνα 38:** Δείκτης συγκέντρωσης προμηθευτών (SCI) για τις χώρες της ΕΕ .....73
**Εικόνα 39:** Δείκτης SCI στις γεωγραφικές περιοχές της ΕΕ .....74
**Εικόνα 40:** Δείκτης $SCI_{pol}$ στις γεωγραφικές περιοχές της ΕΕ.....75
**Εικόνα 41:** Διάγραμμα τιμών χονδρικής πώλησης .....76
**Εικόνα 42:** Ελάχιστες απαιτούμενες εισαγωγές LNG (% της ζήτησης) στο σενάριο αναφοράς και στο σενάριο High LNG για το 2030 .....77
**Εικόνα 43:** Ζήτηση, Παραγωγή και Εισαγωγές στην ΕΕ (bcm) .....78
**Εικόνα 44:** Προέλευση συνολικών εισαγωγών φυσικού αερίου της ΕΕ (%) .....78
**Εικόνα 45:** Διαφοροποίηση μεριδίων εισαγωγών σε σχέση με το σενάριο αναφοράς.....79
**Εικόνα 46:** Προέλευση εισαγωγών LNG της ΕΕ (%).....79
**Εικόνα 47:** Προέλευση εισαγωγών LNG της ΕΕ (bcm) .....80
**Εικόνα 48:** Προέλευση εισαγωγών LNG της ΕΕ από την Αφρική (bcm) .....80
**Εικόνα 49:** Οι ροές φυσικού αερίου προς την Ευρώπη για το 2030 – σενάριο High LNG .....81
**Εικόνα 50:** Οι ροές φυσικού αερίου προς την Ευρώπη για το 2050 – σενάριο High LNG .....82
**Εικόνα 51:** Δείκτης συγκέντρωσης προμηθευτών (SCI) για τις χώρες της ΕΕ .....83
**Εικόνα 52:** Διάγραμμα δείκτη SCI .....84
**Εικόνα 53:** Δείκτης SCI – διαφορά μεταξύ του σεναρίου High LNG και του σεναρίου αναφοράς .....84
**Εικόνα 54:** Διάγραμμα δείκτη $SCI_{pol}$.....85
**Εικόνα 55:** Διάγραμμα δείκτη $SCI_{pol}$ – διαφορά μεταξύ του σεναρίου High LNG και του σεναρίου αναφοράς .....85
**Εικόνα 56:** Διάγραμμα τιμών χονδρικής πώλησης .....86
**Εικόνα 57:** Διάγραμμα τιμών χονδρικής πώλησης – διαφορά από το σενάριο αναφοράς.....86
**Εικόνα 58:** Απαιτούμενες επεκτάσεις χωρητικότητας.....88
**Εικόνα 59:** Ζήτηση, Παραγωγή και Εισαγωγές στην ΕΕ (bcm) .....89
**Εικόνα 60:** Προέλευση συνολικών εισαγωγών φυσικού αερίου της ΕΕ (%) .....89
**Εικόνα 61:** Προέλευση εισαγωγών LNG της ΕΕ (%).....90
**Εικόνα 62:** Φυσικές Ροές προς την Ευρώπη για το 2030 – σενάριο Ukraine.....91
**Εικόνα 63:** Φυσικές Ροές προς την Ευρώπη για το 2050 – σενάριο Ukraine.....91
**Εικόνα 64:** Πηγές αναπλήρωσης των ροών από την Ουκρανία το 2030 και 2050.....92
**Εικόνα 65:** δείκτης συγκέντρωσης προμηθευτών – SCI.....94
**Εικόνα 66:** Διάγραμμα του δείκτη SCI .....95
**Εικόνα 67:** Διάγραμμα του δείκτη SCI – διαφορά από το σενάριο αναφοράς .....95
**Εικόνα 68:** Διάγραμμα του δείκτη $SCI_{pol}$ .....96
**Εικόνα 69:** Διάγραμμα του δείκτη $SCI_{pol}$ – διαφορά από το σενάριο αναφοράς.....96
**Εικόνα 70:** Διάγραμμα τιμών χονδρικής πώλησης .....97
**Εικόνα 71:** Διάγραμμα τιμών χονδρικής πώλησης – διαφορά από το σενάριο αναφοράς .....97

**Εικόνα 72:** Συντελεστές χρησιμοποίησης των αγωγών .....98
**Εικόνα 73:** Σταθμισμένο κόστος των αγωγών .....100

# Κεφάλαιο 1: Εισαγωγή

## 1.1 Η αγορά του φυσικού αερίου

Την τελευταία δεκαπενταετία η αγορά του φυσικού αερίου στην Ευρώπη έχει γνωρίσει μεγαλύτερη ανάπτυξη σε σχέση με την περίοδο μέχρι τα μέσα του 1990. Κατά την δεκαετία 2000 – 2010 η ζήτηση για φυσικό αέριο στην Ευρώπη παρουσίασε σημαντική αύξηση σε διάφορους τομείς χρήσης, δεδομένου του ολοένα και πιο σημαντικού ρόλου του φυσικού αερίου ως καύσιμο στο ενεργειακό σύστημα εξαιτίας και των χαμηλότερων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου που προκύπτουν από την καύση του. Επιπλέον λόγω της ανισομερούς κατανομής των αποθεμάτων φυσικού αερίου παγκοσμίως και της διαχρονικής ανάγκης για σημαντικές επενδύσεις σε υποδομές παραγωγής και μεταφοράς του φυσικού αερίου, οι χώρες που διαθέτουν περίσσεια αποθεμάτων προς εξαγωγές μπορούν σε ορισμένες περιπτώσεις να εκμεταλλευθούν την θέση τους και να επηρεάσουν τις τιμές πώλησης του αερίου και τις συνθήκες της αγοράς εις βάρος των πελατών – καταναλωτών σε άλλες χώρες. Από τα μέσα του 2000 γίνονται προσπάθειες από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή αφενός για τον συντονισμό μεταξύ των κρατών – μελών της ΕΕ ως προς την ανάπτυξη υποδομών φυσικού αερίου (αγωγών, τερματικών LNG, εγκαταστάσεων αποθήκευσης), και αφετέρου για την απελευθέρωση των επιμέρους αγορών φυσικού αερίου και για την ενοποίησή τους. Ταυτόχρονα αρκετές εξελίξεις σε τοπικό και παγκόσμιο επίπεδο όπως οι τεχνολογικές – οικονομικές εξελίξεις στην μεταφορά φυσικού αερίου σε υγροποιημένη μορφή (liquefied natural gas – LNG), οι κρίσεις εφοδιασμού της Ευρώπης με ρωσικό φυσικό αέριο μέσω της Ουκρανίας το 2006 και το 2009, η διεθνής οικονομική κρίση του 2008, η «επανάσταση του σχιστολιθικού αερίου» στις ΗΠΑ το 2009 και το πυρηνικό ατύχημα της Fukushima στην Ιαπωνία το 2011, έχουν επηρεάσει σημαντικά την ευρωπαϊκή αγορά.

## 1.2 Μαθηματικά μοντέλα της αγοράς φυσικού αερίου

Τα υπάρχοντα μαθηματικά μοντέλα της αγοράς του φυσικού αερίου διαφοροποιούνται αρκετά ως προς τα ειδικά χαρακτηριστικά τους (Gabriel S. et al. 2013). Ορισμένα μοντέλα επικεντρώνονται σε συγκεκριμένες χώρες ή περιοχές χωρών (π.χ. στην Ευρώπη) με λεπτομερή αναπαράσταση των υποδομών, ενώ άλλα εξετάζουν την αγορά σε παγκόσμιο επίπεδο. Υπάρχει επίσης διαφοροποίηση ως προς τις παραδοχές περί ύπαρξης τέλειου ή ατελούς ανταγωνισμού εντός της υπό εξέταση αγοράς. Εάν δηλαδή όλοι οι συμμετέχοντες «παίκτες» της αγοράς θεωρούν την τιμή πώλησης του φυσικού αερίου δεδομένη, ή εάν ορισμένοι «παίκτες» διαθέτουν την δυνατότητα να την επηρεάσουν.

Επί παραδείγματι το μοντέλο GSAM (Gas System Analysis Model) περιγράφει την αγορά της Βορείου Αμερικής, περιλαμβάνει μια εξαιρετικά λεπτομερή τεχνο-οικονομική περιγραφή των υποδομών παραγωγής και ενσωματώνει τα μέρη της παραγωγής, της μεταφοράς και της ζήτησης σε ένα πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού μεγιστοποιώντας το συνολικό πλεόνασμα της αγοράς. Το μοντέλο MAGELAN εξετάζει την παγκόσμια αγορά φυσικού αερίου και βελτιστοποιεί ενδογενώς τις αποφάσεις για περαιτέρω επενδύσεις σε υποδομές, ελαχιστοποιώντας το συνολικό κόστος του συστήματος. Το μοντέλο TIGER επικεντρώνεται στην ευρωπαϊκή αγορά και τις γειτονικές χώρες – παραγωγούς και περιλαμβάνει μία λεπτομερή βάση δεδομένων για αγωγούς μεταφοράς, υποδομές LNG και αποθήκευσης. Το

μοντέλο υποθέτει συμπεριφορά ελαχιστοποίησης κόστους για όλους τους συμμετέχοντες της αγοράς, και έτσι επιλύεται με γραμμικό προγραμματισμό ελαχιστοποιώντας το συνολικό κόστος του συστήματος και λαμβάνοντας ταυτόχρονα υπόψη τεχνικούς περιορισμούς. Τα μοντέλα WGM (World Gas Model) και GASTALE (Gas Market System for Trade Analysis in a Liberalizing Europe) υιοθετούν εν μέρει την παραδοχή του Cournot – ολιγοπωλιακού ανταγωνισμού μεταξύ των «παικτών», με το σκεπτικό ότι στην αγορά του φυσικού αερίου κυρίαρχο ρόλο διαθέτουν οι εταιρίες παροχής – suppliers (π.χ. με τις ρήτρες εγγυημένων εισαγόμενων ποσοτήτων στα συμβόλαια πώλησης). Σε αυτές τις περιπτώσεις το πρόβλημα μορφοποιείται ως ένα σύνολο από επιμέρους προβλήματα βελτιστοποίησης τα οποία πρέπει να ικανοποιηθούν ταυτόχρονα, και επιλύεται ως πρόβλημα μεικτής συμπληρωματικότητας (mixed complementarity problem – MCP).

## 1.3 Δομή της εργασίας

Στην παρούσα εργασία θα μελετηθεί η ευρωπαϊκή αγορά του φυσικού αερίου από την σκοπιά της αγοράς αερίου και της ασφάλειας εφοδιασμού, καθώς πρόκειται για έναν από τους βασικούς παράγοντες που καθορίζουν την ενεργειακή στρατηγική μιας χώρας, και θα αναπτυχθούν ορισμένα εναλλακτικά σενάρια χρησιμοποιώντας το μοντέλο ενέργειας – οικονομίας PRIMES-Gas το οποίο έχει αναπτυχθεί στο εργαστήριο E3MLab του ΕΜΠ.

Στο Κεφάλαιο 2 παρουσιάζεται η αγορά του φυσικού αερίου με έμφαση στην ΕΕ. Έπειτα από κάποια εισαγωγικά στοιχεία για το φυσικό αέριο ως καύσιμο και τις χρήσεις του, αναλύονται τα χαρακτηριστικά της ζήτησης για φυσικό αέριο στην Ευρώπη και της σημασίας του για το ενεργειακό σύστημα. Ακολούθως εξετάζεται ο τομέας της παραγωγής και της μεταφοράς του φυσικού αερίου με επικέντρωση στην ευρωπαϊκή αγορά και στην παγκόσμια αγορά του LNG (υγροποιημένο φυσικό αέριο - liquefied natural gas, το οποίο μεταφέρεται με δεξαμενόπλοια). Ακόμα μελετάται η δομή της ευρωπαϊκής αγοράς καθαυτής και η εξέλιξη των σχημάτων εμπορείας του φυσικού αερίου (μακροχρόνια συμβόλαια, κόμβοι πώλησης αερίου – hubs και spot τιμές). Τέλος παρουσιάζεται με ειδική λεπτομέρεια το ζήτημα της ασφάλειας εφοδιασμού για τις ευρωπαϊκές χώρες, και μελετώνται ορισμένοι δείκτες που την ποσοτικοποιούν.

Στο Κεφάλαιο 3 παρουσιάζεται αναλυτικά το μοντέλο ενέργειας – οικονομίας PRIMES-Gas. Περιγράφονται η δομή του μοντέλου, η μαθηματική τυποποίησή του και η διαδικασία επίλυσής του με χρήση του λογισμικού GAMS. Ειδικότερα αναλύονται τα ιστορικά στοιχεία και τεχνικά-οικονομικά δεδομένα όλων των υποδομών του δικτύου φυσικού αερίου, καθώς και οι εξισώσεις που προκύπτουν από την μαθηματική τυποποίηση του προβλήματος. Συγκεκριμένα το μοντέλο επιλύεται ως ένα γραμμικό πρόβλημα μεταφοράς (transport problem) προσδιορίζοντας τις ροές αερίου σε όλους τους αγωγούς του ευρωπαϊκού συστήματος ώστε να ικανοποιείται η ζήτηση. Ταυτόχρονα επιλύεται και ως πρόβλημα μερικής οικονομικής ισορροπίας σε μορφή MCP υποθέτοντας ολιγοπωλιακό ανταγωνισμό Cournot μεταξύ των εταιριών προσφοράς αερίου σε κάθε χώρα προσδιορίζοντας τις εμπορικές πωλήσεις φυσικού αερίου ώστε να ικανοποιούνται επιπλέον οι φυσικές ροές στους αγωγούς και η ζήτηση κάθε χώρας.

Το Κεφάλαιο 4 ασχολείται με την περιγραφή και την ανάλυση επιπτώσεων στην ασφάλεια εφοδιασμού των εναλλακτικών σεναρίων που ποσοτικοποιήθηκαν με το μοντέλο. Αρχικά για το σενάριο αναφοράς, όπου μελετώνται οι υπάρχουσες πολιτικές και τάσεις, και έπειτα για τα δύο εναλλακτικά σενάρια που αναπτύσσονται: το σενάριο αυξημένων εισαγωγών LNG για διαφοροποίηση του μίγματος εισαγωγών με στόχο την αύξηση της ενεργειακής ασφάλειας, και το σενάριο ολικής διακοπής των ροών φυσικού αερίου μέσω της Ουκρανίας όπου μελετάται το ακραίο ενδεχόμενο διακοπής τροφοδοσίας της Ευρώπης με ρωσικό αέριο μέσω της Ουκρανίας, και ο τρόπος με τον οποίο ανταποκρίνεται το σύστημα σε αυτή την ακραία μεταβολή.

Στο Κεφάλαιο 5 εξάγονται συμπεράσματα από την ανάλυση των σεναρίων, και προτείνονται ορισμένες θεματικές επεκτάσεις της παρούσας εργασίας και του μοντέλου PRIMES-Gas.

# Κεφάλαιο 2: Παρουσίαση αγοράς φυσικού αερίου

## 2.1 Εισαγωγικά

### 2.1.1 Γενικά για το φυσικό αέριο

Το φυσικό αέριο είναι ένα μίγμα αέριων υδρογονανθράκων αποτελούμενο κυρίως από μεθάνιο ($CH_4$) σε ποσοστό 70-90%, ενώ μπορεί να περιέχει και άλλους υδρογονάνθρακες σε μικρότερα ποσοστά (π.χ. αιθάνιο, προπάνιο). Απαντάται σε κοιτάσματα στο υπέδαφος είτε χερσαία είτε υποθαλάσσια. Εντός των κοιτασμάτων, το αέριο διατηρείται «παγιδευμένο» μεταξύ στρωμάτων από πορώδη ιζηματογενή πετρώματα ενώ ένα ανώτερο στρώμα πυκνότερου και μη διαπερατού πετρώματος το εμποδίζει να διαφύγει. Προκειμένου λοιπόν να εξαχθεί πραγματοποιούνται γεωτρήσεις, και καθώς το αέριο βρίσκεται υπό πίεση μέσα στο κοίτασμα διαφεύγει προς την ατμόσφαιρα, ενώ η εμπορική εκμετάλλευσή του απαιτεί εγκαταστάσεις καθαρισμού και συστήματα αγωγών τα οποία θα το μεταφέρουν προς τον τόπο κατανάλωσης.

### 2.1.2 Ενεργειακό περιεχόμενο

Η ανωτέρα θερμογόνος δύναμη του φυσικού αερίου εμπορικής ποιότητας (IEA Natural Gas Information 2014) κυμαίνεται από 42 MJ/kg (ολλανδικό αέριο) έως περίπου 52 MJ/kg (νορβηγικό, αλγερινό και ρωσικό αέριο). Συγκριτικά, η ανωτέρα θερμογόνος δύναμη άλλων υγρών καυσίμων (αργό πετρέλαιο, βενζίνη, πετρέλαιο Diesel) είναι περίπου 45 MJ/kg, ενώ για τον άνθρακα (λιγνίτη ή ανθρακίτη) είναι περίπου 23 MJ/kg. Βέβαια, επειδή η πυκνότητα του φυσικού αερίου είναι περίπου 0,7 kg/m$^3$, εάν η θερμογόνος δύναμη εκφρασθεί σε MJ/m$^3$, για το φυσικό αέριο θα είναι περίπου 40 MJ/m$^3$ ενώ για τα υγρά καύσιμα των οποίων η πυκνότητα είναι πολύ μεγαλύτερη (για την βενζίνη περίπου 0,7 kg/L δηλαδή 700 kg/m$^3$), η θερμογόνος δύναμη είναι περίπου 35 GJ/m$^3$. Επομένως το φυσικό αέριο είναι ανταγωνιστικό καύσιμο, όμως η αέρια μορφή του απαιτεί εντελώς διαφορετική διαχείριση σε σχέση με τα υγρά καύσιμα ως προς τις διαδικασίες παραγωγής, μεταφοράς, αποθήκευσης και χρήσης, και οι απαιτούμενες υποδομές μεταφοράς και διανομής έχουν υψηλότερο κόστος σε σχέση με τις αντίστοιχες υποδομές για τα υγρά καύσιμα.

### 2.1.3 Εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα

Ένας επιπλέον λόγος που το φυσικό αέριο προτιμάται σε πολλές περιπτώσεις έναντι άλλων καυσίμων, είναι ο χαμηλότερος συντελεστής εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, παράγοντας που απέκτησε ιδιαιτέρως μεγάλη σημασία δεδομένης της ευρωπαϊκής και της παγκόσμιας πολιτικής μειώσεως των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, στα πλαίσια αντιμετώπισης του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής. Χαρακτηριστικά, ο συντελεστής εκπομπών του σημαντικότερου αερίου του θερμοκηπίου, του διοξειδίου του άνθρακα ($CO_2$) είναι περίπου 56 $tCO_2$/TJ για το φυσικό αέριο, ενώ συγκριτικά για τα υγρά καύσιμα (αργό πετρέλαιο, βενζίνη, πετρέλαιο Diesel) είναι περίπου 70 $tCO_2$/TJ, για τον άνθρακα είναι περίπου 100 $tCO_2$/TJ (Herold 2003).

### 2.1.4 Χρήσεις του φυσικού αερίου

Το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται ως καύσιμο στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, στον βιομηχανικό τομέα (επίσης χρησιμοποιείται ως ακατέργαστο υλικό για πετροχημικές βιομηχανικές διαδικασίες), στον οικιακό και τριτογενή (εμπορικό) τομέα, και στον τομέα των μεταφορών.

Στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, ειδικά από τα μέσα της δεκαετίας του 1990 και έπειτα, το φυσικό αέριο διατηρεί σημαντικό μερίδιο σε σχέση με τις υπόλοιπες εναλλακτικές επιλογές. Το μερίδιο των καυσίμων στην συνολική ηλεκτροπαραγωγή της Ευρώπης για το 2010 ήταν: άνθρακας 24,7%, πετρέλαιο 2,6%, φυσικό αέριο 23,6%, πυρηνικά καύσιμα 27,4%, ανανεώσιμες πηγές 20,9%, άλλα καύσιμα 0,7% (EEA 2013). Η χρήση φυσικού αερίου αυξήθηκε ιδιαίτερα μετά το 2000, όταν εισήλθαν σε ευρεία χρήση στην Ευρώπη σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου οι οποίοι χρησιμοποιούν φυσικό αέριο ως καύσιμο και παράγουν ενέργεια μέσω αεριοστροβίλου που εκτελεί θερμοδυναμικό κύκλο Brayton – Joule και μέσω ατμοστροβίλου που εκτελεί κύκλο Rankine σε ξεχωριστό κλειστό κύκλωμα ατμού – νερού ανακτώντας θερμότητα από τα θερμά καυσαέρια. Τέτοιοι σταθμοί επιτυγχάνουν θερμικό βαθμό απόδοσης έως και 50% - 60%, ο οποίος είναι υψηλότερος από τον αντίστοιχο βαθμό απόδοσης ατμοηλεκτρικών σταθμών με καύσιμο άνθρακα ή πετρέλαιο.

Στον βιομηχανικό τομέα, οι εφαρμογές της θερμικής χρήσης του φυσικού αερίου ποικίλουν: επεξεργασία και απανθράκωση αποβλήτων, προθέρμανση μετάλλων (κυρίως σιδήρου και χάλυβα), συστήματα αποξήρανσης και αφύγρανσης με ευρεία εφαρμογή στις βιομηχανίες ανακύκλωσης αλλά και πλαστικών και φαρμακευτικών προϊόντων, τήξη του γυαλιού, επεξεργασία τροφών, και τροφοδοσία βιομηχανικών καυστήρων. Παράλληλα, χρησιμοποιείται ως πρώτη ύλη σε πολλές διεργασίες της χημικής βιομηχανίας, όπως: παραγωγή λιπασμάτων, αμμωνίας και μεθανόλης καθώς και σε πετροχημικές διεργασίες.

Στον Οικιακό και Τριτογενή τομέα, η κυριότερη χρήση αφορά την θέρμανση χώρων μέσω καυστήρα και κλειστού κυκλώματος νερού και θερμαντικών σωμάτων (σε αυτή την χρήση κυρίως οφείλεται η έντονη εποχικότητα που παρουσιάζει η ζήτηση εντός του έτους, με υψηλά επίπεδα τους χειμερινούς μήνες και χαμηλότερα τους θερινούς), την θέρμανση νερού, αλλά και την λειτουργία κουζινών αερίου (προσφέρουν ταχύτερο και καλύτερο έλεγχο θερμοκρασίας και έχουν χαμηλότερο μεταβλητό κόστος λειτουργίας σε σχέση με τις ηλεκτρικές κουζίνες) και άλλων οικιακών συσκευών θέρμανσης. Παράλληλα με την θέρμανση, και η ψύξη χώρων μπορεί να επιτευχθεί με συστήματα ψύξης που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο.

Στον τομέα των μεταφορών, αν και η βενζίνη και το πετρέλαιο ντίζελ είναι τα κυρίαρχα καύσιμα, το φυσικό αέριο μπορεί να αποτελέσει μια αξιόπιστη εναλλακτική επιλογή. Σε συμπιεσμένη μορφή (Compressed Natural Gas – CNG, με συντελεστή συμπίεσης περίπου 1:300), το αέριο φυλάσσεται στο όχημα και εισάγεται σε αυτό ομοίως με την βενζίνη, αν και απαιτούνται μετατροπές σε ορισμένα εξαρτήματα ώστε ο κινητήρας του οχήματος να χρησιμοποιεί αέριο. Παράλληλα υπάρχει και η δυνατότητα κίνησης με υγροποιημένο φυσικό αέριο (liquefied natural gas – LNG, με συντελεστή συμπίεσης περίπου 1:600), αλλά τέτοιες εφαρμογές είναι εφικτές μόνο για μεγάλα φορτηγά οχήματα και για φορτηγά πλοία. Από πλευράς υιοθέτησης από τους καταναλωτές, η τεχνολογία βρίσκεται ακόμα σε πολύ πρώιμο

στάδιο στην Ευρώπη, με λίγους εμπορικούς σταθμούς τροφοδοσίας και οχήματα (κυρίως στις δημόσιες μεταφορές), ενώ βρίσκεται σε σχετικά πιο προχωρημένο στάδιο σε χώρες που διαθέτουν επαρκή εγχώρια παραγωγή.

## 2.2 Η ζήτηση φυσικού αερίου στην Ευρώπη

### 2.2.1 Ιστορική αναδρομή

Στην Δυτική Ευρώπη, ήδη από τις αρχές του 19$^{ου}$ αιώνα ορισμένες χώρες παρήγαγαν αέριο λιθανθράκων (coal gas – εμπορική ονομασία: town gas - φωταέριο) με κυριότερη χρήση τον φωτισμό, και από τις αρχές του 20$^{ου}$ η χρήση του εκτοπίστηκε από την ηλεκτρική ενέργεια, το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο (Stevens 2010). Οι πρώτες ανακαλύψεις κοιτασμάτων φυσικού αερίου έγιναν στην Ιταλία και την Γαλλία προς τα τέλη της δεκαετίας του 1930, και στην Γερμανία και την Ολλανδία περί το 1950. Περί το 1960-1970, η ζήτηση στις προαναφερθείσες χώρες (με εξαίρεση την Ολλανδία) άρχισε να ξεπερνά τις δυνατότητες παραγωγής και υπήρξε η ανάγκη για εισαγωγές φυσικού αερίου, αρχικά από την Ολλανδία το 1960 με παράλληλη ανάπτυξη του δικτύου αγωγών μεταφοράς. Η πρώτη πετρελαϊκή κρίση το 1973 ώθησε και τις χώρες της Δυτικής Ευρώπης να μειώσουν την συμμετοχή του πετρελαίου στο ενεργειακό τους μείγμα, ενώ η δεύτερη πετρελαϊκή κρίση το 1979 κατέστησε αυτή την ανάγκη ακόμα πιο επιτακτική. Αποτέλεσμα ήταν η σύναψη συμφωνιών (Dickel et al, 2006) για εισαγωγές φυσικού αερίου από τη Νορβηγία (1973), την Σοβιετική Ένωση (1978), και την Αλγερία (το 1985 άρχισαν οι εξαγωγές μέσω υποθαλάσσιου αγωγού από την Αλγερία προς την Ιταλία ενώ η Αλγερία ήδη από το 1964 εξήγαγε LNG προς διάφορες χώρες), και η εντατικοποίηση των προσπαθειών για ανάπτυξη εγχώριων κοιτασμάτων σε όλη την Ευρώπη (ήδη από τις αρχές του 1970 άρχισαν να παράγονται σημαντικές ποσότητες αερίου στο Ηνωμένο Βασίλειο).

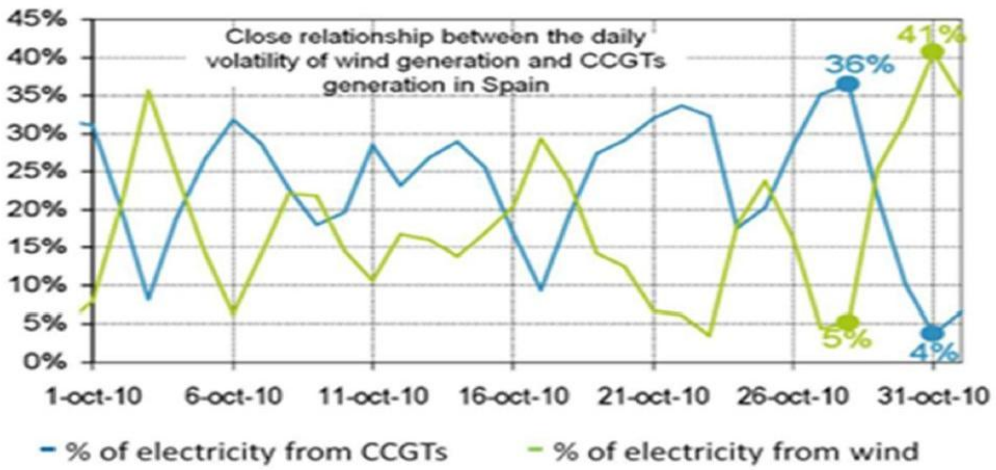
### 2.2.2 Σημασία για το σημερινό ενεργειακό σύστημα

Η σημασία του φυσικού αερίου για το ενεργειακό σύστημα εντοπίζεται στα ανταγωνιστικά του πλεονεκτήματα έναντι άλλων καυσίμων και ενεργειακών μορφών, τα οποία και υποκαθιστά σε αρκετές περιπτώσεις.

Κατ' αρχάς όσον αφορά τις χαμηλότερες εκπομπές $CO_2$ σε σχέση με τα υπόλοιπα ορυκτά καύσιμα (όπως έχει ήδη αναφερθεί), πράγμα που το καθιστά πιθανό υποκατάστατό τους σε πολλές εφαρμογές, στα πλαίσια της ευρωπαϊκής πολιτικής μείωσης εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Τόσο στον τομέα των μεταφορών όσο και στον οικιακό και τριτογενή τομέα η χρήση πετρελαίου και βενζίνης είναι εκτεταμένη, αλλά δοθέντων των κατάλληλων κινήτρων το φυσικό αέριο μπορεί να τα υποκαταστήσει σε σημαντικό βαθμό, μειώνοντας έτσι τις εκπομπές $CO_2$, ενώ και στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής (European Gas Advocacy Forum 2011) οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου υπερτερούν των μονάδων άνθρακα ή λιγνίτη ως προς τις εκπομπές $CO_2$ (υποδιπλάσιες εκπομπές ανά παραγόμενη kWh σε σχέση με σύγχρονες μονάδες άνθρακα και έως 80% λιγότερες εκπομπές σε σχέση με παλαιότερες μονάδες άνθρακα). Με δεδομένο ότι οι παλαιότερες μονάδες άνθρακα διαθέτουν χρόνο ζωής περίπου 10 έτη ακόμα, παρουσιάζεται μια σημαντική ευκαιρία να αυξηθεί ο συντελεστής

χρησιμοποίησης των υπαρχόντων σταθμών συνδυασμένου κύκλου (κατά μέσο όρο στην Ευρώπη 60% το 2012), και να κατασκευασθούν νέες μονάδες συνδυασμένου κύκλου.

Επίσης σημαντικός παράγων είναι και η ευελιξία των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο, προσδίδοντας σε αυτές σημαντικό συγκριτικό πλεονέκτημα έναντι των μονάδων άνθρακα και πυρηνικών καυσίμων σε ό,τι αφορά το ρόλο της στρεφόμενης εφεδρείας, εξαιτίας της ολοένα και μεγαλύτερης διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας διακοπτόμενης ισχύος στο μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής. Συγκεκριμένα (Papaefthymiou G et al. 2014), παρατίθενται η δυνατότητα μεταβολής φορτίου ανά λεπτό (σε % επί της ονομαστικής παραγόμενης ισχύος), και ο χρόνος ψυχρής εκκίνησης (cold start) για υπάρχοντες και για νέους σταθμούς παραγωγής. Η δυνατότητα μεταβολής φορτίου για παλαιές μονάδες άνθρακα είναι 1%/min – 1,5%/min και 6%/min για νέους σταθμούς, ενώ για μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου αντιστοίχως είναι 2%/min για υπάρχουσες μονάδες και 8%/min για νέες μονάδες. Ο χρόνος ψυχρής εκκίνησης είναι 10 ώρες και 4 ώρες για παλαιούς και νέους σταθμούς άνθρακα αντιστοίχως, και 4 ώρες και 2 ώρες για παλαιές και νέες μονάδες συνδυασμένου κύκλου. Αξίζει δε να σημειωθεί ότι ακόμη καλύτερα χαρακτηριστικά διαθέτουν οι απλές μονάδες φυσικού αερίου (αεριοστρόβιλος τροφοδοτούμενος με συμπιεσμένο μίγμα αέρος – καυσίμου χωρίς εκμετάλλευση θερμότητας των καυσαερίων για ατμοπαραγωγή), όμως ο βαθμός απόδοσής τους είναι κατά πολύ χειρότερος (έως και χαμηλότερος από των μονάδων άνθρακα) με ενδεχόμενη αρνητική επίπτωση στο κόστος ανά παραγόμενη kWh. Ακόμη, οι πυρηνικοί σταθμοί παραγωγής έχουν δυνατότητα μεταβολής φορτίου 3,8%/min – 10%/min (αναλόγως το επίπεδο φόρτισης) αλλά ο χρόνος ψυχρής εκκίνησης μπορεί να φτάσει και τις δύο ημέρες.



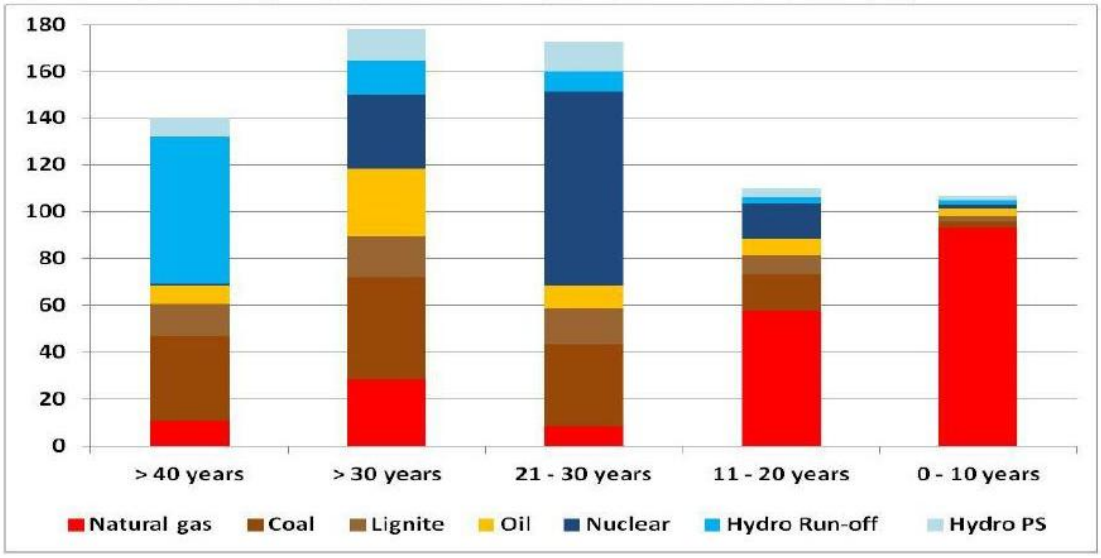

*Εικόνα 1: Συμπληρωματικότητα μεταξύ της ηλεκτροπαραγωγής από αιολικά πάρκα και από σταθμούς φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου (CCGT) στο σύστημα της Ισπανίας*

### 2.2.3 Πρόσφατη και μελλοντική εξέλιξη της ζήτησης στην Ευρώπη

Ένας από τους βασικότερους παράγοντες που επηρεάζει την ζήτηση για φυσικό αέριο είναι η πορεία της οικονομίας. Έτσι από το 2000 προβλεπόταν συνεχής αύξηση της ζήτησης (κυρίως λόγω αύξησης του μεριδίου του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή) για τα επόμενα 20 έτη, και περί το 2005 γινόταν λόγος για την «χρυσή εποχή του φυσικού αερίου». Όμως, η οικονομική κρίση του 2008 και η ύφεση στην οποία εισήλθε η Ευρώπη (2008-2009 και 2011-2013), προκάλεσε μεταξύ άλλων πτώση της δραστηριότητας στον βιομηχανικό τομέα και προσπάθειες για αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας και μείωση των ενεργειακών καταναλώσεων στον βιομηχανικό αλλά και στον οικιακό και τριτογενή τομέα, με συνεπακόλουθη μείωση της ζήτησης για φυσικό αέριο τόσο πρωτογενώς όσο και δευτερογενώς μέσω της μείωσης της ζήτησης και για ηλεκτρική ενέργεια. Κατά συνέπεια (Honore 2014), τα επίπεδα ζήτησης φυσικού αερίου (αλλά και εν γένει της ενέργειας) ακολούθησαν πτωτική πορεία, με σημαντικές μειώσεις κατά το 2009 (5,67% για το αέριο και 5,35% για την ενέργεια συνολικά). Το 2012 η ζήτηση αερίου στην Ευρώπη ήταν κατά 8,1% χαμηλότερη σε σχέση με το 2008 (586 bcm[1] το 2008, 528 bcm το 2012), ενώ ακόμα και το 2015 δεν έχει επανακάμψει στα επίπεδα του 2008. Χαρακτηριστικά, σύμφωνα με την IEA (IEA Medium Term Gas Market Report, 2014) η συνολική ζήτηση στα ευρωπαϊκά μέλη του ΟΟΣΑ για το 2012 ήταν 507 bcm, ενώ εκτιμάται στα 504 bcm για το 2013. Σημειώνεται δε ότι κατά τον χειμώνα του 2013 σημειώθηκαν ιδιαιτέρως χαμηλές θερμοκρασίες και για αρκετά μεγαλύτερο διάστημα από ό,τι συνήθως, και ως εκ τούτου εκτιμάται ότι η ζήτηση διορθωμένη ως προς τις κλιματικές συνθήκες θα ήταν περίπου 490 bcm.

Ειδικότερα στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, εξελίξεις όπως η πτώση της διεθνούς τιμής του άνθρακα το 2008, η παράλληλη αύξηση των τιμών εισαγωγής του φυσικού αερίου και η αλματώδης αύξηση στην διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, σε συνδυασμό με την κατάρρευση του ευρωπαϊκού συστήματος εμπορείας δικαιωμάτων εκπομπών (Emissions Trading Scheme – ETS) επέφεραν σημαντική εκτόπιση του φυσικού αερίου από το μίγμα της ηλεκτροπαραγωγής και ταυτόχρονα περαιτέρω αύξηση της παραγωγής από μονάδες άνθρακα και ανανεώσιμες πηγές, και προκάλεσαν προβλήματα οικονομικής βιωσιμότητας (ή ακόμα και παύση λειτουργίας) σε αρκετές μονάδες συνδυασμένου κύκλου φυσικού αερίου. Η ηλεκτροπαραγωγή από φυσικό αέριο ενδέχεται να ανακάμψει μελλοντικά, δεδομένης της πολιτικής μείωσης εκπομπών $CO_2$ (τόσο λόγω χαμηλότερων εκπομπών σε σχέση με μονάδες άνθρακα όσο και λόγω του συμπληρωματικού ρόλου ως προς τις ΑΠΕ, αν και σε αρκετές περιπτώσεις χρησιμοποιούνται άλλες λύσεις για την αντιμετώπιση της διακοπτόμενης και μεταβλητής ισχύος των ΑΠΕ), αλλά και επειδή οι περισσότερες μονάδες συνδυασμένου κύκλου στην Ευρώπη κατασκευάστηκαν περί το 2000 και έτσι διαθέτουν αρκετά μεγαλύτερη διάρκεια ζωής σε σχέση με τις παλαιότερες μονάδες άνθρακα, ενώ βάσει της πολιτικής μείωσης εκπομπών $CO_2$ δύσκολα θα κατασκευασθούν μελλοντικά νέες μονάδες άνθρακα.

[1] Σε ό,τι αφορά τις μονάδες που χρησιμοποιούνται για το φυσικό αέριο, συνήθως χρησιμοποιούνται μονάδες όγκου, τα εκατομμύρια, δισεκατομμύρια ή τρισεκατομμύρια κυβικά μέτρα (million cubic meters – mcm, billion cubic meters – bcm ή trillion cubic meters – tcm), ενώ αρκετά κοινή είναι και η χρήση μονάδων ενέργειας (π.χ. GWh ή MMBtu).




*Εικόνα 2: Παλαιότητα μονάδων ηλεκτροπαραγωγής το 2011 (GW εγκατεστημένης ισχύος)*

Μακροπρόθεσμα, σύμφωνα με εκτιμήσεις της IEA (IEA World Energy Outlook 2014) η ζήτηση για φυσικό αέριο στην Ευρώπη θα επανέλθει στα επίπεδα του 2010 περί το 2035, και θα αυξηθεί σταδιακά έως το 2040. Υφίσταται όμως ένας βαθμός αβεβαιότητας, καθώς ενδέχεται να εφαρμοσθούν πλήρως οι ευρωπαϊκές πολιτικές μείωσης εκπομπών και μερικής απεξάρτησης από ρωσικές εισαγωγές αερίου και επομένως η ζήτηση να παραμείνει σταθερή κατά την δεκαετία 2030 – 2040.

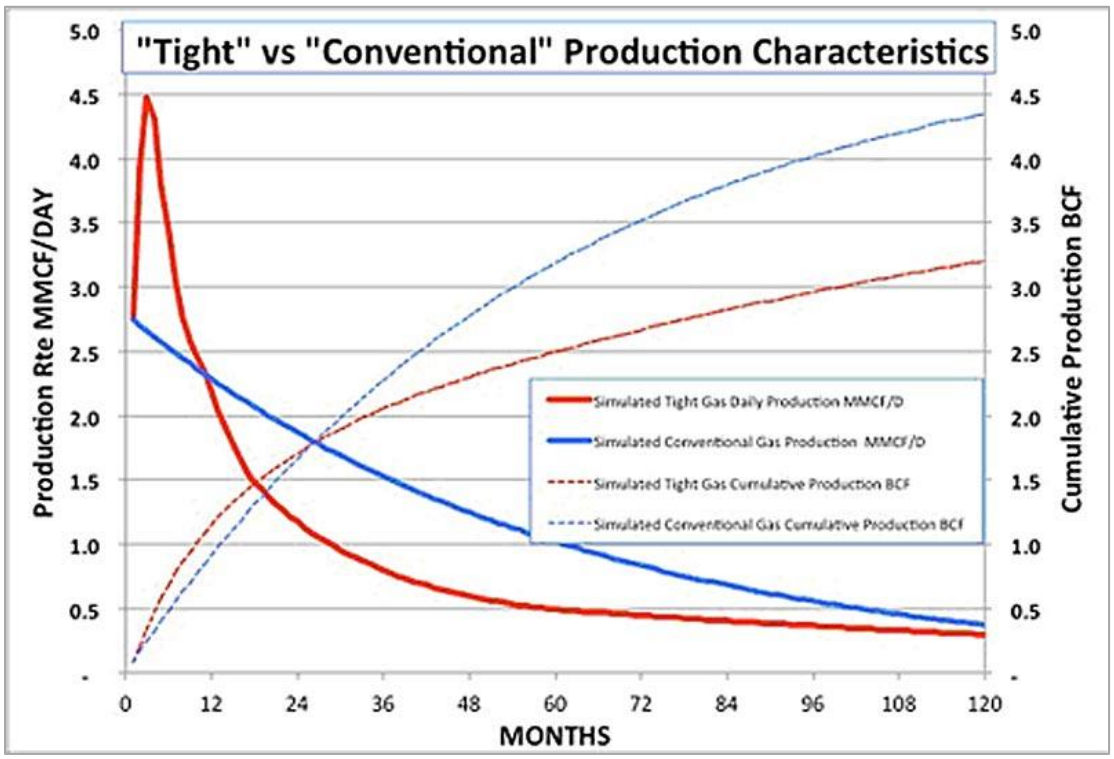
## 2.3 Παραγωγή και μεταφορά του φυσικού αερίου

### 2.3.1 Η διαδικασία παραγωγής του φυσικού αερίου

Η διαδικασία εξεύρεσης υδρογονανθράκων περιλαμβάνει την τεχνητή πρόκληση σεισμικών δονήσεων χαμηλής έντασης σε πιθανά σημεία ύπαρξης (τα οποία προσδιορίζονται με βάση την γεωλογική σύσταση του υπεδάφους) και διερευνητικές γεωτρήσεις με στόχο την δισδιάστατη και τρισδιάστατη χαρτογράφηση του υπεδάφους και τελικώς τον κατά το δυνατόν ακριβέστερο προσδιορισμό της ποσότητας υδρογονανθράκων που πιθανώς περιέχονται στο κοίτασμα.

Εάν αποφασισθεί ότι το κοίτασμα είναι οικονομικώς εκμεταλλεύσιμο (πράγμα που εξαρτάται άμεσα από το κόστος των διαδικασιών εξαγωγής, επεξεργασίας και ενδεχομένως ακόμη και της μεταφοράς, και από την τιμή στην οποία αναμένεται να πωληθεί το φυσικό αέριο), πραγματοποιείται ελεγχόμενη εξαγωγή του φυσικού αερίου από το κοίτασμα μέσω γεωτρήσεων. Στην περίπτωση μη συμβατικού σχιστολιθικού κοιτάσματος, όπου το αέριο βρίσκεται παγιδευμένο ανάμεσα σε στρώματα πορώδους σχιστόλιθου (shale gas), η εξαγωγή βασίζεται στις τεχνικές της υδραυλικής ρηγμάτωσης (hydraulic fracturing) και της οριζόντιας γεώτρησης, οι οποίες χρησιμοποιούνται εκτενώς στις ΗΠΑ, ενώ η παραγωγή από άλλα μη συμβατικά κοιτάσματα όπως αέριο μεθανίου από εναποθέσεις γαιανθράκων (coal bed methane) και αέριο διεσπαρμένο στους πόρους σχιστολιθικών πετρωμάτων (tight gas) είναι ακόμα αρκετά περιορισμένη. Ακολουθεί η επεξεργασία του αερίου η οποία περιλαμβάνει την

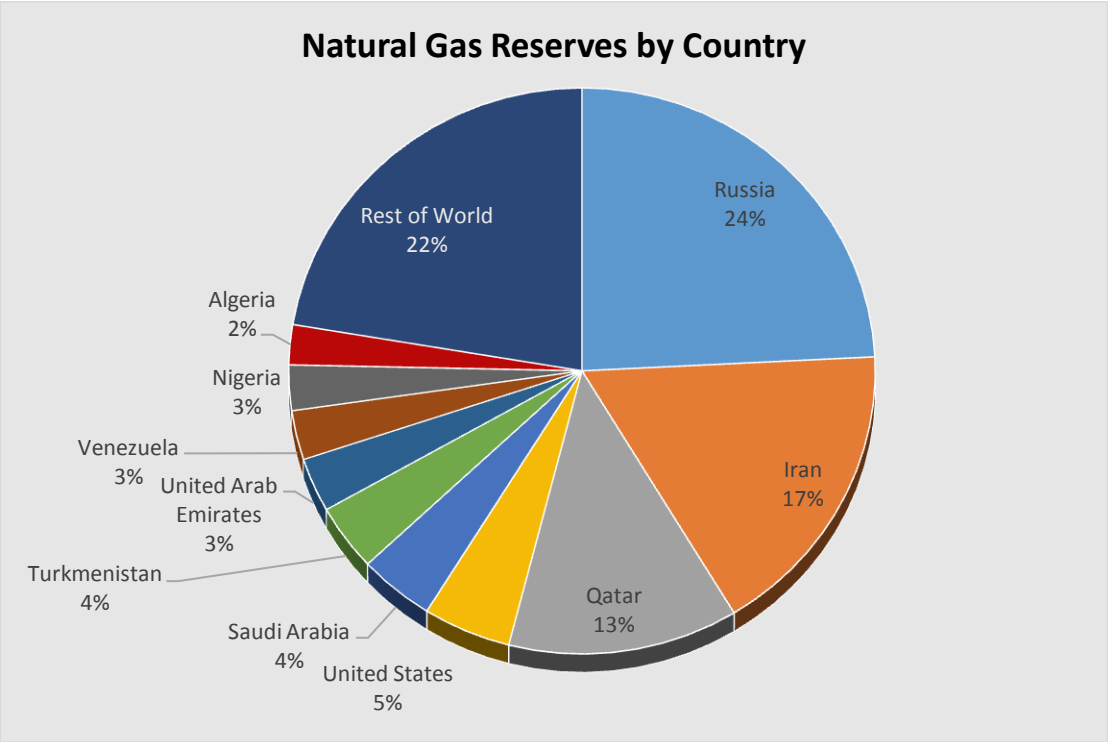
αφαίρεση άλλων σύνθετων υδρογονανθράκων που μπορεί να περιέχονται στο μίγμα σε μικρότερη συγκέντρωση, καθώς και ενδεχομένως αργού πετρελαίου, υδρατμών, υδρόθειου, διοξειδίου του άνθρακα, ηλίου και αζώτου, ώστε το φυσικό αέριο να ικανοποιεί τις απαιτούμενες τεχνικές προδιαγραφές για να εγχυθεί στο σύστημα μεταφοράς, το οποίο περιλαμβάνει τις σωληνώσεις, τους σταθμούς συμπίεσης οι οποίοι ελέγχουν την ροή του αερίου, και το σύστημα ελέγχου και καταμέτρησης.



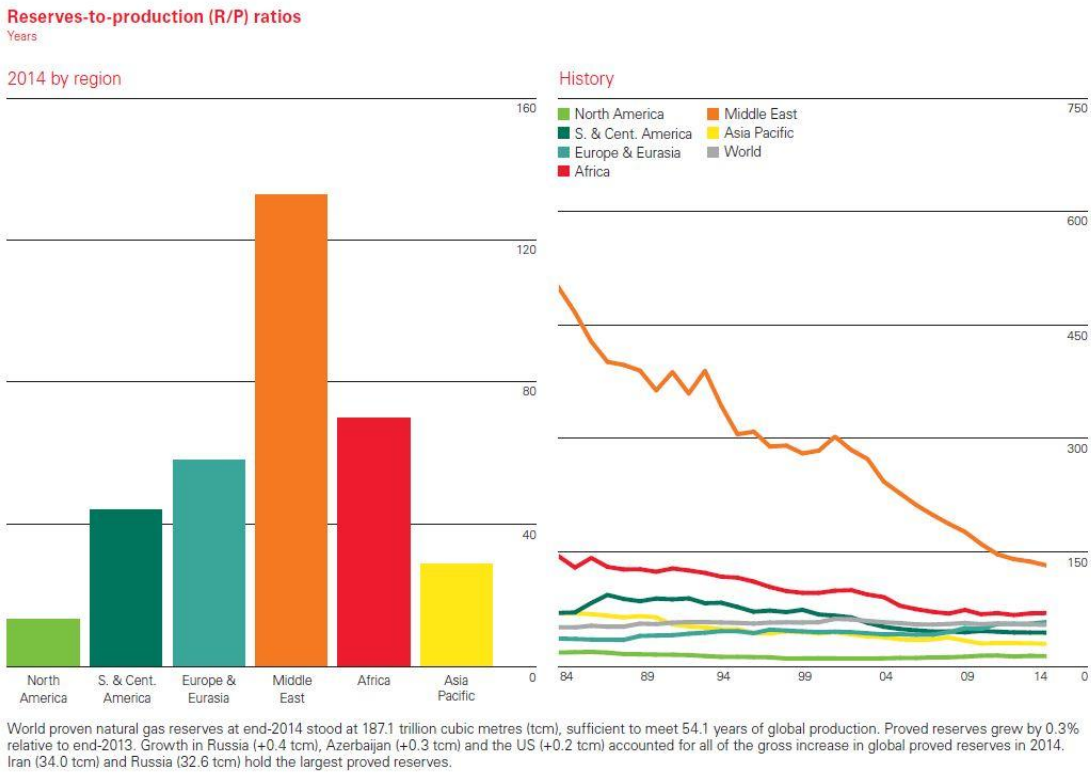

*Εικόνα 3: Ημερήσιες (συνεχής γραμμή) και αθροιστικές (διακεκομμένη γραμμή) καμπύλες παραγωγής συμβατικών (χρώμα μπλε) και μη συμβατικών (χρώμα κόκκινο) κοιτασμάτων φυσικού αερίου*

### 2.3.2 Βεβαιωμένα αποθέματα φυσικού αερίου

Σύμφωνα με δεδομένα του EIA τα παγκόσμια βεβαιωμένα αποθέματα φυσικού αερίου (ορίζονται ως αποθέματα τα οποία είναι τεχνικώς ανακτήσιμα με πιθανότητα 90%) ήταν περίπου 200 tcm το 2014. Τα κυριότερα αποθέματα εντοπίζονται στις εξής χώρες: η Ρωσία διαθέτει 47,8 tcm, το Ιράν 33,8 tcm, το Κατάρ 25,1 tcm, οι ΗΠΑ 9,6 tcm και η Σαουδική Αραβία 8,2 tcm.




*Εικόνα 4: Βεβαιωμένα αποθέματα κάθε χώρας ως ποσοστό των συνολικών παγκόσμιων αποθεμάτων*



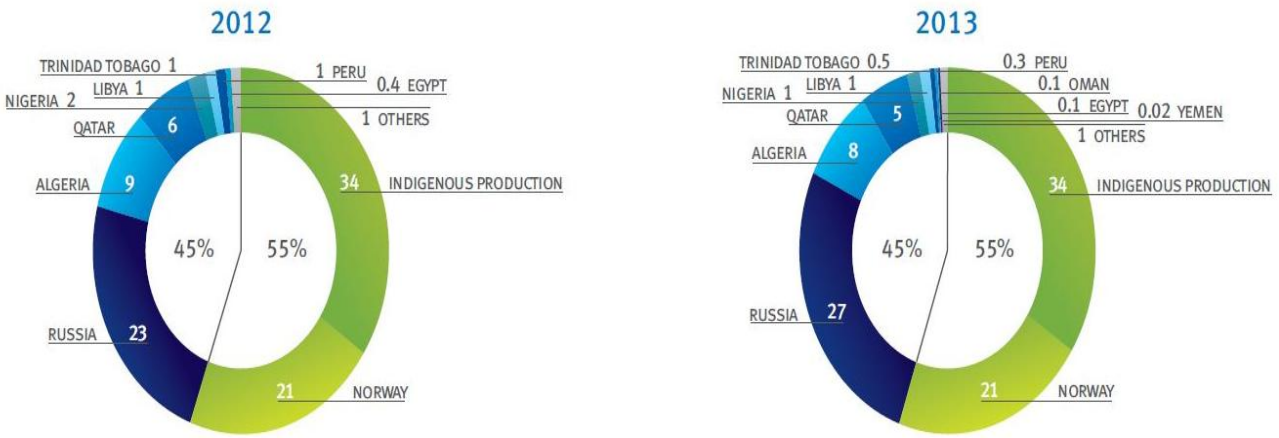

*Εικόνα 5: Λόγος βεβαιωμένων αποθεμάτων προς Ετήσια Παραγωγή – R/P ratio ανά περιοχή*

### 2.3.3 Κυριότεροι προμηθευτές φυσικού αερίου μέσω αγωγών προς την Ευρώπη

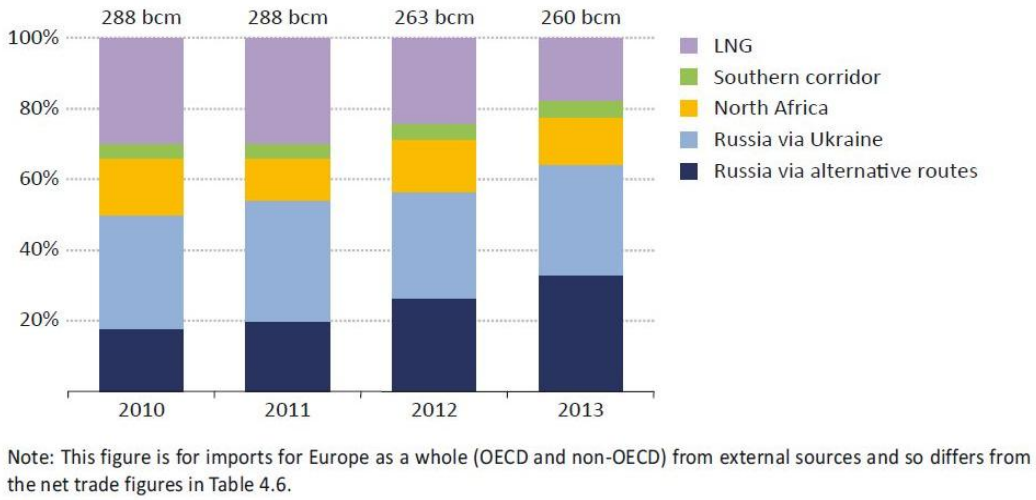
Για την ευρωπαϊκή αγορά, ο κυριότερος προμηθευτής φυσικού αερίου μέσω αγωγών είναι η κρατική εταιρία της Ρωσίας Gazprom, η οποία κατέχει κοιτάσματα στην Δυτική Σιβηρία και στην θάλασσα Barents, και τροφοδοτεί μέσω αγωγών την Ουκρανία, την Λευκορωσία και την Γερμανία, και μέσω αυτών τις υπόλοιπες χώρες της Δυτικής και Νότιας Ευρώπης, ενώ οι χώρες της Βαλτικής και η Φινλανδία τροφοδοτούνται μέσω απευθείας αγωγών από την Ρωσία. Οι συνολικές εξαγωγές της Ρωσίας προς την Ευρώπη (τα 28 κράτη μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης και την Ελβετία) μέσω αγωγού για το 2013 (Eurogas 2014) διαμορφώθηκαν στα 120 bcm (περίπου 40% των συνολικών ευρωπαϊκών εισαγωγών φυσικού αερίου, 23% της συνολικής ευρωπαϊκής ζήτησης).

Ο δεύτερος σημαντικότερος προμηθευτής της Ευρώπης είναι η κρατική εταιρία υδρογονανθράκων της Νορβηγίας Statoil, η οποία κατέχει κοιτάσματα στην Βόρεια Θάλασσα στο κομμάτι όπου συνορεύουν η νορβηγική και η βρετανική ΑΟΖ, καθώς και βορειοανατολικότερα, στα νορβηγικά χωρικά ύδατα. Το αέριο από τα κοιτάσματα διοχετεύεται μέσω υποθαλάσσιων αγωγών προς το Ηνωμένο Βασίλειο, το Βέλγιο, την Ολλανδία, την Γαλλία, τη Γερμανία και τη Δανία, και από εκεί προς την υπόλοιπη Ευρώπη. Κατά το έτος 2013, η Νορβηγία εξήγαγε προς την Ευρώπη 92 bcm φυσικού αερίου (38% των συνολικών ευρωπαϊκών μέσω αγωγού εισαγωγών, περίπου 21% της συνολικής ευρωπαϊκής ζήτησης).

Ένας ακόμη σημαντικός προμηθευτής φυσικού αερίου είναι η κρατική εταιρία της Αλγερίας, Sonatrach, η οποία διαθέτει κοιτάσματα στο νότιο τμήμα της χώρας, και μέσω αγωγών προς την Ιταλία και την Ισπανία τροφοδότησε το 2013 την Ευρώπη με 31 bcm, το 15% των συνολικών μέσω αγωγού εισαγωγών της.




*Εικόνα 6: Μερίδια προμηθευτών αερίου προς την ΕΕ*



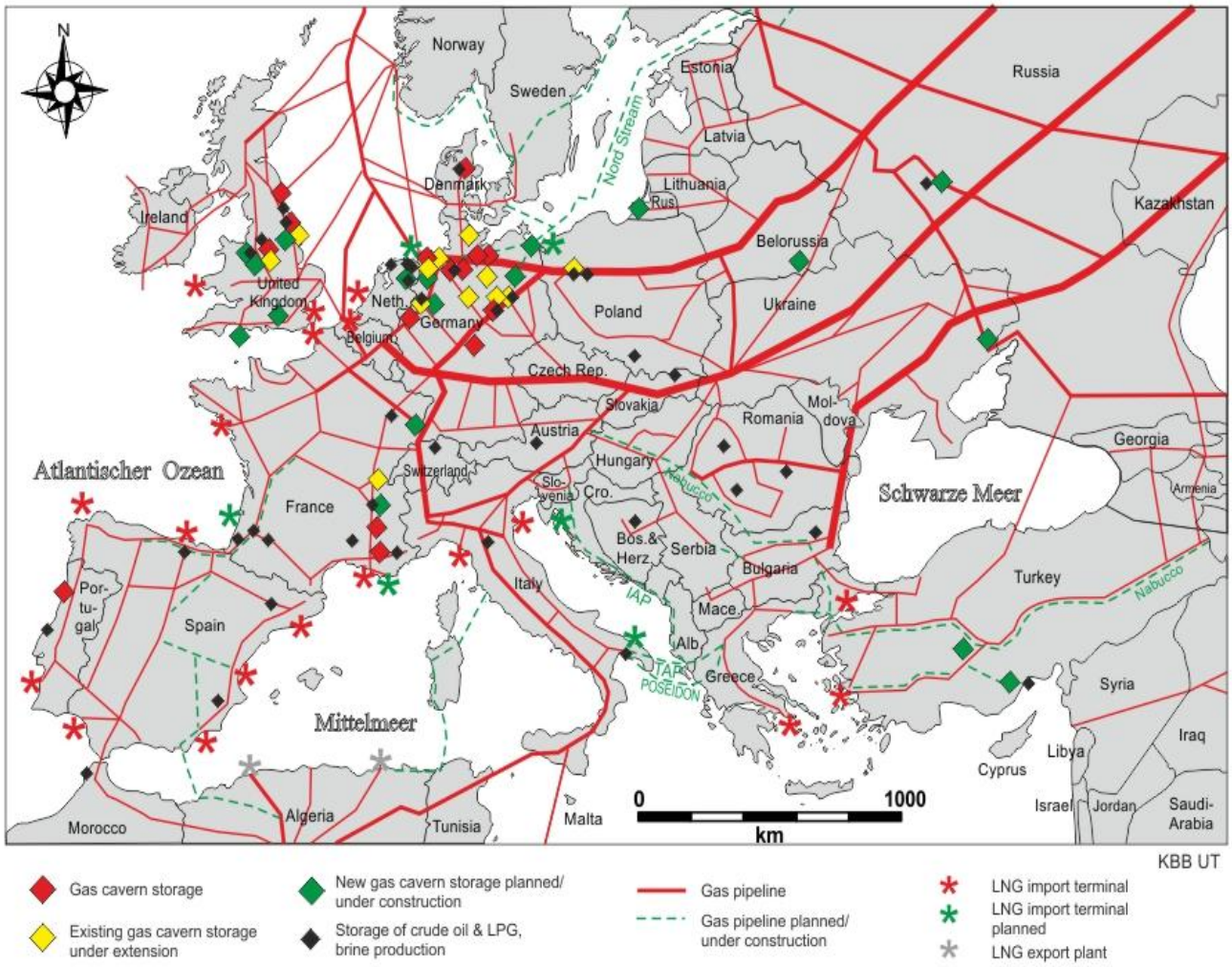

*Εικόνα 7: Εισαγωγές αερίου από προμηθευτές εκτός Ευρώπης*

### 2.3.4 Πιθανοί νέοι προμηθευτές μέσω αγωγού

**Ο «Νότιος Διάδρομος»**

Σε ό,τι αφορά νέους προμηθευτές, για περίπου μία δεκαετία βρίσκονταν σε διαδικασία σχεδιασμού αρκετοί ανταγωνιστικοί αγωγοί (π.χ. Nabucco, Nabucco-West, White Stream, TAP) για την υλοποίηση του «Νότιου Διαδρόμου» (IEA 2014 Medium Term Gas Market Report), με στόχο την διαφοροποίηση των πηγών εισαγωγής της Ευρώπης, και με κυριότερο πιθανό προμηθευτή το Αζερμπαϊτζάν (αν και εξετάσθηκαν και διάφοροι άλλοι προμηθευτές όπως το Ιράν, το Τουρκμενιστάν και η Αίγυπτος). Τελικώς επιλέχθηκε και αναμένεται να τεθεί σε πλήρη

λειτουργία περί το 2020 ο αγωγός TAP (η κατασκευή του αναμένεται να ξεκινήσει εντός του 2015) με αρχική δυναμικότητα 10 bcm/y και με πιθανή μελλοντική αύξηση στα 20 bcm/y. Θα μεταφέρεται φυσικό αέριο από το κοίτασμα Shah Deniz της κρατικής εταιρίας του Αζερμπαϊτζάν SOCAR στην Κασπία θάλασσα, διαμέσου του υπό κατασκευή αγωγού TANAP ο οποίος θα διασχίζει την Τουρκία και μέσω του TAP από τα ελληνοτουρκικά σύνορα προς την Αλβανία και από εκεί υποθαλάσσια προς την Ιταλία, και δευτερευόντως προς τα Βαλκάνια.




*Εικόνα 8: Το ευρωπαϊκό δίκτυο αγωγών φυσικού αερίου*

**Η περίπτωση της Ρωσίας**

Σχέδια για νέους αγωγούς υπάρχουν και από την πλευρά της Ρωσίας, στα πλαίσια της στρατηγικής της Gazprom να εξαλείψει κατά το δυνατόν την Ουκρανία από διαμετακομιστική χώρα μέχρι το 2020. Αυτή η στρατηγική προέκυψε ως λύση στις συνεχείς διαφωνίες κυρίως πολιτικού και οικονομικού χαρακτήρα μεταξύ των δύο χωρών (Henderson & Mitrova 2015). Πριν το 1990, η Σοβιετική Ένωση κατείχε τις υποδομές παραγωγής και το δίκτυο μεταφοράς και ήλεγχε πλήρως τις εξαγωγές προς την Ευρώπη. Από το 1990 και έπειτα το τελικό στάδιο του δικτύου μεταφοράς προς την Ευρώπη βρίσκεται εντός της Ουκρανίας, κάτι που έχει δημιουργήσει προστριβές με την Ρωσία σχετικά με το αντίτιμο διέλευσης. Περί τα μέσα του

2000 άρχισαν να διεξάγονται ετήσιες διαπραγματεύσεις στο τέλος του κάθε έτους, ενίοτε κυριολεκτικά έως την τελευταία στιγμή. Η Ρωσία απειλούσε να διακόψει την παροχή αερίου προς την Ουκρανία, ενώ η Ουκρανία απειλούσε να διακόψει τις διαμετακομιστικές της δραστηριότητες και επομένως την παροχή του ρωσικού αερίου προς την Ευρώπη (όπως και συνέβη το 2006 και το 2009). Η στρατηγική αυτή της Gazprom πραγματώθηκε εν μέρει με την κατασκευή προς την Γερμανία των αγωγών Yamal (διαμέσου της Λευκορωσίας και της Πολωνίας και τέθηκε σε πλήρη λειτουργία το 2006) και Nord Stream (διαμέσου της Βαλτικής θάλασσας απευθείας προς την Γερμανία το 2012). Με την ίδια προοπτική προτείνονται η κατασκευή του Nord Stream 2, και του South Stream μετεξέλιξη του οποίου αποτελεί η πρόταση για τον Turkish Stream. Ο αγωγός South Stream σχεδιάσθηκε με δυναμικότητα 63 bcm/y (λειτουργώντας ενδεχομένως ανταγωνιστικά και προς τον «Νότιο Διάδρομο»), θα διέσχιζε τον Εύξεινο Πόντο, και διαμέσου της Βουλγαρίας και της Σερβίας θα τροφοδοτούσε τις βαλκανικές χώρες, την Ουγγαρία, την Αυστρία και την Ιταλία.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή αντέδρασε αλλάζοντας το ρυθμιστικό πλαίσιο λειτουργίας της ευρωπαϊκής αγοράς φυσικού αερίου (Henderson & Mitrova 2015), με στόχο να αποτρέψει τον πλήρη έλεγχο των υποδομών μεταφοράς και ορισμένων αγορών από μεγάλους παραγωγούς αερίου (όπως π.χ. η Gazprom): Η 3η Κοινοτική Οδηγία για το φυσικό αέριο επιβάλλει για όλες τις νέες υποδομές φυσικού αερίου εντός ΕΕ, την δέσμευση σημαντικού μέρους της δυναμικότητας της υποδομής ώστε να είναι διαθέσιμη προς εκχώρηση σε τρίτα μέρη όποτε αυτό ζητηθεί. Υπάρχει βεβαίως η δυνατότητα εξαίρεσης μιας υποδομής από αυτόν τον κανόνα (όπως συνέβη για τον αγωγό TAP), όμως όπως φαίνεται υποδομές όπως το ευρισκόμενο σε γερμανικό έδαφος σκέλος του αγωγού Nord Stream και το χερσαίο τμήμα του μέχρι πρότινος σχεδιαζόμενου αγωγού South Stream δεν θα εξαιρεθούν. Με βασικό επιχείρημα την οικονομική βιωσιμότητα των υποδομών, η Gazprom κατέθεσε ένσταση στην περίπτωση του Nord Stream και εγκατέλειψε στα τέλη του 2014 την κατασκευή του South Stream, αντικαθιστώντας τον με τον σχεδιαζόμενο αγωγό Turkish Stream, ο οποίος θα διασχίζει τον Εύξεινο Πόντο τερματίζοντας πλησίον της Κωνσταντινούπολης και θα τροφοδοτεί αρχικώς την Τουρκία ενώ προβλέπεται επέκταση της δυναμικότητάς του ώστε να εξυπηρετήσει μέρος της ζήτησης των βαλκανικών χωρών και ενδεχομένως και της κεντρικής Ευρώπης. Έτσι με τον Turkish Stream, η Gazprom ουσιαστικά περιόρισε τον σχεδιαζόμενο South Stream στο εκτός ΕΕ τμήμα του.

Με βάση τα παραπάνω, η υλοποίηση αυτών των σχεδίων είναι αβέβαιη, αν και όχι απίθανη. Η ευρωπαϊκή στρατηγική είναι εν γένει υπέρ της διαφοροποίησης των πηγών εισαγωγής και της μερικής απεξάρτησης από το ρωσικό αέριο. Όμως με δεδομένο ότι οι νέοι αγωγοί θα υποκαταστήσουν τις διερχόμενες από την Ουκρανία ροές, δεν αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά το μερίδιο των ρωσικών εισαγωγών από αυτήν και μόνο την εξέλιξη. Αντιθέτως, αρκετές ευρωπαϊκές εταιρίες υποστηρίζουν αυτά τα σχέδια (π.χ. η τρέχουσα μετοχική σύσταση του σχεδιαζόμενου αγωγού Nord Stream 2: η ρωσική Gazprom κατέχει 50%, οι γερμανικές BASF 10%, E.ON Ruhrgas 10%, η γαλλική Engie – πρώην GDF Suez – 10%, η αυστριακή OMV 10% και η Shell 10%). Επιπλέον, με βάση τις τελευταίες γεωπολιτικές εξελίξεις στην Μέση Ανατολή, η ενεργειακή συνεργασία μεταξύ Ρωσίας και Τουρκίας έχει τεθεί σε αμφισβήτηση και επομένως η κατασκευή του Turkish Stream είναι ιδιαίτερα αβέβαιη.

**Ανατολική Μεσόγειος**

Μια ακόμα δυνητική εναλλακτική όδευση είναι η πιθανή κατασκευή του αγωγού East-Med από την Κύπρο (τροφοδοτούμενου από το προσφάτως ανακαλυφθέν κυπριακό κοίτασμα Αφροδίτη με ενδεχόμενη σύμπραξη των ισραηλινών κοιτασμάτων Leviathan και Tamar) προς την Ελλάδα, όπως έχει προτείνει η ΔΕΠΑ.

**Κεντρική Ασία**

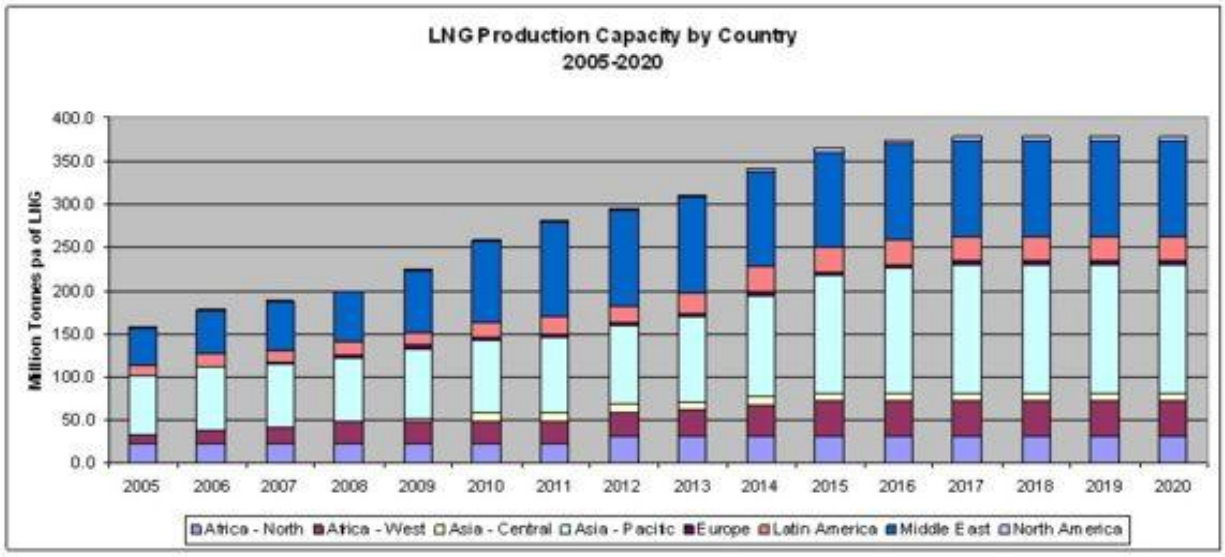
Η πιθανότητα τροφοδότησης της Ευρώπης από τα σημαντικά κοιτάσματα στην περιοχή της Κασπίας στην κεντρική Ασία (π.χ. Τουρκμενιστάν ή Ουζμπεκιστάν), είναι σχετικά μικρή, τόσο για λόγους κόστους (υποθετικά θα έπρεπε να κατασκευαστεί αγωγός μήκους περίπου 3600 km μέχρι π.χ. τον κόμβο πώλησης CEGH, στο Baumgarten της Αυστρίας, αφού η δυναμικότητα του αγωγού TANAP είναι κατ' εξαίρεση του ευρωπαϊκού κανονισμού δεσμευμένη εξ' ολοκλήρου για την διαμετακόμιση της παραγωγής από το πεδίο Shah Deniz του Αζερμπαϊτζάν), όσο και για λόγους πολιτικών δυσκολιών (π.χ. διάσχιση Κασπίας θάλασσας ή της ρωσικής ενδοχώρας) και ανταγωνισμού από χώρες – παραγωγούς που βρίσκονται σε κοντινότερη απόσταση (π.χ. Αζερμπαϊτζάν, Ρωσία ή ακόμα και Ιράν και Καζακστάν).

### 2.3.5 Το υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG)

Αντί της μεταφοράς μέσω δικτύου αγωγών, το φυσικό αέριο μπορεί να μεταφερθεί σε υγροποιημένη μορφή και να εισαχθεί στο σύστημα μεταφοράς αφότου επαναεριοποιηθεί. Η διαδικασία υγροποίησης περιλαμβάνει την ψύξη του αερίου σε ιδιαίτερα χαμηλές θερμοκρασίες (περίπου -160$^{o}$ C) και την συμπίεσή του (με συντελεστή περίπου 1:600), η μεταφορά γίνεται με ειδικά διαμορφωμένα δεξαμενόπλοια, και η επαναεριοποίηση (θέρμανση του LNG ώστε να επανέλθει σε αέρια μορφή) πραγματοποιείται σε χερσαίες ή πλωτές εγκαταστάσεις.

### 2.3.6 Κυριότεροι παραγωγοί υγροποιημένου φυσικού αερίου

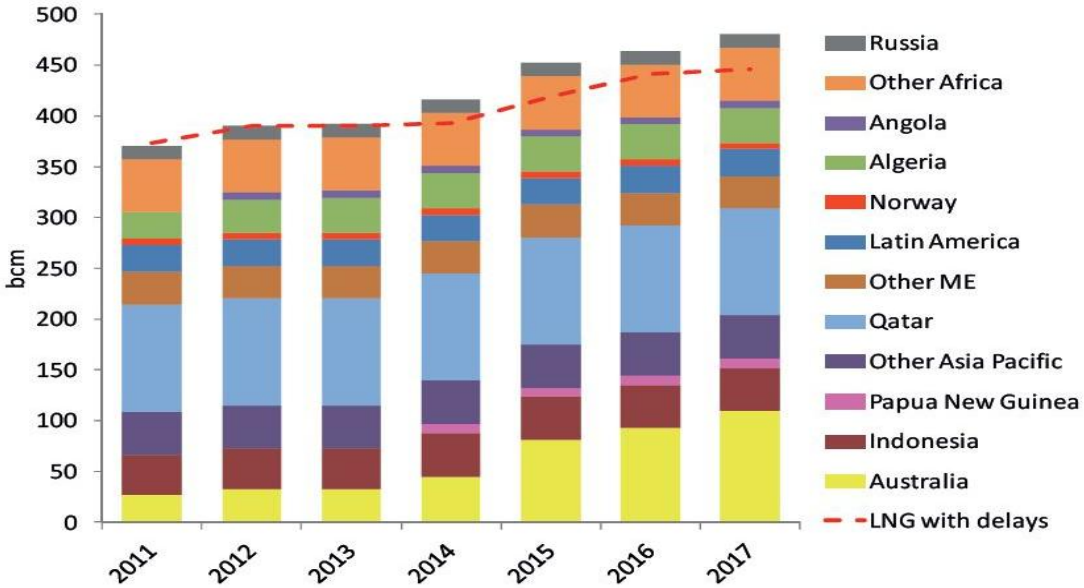
Σύμφωνα με τα δεδομένα της IEA (IEA Natural Gas Information 2014), οι μεγαλύτεροι εξαγωγείς LNG σε παγκόσμια κλίμακα για το έτος 2013 ήταν: τα κράτη του Περσικού Κόλπου (Κατάρ, Ομάν, Υεμένη, και Ηνωμένα Αραβικά Εμιράτα) με 41% των παγκόσμιων πωλήσεων, τα κράτη της ΝΑ Ασίας (Μαλαισία, Ινδονησία, Μπρουνέι) με 20%, η Αυστραλία με 10%, τα κράτη της Κεντρικής Αφρικής (Νιγηρία και Ισημερινή Γουινέα) με 8%, ενώ ακολουθούν οι Αλγερία, Ρωσία, Τρινιντάντ με 5% έκαστη, και οι Νορβηγία, Αίγυπτος, Περού με 1% έκαστη. Το 2013 εξήχθησαν συνολικά σχεδόν 320 bcm φυσικού αερίου σε μορφή LNG, ενώ η συνολική παγκόσμια δυνατότητα υγροποίησης (και άρα δυνατότητα προσφοράς LNG παγκοσμίως) ήταν 414 bcm αερίου ανά έτος.




*Εικόνα 9: Δυναμικότητα παραγωγής LNG ανά γεωγραφική περιοχή*

### 2.3.7 Εξελίξεις στην παραγωγή LNG

Το τοπίο αναμένεται να αλλάξει στην ερχόμενη πενταετία, αλλά και μακροπρόθεσμα έως το 2035-2040 (Energy Economist Issue 400, Feb 2015), (IEA World Energy Outlook 2014). Οι σημαντικότερες μεταβολές αναλύονται παρακάτω.



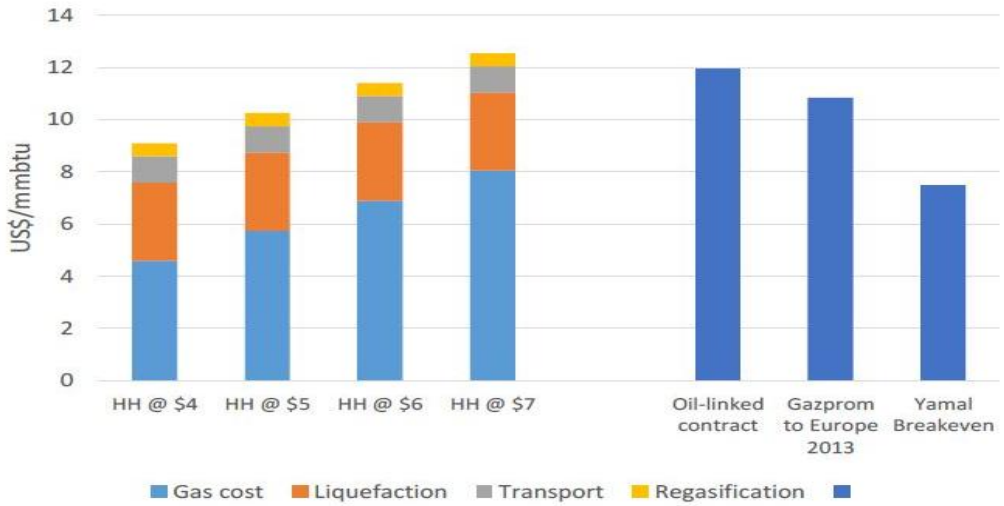

*Εικόνα 10: Υπό κατασκευή υποδομές υγροποίησης το 2012*

**Αυστραλία**

Στην Αυστραλία είναι υπό κατασκευή επτά εργοστάσια υγροποίησης και αναμένεται να διπλασιαστεί η δυνατότητα παραγωγής LNG της χώρας μέχρι το 2020 από 56 bcm/y το 2014 σε 130 bcm/y, και αναμένεται να φτάσει τα 170 bcm/y έως το 2040.

**ΗΠΑ**

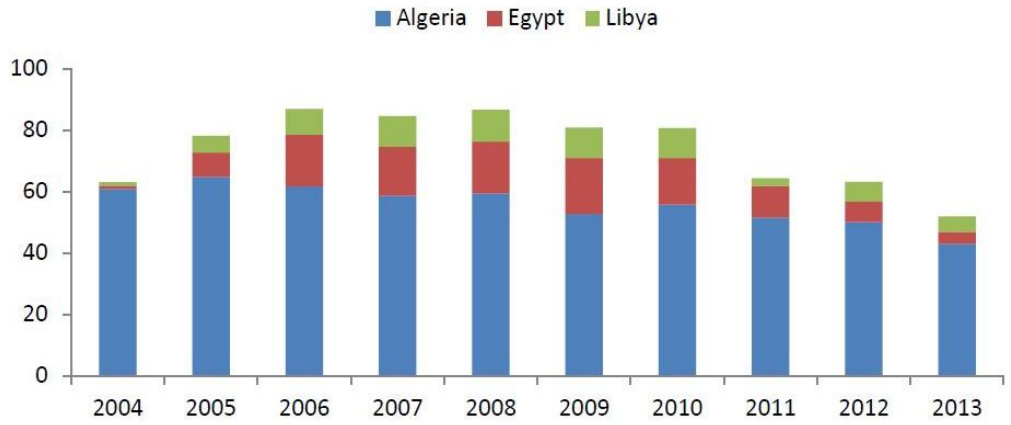
Παρόμοια εικόνα παρουσιάζεται και στις ΗΠΑ, όπου επίσης προβλέπεται αύξηση της παραγωγής αερίου μεσοπρόθεσμα. Λόγω της ιδιαιτέρως αυξανόμενης παραγωγής σχιστολιθικού φυσικού αερίου από το 2009 και μετά, οι ΗΠΑ σταδιακά μετατρέπονται σε χώρα εξαγωγής αερίου, με τέσσερα εργοστάσια υγροποίησης να τίθενται σε λειτουργία έως το 2020, και συνολική δυνατότητα εξαγωγών περί τα 70 bcm φυσικού αερίου ετησίως. Μακροπρόθεσμα όμως, και στις ΗΠΑ αναμένεται μια καμπή στο ρυθμό αύξησης της εξαγωγικής δυνατότητας μέχρι το 2040, καθώς η παραγωγή των σχιστολιθικών κοιτασμάτων φθίνει ταχύτερα απ' ότι των συμβατικών, ενώ και οι απαιτούμενες τιμές ώστε είναι εκμεταλλεύσιμα τα μη συμβατικά αποθέματα εκτιμώνται στην περιοχή των 3 – 7 $/mmbtu (συγκριτικά την τελευταία πενταετία ο δείκτης Henry Hub κυμαίνεται στην περιοχή των 2 – 4 $/mmbtu), και επομένως οι υψηλότερες τιμές στην εγχώρια αγορά θα μειώσουν το κίνητρο για εξαγωγές (Henderson 2012). Επιπλέον, το ρυθμιστικό πλαίσιο για εξαγωγές υδρογονανθράκων είναι σχετικά δύσκαμπτο και πολύπλοκο, ενώ και σε πολιτικό επίπεδο υπάρχουν αντιδράσεις ακόμα και στην προοπτική για εξαγωγές. Θεωρώντας ότι η τιμή του Henry Hub θα κινηθεί στα 5 $/mmbtu, το κόστος παραγωγής και μεταφοράς του LNG από την Αμερική προς την Ευρώπη είναι περίπου ίσο με την τιμή στην οποία εξήγαγε η Gazprom κατά μέσο όρο προς την Ευρώπη το 2013, και επομένως ενδέχεται να υπάρξει ανταγωνισμός για τον εφοδιασμό της Ευρώπης, όπως φαίνεται και στην εικόνα 11. Παρά ταύτα, το κόστος νεκρού σημείου (break-even cost) της Gazprom είναι αρκετά χαμηλότερο από το συνολικό κόστος παραγωγής και μεταφοράς του LNG από τις ΗΠΑ, και επομένως η Ρωσία έχει την δυνατότητα να διατηρήσει το μερίδιο αγοράς της μειώνοντας βέβαια το περιθώριο κέρδους της.




*Εικόνα 11: Σύγκριση της τιμής του ρωσικού αερίου και των αμερικανικών εξαγωγών LNG*

**Αφρική**

Η Αφρική είναι μία ακόμα περιοχή όπου αναμένεται αύξηση της παραγωγής και των εξαγωγών LNG. Στην Αγκόλα ξεκίνησε τη λειτουργία του μέσα στο 2014 το πρώτο εργοστάσιο υγροποίησης με δυναμικότητα 10,7 bcm ανά έτος, ενώ σχεδιάζονται παρόμοιας δυναμικότητας εγκαταστάσεις στην Μοζαμβίκη και την Τανζανία με προοπτική έναρξης λειτουργίας περί το 2020. Η Αλγερία και η Νιγηρία δεν αναμένεται να αυξήσουν σημαντικά τις εξαγωγές τους, καθώς αντιμετωπίζουν προβλήματα πολιτικής αστάθειας στις γύρω χώρες και αυξανόμενη εγχώρια ζήτηση. Από την άλλη πλευρά, η Αίγυπτος έχει πρακτικά σταματήσει τις εξαγωγές LNG από το 2013, ενεργοποιώντας το 2012 αλλαγές στο ρυθμιστικό πλαίσιο εκμετάλλευσης των κοιτασμάτων (πράγμα που ώθησε αρκετούς παραγωγούς να σταματήσουν τις δραστηριότητές τους) και κατευθύνοντας την φθίνουσα παραγωγή στην εγχώρια αγορά, με σκοπό την κάλυψη της αυξανόμενης εγχώριας ζήτησης. Προσφάτως ανακαλύφθηκε το κοίτασμα Zohr στο βορειοανατολικό άκρη της γεωλογικής λεκάνης του Δέλτα του Νείλου, με αρχικώς εκτιμώμενα αποθέματα 850 bcm (ENI official press release, Aug 2015), πράγμα το οποίο ίσως να σημαίνει ότι σε μακροπρόθεσμη βάση, η Αίγυπτος δεν θα εισάγει σημαντικές ποσότητες. Είναι πάντως πιθανό τα βεβαιωμένα αποθέματα του κοιτάσματος να αποδειχθούν μικρότερα από την παραπάνω τιμή, κι ακόμα η έναρξη της εκμετάλλευσης του κοιτάσματος αναμένεται σε ορίζοντα πενταετίας, οπότε έως τότε είναι αρκετά πιθανό να υπάρξουν εισαγωγές φυσικού αερίου στην Αίγυπτο.




*Εικόνα 12: Συνολικές εξαγωγές φυσικού αερίου της Βόρειας Αφρικής προς την ΕΕ*

**Ανατολική Μεσόγειος**

Στην περιοχής της ανατολικής Μεσογείου, η Κύπρος και το Ισραήλ έχουν πραγματοποιήσει στην γεωλογική λεκάνη της Λεβαντίνης σημαντικές ανακαλύψεις κοιτασμάτων αερίου (πεδίο Αφροδίτη στην Κύπρο, και πεδία Tamar και Leviathan στο Ισραήλ). Έχουν προκύψει σχέδια για εξαγωγές LNG ή και μέσω αγωγού προς την Ευρώπη, αν και υπάρχει το ενδεχόμενο οι ανακαλυφθείσες ποσότητες να κατευθυνθούν στην εγχώρια αγορά και ακολούθως στις αγορές των γύρω χωρών (π.χ. μέσω αγωγού προς την Αίγυπτο).

**Μέση Ανατολή**

Στην Μέση Ανατολή, χώρες όπως η Σαουδική Αραβία, το Ιράκ και το Ιράν διαθέτουν σημαντικά αποθέματα φυσικού αερίου, όμως παράγοντες όπως η αυξανόμενη εγχώρια ζήτηση στην περίπτωση της Σαουδικής Αραβίας, η πολιτική αστάθεια στην περίπτωση των Ιράκ, και οι διεθνείς οικονομικές κυρώσεις που έχουν επιβληθεί στο Ιράν λόγω του πυρηνικού του προγράμματος, εμποδίζουν την εξαγωγή φυσικού αερίου σε οποιαδήποτε μορφή. Για το Ιράν, η πρόσφατη συμφωνία και η μερική χαλάρωση των κυρώσεων αποτελούν ένα θετικό βήμα, αλλά ο χρονικός ορίζοντας για πιθανές εξαγωγές είναι οπωσδήποτε άνω των δέκα ετών.

**Ρωσία**

Τέλος, η Ρωσία σχεδιάζει να αυξήσει σημαντικά τις εξαγωγές LNG με νέα εργοστάσια υγροποίησης. Στην χερσόνησο Yamal (βόρεια Σιβηρία) είναι υπό κατασκευή από κοινοπραξία των εταιριών Novatek, Total και CNPC (China National Petroleum Corporation) το εργοστάσιο Yamal LNG με δυναμικότητα 16,5 Mtpa και αναμενόμενη έναρξη λειτουργίας το 2018, ενώ σχεδιάζεται ακόμα και το εργοστάσιο Arctic LNG από την ρωσική εταιρία Novatek (16,5 Mtpa). Στην άπω Ανατολή σχεδιάζονται από την Gazprom η επέκταση κατά 5 Mtpa της δυναμικότητας του εργοστασίου Sakhalin 2 (με τρέχουσα δυναμικότητα 10 Mtpa) και το εργοστάσιο Vladivostok LNG (10-15 Mtpa), ενώ σχεδιάζεται ακόμα το εργοστάσιο Far East LNG (5-10 Mtpa) από την Rosneft. Ακόμα, σχεδιάζονται στις ακτές της Βαλτικής από την Gazprom τα εργοστάσια Baltic LNG (10 Mtpa) και Shtokman LNG (15 Mtpa). Όμως υπάρχουν προβλήματα όπως οι οικονομικές κυρώσεις που έχουν επιβληθεί στην χώρα από την ΕΕ και τις ΗΠΑ λόγω του ρόλου της στην «ουκρανική κρίση» του 2013-2014, ο αυξημένος ανταγωνισμός στην αγορά του LNG, και το χαμηλό επίπεδο τεχνογνωσίας των ρωσικών εταιριών τα οποία είναι πιθανό να μεταθέσουν τον χρονικό ορίζοντα έναρξης λειτουργίας των εργοστασίων τουλάχιστον προς το τέλος της ερχόμενης δεκαετίας.

### 2.3.8 Εισαγωγές LNG από την Ευρώπη

Σε ό,τι αφορά την Ευρωπαϊκή Ένωση, σύμφωνα με την ετήσια στατιστική έκθεση της Eurogas (Eurogas 2014), το 19% των συνολικών εισαγωγών φυσικού αερίου το 2012, και το 14% το 2013 ήταν LNG, με τις πηγές εισαγωγής LNG για το 2013 να διαρθρώνονται ως εξής: κράτη του Περσικού Κόλπου (52%), Αλγερία (22%), Νιγηρία (12%), Τρινιντάντ (5%), Νορβηγία (5%), Περού (4%), σε ένα σύνολο εισαγωγών το 2013, 40,2 bcm φυσικού αερίου σε υγροποιημένη μορφή. Η δε συνολική δυνατότητα επαναεριοποίησης (και άρα αγοράς) LNG στην Ευρώπη είναι περίπου 210 bcm/y, και αναμένεται να αυξηθεί στα 300 bcm/y έως το 2030. Πρέπει να σημειωθεί ότι ο λόγος που οι εγκαταστάσεις υποδοχής LNG της Ευρώπης υποχρησιμοποιούνται είναι ότι η τιμή εισαγωγής του LNG είναι υψηλότερη σε σχέση με το ανταγωνιστικό αέριο μέσω αγωγού (από την Ρωσία και τη Νορβηγία), ενώ στην ευρωπαϊκή αγορά όπου και η ζήτηση είναι μειωμένη, κυρίαρχη θέση έχουν τα μακροχρόνια συμβόλαια με εγγυημένες ποσότητες εισαγωγών κυρίως από την Ρωσία. Επομένως η μειωμένη ευελιξία της ευρωπαϊκής αγοράς περιορίζει προς το παρόν τις εισαγωγές LNG σε συμπληρωματικό ρόλο.

Επίσης είναι σημαντικό να εξετασθεί το κατά πόσο είναι πιθανό οι προαναφερθείσες νέες δυνατότητες εξαγωγής LNG από διάφορες χώρες να κατευθυνθούν προς την ευρωπαϊκή αγορά. Το LNG από την Αυστραλία και τις άλλες χώρες της Νοτιοανατολικής Ασίας αναμένεται ως επί το πλείστον να πωληθεί στην Κίνα, στην Ιαπωνία και σε άλλες χώρες της Ασίας (Ινδία, Πακιστάν, Κορέα), στις οποίες η ζήτηση ακολουθώντας τους ρυθμούς οικονομικής ανάπτυξής τους αυξάνεται σταθερά την τελευταία δεκαετία, ενώ και οι αποστάσεις μεταφοράς είναι μικρότερες συγκριτικά με την ΕΕ. Οι βασικοί λόγοι για την επιλογή αυτή είναι το χαμηλότερο κόστος μεταφοράς (το οποίο συναρτάται άμεσα από την απόσταση) αλλά και ο μεγαλύτερος όγκος εισαγωγών και οι υψηλές τιμές που είναι διατεθειμένες να πληρώσουν οι παραπάνω χώρες λόγω αυξημένης ζήτησης σε συνδυασμό με την ως επί το πλείστον αδυναμία κάλυψης της ζήτησης από την εγχώρια παραγωγή και την έλλειψη εναλλακτικών πηγών εφοδιασμού. Για τους ίδιους λόγους, το μεγαλύτερο μέρος των εξαγωγών των ΗΠΑ θα κατευθυνθεί επίσης στην ασιατική αγορά, αν και έχουν συναφθεί κάποια συμβόλαια με ευρωπαϊκές χώρες όπως η Ισπανία και η Αγγλία. Επομένως αναμένεται να πραγματοποιηθούν εισαγωγές της Ευρώπης κυρίως από την περιοχή της Μέσης Ανατολής και το Κατάρ, από τις χώρες της Αφρικής, και από την Νορβηγία.

### 2.3.9 Εγχώρια παραγωγή φυσικού αερίου στην Ευρώπη

Ένα ποσοστό της ευρωπαϊκής ζήτησης αερίου καλύπτεται από την εγχώρια παράγωγη ορισμένων χωρών, κάποιες από τις οποίες εξάγουν και προς άλλες χώρες εντός Ευρώπης. Το 2013 παρήχθησαν στην Ευρώπη (IEA Natural Gas Information 2014) περίπου 160 bcm φυσικού αερίου. Οι κυριότερες χώρες παραγωγοί είναι η Ολλανδία με παραγωγή 86 bcm το 2013, η Αγγλία με 38 bcm και η Γερμανία με 11 bcm, ενώ η Ιταλία (7 bcm), η Πολωνία (6 bcm), η Δανία (4 bcm), η Ουγγαρία (2 bcm) και η Αυστρία (1 bcm) συνεισφέρουν το υπόλοιπο 10% της συνολικής παραγωγής. Σχεδόν όλες όμως οι χώρες της Ευρώπης εισάγουν μεγάλο μέρος του φυσικού αερίου που καταναλώνουν, καθώς η εγχώρια παραγωγή δεν επαρκεί. Εξαιρέσεις αποτελούν η Δανία, η οποία εισάγει μόνο μικρές ποσότητες και η Ολλανδία, η οποία καλύπτει πλήρως την εγχώρια ζήτησή της και εξάγει σημαντικές ποσότητες προς τις γειτονικές της χώρες: Γερμανία (21 bcm), Αγγλία (8 bcm), Γαλλία (7 bcm), Βέλγιο (5 bcm) και Ιταλία (3 bcm), για το 2013. Η διαχρονική όμως τάση της παραγωγής είναι πτωτική. Ήδη το 2013 παρατηρήθηκε 10% μείωση της παραγωγής φυσικού αερίου στην ΕΕ σε σχέση με τα επίπεδα του 2010, ενώ προβλέπεται από την IEA για το 2020 μείωση της παραγωγής κατά 25% σε σχέση με το 2010, κυρίως εξαιτίας των σχετικά περιορισμένων κοιτασμάτων και αποθεμάτων αερίου στην ΕΕ.

Σε ό,τι αφορά τα μη συμβατικά κοιτάσματα φυσικού αερίου στην Ευρώπη, η μόνη χώρα στην οποία προβλέπεται να υπάρξει παραγωγή είναι η Πολωνία, τα αποθέματα της οποίας εκτιμώνται αρχικώς περί τα 5,3 tcm. Σε αρκετές χώρες της Ευρώπης ενδέχεται να υπάρχουν αποθέματα μη συμβατικού αερίου, όμως για λόγους περιβαλλοντικής πολιτικής, αυξημένων εκπομπών $CO_2$ κατά την εξόρυξη, υψηλού κόστους παραγωγής και αντιδράσεων της τοπικής κοινωνίας, η διαδικασία της έρευνας καθυστερεί.

## 2.4 Η αγορά του φυσικού αερίου στην Ευρώπη

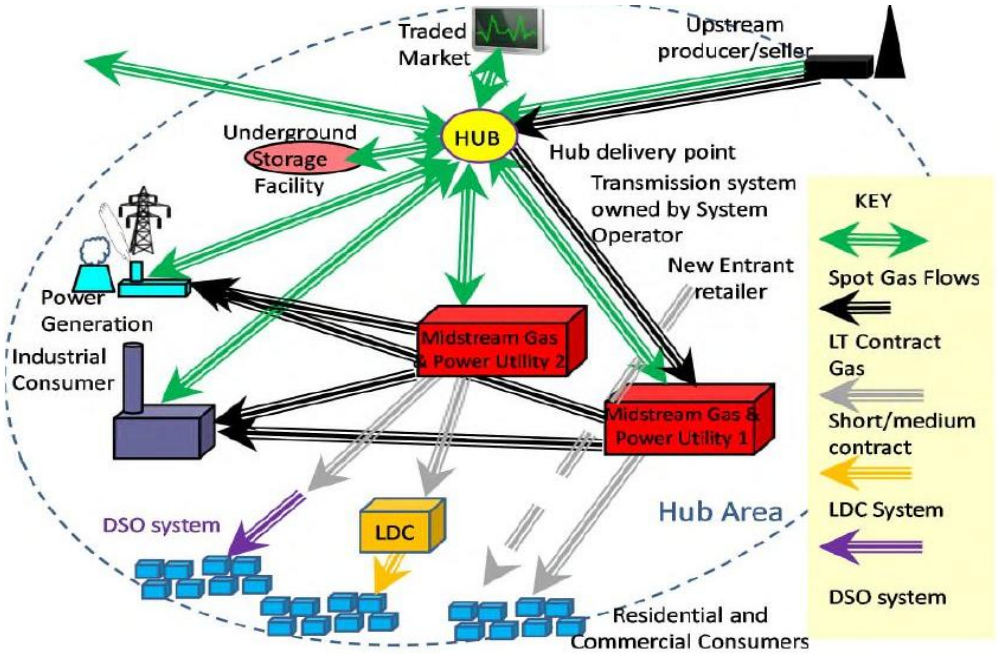
### 2.4.1 Μακροπρόθεσμα συμβόλαια

Μέχρι περίπου το 2000, στις περισσότερες ευρωπαϊκές χώρες (με εξαίρεση το Ηνωμένο Βασίλειο), οι κυριότεροι αγοραστές φυσικού αερίου ήταν οι (συνήθως κρατικά ελεγχόμενες) εταιρίες παροχής (και συνήθως διαχειριστές μέρους ή ολόκληρου του εθνικού συστήματος μεταφοράς και ενίοτε και των συστημάτων διανομής). Οι εταιρίες αυτές λειτουργούσαν ως «εθνικοί χονδρέμποροι» αγοράζοντας αέριο (κυρίως εισαγόμενο, αλλά και από εγχώριους παραγωγούς) και πωλώντας το σε εταιρίες διανομής (ενδεχομένως επίσης κρατικά ελεγχόμενες). Οι αγοραπωλησίες πραγματοποιούνταν κατ' αποκλειστικότητα μέσω μακροχρόνιων διμερών συμβολαίων (Dickel et al., 2006) τα οποία στόχευαν περισσότερο στην δημιουργία ασφαλούς περιβάλλοντος για νέες επενδύσεις καθώς τόσο η παραγωγή όσο και δημιουργία διαμετακομιστικών οδεύσεων φυσικού αερίου είναι δραστηριότητες υψηλότατης έντασης κεφαλαίου. Έτσι, κατά την σύναψη των πρώτων συμβολαίων (περί το 1960 για ολλανδικές εξαγωγές, και το 1970 για σοβιετικές εξαγωγές), στην αρχική φάση ανάπτυξης της αγοράς τα συμβόλαια είχαν μακρά διάρκεια (20 έτη και άνω), σταθερές ετήσιες ποσότητες υποχρεωτικής αγοράς με μικρή ευελιξία (από 80% έως και πάνω από 90% της ονομαστικής συμβολαιοποιημένης ποσότητας έπρεπε να πληρωθεί ανεξαρτήτως φυσικής παραλαβής – ρήτρα Take-or-Pay, σε συνδυασμό με ρήτρα απαγόρευσης επανεξαγωγής του εισαχθέντος αερίου). Η τιμολόγηση γινόταν με βάση την αξία υποκατάστασης του φυσικού αερίου από ανταγωνιστικά καύσιμα (δηλαδή με βάση την τιμή του αργού πετρελαίου και κυρίως των παραγώγων του), στη λογική ότι κύριος ανταγωνιστής στην κάθε αγορά δεν ήταν εναλλακτικοί πάροχοι φυσικού αερίου (καθώς ανταγωνισμός τέτοιας κλίμακας δεν υφίστατο ακόμα), αλλά το υποκατάστατο καύσιμο. Με παρόμοιους όρους πραγματοποιούνταν και οι εξαγωγές της Αλγερίας μέσω LNG από το 1964, και μέσω του αγωγού Transmed προς Ιταλία από το 1985 και μετά, και της Statoil από το 1977 και έπειτα, ενώ το σχήμα αυτό επιβίωσε σχεδόν αυτούσιο μέχρι και τις εξαγωγές LNG προς την Ευρώπη από το Τρινιντάντ και τη Νιγηρία το 1999 και τις ρωσικές εξαγωγές προς χώρες της πρώην Σοβιετικής Ένωσης μέχρι περίπου το 2005.

### 2.4.2 Gas Trading Hubs

Από τα μέσα του 1990 που ξεκίνησε η απελευθέρωση της βρετανικής αγοράς φυσικού αερίου (το 1996 δημιουργήθηκε το National Balancing Point – NBP, ένα «εικονικό» σημείο διαπραγμάτευσης πωλήσεων φυσικού αερίου), και κυρίως από το 2005 και μετά άρχισαν έντονες προσπάθειες της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την απελευθέρωση της αγοράς όλων των κρατών – μελών. Ήδη από το 2003 με την 2$^{η}$ Κοινοτική Οδηγία για το φυσικό αέριο – 2$^{nd}$ EU Gas Directive κατέστη απαγορευτικός ο ταυτόχρονος έλεγχος των υποδομών μεταφοράς και της εμπορικής ή παραγωγικής δραστηριότητας από μία εταιρία Επίσης έγινε υποχρεωτική η δυνατότητα χρήσης του δικτύου μεταφοράς από «τρίτα μέρη» - Third Party Access, αν και οι μεταρρυθμίσεις εφαρμόστηκαν συστηματικά μετά το 2009 και την 3$^{η}$ Κοινοτική Οδηγία για το φυσικό αέριο. Εν γένει, οι μεταρρυθμίσεις είχαν στόχο μία μερική μεταβολή του μοντέλου της αγοράς: σε αρκετές περιπτώσεις ενδέχεται το επιθυμητό ή ακόμα και ενδεδειγμένο σχήμα πωλήσεων να είναι τα μακροχρόνια συμβόλαια (π.χ. η πώληση αερίου από το κοίτασμα Shah

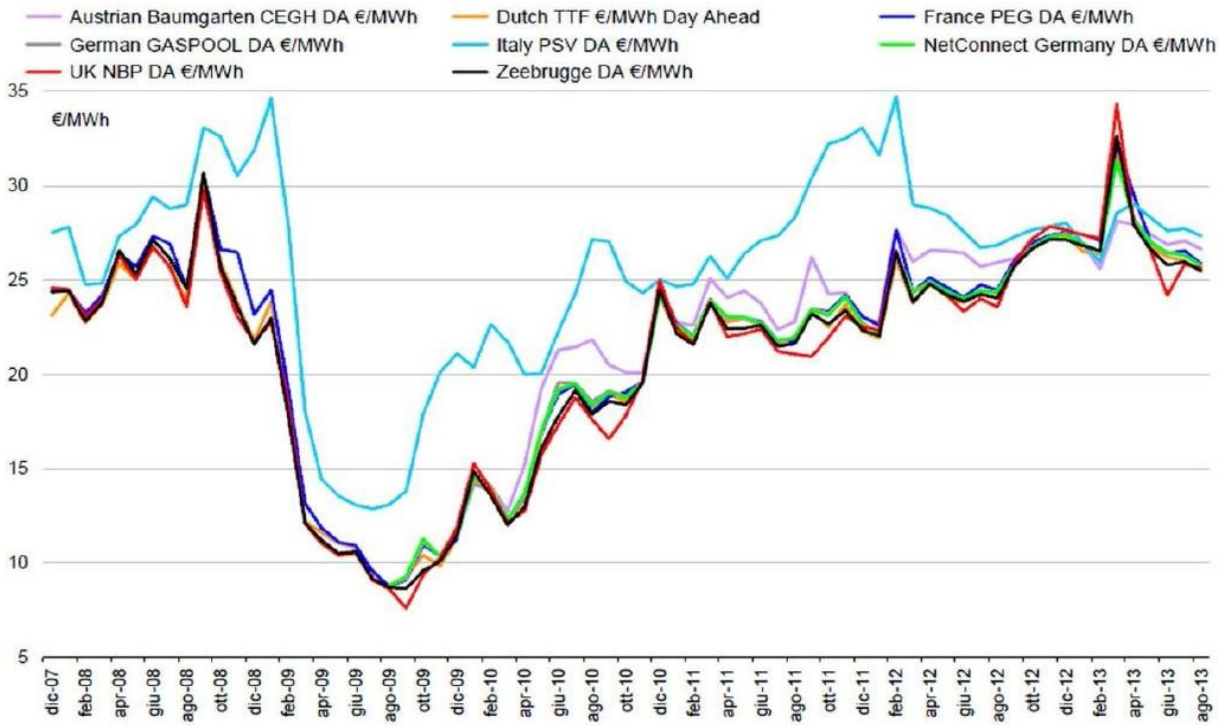
Deniz μέσω του αγωγού TAP θα γίνει με συμβόλαια 25-ετούς διάρκειας, ενώ ο αγωγός έχει εξαιρεθεί και από την υποχρέωση παραχώρησης δυναμικότητας σε «τρίτα μέρη» - TPA). Όμως ορισμένες κατηγορίες χρήσεων του φυσικού αερίου ενδεχομένως απαιτούν πιο ευέλικτα σχήματα από τα δύσκαμπτα μακροχρόνια συμβόλαια με υψηλές ρήτρες ελάχιστων εγγυημένων αγορών (π.χ. ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής και ο – μη ανεπτυγμένος προς το παρόν – τομέας των μεταφορών, των οποίων η ζήτηση μπορεί να παρουσιάζει έντονες βραχυπρόθεσμες διακυμάνσεις, θα επωφελούνταν από πιο ευέλικτα σχήματα πωλήσεων). Επιπλέον, το χαρακτηριστικό των συμβολαίων που τέθηκε σε έντονη αμφισβήτηση ιδιαίτερα μετά το 2008 ήταν η τιμολόγηση του αερίου σε σύνδεση με την τιμή του πετρελαίου (oil-indexed pricing), με το σκεπτικό ότι στην Ευρώπη, το φυσικό αέριο δεν διέτρεχε πλέον κίνδυνο υποκατάστασης από προϊόντα πετρελαίου και ότι η ζήτησή του ακολουθεί αυτόνομη πορεία (Rogers & Stern 2014), οπότε η τιμή πώλησης του φυσικού αερίου σε κάθε χώρα πρέπει να καθορίζεται κυρίως από την ισορροπία μεταξύ προσφοράς και εγχώριας ζήτησης αερίου και από τις συνθήκες οικονομικού ανταγωνισμού.




*Εικόνα 13: Τυπική διάρθρωση απελευθερωμένης αγοράς φυσικού αερίου*

Η «τιμή αναφοράς» για κάθε χώρα, η οποία αντικατοπτρίζει την ισορροπία προσφοράς και ζήτησης καθορίζεται σε εικονικά σημεία διαπραγμάτευσης, τους κόμβους πώλησης (trading hubs) φυσικού αερίου. Οι πρώτοι κόμβοι δημιουργήθηκαν (Roinioti 2014) στην βορειοδυτική Ευρώπη (το 1996 δημιουργήθηκε ο βρετανικός NBP και το 2003 ο ολλανδικός TTF). Πλέον λειτουργούν κόμβοι πώλησης και στο Βέλγιο (ZEE), την Αυστρία (CEGH), την Γερμανία (NCG και GPL), την Γαλλία (PEG's) και την Ιταλία (PSV), με δυνατότητα συναλλαγών μέσω διμερών συμφωνιών (Over-the-Counter trading) ή μέσω ειδικών χρηματιστηρίων ενέργειας, με φυσική παράδοση του αερίου το πολύ εντός διημέρου, αλλά και με παράγωγα χρηματιστηριακά προϊόντα (futures και options) με χρόνο φυσικής παράδοσης έως και τέσσερις μήνες μετά την διεκπεραίωση της συναλλαγής (και με σκοπό όχι μόνο την αγορά φυσικού αερίου, αλλά ενδεχομένως και την ελαχιστοποίηση ρίσκου μέσω εναλλακτικών επιλογών ή ακόμα και την

κερδοφορία μέσω αρμπιτράζ[2]), και με δυνατότητα συμμετοχής στην αγορά όχι αποκλειστικά από τις μεγάλες εταιρίες παροχής αερίου, αλλά και από εταιρίες διανομής και καταναλωτές (π.χ. μεγάλοι βιομηχανικοί καταναλωτές και ηλεκτροπαραγωγοί). Βέβαια δεν βρίσκονται όλοι οι κόμβοι στο ίδιο στάδιο ωρίμανσης αγοράς και επιπέδου ρευστότητας (πράγμα λογικό καθώς δημιουργήθηκαν ετεροχρονισμένα), με τους CEGH, NCG, GPL, PEG's και PSV να βρίσκονται σε αρχικό στάδιο, τον ZEE σε ενδιάμεσο στάδιο και τους NBP και TTF σε πιο ώριμο στάδιο, ενώ συγκριτικά ο κόμβος Henry Hub στις ΗΠΑ ξεπερνάει κατά πολύ σε ρευστότητα ακόμα και τον NBP.



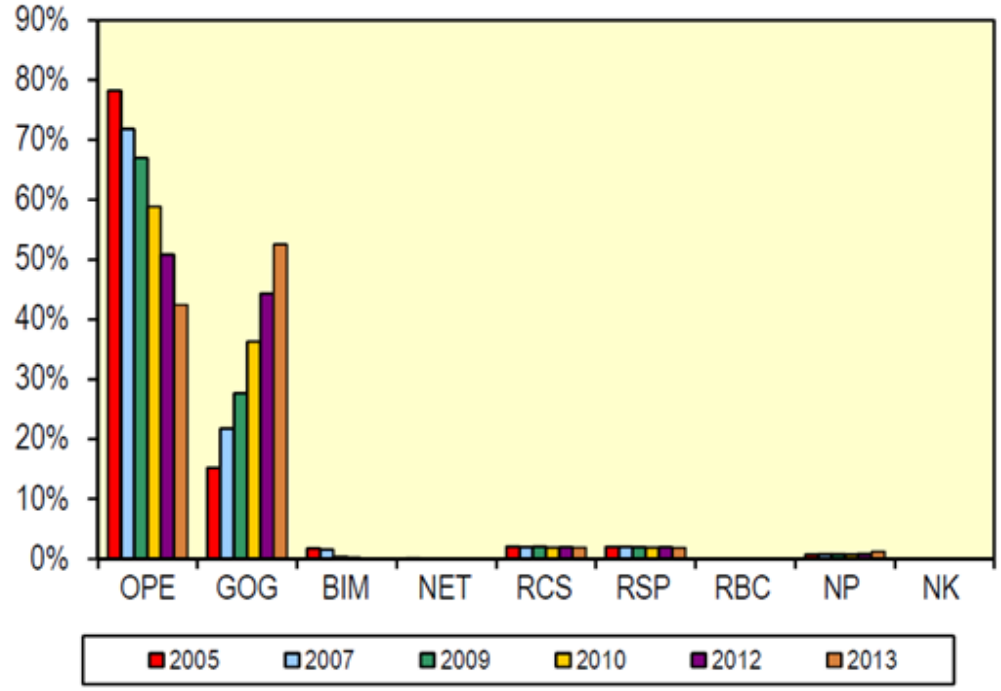

*Εικόνα 14: Διακύμανση τιμών των κυριότερων κόμβων πώλησης στην Ευρώπη*

Στην περαιτέρω μεταβολή του τοπίου συνέβαλαν και οι αλλαγές στην ευρωπαϊκή ισορροπία προσφοράς – ζήτησης, καθώς από το 2008 η ευρωπαϊκή ζήτηση παρουσίασε πτωτικές τάσεις λόγω της οικονομικής κρίσης, πράγμα που οδήγησε στην αναδιαπραγμάτευση αρκετών μακροπρόθεσμων συμβολαίων (μείωση επιπέδων ρήτρας Take-or-Pay, άρση απαγόρευσης επανεξαγωγών) και συμφωνήθηκαν αλλαγές στα σχήματα τιμολόγησής τους: η Ολλανδία και η Νορβηγία πλέον τιμολογούν τις εξαγωγές τους σε μεγάλο βαθμό βάσει των τιμών αναφοράς των κόμβων πώλησης (hub-indexed pricing), ενώ η Ρωσία κατά περίπτωση εισήγαγε μία μερική συνιστώσα τιμολόγησης με βάση τις τιμές στους κόμβους πώλησης ενώ προχώρησε και σε απευθείας μειώσεις τιμών (Franza 2014). Πλέον, στην δυτική Ευρώπη σημαντικό ποσοστό των πωλήσεων γίνεται με βάση τις τιμές των κόμβων (συνολικά για την Ευρώπη εκτιμάται ότι

[2] Με τον όρο αρμπιτράζ (arbitrage) εννοείται η οικονομική πρακτική της εκμετάλλευσης μιας ενδεχόμενης διαφοράς τιμών του ιδίου αγαθού σε διαφορετικές αγορές ή σε διαφορετικές χρονικές στιγμές.

πρόκειται για το 35%-45% του πωληθέντος αερίου το 2012, με μεγάλο μέρος αυτού να προέρχεται από εισαγωγές LNG).

Από την άλλη πλευρά στην νοτιοανατολική και κεντρική ανατολική Ευρώπη, όπου οι αγορές είναι απελευθερωμένες σε πολύ μικρότερο βαθμό, κυρίαρχο ρόλο εξακολουθούν να διαδραματίζουν τα μακροχρόνια συμβόλαια κυρίως από τη Ρωσία (τόσο στις εισαγωγές όσο και για στην πώληση της εγχώριας παραγωγής).



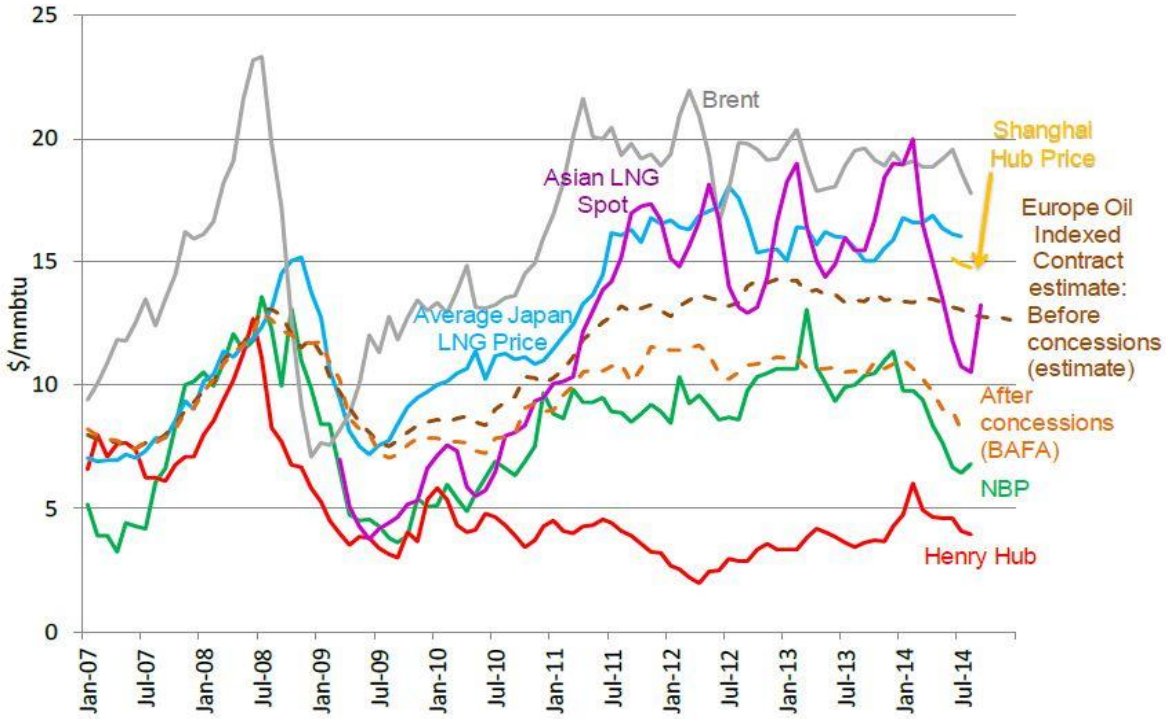

[13] OPE: Oil Price Escalation (Oil Indexation)
GOG: Gas-on-gas competition (Hub pricing)
BIM: Bilateral Monopoly (price determined based on agreements between a large seller and a large buyer)
NET: Netback from Final Product (The price received by the gas supplier is a function of the price received by the buyer for the final product the buyer produces).
RCS: Regulation-Cost of Service (The price is determined, or approved, by a regulatory authority, or possibly a Ministry, but the level is set to cover the "cost of service").
RSP: Regulation-Social and Political (The price is set, on an irregular basis, probably by a Ministry, on a political/social basis, in response to the need to cover increasing costs, or possibly as a revenue raising exercise).
RBC: Regulation-Below Cost (The price is knowingly set below the average cost of producing and transporting the gas often as a form of state subsidy to its population).
NP: No Price
NK: Not Known

*Εικόνα 15: Μερίδια πολιτικών τιμολόγησης του πωλούμενου εντός ΕΕ αερίου – οι κυριότερες είναι το OPE (oil price escalation – τιμολόγηση σε σύνδεση με την τιμή του πετρελαίου) και GOG (Gas-on-Gas competition – τιμολόγηση με βάση την τιμή αναφοράς κάποιου κόμβου πώλησης)*

### 2.4.3 Η παγκόσμια αγορά του LNG

Οι αγοραπωλησίες LNG ήδη από τις πρώτες εξαγωγές της Αλγερίας το 1964 χαρακτηρίζονταν από μακροπρόθεσμα συμβόλαια και τιμολόγηση με βάση την τιμή του πετρελαίου. Η δομή αυτή διατηρείται ως επί το πλείστον μέχρι και σήμερα, με την διαφορά ότι είναι δυνατή η εκτροπή φορτίων LNG με αρχικό προορισμό κάποια συγκεκριμένη αγορά προς κάποια άλλη, είτε επειδή η πώληση προς την δεύτερη θα αποβεί επικερδέστερη στην δεδομένη χρονική

στιγμή, είτε επειδή η πώληση προς την πρώτη θα αλλάξει την ισορροπία προσφοράς – ζήτησης στην δεδομένη χρονική στιγμή και άρα ενδεχομένως θα προκαλέσει έως και κατάρρευση της τιμής σε εκείνη την αγορά. Στην αγορά της Ασίας οι τιμές εισαγωγής LNG είναι διαχρονικά υψηλότερες από τις αντίστοιχες τιμές στην Ευρώπη (πράγμα που οφείλεται στην ταχέως αυξανόμενη ζήτηση στην Ασία σε συνδυασμό με την έως τώρα αδυναμία κάλυψής της από εγχώρια παραγωγή ή εισαγωγές μέσω αγωγού, και από το υψηλό κόστος μεταφοράς καθώς οι αποστάσεις είναι μεγαλύτερες), οπότε η Ευρώπη αποτελεί δευτερεύοντα προορισμό για τους κύριους παραγωγούς LNG οι οποίοι δύνανται να πραγματοποιήσουν επικερδείς πωλήσεις και στις δύο αγορές (χαρακτηριστικότερο δείγμα τέτοιου παραγωγού είναι το Κατάρ). Διαχρονικά, η παγκόσμια ισορροπία μεταξύ προσφοράς και ζήτησης επηρεάζεται από διάφορες εξελίξεις όπως η αξιοποίηση κοιτασμάτων σχιστολιθικού αερίου στις ΗΠΑ που τις κατέστησε σχεδόν αυτάρκεις μετά το 2009 και έτσι δεν πραγματοποίησαν προγραμματισμένες εισαγωγές από το Κατάρ, με αποτέλεσμα την αύξηση της παγκόσμιας προσφοράς LNG. Μια άλλη σχετικά πρόσφατη εξέλιξη ήταν το πυρηνικό ατύχημα της Fukushima στην Ιαπωνία το 2011, που είχε ως αποτέλεσμα την ταχύτατη παύση λειτουργίας όλων των πυρηνικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στην Ιαπωνία, και την αντικατάστασή τους με μονάδες φυσικού αερίου και άρα την μεγάλη αύξηση της ζήτησης για φυσικό αέριο στην Ιαπωνία. Οι παραπάνω εξελίξεις είχαν ως αποτέλεσμα κατά την περίοδο 2009 – 2011 την αύξηση των μη συμβολαιοποιημένων ποσοτήτων LNG που ήταν διαθέσιμες στην βραχυπρόθεσμη αγορά (spot market) των κόμβων πώλησης αερίου στην Ευρώπη, ενώ μετά το 2011 η Ευρώπη επέστρεψε στον ρόλο του δευτερεύοντος προορισμού, ενώ οι αγορές της Ασίας αποτελούν τον πρωτεύοντα προορισμό.




*Εικόνα 16: Οι τιμές του φυσικού αερίου για διάφορες περιοχές κατά την περίοδο 2007 – 2014*

## 2.5 Ασφάλεια εφοδιασμού της ευρωπαϊκής αγοράς φυσικού αερίου

Η επαρκής και αδιάκοπη ικανοποίηση της ζήτησης για αέριο είναι κομβικής σημασίας, τόσο από τη σκοπιά της αγοράς (καθώς σε περίπτωση παρατεταμένης αστάθειας εφοδιασμού ή τιμών, οι επιπτώσεις σε όλους τους τομείς χρήσης είναι από σημαντικές έως καταστρεπτικές, ενώ υφίσταται πάντοτε το ενδεχόμενο οι καταναλωτές να στραφούν σε υποκατάστατα καύσιμα, ακόμη και αν υπό κανονικές συνθήκες αυτό δεν θα ήταν οικονομικά συμφέρον), όσο και για τεχνικούς λόγους (π.χ. το 1980 η British Gas υποστήριξε ότι εάν υπήρχε διακοπή της παροχής στην τότε δεύτερη μεγαλύτερη πόλη στην Βρετανία, θα απαιτούνταν περίπου τρία έτη για την επανασύνδεση όλων των καταναλωτών στο δίκτυο) (Stevens 2010).

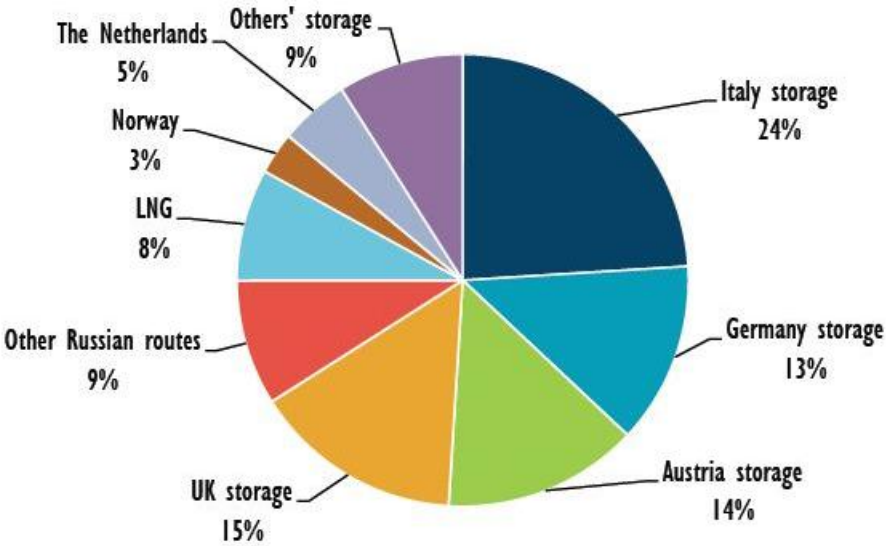
### 2.5.1 Ιστορική εξέλιξη και σημασία στην Ευρώπη

Ήδη από το 1970 (με την έναρξη των εξαγωγών αερίου από την τότε Σοβιετική Ένωση προς την Δυτική Ευρώπη), η ασφάλεια εφοδιασμού της αγοράς φυσικού αερίου στην Ευρώπη διαδραμάτιζε σημαντικό ρόλο στον καθορισμό του μεριδίου του φυσικού αερίου στην συνολική ενεργειακή κατανάλωση. Περί το 2000, με την ζήτηση να αυξάνεται σημαντικά εν μέρει λόγω της σταδιακής διείσδυσης του αερίου στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής και την παραγωγή να μειώνεται, το θέμα της ασφάλειας εφοδιασμού επανήλθε, καθώς οι περισσότερες χώρες της Ευρώπης είχαν πολύ υψηλή εξάρτηση από εισαγωγές αερίου (Stern 2002), ενώ μόνο οι χώρες της δυτικής Ευρώπης μπορούσαν να πετύχουν σχετικώς επαρκή διαφοροποίηση πηγών εισαγωγής. Οι κυριότερες πηγές ήταν η Ρωσία και η Νορβηγία και σε μικρότερο βαθμό η Αλγερία (για την Ιταλία και την Ιβηρική χερσόνησο), με τις εισαγωγές LNG να κατέχουν πολύ μικρό μερίδιο. Στην ανατολική και νοτιοανατολική Ευρώπη, οι εισαγωγές γίνονταν ως επί το πλείστον από την Ρωσία (90% των εισαγωγών) με χώρες όπως τα κράτη της Βαλτικής, η Φινλανδία και η Βουλγαρία να εισάγουν αέριο κατ' αποκλειστικότητα από την Ρωσία.

Κατά την περίοδο 2000-2015, η αύξηση της ασφάλειας εφοδιασμού ανήχθη σε σημαντική προτεραιότητα για την Ευρωπαϊκή Ένωση και για τα κράτη του ευρωπαϊκού χώρου εν γένει. Η συνεχώς φθίνουσα πορεία (και σε αρκετές χώρες η πλήρης απουσία) της εγχώριας παραγωγής στην Ευρώπη από το 2000 μέχρι και σήμερα εξαιτίας των περιορισμένων αποθεμάτων αερίου αύξησε την εξάρτηση από εισαγωγές, οι πηγές των οποίων εξακολουθούν να είναι ολιγάριθμες, ενώ από την άλλη μεριά η ζήτηση αυξανόταν συνεχώς μέχρι το 2008 και μετά την πτώση που σημειώθηκε μέχρι το 2014, αναμένεται να αποκτήσει ελαφρώς αυξητική πορεία στις επόμενες δεκαετίες.

Παράλληλα, οι πηγές εισαγωγής και οι διαμετακομιστικές χώρες παρουσιάζουν κατά περίπτωση σημαντικούς κινδύνους (Dickel et al. 2014). Οι εξαγωγές της Ρωσίας και ειδικά η διαμετακόμισή τους σε σημαντικό ποσοστό μέσω της Ουκρανίας έχει αποδειχθεί ιδιαιτέρως προβληματική, καθώς σε δύο περιπτώσεις (2006 και 2009) η ρωσική Gazprom διέκοψε την τροφοδοσία αερίου προς την Ουκρανία και την μέσω αυτής τροφοδοσία προς την Ευρώπη (για μερικές ημέρες το 2006 και για σχεδόν τρεις εβδομάδες το 2009) για λόγους που αφορούσαν οικονομικές και πολιτικές διαφορές μεταξύ Ρωσίας και Ουκρανίας, προκαλώντας έτσι (ειδικά το 2009, με την διακοπή να λαμβάνει χώρα τους χειμερινούς μήνες) τεράστια προβλήματα στην τροφοδοσία των καταναλωτών της ΕΕ. Οι δύο αυτές κρίσεις ανέδειξαν

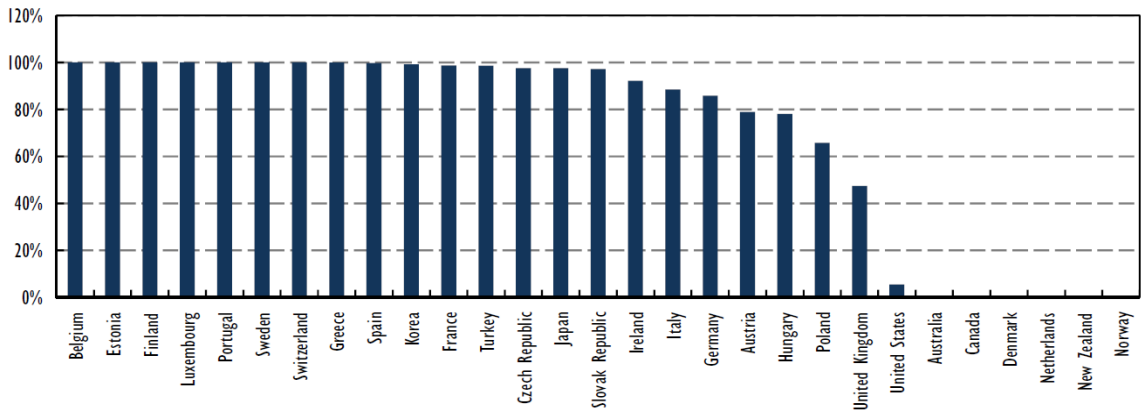
αρκετές αδυναμίες του ευρωπαϊκού συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου (καθώς είχε εξ' αρχής σχεδιαστεί ώστε να μεταφέρει αέριο από τα ανατολικά σύνορα της Ευρώπης προς την δύση), με αποτέλεσμα την δημιουργία του μεγάλης χωρητικότητας υποθαλάσσιου αγωγού Nord Stream από την Ρωσία προς την Γερμανία, την προσπάθεια για δημιουργία περισσότερων διασυνδετήριων αγωγών (π.χ. ο «Κάθετος Διάδρομος», ένα σύνολο διασυνοριακών συνδέσεων μεταξύ των περισσότερων χωρών της ανατολικής και κεντρικής Ευρώπης) με βασικό χαρακτηριστικό την δυνατότητα ανάστροφης ροής, και την δημιουργία νέων τερματικών υποδοχής LNG που αναμένεται να λειτουργήσουν εντός της επόμενης πενταετίας (π.χ. στην Κροατία, την Πολωνία και την Λιθουανία). Η δε πρόσφατη περίπτωση της «ουκρανικής κρίσης» το 2014 έχει επαναφέρει ανησυχίες για νέα διακοπή της τροφοδοσίας, αν και λόγω των παραπάνω αλλαγών στο ευρωπαϊκό σύστημα μεταφοράς, μια εκ νέου διακοπή των μέσω Ουκρανίας ροών θα έχει αρκετά μειωμένη επίπτωση σε σχέση με το 2009. Επιπλέον, οι εισαγωγές από την Βόρεια Αφρική έχουν επηρεαστεί από την συνεχή πολιτική αστάθεια την τελευταία πενταετία: η Λιβύη (ευρισκόμενη σε πλήρη πολιτική αποδιοργάνωση μετά το 2011) και η Αίγυπτος έχουν μειώσει σημαντικά τις εξαγωγές τους, ενώ παρότι οι εξαγωγές της Αλγερίας συνεχίζονται κανονικά, η πολιτική αστάθεια στις γειτονικές χώρες ενδέχεται να δημιουργήσει προβλήματα.




*Εικόνα 17: Πώς καλύφθηκαν οι ελλείψεις αερίου κατά την ουκρανική κρίση εφοδιασμού του 2009*

### 2.5.2 Ποσοτικοποίηση της ασφάλειας εφοδιασμού – δείκτες

Μια αρχική αξιολόγηση της ασφάλειας εφοδιασμού μπορεί να γίνει μέσω του δείκτη εξάρτησης από εισαγωγές, ο οποίος ισούται με το ποσοστό των καθαρών εισαγωγών αερίου προς την κατανάλωση αερίου.




*Εικόνα 18: Δείκτης εξάρτησης από εισαγωγές για διάφορες χώρες για το έτος 2012*

Για την λεπτομερέστερη ποσοτική απεικόνιση της ασφάλειας εφοδιασμού, οι κυριότεροι στατιστικοί δείκτες που χρησιμοποιούνται (EU Commission 2014) είναι το κριτήριο «N-1» και ο «δείκτης συγκέντρωσης εισαγωγών».

Το κριτήριο «N-1» απεικονίζει για κάθε χώρα το ποσοστό της εγχώριας ζήτησης (κατά περίπτωση για πετρέλαιο, φυσικό αέριο ή ακόμα και ηλεκτρική ενέργεια) που μπορεί να ικανοποιηθεί εάν απολεσθεί η μεγαλύτερη πηγή εισαγωγών (ή ενδεχομένως η κυριότερη υποδομή του συστήματος), και επομένως έχει εφαρμογή στην ειδικότερη διερεύνηση της ευρωστίας ενός εθνικού συστήματος. Ορίζεται ως το άθροισμα της ημερήσιας δυναμικότητας όλων των υποδομών οι οποίες εισάγουν αέριο στο σύστημα (αγωγοί εισαγωγής Im, υποδομές παραγωγής Prod και αποθήκευσης Stor, και τερματικά επαναεριοποίησης LNG Regas), αφαιρώντας την μεγαλύτερη από αυτές (Largerst Infrastructure), προς την μέγιστη ημερήσια ζήτηση του συστήματος (Maximum Demand):

$$N-1(\%) = \frac{Im + Prod + Stor + Regas - Largest\ Infrastructure}{Maximum\ Demand} \qquad (\varepsilon\xi.\ 2.1)$$

Το κριτήριο «N-1» απεικονίζει την ασφάλεια εφοδιασμού ενός συστήματος από πλευράς τεχνικών υποδομών, ενώ η τιμή του δείκτη εκφράζεται σε % και είναι δυνατό και επιθυμητό να ξεπερνά το 100%. Όσο υψηλότερη η τιμή του, τόσο μεγαλύτερο ποσοστό της εγχώριας ζήτησης μπορεί να ικανοποιηθεί σε «έκτακτες συνθήκες» όπου έχει απολεσθεί η μεγαλύτερη υποδομή φυσικού αερίου ενός εθνικού συστήματος. Η τιμή άνω του 100% καταδεικνύει ένα ιδιαίτερα εύρωστο σύστημα καθώς ακόμα και σε περίπτωση αύξησης της ζήτησης, αυτή θα μπορεί να ικανοποιηθεί από τις υπάρχουσες υποδομές ακόμα και σε «έκτακτες συνθήκες». Σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή (EU Commission, 2014, In-depth study of European

Energy Security, Commission staff working document, 2014), αρκετές χώρες της ΕΕ (π.χ. η Τσεχία, η Γερμανία, η Σλοβακία, η Ολλανδία και η Αυστρία) επιτυγχάνουν ικανοποιητικές τιμές (άνω του 100%) στο κριτήριο «N-1», άλλες (π.χ. η Δανία, το Ηνωμένο Βασίλειο, η Φινλανδία, η Ουγγαρία, η Ισπανία, και η Πολωνία) βρίσκονται σε οριακά καλή θέση (με τιμές δείκτη περίπου 100%), ενώ σε ορισμένες χώρες (π.χ. στην Ελλάδα, την Πορτογαλία, την Βουλγαρία, την Εσθονία, και την Λιθουανία) απαιτείται σημαντική αναβάθμιση των υποδομών (τιμές δείκτη αρκετά μικρότερες του 100%).

Η διαφοροποίηση των πηγών εισαγωγής απεικονίζεται στον «δείκτη συγκέντρωσης εισαγωγών» (Supplier Concentration Index – SCI), ο οποίος βασίζεται στον δείκτη Herfindahl – Hirschman (πρόκειται για έναν δείκτη με εφαρμογή σε οικονομικά θέματα όπως η μελέτη συγκέντρωσης αγορών και η διαφοροποίηση χαρτοφυλακίων), και ορίζεται (Cohen et al. 2011) ως εξής:

$$SCI = \sum_i \left(\frac{Imports_i}{Demand}\right)^2 \qquad (\varepsilon\xi. 2.2)$$

όπου ως $\frac{Imports_i}{Demand}$ συμβολίζεται το μερίδιο (%) της i-οστής πηγής εισαγωγής ως προς την συνολική κατανάλωση (Demand) της χώρας.

Εξ' ορισμού, οι δυνατές τιμές του δείκτη SCI είναι στο διάστημα (0,1] με την ελάχιστη τιμή να εκφράζει υψηλή διαφοροποίηση πηγών εισαγωγής (καθώς σε αυτή την περίπτωση το μερίδιο κάθε εισαγωγέα θα είναι μικρό σε σχέση με το σύνολο των εισαγωγών), ενώ η μέγιστη τιμή εκφράζει υψηλή συγκέντρωση πηγών ή και (στην ακραία περίπτωση) μία και μοναδική πηγή εισαγωγών. Ακόμα, ο δείκτης διαφοροποιείται όχι μόνο ως προς το πλήθος των πηγών εισαγωγής, αλλά και ως προς το μέγεθος των μεριδίων εισαγωγής (π.χ. εάν σε μία χώρα υπάρχουν δύο πηγές εισαγωγής με ισόποσα μερίδια, ο δείκτης θα λάβει μικρότερη τιμή σε σχέση με την περίπτωση όπου ο ένας εκ των εισαγωγέων κατέχει δεσπόζουσα θέση και άρα το μεγαλύτερο μερίδιο).

Σχετικά με τις αναμενόμενες τιμές του δείκτη για τις χώρες της ΕΕ, όσες περισσότερες οι πηγές εισαγωγής μιας χώρας και όσο πιο ισομερή είναι τα μερίδιά τους, τόσο μικρότερη τιμή θα λαμβάνει ο δείκτης. Έτσι, υψηλότερες τιμές θα λαμβάνει στις χώρες της Βαλτικής και της ανατολικής Ευρώπης (οι οποίες εισάγουν αέριο σχεδόν αποκλειστικά από την Ρωσία), ενώ χαμηλότερη θα είναι η τιμή στις χώρες της δυτικής και νότιας Ευρώπης (που διαφοροποιούν το μίγμα εισαγωγών τους μεταξύ Ρωσίας, Νορβηγίας ή και Αλγερίας και διαφόρων προμηθευτών LNG). Επίσης χαμηλή τιμή αναμένεται να έχουν οι χώρες που εισάγουν και LNG, καθώς έτσι διαφοροποιούνται σημαντικά οι πηγές εισαγωγής τους. Αντίθετα υψηλότερη τιμή θα λάβει σε χώρες με υψηλό ποσοστό εξάρτησης από εισαγωγές.

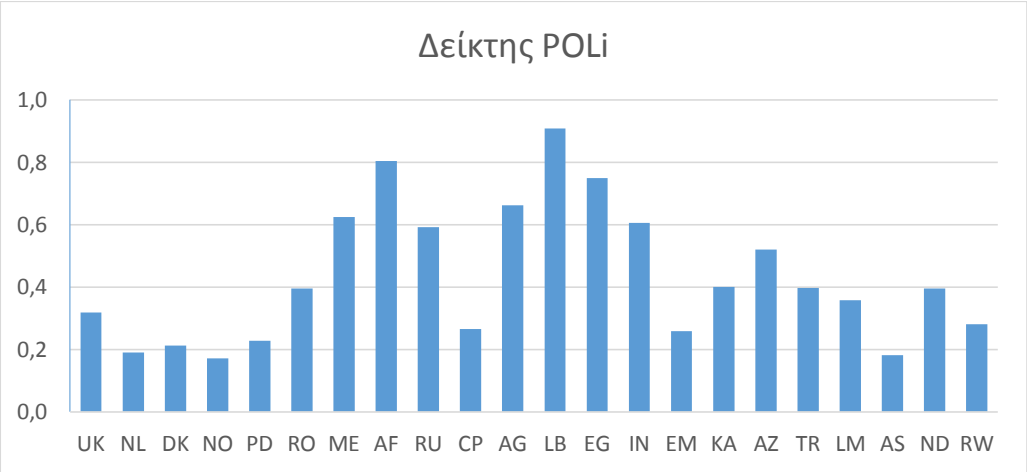
Προκειμένου να λαμβάνεται υπόψη και ο σχετικός κίνδυνος διακοπής για κάθε πηγή εισαγωγών ορίζεται η επέκταση του δείκτη $SCI_{pol}$:

$$SCI_{pol} = \sum_i \left[\left(\frac{Imports_i}{Demand}\right)^2 POL_i\right] \qquad (\varepsilon\xi. 2.3)$$

Ο δείκτης $POL_i$ αποτελεί ένα μέτρο απεικόνισης του προαναφερθέντος κινδύνου. Εν προκειμένω θα χρησιμοποιηθεί ο δείκτης «πολιτικής σταθερότητας και απουσίας βίας/τρομοκρατίας» της Παγκόσμιας Τράπεζας (World Governance Indicator for Political Stability and Absence of Violence/Terrorism – WGI), για το έτος 2014. Συγκεκριμένα επειδή ο δείκτης της Παγκόσμιας Τράπεζας κυμαίνεται από -2,76 (για την Συρία) έως 1,94 (για την Γροιλανδία) και με τις μικρότερες τιμές να σημαίνουν μεγαλύτερο ρίσκο (ενώ για τον δείκτη SCI ισχύει το αντίστροφο) εφαρμόζεται ο εξής μετασχηματισμός: Οι τιμές του δείκτη μετατοπίζονται ώστε η ελάχιστη τιμή να είναι μηδέν, κανονικοποιούνται ως προς το εύρος (περίπου 4,7) ώστε η μέγιστη τιμή να είναι ίση με την μονάδα, και το αποτέλεσμα αφαιρείται από την μονάδα ώστε η φορά αύξησης του δείκτη $POL_i$ να συμπίπτει σημασιολογικά με την φορά αύξησης του δείκτη SCI:

$$POL_i = 1 - \frac{WGI_i - Min\{WGI_i\}}{Range} \qquad (\varepsilon\xi.2.4)$$

Έτσι προκύπτει ο δείκτης $POL_i$, ο οποίος κυμαίνεται εντός του διαστήματος [0,1) με τις μικρότερες τιμές να αντιπροσωπεύουν μικρότερο ρίσκο για την χώρα παραγωγής.




*Εικόνα 19: Δείκτης $POL_i$ για κάθε χώρα/περιοχή παραγωγής αερίου του μοντέλου*

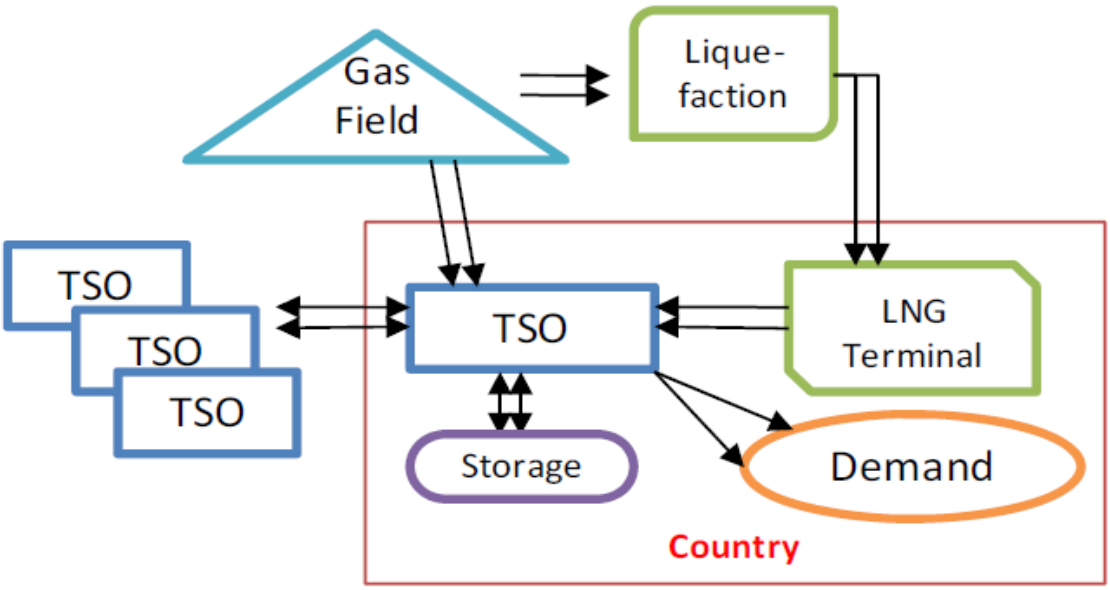
# Κεφάλαιο 3: Παρουσίαση μοντέλου φυσικού αερίου

## 3.1 Εισαγωγικά

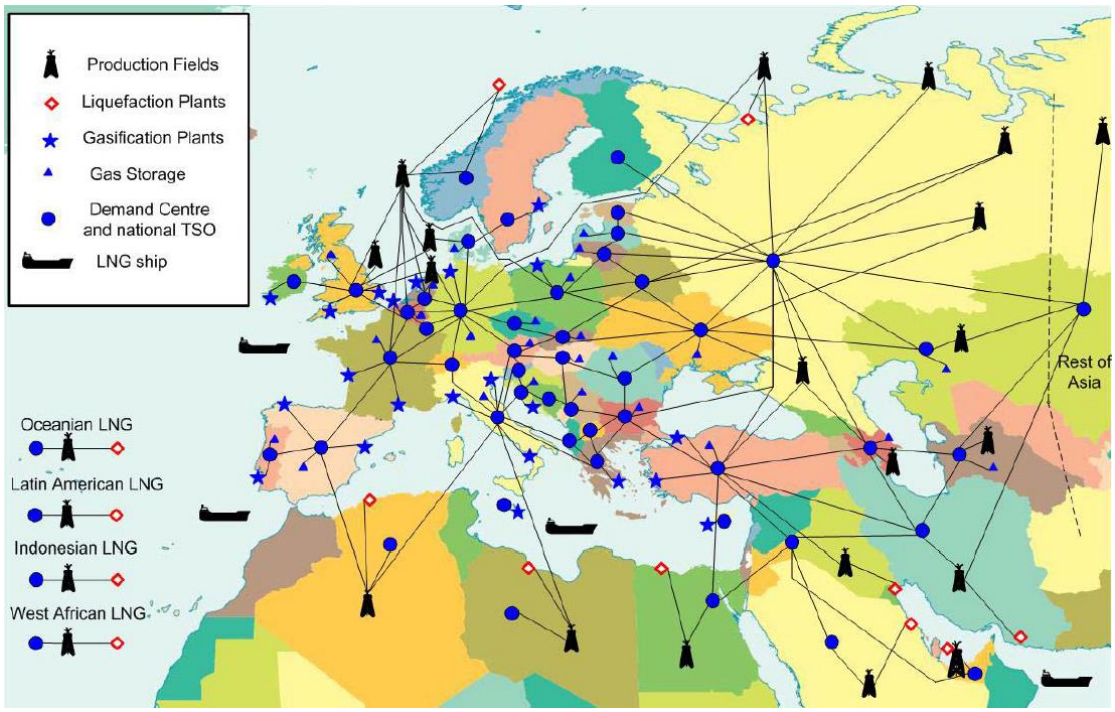
Για την αναπαράσταση της ευρωπαϊκής αγοράς φυσικού αερίου καθώς και της παγκόσμιας αγοράς LNG χρησιμοποιείται το μοντέλο φυσικού αερίου PRIMES-Gas, το οποίο αποτελεί μέρος του μοντέλου ενεργειακής – οικονομικής ανάλυσης PRIMES. Το μοντέλο μορφοποιείται σε προγραμματιστικό κώδικα και επιλύεται με χρήση του λογισμικού GAMS. Περιλαμβάνει την λεπτομερή τεχνο-οικονομική περιγραφή όλων των υποδομών που απαρτίζουν ή αλληλεπιδρούν με το ευρωπαϊκό σύστημα, καθώς και την μαθηματική τυποποίηση της ευρωπαϊκής αγοράς επιλύοντας ένα πρόβλημα μερικής οικονομικής ισορροπίας (Nash – Cournot ολιγοπώλιο των εταιριών παροχής αερίου στην ΕΕ). Παράγει για κάθε χώρα προεκτάσεις για τις εισαγωγές φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης, ανά τρόπο μεταφοράς (αγωγός ή LNG) και ανά συγκεκριμένη «όδευση», και προεκτάσεις για τις τιμές χονδρικής πώλησης κάθε χώρας ανά τομέα ζήτησης.

### 3.1.1 Δομή δικτύου

Οι υποδομές του συστήματος μορφοποιούνται ως ένα δίκτυο με κόμβους και συνδέσμους. Το σύνολο των κόμβων n περιλαμβάνει τους κόμβους παραγωγής (pron), τους κόμβους κατανάλωσης (cons), τους κόμβους υγροποίησης (liqn) και επαναεριοποίησης (hign), και τους κόμβους αποθήκευσης (ston). Η κάθε χώρα διαθέτει συγκεντρωτικούς για κάθε λειτουργία κόμβους: παραγωγής (εάν κατέχει κοιτάσματα), κατανάλωσης, αποθήκευσης, και υγροποίησης (εάν διαθέτει υποδομές παραγωγής LNG), με την εξαίρεση των κόμβων επαναεριοποίησης (εάν διαθέτει) οι οποίοι αντιστοιχούν ένας σε κάθε τερματικό υποδοχής LNG για τις ευρωπαϊκές χώρες, και ομαδοποιούνται για τις υπόλοιπες περιοχές εκτός ΕΕ (Β. Αμερική, Ν. Αμερική, Κίνα-Ινδία-Πακιστάν, νοτιοανατολική Ασία, Αυστραλία, Αφρική). Οι σύνδεσμοι είναι μονής κατεύθυνσης και περιλαμβάνουν όλους τους αγωγούς που υπάρχουν μεταξύ των κόμβων όλων των χωρών (οι αγωγοί με δυνατότητα ανάστροφης ροής μοντελοποιούνται ως ξεχωριστοί σύνδεσμοι), και όλες τις θαλάσσιες διαδρομές που συνδέουν το σύνολο των κόμβων υγροποίησης με το σύνολο των κόμβων επαναεριοποίησης. Πρέπει δε να σημειωθεί ότι η λεπτομερής μοντελοποίηση των υποδομών γίνεται κυρίως για το ευρωπαϊκό σύστημα, ενώ οι υποδομές των υπόλοιπων περιοχών καθώς και η ζήτησή τους αφορούν ως επί το πλείστον την παγκόσμια αγορά του LNG. Υπάρχουν κάποιες εξαιρέσεις στο παραπάνω, όπως το ότι η Ρωσία και οι χώρες της Κασπίας Τουρκμενιστάν και Αζερμπαϊτζάν τροφοδοτούν την Κίνα με αέριο μέσω αγωγού, πράγμα που αναμένεται να συμβεί στο άμεσο μέλλον, και θα επηρεάσει την αγορά φυσικού αερίου της ΕΕ. Τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά όλων των υποδομών του συστήματος καθορίζονται εξωγενώς και οι νέες επενδύσεις και επεκτάσεις εισάγονται ανά πενταετία, σύμφωνα με τα πραγματικά δεδομένα του δικτύου.




*Εικόνα 20: Σχηματικό διάγραμμα του μοντέλου*

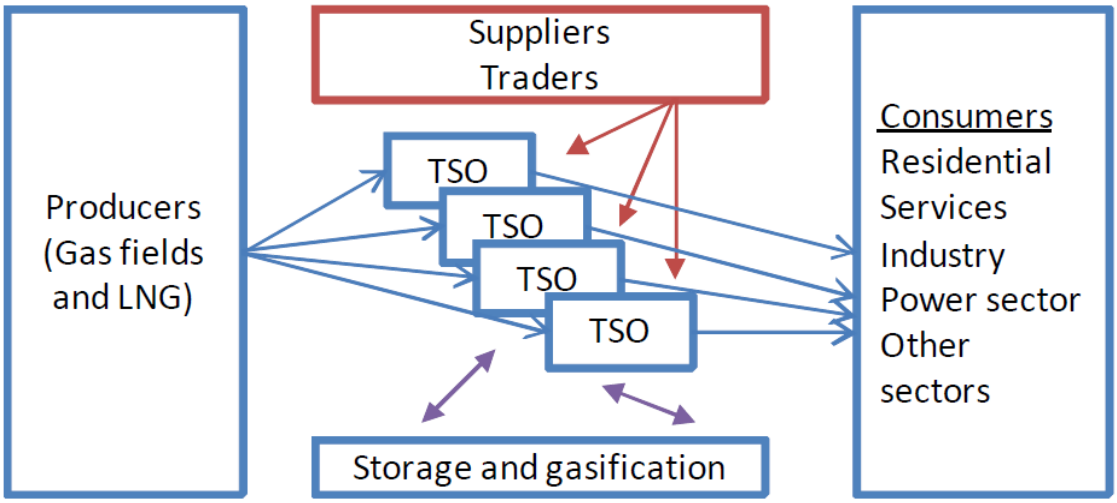



*Εικόνα 21: Σχηματικό διάγραμμα του μοντέλου*

### 3.1.2 Δομή αγοράς

Η αγορά έχει μορφή ολιγοπωλίου, στην οποία οι εταιρίες παραγωγής (π.χ. Gazprom, Statoil, Shell, Chevron) κατέχουν (είτε κατά μέρος είτε εξ' ολοκλήρου) κοιτάσματα φυσικού αερίου σε ορισμένες χώρες, διαθέτουν δηλαδή επί της ουσίας την δυνατότητα εξαγωγών από εκείνες τις χώρες (είτε μέσω αγωγού είτε σε μορφή LNG). Στο σκέλος της κατανάλωσης, οι ίδιες εταιρίες ανταγωνίζονται μεταξύ τους ώστε να τροφοδοτήσουν την ζήτηση σε κάθε κόμβο κατανάλωσης στον οποίο διαθέτουν την δυνατότητα να πραγματοποιούν πωλήσεις (το οποίο εξαρτάται ως

επί το πλείστον από το αν οι συγκεκριμένοι κόμβοι παραγωγής και κατανάλωσης συνδέονται άμεσα ή έμμεσα μέσω αγωγών ή και θαλάσσιων διαδρομών μεταφοράς LNG). Οι εταιρίες καθορίζουν και τιμολογούν την παραγωγή τους σύμφωνα με τον κανόνα του Hotelling (ο οποίος αποτελεί την συνθήκη διχρονικής μεγιστοποίησης του κέρδους από την εκμετάλλευση εξαντλήσιμων πόρων).




*Εικόνα 22: Σχηματικό διάγραμμα του μοντέλου*

### 3.1.3 Διαδικασία επίλυσης

Σε πρώτο στάδιο επιλύεται ένα πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού (linear programming – LP), όπου καθορίζονται η παραγωγή κάθε κοιτάσματος καθώς και οι φυσικές ροές όλων των συνδέσμων (αγωγών και θαλάσσιων διαδρομών), με αντικειμενικό κριτήριο την μεγιστοποίηση του συνολικού πλεονάσματος (παραγωγών και καταναλωτών). Παράλληλα, απαιτείται να τηρούνται οι τεχνικοί περιορισμοί του δικτύου (π.χ. η ισορροπία μεταξύ των ροών αερίου σε κάθε κόμβο του συστήματος) καθώς και να ικανοποιείται η (εξωγενής στο συγκεκριμένο στάδιο) ζήτηση σε κάθε κόμβο κατανάλωσης.

Κατόπιν, με τις φυσικές ροές καθορισμένες προσδιορίζονται οι εμπορικές ροές. Οι εταιρίες παραγωγής συμμετέχουν σε ένα Nash – Cournot ολιγοπωλιακό παίγνιο, και οι τιμές χονδρικής πώλησης του αερίου στους κόμβους κατανάλωσης κάθε χώρας προκύπτουν ενδογενώς στο μοντέλο ανά τομέα χρήσης, με την ζήτηση να παρουσιάζει ελαστικότητα ως προς την τιμή. Λόγω της ανάγκης για αρχικοποίηση των μεταβλητών ώστε να είναι εφικτή η εύρεση του σημείου ισορροπίας, το πρόβλημα επιλύεται αρχικά με γραμμικό προγραμματισμό (ελαχιστοποιώντας το συνολικό κόστος του συστήματος), και τελικά σε μορφοποίηση προβλήματος μεικτής συμπληρωματικότητας (mixed complementarity problem – MCP), όπου ομαδοποιούνται οι συνθήκες βέλτιστου $1^{ης}$ τάξεως (συνθήκες Karush-Kuhn-Tucker – KKT) για τα επιμέρους προβλήματα βελτιστοποίησης του κάθε παίκτη της αγοράς (παραγωγοί αερίου μέσω αγωγού ή LNG) μαζί με τις συνθήκες ισορροπίας (π.χ. ισορροπία μεταξύ παραγόμενου και μεταφερόμενου αερίου για κόμβο παραγωγής).

Τέλος, προσδιορίζονται οι εμπορικές ροές κατά τρόπο ώστε για κάθε κόμβο κατανάλωσης το ισοζύγιο των εμπορικών ροών να είναι συμβατό με το ισοζύγιο των φυσικών ροών, με σκοπό η τελική κατανάλωση κάθε χώρας να συμφωνεί με την προβλεπόμενη ζήτηση (με βάση την οποία καθορίστηκαν εξ' αρχής οι φυσικές ροές).

Το μοντέλο επιλύεται ανά πενταετία, για την περίοδο 2000 – 2050 (επομένως θα γίνεται αναφορά στα έτη y εννοώντας τις χρονιές 2000, 2005, 2010, 2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 και 2050), και για έξι χαρακτηριστικές ημέρες του έτους (s1 – s6) οι οποίες προσομοιώνουν τα εποχικά χαρακτηριστικά της ζήτησης φυσικού αερίου. Κάθε μια από τις χαρακτηριστικές ημέρες διαθέτει έναν συντελεστή βαρύτητας και το συνολικό τους άθροισμα είναι 365 ημέρες. Η επίλυση είναι δυναμικά αναδρομική, με την έννοια ότι η επίλυση για κάθε έτος δεν πραγματοποιείται αυτοτελώς, αλλά λαμβάνονται υπ' όψη οι τιμές των μεταβλητών για τα προηγούμενα έτη, αλλά όχι για τα επόμενα. Το γραμμικό πρόβλημα προσδιορισμού των φυσικών ροών επιλύεται με τον αλγόριθμο Cplex στο πρόγραμμα GAMS ο οποίος υλοποιεί την μέθοδο Simplex για γραμμικά συστήματα, ενώ το μη γραμμικό MCP πρόβλημα προσδιορισμού των πωλήσεων αερίου από τις εταιρίες επιλύεται με τον αλγόριθμο Path ο οποίο υλοποιεί την μέθοδο Newton – Raphson για μη γραμμικά συστήματα.

### 3.1.4 Λίστα Συνόλων, Παραμέτρων και Μεταβλητών του μοντέλου

| Σύνολα | Επεξήγηση |
|---|---|
| **pron** | κόμβοι παραγωγής |
| **liqn** | κόμβοι υγροποίησης |
| **hign** | κόμβοι επαναεριοποίησης |
| **ston** | κόμβοι αποθήκευσης |
| **cons** | κόμβοι κατανάλωσης |
| **y** | διακριτά έτη κατά τα οποία επιλύεται το μοντέλο |
| **s** | οι χαρακτηριστικές ημέρες s1-s6 |
| **si** | οι χαρακτηριστικές ημέρες s4-s6 κατά τις οποίες επιτρέπεται η εισαγωγή αερίου στους κόμβους αποθήκευσης |
| **sx** | οι χαρακτηριστικές ημέρες s1-s3 κατά τις οποίες επιτρέπεται η εξαγωγή αερίου από τους κόμβους αποθήκευσης |
| **f** | εταιρίες παραγωγής φυσικού αερίου |
| **lev** | τα δέκα επίπεδα που χρησιμοποιούνται στην γραμμικοποίηση του κόστους παραγωγής και της εξάντλησης των αποθεμάτων |
| **pipen** | το σύνολο όλων των αγωγών |
| **pronliqn** | το υποσύνολο των αγωγών από κόμβους παραγωγής pron προς κόμβους υγροποίησης liqn |
| **shipn** | το σύνολο όλων των θαλάσσιων διαδρομών μεταφοράς LNG από κάθε κόμβο υγροποίησης σε κάθε κόμβο αεριοποίησης |

| | |
|---|---|
| **arcsTSO** | το σύνολο όλων των συνδέσμων του δικτύου, περιλαμβάνει τα σύνολα pipen και shipn |
| **sec** | οι τομείς χρήσης του φυσικού αερίου σε κάθε κόμβο κατανάλωσης cons |
| **tc** | το σύνολο των διανομέων φυσικού αερίου στους κόμβους κατανάλωσης |

| Παράμετροι | Επεξήγηση |
|---|---|
| $\mathbf{Days_s}$ | αριθμός ημερών του έτους που αντιστοιχούν στην χαρακτηριστική ημέρα s (ορίζεται και στα σύνολα si και sx και προσδιορίζει αντίστοιχα την διάρκεια της περιόδου εισαγωγής και εξαγωγής στους κόμβους αποθήκευσης) |
| $\alpha_{pron,y}$ | παράμετρος μη γραμμικής συνάρτησης κόστους παραγωγής για κάθε κόμβο παραγωγής pron |
| $\beta_{pron,y}$ | παράμετρος μη γραμμικής συνάρτησης κόστους παραγωγής για κάθε κόμβο παραγωγής pron |
| $\gamma_{pron,y}$ | παράμετρος μη γραμμικής συνάρτησης κόστους παραγωγής για κάθε κόμβο παραγωγής pron |
| $\delta_{pron,y}$ | παράμετρος μη γραμμικής συνάρτησης κόστους παραγωγής για κάθε κόμβο παραγωγής pron |
| **capacity** | δυναμικότητα υποδομής (κοίτασμα, αγωγός, εργοστάσιο υγροποίησης, τερματικό επαναεριοποίησης, υποδομή αποθήκευσης) για το έτος y, σε mcm/d |
| $\mathbf{energpr_{pron,s,lev,y}}$ | παράμετρος που διαχωρίζει την δυναμικότητα παραγωγής κάθε κόμβου παραγωγής pron στα δέκα επίπεδα παραγωγής lev |
| $\mathbf{prigpr_{pron,s,lev,y}}$ | παράμετρος γραμμικοποιημένου κόστους παραγωγής κάθε κόμβου παραγωγής pron στο επίπεδο παραγωγής lev για την χαρακτηριστική ημέρα s στο έτος y |
| $\mathbf{mcgpr_{pron,y}}$ | οριακό κόστος παραγωγής του κόμβου παραγωγής pron για το έτος y |
| $\mathbf{reserves_{pron,y}}$ | βεβαιωμένα αποθέματα φυσικού αερίου του κόμβου παραγωγής pron για το έτος y, σε mcm |
| $\mathbf{enertotprod_{pron,lev,y}}$ | παράμετρος που διαχωρίζει σε δέκα επίπεδα lev τα αποθέματα reserves του κόμβου παραγωγής pron για το έτος y |
| $\mathbf{price_{pron,lev,y}}$ | τιμή πώλησης του φυσικού αερίου που παράγεται από κόμβο παραγωγής pron στο επίπεδο παραγωγής lev το έτος y |
| $\mathbf{acoeff_{pron,y}}$ | παράμετρος προσδιορισμού της τιμής πώλησης price του κόμβου παραγωγής pron το έτος y, σύμφωνα με τον κανόνα του Hotelling |
| $\mathbf{bcoeff_{pron,y}}$ | παράμετρος προσδιορισμού της τιμής πώλησης price του κόμβου παραγωγής pron το έτος y, σύμφωνα με τον κανόνα του Hotelling |
| $\mathbf{CC_{pipen,y}}$ | κόστος κεφαλαίου κάθε αγωγού pipen για το έτος y |
| $\mathbf{a_{pipen,y}}$ | παράμετρος προσδιορισμού του κόστους κεφαλαίου CC κάθε αγωγού pipen για το έτος y |
| $\mathbf{b_{pipen,y}}$ | παράμετρος προσδιορισμού του κόστους κεφαλαίου CC κάθε αγωγού pipen για το έτος y |

| | |
|---|---|
| $c_{pipen,y}$ | παράμετρος προσδιορισμού του κόστους κεφαλαίου CC κάθε αγωγού pipen για το έτος y |
| $length_{pipen,y}$ | μήκος σε km του αγωγού pipen το έτος y |
| $height_{pipen,y}$ | ύψος σε μέτρα του αγωγού pipen το έτος y |
| $Scaleheight_{pipen,y}$ | παράμετρος ελαστικότητας κόστους ως προς το ύψος για τον αγωγό pipen το έτος y |
| **RF** | συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου |
| **i** | επιτόκιο αναγωγής |
| **life** | διάρκεια ζωής της υποδομής |
| $annuity_{pipen,y}$ | ετήσια ράντα κόστους κεφαλαίου του αγωγού pipen το έτος y |
| $LF_{pipen,y}$ | συντελεστής χρησιμοποίησης του αγωγού pipen το έτος y |
| $variablecost_{pipen,y}$ | μεταβλητό κόστος του αγωγού pipen το έτος y |
| $SQ_{pipen,y}$ | παράμετρος οικονομιών κλίμακος ως προς την χωρητικότητα του αγωγού pipen το έτος y |
| $P_{pipen,y}$ | παράμετρος προσδιορισμού των οικονομιών κλίμακος ως προς την χωρητικότητα του αγωγού pipen το έτος y |
| $Q_{pipen,y}$ | παράμετρος προσδιορισμού των οικονομιών κλίμακος ως προς την χωρητικότητα του αγωγού pipen το έτος y |
| $trprfxn_{pipen,y}$ | παράμετρος συνολικού κόστους του αγωγού pipen το έτος y |
| $trpr2fxn_{pipen,y}$ | παράμετρος συνολικού κόστους του αγωγού pipen το έτος y |
| $prigtr_{pipen,y}$ | παράμετρος κόστους ανά μονάδα μεταφερόμενου όγκου του αγωγού pipen το έτος y |
| $priglq_{liqn,y}$ | τελική παράμετρος οριακού κόστους παραγωγής LNG του κόμβου υγροποίησης liqn για το έτος y |
| $storage_{ston,y}$ | χωρητικότητα αποθήκευσης της κόμβου αποθήκευσης ston για το έτος y (ορίζεται και για τους κόμβους επαναεριοποίησης hign) |
| $injection_{ston,y}$ | δυναμικότητα εισαγωγής στον κόμβο ston το έτος y |
| $extraction_{ston,y}$ | δυναμικότητα εξαγωγής από τον κόμβο ston το έτος y |
| $demand_{cons,sec,s,y}$ | η ζήτηση σε κάθε κόμβο κατανάλωσης cons ανά τομέα ζήτησης sec για την χαρακτηριστική ημέρα s για το έτος y |
| $alpha_{cons,sec,s,y}$ | παράμετρος ζήτησης σε κάθε κόμβο κατανάλωσης cons ανά τομέα ζήτησης sec για την χαρακτηριστική ημέρα s για το έτος y |
| $beta_{cons,sec,s,y}$ | παράμετρος ζήτησης σε κάθε κόμβο κατανάλωσης cons ανά τομέα ζήτησης sec για την χαρακτηριστική ημέρα s για το έτος y |
| $flex_{pron,y}$ | παράμετρος ευελιξίας για την παραγωγή του κόμβου pron το έτος y |
| $calibration_{pron,y}$ | ιστορικές τιμές της παραγωγής του κόμβου pron για το έτος y |
| $glqloss_{liqn,y}$ | απώλειες στον κόμβο υγροποίησης liqn το έτος y ως ποσοστό της εξερχόμενης ποσότητας LNG |

| | |
|---|---|
| **$mapfn_{f,cons}$** | μερίδιο που κατέχει η εταιρία παραγωγής f στα κοιτάσματα της χώρας cons |
| **$mapfnLNG_{f,cons}$** | μερίδιο που κατέχει η εταιρία παραγωγής f στα κοιτάσματα που τροφοδοτούν τον κόμβο υγροποίησης της χώρας cons |
| **$contrpipe_{cons,consn}$** | ποσότητα σε mcm/y του συμβολαίου πώλησης αερίου μέσω αγωγού από την χώρα cons στην χώρα consn |
| **$contrLNG_{cons,consn}$** | ποσότητα σε mcm/y του συμβολαίου πώλησης LNG από την χώρα cons στην χώρα consn |
| **$ghgloss_{liqn,y}$** | απώλειες στον κόμβο επαναεριοποίησης hign το έτος y ως ποσοστό της εισερχόμενης ποσότητας LNG |
| **$Minflowpipe_{pipen,y}$** | ελάχιστη απαιτούμενη φυσική ροή στον αγωγό pipen ως ποσοστό της χωρητικότητάς του το έτος y |
| **$MinLNG_{cons,y}$** | ελάχιστη απαιτούμενη ποσότητα εισαγωγής LNG από τον κόμβο κατανάλωσης cons ως ποσοστό της ζήτησής του το έτος y |
| **$losses_{cons,y}$** | απώλειες διανομής του κόμβου cons το έτος y ως ποσοστό της ζήτησής του |
| **$gstloss_{ston,y}$** | απώλειες στον κόμβο αποθήκευσης ston το έτος y |
| **$sfc_{f,cons}$** | παράμετρος θεωρούμενης συμπεριφοράς των ανταγωνιστών της εταιρίας f στον κόμβο cons (υποθετική μεταβολή – conjectural variation) |
| **$NetworkCosts_{cons,y}$** | μέσο κόστος μεταφοράς και διανομής στο σύστημα της χώρας cons το έτος y |
| **$TransportCost_{cons,y}$** | μέσο κόστος μεταφοράς στο σύστημα της χώρας cons το έτος y |
| **$EFEEpipe_{cons,consn,y}$** | οριακό κόστος μεταφοράς αερίου μέσω αγωγού από τον κόμβο cons στον κόμβο consn το έτος y |
| **$EFEELNG_{cons,consn,y}$** | οριακό κόστος μεταφοράς LNG από τον κόμβο cons στον κόμβο consn το έτος y |
| **$GCappipe_{f,cons,y}$** | δυναμικότητα παραγωγής αερίου από την εταιρία f στην χώρα cons που πωλείται μέσω αγωγού το έτος y |
| **$GCapLNG_{f,cons,y}$** | δυναμικότητα παραγωγής LNG από την εταιρία f στην χώρα cons το έτος y |
| **$mcpipe_{f,cons,y}$** | μέσο κόστος παραγωγής αερίου στην χώρα cons από την εταιρία f το έτος y |
| **$mcLNG_{f,cons,y}$** | μέσο κόστος παραγωγής LNG στην χώρα cons από την εταιρία f το έτος y |

| Μεταβλητές του γραμμικού προβλήματος | Επεξήγηση |
|---|---|
| **$GPR_{pron,s,y}$** | παραγωγή φυσικού αερίου από τον κόμβο παραγωγής pron για την χαρακτηριστική ημέρα s του έτους y, σε mcm/d |
| **$GPRLV_{pron,s,lev,y}$** | μεταβλητή που επιμερίζει στα δέκα επίπεδα lev την παραγωγή κάθε κόμβου παραγωγής pron την χαρακτηριστική ημέρα s στο έτος y για λόγους γραμμικοποίησης της μη γραμμικής συνάρτησης κόστους παραγωγής, σε mcm/d |

| | |
|---|---|
| **$Totprod_{pron,y}$** | συνολική παραγωγή του κόμβου pron από το 2000 έως το έτος y |
| **$TotprodLV_{pron,y}$** | μεταβλητή που επιμερίζει στα δέκα επίπεδα lev την συνολική παραγωγή Totprod του κόμβου pron το έτος y για λόγους γραμμικοποίησης της τιμής πώλησης του φυσικού αερίου price |
| **$GTR_{arcsTSO,s,y}$** | μεταφερόμενη ποσότητα αερίου (φυσική ροή) από τον σύνδεσμο acsTSO την χαρακτηριστική ημέρα s για το έτος y, σε mcm/d |
| **$GLQ_{liqn,s,y}$** | παραγόμενη ποσότητα LNG από τον κόμβο υγροποίησης liqn την χαρακτηριστική ημέρα s για το έτος y, σε mcm/d |
| **$GTRLQ_{arcsTSO,s,y}$** | μεταφερόμενη ποσότητα αερίου από τον αγωγό pronliqn μεταξύ κόμβου παραγωγής pron και κόμβου υγροποίησης liqn την χαρακτηριστική ημέρα s για το έτος y, σε mcm/d |
| **$GSTi_{ston,s,y}$** | εισαγόμενη ποσότητα στον κόμβο αποθήκευσης ston για την χαρακτηριστική ημέρα s (επιτρέπεται μόνο για τις ημέρες που ανήκουν στο σύνολο si) και το έτος y |
| **$GSTx_{ston,s,y}$** | εξαγόμενη ποσότητα από τον κόμβο αποθήκευσης ston για την χαρακτηριστική ημέρα s (επιτρέπεται μόνο για τις ημέρες που ανήκουν στο σύνολο sx) και το έτος y |
| **$Ftrpipe_{f,cons,consn}$** | πωλήσεις φυσικού αερίου που παράγεται σε κόμβους παραγωγής της χώρας με κόμβο κατανάλωσης cons από την εταιρία f στον κόμβο κατανάλωσης consn |
| **$FtrLNG_{f,cons,consn}$** | πωλήσεις LNG που παράγεται σε κόμβους παραγωγής της χώρας με κόμβο κατανάλωσης cons από την εταιρία f στον κόμβο κατανάλωσης consn |

| Μεταβλητές του προβλήματος MCP | Επεξήγηση |
|---|---|
| **$Spipe_{f,cons,sec,y}$** | πωλήσεις μέσω αγωγού της εταιρίας f στον τομέα χρήσης sec του κόμβου κατανάλωσης cons το έτος y, σε mcm/y |
| **$SLNG_{f,cons,sec,y}$** | πωλήσεις LNG της εταιρίας f στον τομέα χρήσης sec του κόμβου κατανάλωσης cons το έτος y, σε mcm/y |
| **$Gpipe_{f,cons,y}$** | παραγωγή αερίου στην χώρα cons από την εταιρία f που πωλείται μέσω αγωγού το έτος y, σε mcm/y |
| **$GLNG_{f,cons,y}$** | παραγωγή LNG στην χώρα cons από την εταιρία f το έτος y, σε mcm/y |
| **$MCSpipe_{f,cons,sec,y}$** | οριακό κόστος πώλησης αερίου μέσω αγωγού της εταιρίας f στον τομέα χρήσης sec του κόμβου κατανάλωσης cons το έτος y |
| **$MCSLNG_{f,cons,sec,y}$** | οριακό κόστος πώλησης LNG της εταιρίας f στον τομέα χρήσης sec του κόμβου κατανάλωσης cons το έτος y |
| **$MCGpipe_{f,cons,y}$** | οριακό κόστος παραγωγής αερίου στην χώρα cons που πωλείται μέσω αγωγού από την εταιρία f το έτος y |
| **$MCGLNG_{f,cons,y}$** | οριακό κόστος παραγωγής LNG στην χώρα cons που πωλείται από την εταιρία f το έτος y |
| **$MCmShareLNG_{cons,y}$** | οριακό κόστος για την ικανοποίηση των περιορισμών ελάχιστου ποσοστού LNG στην συνολική κατανάλωση ανά χώρα |

| | |
|---|---|
| **$MCGCappipe_{f,cons,y}$** | οριακό κόστος πλήρους χρησιμοποίησης της δυναμικότητας παραγωγής αερίου στην χώρα cons που πωλείται μέσω αγωγού από την εταιρία f το έτος y |
| **$MCGCapLNG_{f,cons,y}$** | οριακό κόστος πλήρους χρησιμοποίησης της δυναμικότητας παραγωγής LNG στην χώρα cons που πωλείται από την εταιρία f το έτος y |

## 3.2 Δεδομένα εισόδου

### 3.2.1 Δεδομένα Κοιτασμάτων

Το κυριότερο χαρακτηριστικό ενός κοιτάσματος φυσικού αερίου είναι τα βεβαιωμένα αποθέματά του, δηλαδή η ποσότητα του αερίου που βρίσκεται παγιδευμένο στο υπόγειο κοίτασμα με πιθανότητα άνω του 90% να παραχθεί. Τα βεβαιωμένα αποθέματα όπως έχει αναφερθεί προσδιορίζονται με βάση τα γεωλογικά χαρακτηριστικά του υπεδάφους, μέσω σεισμικών ερευνών και κυρίως μέσω διερευνητικών γεωτρήσεων. Βέβαια, καθ' όλη την διάρκεια ζωής του κοιτάσματος κατά πάσα πιθανότητα πραγματοποιούνται περαιτέρω έρευνες και γεωτρήσεις με σκοπό την επέκταση των βεβαιωμένων αποθεμάτων και άρα της διάρκειας ζωής του κοιτάσματος, αφού λόγω της παραγωγής τα αποθέματά του θα μειώνονται. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί το ρωσικό κοίτασμα Shtokman, το οποίο μοντελοποιείται με αρχικά αποθέματα περίπου 2,5 tcm το 2000, ενώ το 2050 τα βεβαιωμένα κοιτάσματά του εκτιμώνται στα 17,7 tcm. Επίσης ένα μέρος των τεχνικά και οικονομικά εκμεταλλεύσιμων κοιτασμάτων καθίσταται εκμεταλλεύσιμο με την πάροδο του χρόνου, εξαιτίας της τεχνικής προόδου στην εξόρυξη φυσικού αερίου καθώς και της σταδιακής αύξησης των διεθνών τιμών πώλησης του φυσικού αερίου.

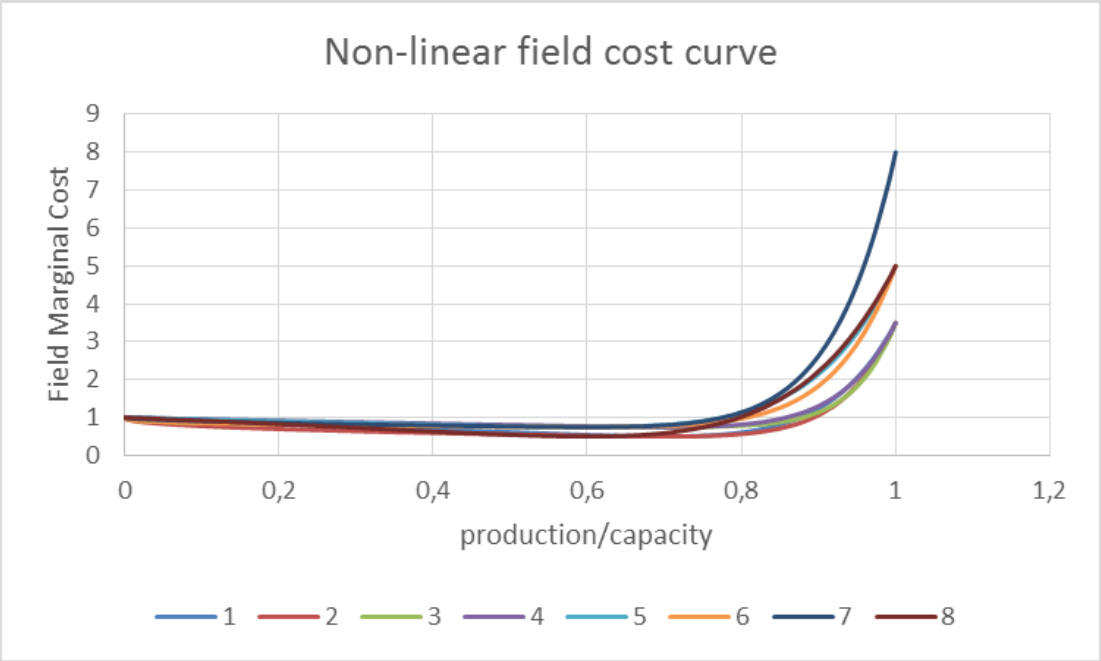
Η δυναμικότητα παραγωγής του κοιτάσματος (δηλαδή η μέγιστη δυνατότητα παραγωγής ανά ημέρα) καθορίζεται με βάση ιστορικά στοιχεία της IEA για τις πρώτες ιστορικές περιόδους (2000, 2005, 2010, 2015). Για τις μελλοντικές περιόδους καθορίζεται από την εξέλιξη της παραγωγής, από τα αποθέματα των κοιτασμάτων καθώς και από τις προοπτικές εξόρυξής τους που διαφέρουν ανά χώρα.

Μοντελοποιούνται κατά το δυνατόν οι πραγματικές συνθήκες που επικρατούν ως προς την παραγωγή αερίου σε κάθε χώρα, όπως είναι η έλλειψη επενδύσεων σε χώρες με κατά τα άλλα μεγάλες δυνατότητες παραγωγής (π.χ. Ιράν, Σαουδική Αραβία). Επίσης οι περισσότερες ευρωπαϊκές χώρες διαθέτουν σχετικά περιορισμένα αποθέματα αερίου, τα οποία σχεδόν εξαντλούνται μέχρι το 2050 (π.χ. το μεγαλύτερο ολλανδικό κοίτασμα Groningen του οποίου τα αποθέματα αυξάνονται οριακά, έχει δυναμικότητα παραγωγής περίπου 200 mcm/d το 2000 και περίπου 55 mcm/d το 2050, ακριβώς λόγω της εξάντλησης των αποθεμάτων).

Το οριακό κόστος παραγωγής $C_{pron,s,y}$ για κάθε κοίτασμα ανά έτος και χαρακτηριστική ημέρα είναι μη γραμμική συνάρτηση της παραγόμενης ποσότητας ανά έτος και χαρακτηριστική ημέρα (μεταβλητή $GPR_{pron,s,y}$) και της δυναμικότητας παραγωγής του κοιτάσματος για το ίδιο έτος $capacity_{pron,y}$, και εκφράζεται ως:

$$C_{pron,s,y} = 1 - a_{pron,y}\left(\frac{GPR_{pron,s,y}}{capacity_{pron,y}}\right)^{\gamma_{pron,y}} + \beta_{pron,y}\left(\frac{GPR_{pron,s,y}}{capacity_{pron,y}}\right)^{\delta_{pron,y}} \quad (\varepsilon\xi.3.1)$$

Οι παράμετροι α, β, γ και δ καθορίζονται ανά έτος με βάση το είδος του κοιτάσματος. Όλα τα κοιτάσματα έχουν κατηγοριοποιηθεί σε μία από οκτώ συνολικά κατηγορίες, ανάλογα με τα γεωλογικά χαρακτηριστικά του, και επομένως οι παράμετροι α, β, γ και δ καθορίζουν σε μεγάλο βαθμό την ακριβή μορφή της συνάρτησης κόστους για κάθε κοίτασμα:




*Εικόνα 23: Μη γραμμικές συναρτήσεις κόστους των κοιτασμάτων*

Επειδή ο καθορισμός της παραγωγής και των φυσικών ροών γίνεται με γραμμικό προγραμματισμό, οι μη γραμμικές συναρτήσεις κόστους των κοιτασμάτων πρέπει να γραμμικοποιηθούν. Αυτό επιτυγχάνεται χωρίζοντας την παραγωγή και την δυναμικότητα παραγωγής σε δέκα επίπεδα (lev1 – lev10) και απαιτώντας για κάθε χαρακτηριστική ημέρα (s) η ημερήσια παραγωγή ανά επίπεδο $GPRLV_{pron,s,lev,y}$ να μην ξεπερνά την δυναμικότητα ανά επίπεδο $energpr_{pron,s,lev,y}$ :

$$energpr_{pron,lev,y} = \sum_{\substack{levv \\ (levv \leq lev)}} \left(0.1\, capacity_{pron,y}\right) \qquad (\varepsilon\xi.3.2)$$

(Σημείωση: Ο δείκτης άθροισης levv συμβολίζει τα επίπεδα παραγωγής όπως ακριβώς και ο δείκτης lev. Ο λόγος που χρησιμοποιούνται δύο δείκτες για το ίδιο σύνολο είναι ότι η άθροιση γίνεται για εκείνα τα επίπεδα τα οποία είναι μικρότερα από το τρέχον.)

Η μεταβλητή συνολικής παραγωγής ανά χαρακτηριστική ημέρα (s) προκύπτει για κάθε έτος (y) ως:

$$GPR_{pron,s,y} = \sum_{lev} GPRLV_{pron,s,lev,y} \qquad (\varepsilon\xi.3.3)$$

Έτσι έχουμε για κάθε κοίτασμα (κόμβο παραγωγής pron) την παράμετρο γραμμικοποιημένου κόστους $prigpr_{pron,s,lev,y}$ η οποία προκύπτει από την μη γραμμική συνάρτηση κόστους (εξ. 1) ανά κοίτασμα και ανά χαρακτηριστική ημέρα (s) ως εξής:

$$prigpr_{pron,s,lev,y} = 1 - a_{pron,y}\left(\frac{energpr_{pron,lev,y}}{capacity_{pron,y}}\right)^{\gamma_{pron,y}} + \beta_{pron,y}\left(\frac{energpr_{pron,lev,y}}{capacity_{pron,y}}\right)^{\delta_{pron,y}} \qquad (\varepsilon\xi.3.4)$$

Εισάγεται ακόμα η παράμετρος $mcgpr_{pron,y}$ η οποία είναι το οριακό κόστος παραγωγής (σε ευρώ ανά mcm παραγόμενου αερίου).

Η τελική μορφή του όρου ο οποίος ενσωματώνει το συνολικό κόστος παραγωγής για όλα τα κοιτάσματα στην αντικειμενική συνάρτηση του γραμμικού προβλήματος προσδιορισμού της παραγωγής και των φυσικών ροών είναι:

$$\sum_{pron}\left[\sum_{s} Days_s\, mcgpr_{pron,y}\left(\sum_{lev} prigpr_{pron,s,lev,y}\, GPRLV_{pron,s,lev,y}\right)\right] \qquad (\varepsilon\xi.3.5)$$

Η τιμολόγηση του παραγόμενου αερίου πραγματοποιείται με βάση την μεγιστοποίηση των εσόδων από την διαχρονική εκμετάλλευση των περιορισμένων αποθεμάτων του κοιτάσματος, σύμφωνα με την λογική του κανόνα του Hotelling. Ο κανόνας του Hotelling ορίζει ότι η βέλτιστη εκμετάλλευση ενός εξαντλήσιμου φυσικού πόρου είναι εκείνη κατά την οποία τα οριακά έσοδα ($Marginal\ Revenues = Price - Marginal\ Cost$) ισοκατανέμονται στην διάρκεια ζωής του κοιτάσματος (λαμβάνοντας υπ' όψη την αναγωγή μελλοντικών χρηματοροών στο παρόν με βάση το επιτόκιο αναγωγής). Κάτι τέτοιο όμως θα προϋπέθετε μια διαχρονική (intertemporal) επίλυση του μοντέλου, οπότε αντ' αυτού ισοκατανέμονται (κατά το δυνατόν) τα οριακά έσοδα στο 50% της εξάντλησης των υπαρχόντων αποθεμάτων με τα οριακά έσοδα στο 80% της εξάντλησης των αποθεμάτων. Όπως και με την παραγωγή, ο βαθμός εξάντλησης των αποθεμάτων χωρίζεται σε δέκα επίπεδα με την παράμετρο $enertotprod_{pron,lev,y}$:

$$enertotprod_{pron,lev,y} = \sum_{\substack{levv \\ (levv \le lev)}} 0.1\, reserves_{pron,y} \qquad (\varepsilon\xi.3.6)$$

Έτσι ορίζεται η παράμετρος τιμολόγησης του παραγόμενου αερίου $price_{pron,lev,y}$:

$$price_{pron,lev,y} = acoeff_{pron,y} - bcoeff_{pron,y}\, \ln\left(1 - \frac{enertotprod_{pron,lev,y}}{reserves_{pron,y}}\right) \qquad (\varepsilon\xi.3.7)$$

όπου οι παράμετροι $acoeff_{pron,y}$, $bcoeff_{pron,y}$ προσδιορίζονται σύμφωνα με την λογική του κανόνα του Hotelling όπως αναφέρθηκε παραπάνω.

Ακόμα η συνολική για όλα τα έτη μέχρι το τρέχον παραγωγή κάθε κοιτάσματος $Totprod_{pron,y}$ ορίζεται (μέσω γραμμικής παρεμβολής μεταξύ των πενταετιών στις οποίες επιλύεται το μοντέλο) ως:

$$Totprod_{pron,y} = \sum_{\substack{yy \\ (yy \leq y)}} \left( 3 \sum_{s} Days_s \, GPR_{pron,s,yy} + 2 \sum_{s} Days_s \, GPR_{pron,s,yy} \right) \qquad (\varepsilon\xi.3.8)$$

για όλα τα έτη, και χωρίζεται σε δέκα επίπεδα με την μεταβλητή $TotprodLV_{pron,lev,y}$,:

$$\sum_{lev} TotprodLV_{pron,lev,y} = Totprod_{pron,y} \qquad (\varepsilon\xi.3.9)$$

η οποία απαιτείται για κάθε επίπεδο να είναι μικρότερη ή ίση του βαθμού εξάντλησης αποθεμάτων για εκείνο το επίπεδο $enertotprod_{pron,lev,y}$.

Τελικά στο γραμμικό πρόβλημα προσδιορισμού της παραγωγής και των φυσικών ροών, ο όρος της αντικειμενικής συνάρτησης που ενσωματώνει τα έσοδα από την πώληση της ετήσιας παραγωγής όλων των κοιτασμάτων (υπό την προϋπόθεση ότι διαθέτουν αποθέματα για εκείνο το έτος) είναι:

$$\sum_{pron} \sum_{lev} price_{pron,lev,y} TotprodLV_{pron,lev,y} \quad (\varepsilon\xi.3.10)$$

### 3.2.2 Δεδομένα Αγωγών και θαλάσσιων διαδρομών μεταφοράς LNG

Το σύνολο pipen περιλαμβάνει όλους τους αγωγούς (συμπεριλαμβανομένων και των αγωγών από τα κοιτάσματα προς τα εργοστάσια υγροποίησης – σύνολο pronliqn, και των αγωγών και που συνδέουν τα τερματικά επαναεριοποίησης LNG με τον κομβο καταναλωσης της κάθε χώρας).

Σε έναν αγωγό φυσικού αερίου, το βασικότερο χαρακτηριστικό είναι η δυναμικότητά του $capacity_{pipen,y}$, δηλαδή η ποσότητα που μπορεί να μεταφέρει σε ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα η οποία εν προκειμένω εκφράζεται σε μονάδες όγκου ανά ημέρα – mcm/day.

Το οριακό κόστος των αγωγών (δηλαδή το κόστος ανά μονάδα όγκου ή ενέργειας που μεταφέρεται) μοντελοποιείται λαμβάνοντας υπ' όψη τα λειτουργικά μεταβλητά και σταθερά κόστη, αλλά και την απόσβεση του κόστους κεφαλαίου.

Το κόστος κεφαλαίου του αγωγού εξαρτάται κυρίως από το μήκος του και από τεχνικά και γεωγραφικά χαρακτηριστικά (ύψος ή βάθος, ποιότητα εδάφους), αλλά και από άλλους παράγοντες όπως το κόστος του χάλυβα για την κατασκευή των σωληνώσεων, το κόστος εργασίας, η διάμετρος του αγωγού (καθώς από αυτήν καθορίζεται η χωρητικότητά του) και η ισχύς και ο αριθμός των σταθμών συμπίεσης (Ulvestad & Overland 2012). Εισάγεται στο μοντέλο για όλους τους αγωγούς (σύνολο pipen) μέσω της παραμέτρου $CC_{pipen,y}$:

$$CC_{pipen,y} = length_{pipen,y} \, a_{pipen,y} \frac{capacity_{pipen,y}^{b_{pipen,y}}}{1 + e^{1-c_{pipen,y}}} \left( \frac{height_{pipen,y}}{base\ height} \right)^{Scaleheight_{pipen,y}} \qquad (\varepsilon\xi.3.11)$$

όπου $length_{pipen,y}$ είναι το μήκος του αγωγού σε χιλιόμετρα, $height_{pipen,y}$ το ύψος του σε μέτρα (στην περίπτωση υποθαλάσσιου αγωγού αντί της παραμέτρου $height_{pipen,y}$ χρησιμοποιείται η παράμετρος $depth_{pipen,y}$ για το βάθος του σε μέτρα), base height είναι το ύψος αναφοράς (τυπικά ίσο με 300 μέτρα) και $Scaleheight_{pipen,y}$ (τυπικά ίση με 0,5) είναι η παράμετρος που προσομοιώνει την ελαστικότητα του κόστους ως προς το ύψος θεωρώντας ότι όσο μεγαλύτερο είναι το ύψος από το οποίο πρέπει να περάσει ένας αγωγός αυξάνεται μη γραμμικά το κόστος (στην περίπτωση υποθαλάσσιου αγωγού χρησιμοποιούνται αντιστοίχως η παράμετρος base depth με τυπική τιμή τα 100 μέτρα, και η παράμετρος $Scaledepth_{pipen,y}$, τυπικά ίση με 0,5). Η παράμετρος a είναι μοναδική ανά αγωγό και εξαρτάται από την χωρητικότητά του (είναι κατά μέσο όρο ίση με 1,4), ενώ οι παράμετροι b, c είναι σταθερές ανά αγωγό και ισούνται περίπου με 0,1 και 0,13 αντιστοίχως, και προκύπτουν από την βιβλιογραφία.

Μέσω του συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου (capital recovery factor), ο οποίος εκφράζεται χρησιμοποιώντας το επιτόκιο αναγωγής προσαυξημένο κατά περίπτωση για συνθήκες ρίσκου i (τυπικά 8,5%), και την διάρκεια ζωής της κάθε υποδομής life (τυπικά 30 έτη), ως:

$$RF = \frac{i(1+i)^{life}}{(1+i)^{life} - 1} \qquad (\varepsilon\xi. 3.12)$$

το κόστος κεφαλαίου κάθε αγωγού μετατρέπεται σε ετήσια ισόποση ράντα $annuity_{pipen,y}$:

$$\text{annuity}_{pipen,y} = \frac{CC_{pipen,y}\, RF}{365\, capacity_{pipen,y}\, LF_{pron,y}} \qquad (\varepsilon\xi. 3.13)$$

όπου η παράμετρος $LF_{pipen,y}$ προσδιορίζει τον τυπικό συντελεστή χρησιμοποίησης (75%) της υποδομής.

Το ετήσιο μεταβλητό κόστος ανά μονάδα μεταφερόμενου όγκου αερίου $variablecost_{pipen,y}$ ορίζεται ως ποσοστό επί της ετήσιας ράντας του κόστους κεφαλαίου και περιλαμβάνει το σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης των εγκαταστάσεων και άλλα μεταβλητά κόστη συμπεριλαμβανομένου του κόστους καυσίμου (το οποίο καταναλώνουν οι σταθμοί συμπίεσης).

Επίσης εισάγεται η παράμετρος $SQ_{pipen,y}$, η οποία είναι αντιστρόφως ανάλογη της χωρητικότητας και μοντελοποιεί τις οικονομίες κλίμακος που επιτυγχάνονται ανάλογα με την δυναμικότητα του αγωγού μέσω των παραμέτρων $P_{pipen,y}$ (τυπικά ίση με 3,5) και $Q_{pipen,y}$ (τυπικά ίση με 0,8):

$$SQ_{pipen,y} = \frac{P_{pipen,y} - 1}{2\, Q_{pipen,y}\, capacity_{pipen,y}} \qquad (\varepsilon\xi. 3.14)$$

Έτσι ορίζονται οι παράμετροι κόστους:

$$trprfxn_{pipen,y} = annuity_{pron,y} + variablecost_{pron,y} \quad (\varepsilon\xi. 3.15)$$

$$trpr2fxn_{pipen,y} = SQ_{pipen,y}\, trprfxn_{pipen,y} \qquad (\varepsilon\xi. 3.16)$$

και τελικά το κόστος για τον κάθε αγωγό ανά μονάδα μεταφερόμενου όγκου είναι:

$$prigtr_{pipen,y} = \left(trprfxn_{pipen,y} + 2\, trpr2fxn_{pipen,y}\, capacity_{pipen,y}\right) capacity_{pipen,y} \quad (\varepsilon\xi.3.17)$$

Για τις διαδρομές μεταφοράς LNG (σύνολο shipn), το κόστος εξαρτάται κατά βάση από την απόσταση, και με παρόμοιο τρόπο καθορίζονται οι παράμετροι:

$$variablecost_{shipn,y} = b_{shipn,y} \quad (\varepsilon\xi.3.18)$$

$$SQ_{shipn,y} = \frac{P_{shipn,y} - 1}{2\, Q_{shipn,y}\, capacity_{shipn,y}} \quad (\varepsilon\xi.3.19)$$

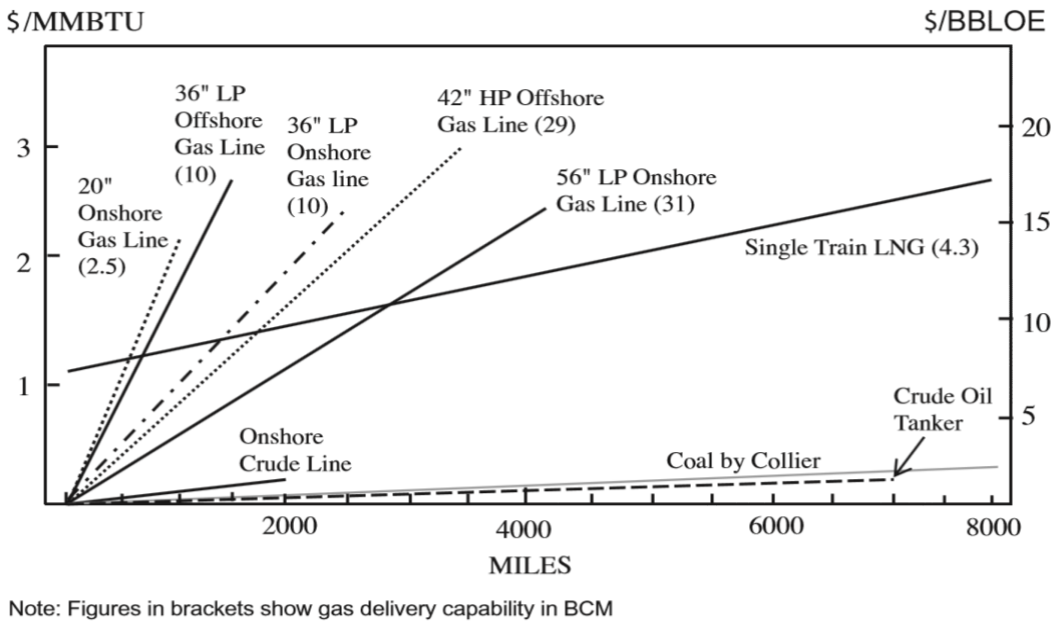
και οι παράμετροι κόστους είναι:

$$trptfxn_{shipn,y} = variablecost_{shipn,y} \quad (\varepsilon\xi.3.20)$$

$$trpr2fxn_{shipn,y} = SQ_{shipn,y}\, trprfxn_{shipn,y} \quad (\varepsilon\xi.3.21)$$

το κόστος ανά μονάδα μεταφερόμενου όγκου είναι:

$$prigtr_{shipn,y} = \left(trprfxn_{shipn,y} + 2\, trpr2fxn_{shipn,y}\, capacity_{shipn,y}\right) capacity_{shipn,y} \quad (\varepsilon\xi.3.22)$$




*Εικόνα 24: Σύγκριση κόστους υποδομών μεταφοράς φυσικού αερίου ανά μεταφερόμενη μονάδα ενέργειας, σε σχέση με την απόσταση σε μίλια*

Τελικά το συνολικό κόστος όλων των αγωγών και όλων των θαλάσσιων διαδρομών (σύνολο arcsTSO – με παρόμοιο τρόπο σε ξεχωριστό παράγοντα προκύπτει και το κόστος των αγωγών

προς τα εργοστάσια υγροποίησης pronliqn), το οποίο υπεισέρχεται στην αντικειμενική συνάρτηση του γραμμικού προβλήματος προσδιορισμού της παραγωγής και των ροών (μεταβλητή $GTR_{arcsTSO,s,y}$) είναι:

$$\sum_{s} \sum_{arcsTSO} Days_s \, prigtr_{arcsTSO,y} \, GTR_{arcsTSO,s,y} \quad (\varepsilon\xi.\ 3.23)$$

### 3.2.3 Δεδομένα Υποδομών Υγροποίησης

Το εργοστάσιο υγροποίησης είναι συνήθως το στάδιο της αλυσίδας παραγωγής του LNG με το μεγαλύτερο κεφαλαιουχικό κόστος. Το κόστος κεφαλαίου $CC_{liqn,y}$ όλων των υποδομών υγροποίησης (σύνολο κόμβων liqn) εξαρτάται κυρίως από την δυναμικότητα παραγωγής του εργοστασίου ($capacity_{liqn,y}$) και αποπληρώνεται καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της υποδομής (τυπικά 30 έτη) μετατρέποντας μέσω του συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου $RF_{liqn,y}$ το κόστος κεφαλαίου στην ετήσια ισόποση ράντα $annuity_{liqn,y}$ και θεωρώντας τον αναμενόμενο συντελεστή χρησιμοποίησης της υποδομής $LF_{liqn,y}$ (τυπικά 0,75). Η παράμετρος $a_{liqn,y}$ λαμβάνει διαφορετικές τιμές αναλόγως την γεωγραφική περιοχή και την χρονική περίοδο, και αντικατοπτρίζει την πραγματική χρονική και τοπική διακύμανση του κόστους κεφαλαίου των εργοστασίων υγροποίησης:

$$CC_{liqn,y} = capacity_{liqn,y} \, a_{liqn,y} \quad (\varepsilon\xi.3.24)$$

$$annuity_{liqn,y} = \frac{CC_{liqn,y} \, RF_{liqn,y}}{365 \, capacity_{liqn,y} \, LF_{liqn,y}} \quad (\varepsilon\xi.\ 3.25)$$

Ορίζονται ακόμα τα μεταβλητά κόστη των υποδομών υγροποίησης $variablecost_{liqn,y}$, ενώ εισάγεται όπως στους αγωγούς και η παράμετρος $SQ_{iqn,y}$:

$$SQ_{liqn,y} = \frac{P_{liqn,y} - 1}{2 \, Q_{liqn,y} \, capacity_{liqn,y}} \quad (\varepsilon\xi.3.26)$$

και οι παράμετροι κόστους είναι:

$$trptfxn_{liqn,y} = annuity_{liqn,y} + variablecost_{liqn,y} \quad (\varepsilon\xi.3.27)$$

$$trpr2fxn_{liqn,y} = SQ_{liqn,y} \, trprfxn_{liqn,y} \quad (\varepsilon\xi.3.28)$$

Το κόστος ανά παραγόμενη μονάδα όγκου είναι:

$$priglq_{liqn,y} = trprfxn_{liqn,y} + 2 \, trpr2fxn_{liqn,y} \, capacity_{liqn,y} \quad (\varepsilon\xi.3.29)$$

και τελικά, το συνολικό κόστος όλων των εργοστασίων υγροποίησης που εισάγεται στην αντικειμενική συνάρτηση του γραμμικού προβλήματος προσδιορισμού των φυσικών ροών και

της παραγωγής, εξαρτάται από την παραγωγή LNG των εργοστασίων (μεταβλητή $GLQ_{liqn,s,y}$) και έχει την μορφή:

$$\sum_{s}\sum_{liqn} Days_s \; priglq_{liqn,y} \; GLQ_{liqn,s,y} \qquad (\varepsilon\xi.3.30)$$

### 3.2.4 Δεδομένα Τερματικών Επαναεριοποίησης

Όπως και παραπάνω, το κόστος των τερματικών επαναεριοποίησης (σύνολο κόμβων hign) διαχωρίζεται σε κόστη κεφαλαίου τα οποία περιλαμβάνουν και το κόστος των εγκαταστάσεων αποθήκευσης που διαθέτει το τερματικό, και σε μεταβλητά κόστη που περιλαμβάνουν και το κόστος καυσίμου λόγω των απωλειών κατά την επαναεριοποίηση.

Το κόστος κεφαλαίου $CC_{hign,y}$ εξαρτάται κυρίως από την ημερήσια δυναμικότητα $capacity_{hign,y}$ του τερματικού (θεωρώντας τυπική δυναμικότητα 12 mcm/day), αλλά και από την δυνατότητα αποθήκευσης $storage_{hign,y}$ είναι:

$$CC_{hign,y} = capacity_{hign,y} \; a_{hign,y} \left(\frac{capacity_{hign,y}}{TypicalCapacity_y}\right)^{b_{hign,y}} + storage_{hign,y} \; c_{hign,y} \qquad (\varepsilon\xi.3.31)$$

και οι παράμετροι a και c εξαρτώνται από το οριακό κόστος επαναεριοποίησης και αποθήκευσης του τερματικού, ενώ η παράμετρος b προσομοιώνει τις οικονομίες κλίμακος που επιτυγχάνονται.

Το κόστος κεφαλαίου ανάγεται σε ετήσια ισόποση ράντα $annuity_{hign,y}$ μέσω του συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου RF θεωρώντας τον συντελεστή χρησιμοποίησης της εγκατάστασης $LF_{hign,y}$ (τυπικά 75%):

$$annuity_{hign,y} = \frac{CC_{hign,y} \; RF_{hign,y}}{365 \; capacity_{hign,y} \; LF_{hign,y}} \qquad (\varepsilon\xi.3.32)$$

Όπως και παραπάνω εισάγεται και η παράμετρος $SQ_{hign,y}$:

$$SQ_{hign,y} = \frac{P_{hign,y} - 1}{2 \; Q_{hign,y} \; capacity_{hign,y}} \qquad (\varepsilon\xi.3.33)$$

Οι παράμετροι κόστους είναι:

$$trprfxn_{hign,y} = annuity_{hign,y} + variablecost_{hign,y} \qquad (\varepsilon\xi.3.34)$$

$$trpr2fxn_{hign,y} = SQ_{hign,y} \; trprfxn_{hign,y} \qquad (\varepsilon\xi.3.35)$$

### 3.2.5 Δεδομένα Υποδομών Αποθήκευσης

Οι κόμβοι αποθήκευσης (ston) αντιπροσωπεύουν αθροιστικά τις υποδομές αποθήκευσης που διαθέτει η κάθε χώρα, οι οποίες κατηγοριοποιούνται και διαφοροποιούνται ως προς τα χαρακτηριστικά τους αναλόγως το είδος της υποδομής: υδροφόρα στρώματα, σπήλαια

άλατος, εξαντλημένα κοιτάσματα και υποδομές αποθήκευσης LNG (στην τελευταία κατηγορία υπάγονται οι υποδομές αποθήκευσης των τερματικών υποδοχής LNG καθώς και ορισμένες αυτόνομες υποδομές αποθήκευσης σε υγρή μορφή και επαναεριοποίηση για την εισαγωγή στο σύστημα). Χαρακτηρίζονται από τα εξής μεγέθη: συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης σε mcm (παράμετρος $storage_{ston,y}$) και δυναμικότητα εισαγωγής και εξαγωγής (παράμετροι $injection_{ston,y}$ και $extraction_{ston,y}$) σε mcm/day. Για τεχνικούς λόγους, το έτος διαχωρίζεται σε περίοδο εισαγωγής (si που περιλαμβάνει τις χαρακτηριστικές ημέρες χαμηλότερης ζήτησης s4 – s6, και τυπικά πρόκειται για τους θερινούς μήνες) και σε περίοδο εξαγωγής (sx που περιλαμβάνει τις χαρακτηριστικές ημέρες υψηλότερης ζήτησης s1 – s3, και τυπικά πρόκειται για τους χειμερινούς μήνες).

Οι παράμετροι κόστους εισάγονται για κάθε κόμβο αποθήκευσης και περιλαμβάνουν το κόστος κεφαλαίου με απόσβεση μέσω ετήσιας ισόποσης ράντας για περίοδο 20 ετών:

$$CC_{ston,y} = storage_{ston,y}\, a_{ston,y} \sum_{sx} Days_{sx} \qquad (\varepsilon\xi.3.36)$$

$$annuity_{ston,y} = \frac{CC_{ston,y}\, RF_{ston,y}}{\sum_{sx} Days_{sx}\ storage_{ston,y}\, LF_{ston,y}} \qquad (\varepsilon\xi.3.37)$$

ενώ εισάγεται και η παράμετρος $SQ_{ston,y}$ όπως παραπάνω:

$$SQ_{ston,y} = \frac{P_{ston,y} - 1}{2\, Q_{ston,y}\, \frac{storage_{ston,y}}{\sum_{sx} Days_{sx}}} \qquad (\varepsilon\xi.3.38)$$

Οπότε οι τελικές παράμετροι κόστους είναι:

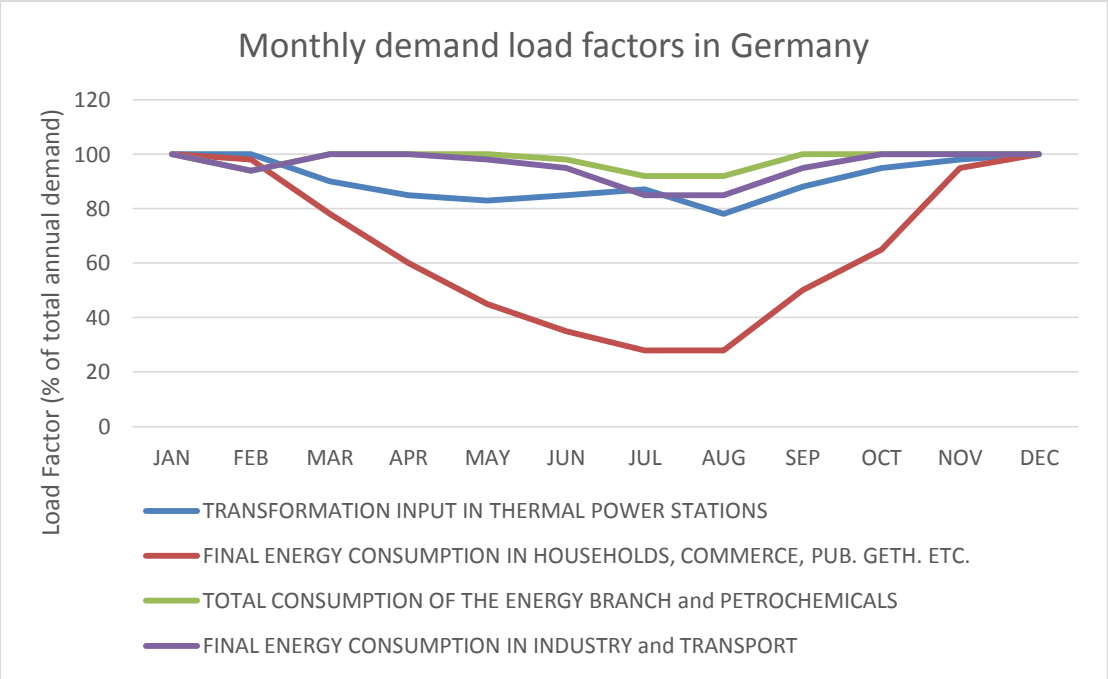
$$trprfxn_{ston,y} = annuity_{ston,y} + variablecost_{ston,y} \qquad (\varepsilon\xi.3.39)$$

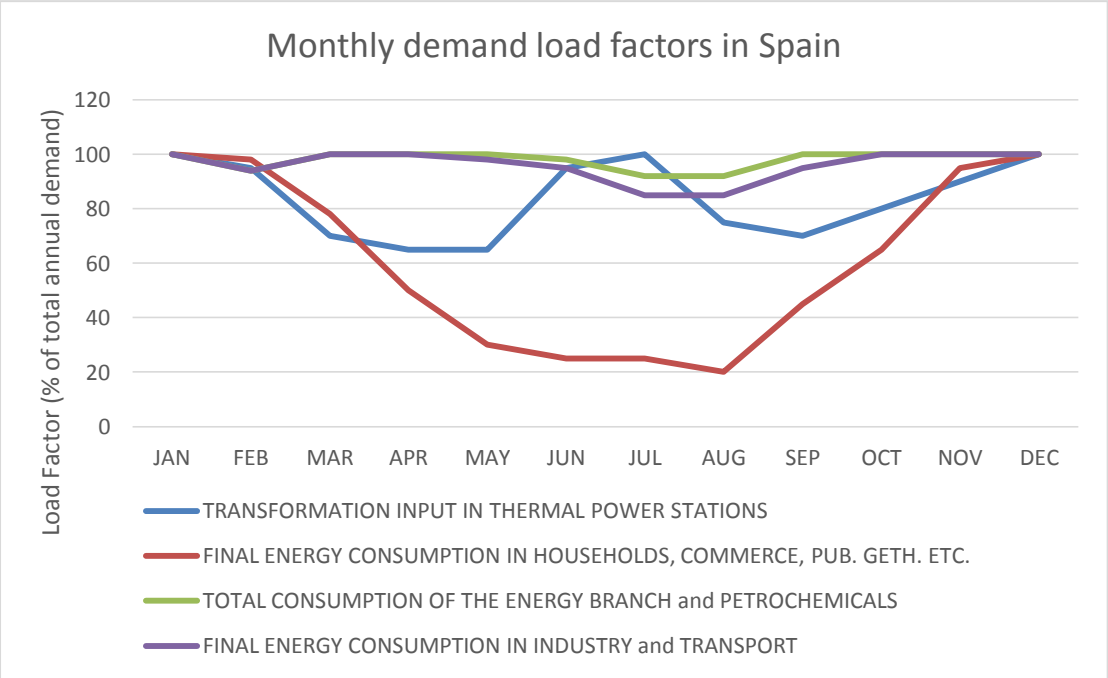
$$trpr2fxn_{ston,y} = SQ_{ston,y}\, trprfxn_{ston,y} \qquad (\varepsilon\xi.3.40)$$

### 3.2.6 Δεδομένα ζήτησης

Η ετήσια ζήτηση ανά τομέα και ανά χώρα προκύπτει από τα ενεργειακά ισοζύγια όλων των χωρών και από προβλέψεις του μοντέλου ενεργειακής ζήτησης PRIMES για την μελλοντική ζήτηση φυσικού αερίου της ΕΕ. Για τις υπόλοιπες χώρες χρησιμοποιούνται δεδομένα και προβλέψεις της IEA και άλλων μοντέλων του E3MLab (E3MLab 2010, Prometheus Stochastic Model), (E3MLab 2012, The MENA-EDS Model). Ορίζεται έπειτα για κάθε χώρα και ανά μήνα ο συντελεστής φορτίου, όπου ενσωματώνονται οι εποχικές μεταβολές της ζήτησης φυσικού αερίου, ενώ ενσωματώνεται και η διαφοροποίηση στην καμπύλη φορτίου ανά γεωγραφική περιοχή: Στις βόρειες χώρες η ζήτηση στον οικιακό τομέα είναι υψηλή μέχρι και τους τελευταίους εαρινούς μήνες λόγω των φορτίων θέρμανσης ενώ στις νοτιότερες χώρες η ζήτηση του οικιακού τομέα φθίνει περισσότερο ήδη από την αρχή της άνοιξης. Αντιστρόφως, στις νότιες χώρες η ζήτηση στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής παραμένει υψηλή τους θερινούς μήνες λόγω των υψηλότερων θερμοκρασιών και της συνεπακόλουθης αυξημένης χρήσης κλιματιστικών, ενώ στις βορειότερες χώρες η ζήτηση είναι χαμηλότερη τους θερινούς

μήνες. Από την άλλη πλευρά, η ζήτηση για βιομηχανικές και ενεργειακές χρήσεις έχει πολύ μικρότερη εποχική διακύμανση τόσο στις βόρειες όσο και στις νότιες χώρες.




*Εικόνα 25: Μηνιαίες καμπύλες φορτίου ανά τομέα χρήσης για την Γερμανία και την Ισπανία*

Προκειμένου να μετατραπεί η ετήσια ζήτηση σε ζήτηση ανά χαρακτηριστική ημέρα (s1 – s6) υπολογίζονται εκ νέου οι μηνιαίοι συντελεστές φορτίου, σταθμισμένοι ως προς το πλήθος ημερών κάθε μήνα και κατόπιν μετατρέπονται σε ζήτηση ανά χαρακτηριστική ημέρα χρησιμοποιώντας την ετήσια ζήτηση και τους συντελεστές βαρύτητας κάθε χαρακτηριστικής ημέρας σε κάθε μήνα.

Ακόμα, ενσωματώνονται ιστορικά στοιχεία και προβλέψεις σχετικά με την τιμή του αερίου και την ελαστικότητα της ζήτησης ως προς την τιμή ανά έτος (y), ανά χώρα, ανά τομέα και ανά χαρακτηριστική ημέρα, αλλά και για τις απώλειες του συστήματος διανομής (ως % της συνολικής κατανάλωσης ανά χώρα).

Έτσι, εισάγονται στο μοντέλο οι παράμετροι ζήτησης, τιμής και ελαστικότητας ανά κόμβο κατανάλωσης (cons), ανά τομέα χρήσης (sec), ανά χαρακτηριστική ημέρα, και ανά έτος: $\text{demand}_{\text{cons,sec,s,y}}$, $\text{price}_{\text{cons,sec,s,y}}$ και $\text{elasticity}_{\text{cons,sec,s,y}}$.

Κατόπιν υπολογίζονται οι παράμετροι της αντίστροφης συνάρτησης ζήτησης φυσικού αερίου $\text{alpha}_{\text{cons,sec,s,y}}$ και $\text{beta}_{\text{cons,sec,s,y}}$:

$$alpha_{cons,sec,s,y} = price_{cons,sec,s,y}\, e^{\frac{1}{|elasticity_{\text{cons,sec,s,y}}|}} \qquad (\varepsilon\xi.\ 3.41)$$

$$beta_{\text{cons,sec,s,y}} = \frac{1}{nd_s\, |elasticity_{\text{cons,sec,s,y}}\, demand_{\text{cons,sec,s,y}}|} \qquad (\varepsilon\xi.\ 3.42)$$

και τελικώς η αντίστροφη συνάρτηση ζήτησης έχει την μορφή:

$$price = alpha\, e^{-beta\, Demand} \qquad (\varepsilon\xi.\ 3.43)$$

## 3.3 Περιγραφή εξισώσεων

### 3.3.1 Γραμμικό πρόβλημα καθορισμού παραγωγής και φυσικών ροών

**Αντικειμενική συνάρτηση**

Η αντικειμενική συνάρτηση Objective, η τιμή της οποίας μεγιστοποιείται για κάθε έτος κατά την επίλυση του μοντέλου (το πρόβλημα επιλύεται για κάθε έτος y θέτοντας κάθε φορά το τρέχον έτος ως yr), ενσωματώνει το κόστος και τα έσοδα των παραγωγών καθώς και τα κόστη όλων των υποδομών του συστήματος.

$$\begin{aligned} Objective = \sum_{\substack{y \\ (yr)}} \Bigg\{ & \sum_{pron,lev} price_{pron,lev,y}\, TotProdLV_{pron,lev,y} \\ & - \sum_{s,pron,lev} Days_s\, mcgpr_{pron,y}\, prigpr_{pron,s,lev,y}\, GPRLV_{pron,s,lev,y} \\ & - \sum_{s,liqn} Days_s\, priglq_{liqn,s,y}\, GLQ_{liqn,s,y} \\ & - \sum_{s,pronliqn} Days_s\, pritrlq_{pronliqn,s,lev,y}\, GTRLQ_{pronliqn,s,y} \\ & - \sum_{s,arcsTSO} Days_s\, prigtr_{arcsTSO,s,y}\, GTR_{arcsTSO,s,y} \Bigg\} \qquad (\varepsilon\xi.3.44) \end{aligned}$$

**Περιορισμοί προβλήματος παραγωγού**

Η παρακάτω εξίσωση (εξ. 3.44) εκφράζει την ισορροπία σε κάθε κόμβο παραγωγής. Το παραγόμενο στον κόμβο παραγωγής (pron) αέριο (μεταβλητή GPR) διοχετεύεται είτε σε κόμβους κατανάλωσης (cons – της χώρας παραγωγής ή και άλλων χωρών – μεταβλητή GTR), είτε προς κόμβους υγροποίησης (liqn) μέσω αγωγών προς αυτούς (pronliqn – μεταβλητή GTRLQ):

$$GPR_{pron,s,y} = \sum_{\substack{arcsTSO, \\ cons}} GTR_{arcsTSO,s,y} + \sum_{\substack{pronliqn, \\ liqn}} GTRLQ_{pronliqn,s,y} \qquad (\varepsilon\xi.3.45)$$

Η παρακάτω τριάδα εξισώσεων (εξ. 3.46, 3.47 και 3.48) απαιτεί η παραγόμενη ποσότητα αερίου (μεταβλητή GPR) αφ' ενός να μην ξεπερνά την ημερήσια δυναμικότητα παραγωγής (παράμετρος capacity), και αφ' ετέρου να ευρίσκεται εντός ενός ποσοστιαίου ορίου (παράμετρος flex) της μέσης ετήσιας παραγωγής του κόμβου (για την ακρίβεια λαμβάνεται το άθροισμα παραγόμενου αερίου ανά χαρακτηριστική ημέρα προς το πλήθος των χαρακτηριστικών ημερών).

(Το σύνολο των χαρακτηριστικών ημερών συμβολίζεται και με ss για λόγους εσωτερικής άθροισης εντός της εξίσωσης)

$$capacity_{pron,y} \geq GPR_{pron,s,y} \qquad (\varepsilon\xi.3.46)$$

$$GPR_{pron,s,y} \geq \left(1 - flex_{pron,y}\right) \frac{\sum_{ss} GPR_{pron,ss,y}}{6} \qquad (\varepsilon\xi.\ 3.47)$$

$$\left(1 + flex_{pron,y}\right) \frac{\sum_{ss} GPR_{pron,ss,y}}{6} \geq GPR_{pron,s,y} \qquad (\varepsilon\xi.\ 3.48)$$

Ορίζεται ακόμα (εξ. 3.49) ένα περιθώριο ασφαλείας για τα αποθέματα (παράμετρος reserves) του κάθε κόμβου παραγωγής, σε σχέση με την συνολική παραγωγή (μεταβλητή Totprod) όλων των ετών μέχρι το τρέχον έτος και με το διπλάσιο της φετινής παραγωγής (ώστε ο λόγος αποθεμάτων προς ετήσια παραγωγή R/P ratio να μην μειώνεται κάτω από 2 έτη):

$$reserves_{pron,y} \geq Totprod_{pron,y} + 2 \sum_{s} Days_s\, GPR_{\mathrm{pron,s,y}} \qquad (\varepsilon\xi.3.49)$$

Οι παρακάτω εξισώσεις (εξ. 3.50 και 3.51) περιορίζουν για τις ιστορικές περιόδους (2000 – 2015) την συνολική ετήσια παραγωγή κάθε κόμβου παραγωγής ώστε να είναι ίση με τις πραγματικές τιμές (παράμετρος calibration) όπως έχουν προκύψει από ιστορικά στοιχεία της IEA:

$$\sum_{s} Days_s\, GPR_{pron,s,y} \geq calibration_{pron,y} \left(1 - min_{pron,y}\right) \quad (\varepsilon\xi.\ 3.50)$$

$$calibration_{pron,y} \left(1 - max_{pron,y}\right) \geq \sum_{s} Days_s\, GPR_{pron,s,y} \quad (\varepsilon\xi.3.51)$$

Ορίζεται ακόμα (εξ. 3.52) για κάθε χώρα (cons) ότι το σύνολο των φυσικών ροών (μεταβλητή GTR) μέσω αγωγού (arcsTSO) από όλα τα κοιτάσματα (pron) της χώρας αυτής προς τον κόμβο κατανάλωσης οποιασδήποτε χώρας (consn) είναι μεγαλύτερο ή ίσο από το σύνολο των πωλήσεων (μεταβλητή Ftrpipe) από τις εταιρίες που διαθέτουν δυνατότητα παραγωγής στον κόμβο κατανάλωσης (cons), προς οποιονδήποτε χώρα (consn) στην οποία διαθέτουν δυνατότητα πώλησης:

$$\sum_{pron} \sum_{\substack{arcsTSO,\\ consn}} \sum_{s} Days_s\, GTR_{arcsTSO,s,y} \geq \sum_{f,consn} Ftrpipe_{f,cons,consn,y} \quad (\varepsilon\xi.\ 3.52)$$

Η εξίσωση 3.53 εξειδικεύει την παραπάνω εξίσωση (εξ. 3.52) ανά εταιρία (για τις εταιρίες που διαθέτουν δυνατότητα παραγωγής στην χώρα cons), με βάση το μερίδιο της κάθε εταιρίας στην ιδιοκτησία των κοιτασμάτων (field ownership share) κάθε χώρας (παράμετρος mapfn):

$$mapfn_{f,cons} \sum_{pron} \sum_{\substack{arcsTSO,\\ consn}} \sum_{s} Days_s\, GTR_{arcsTSO,s,y} \geq \sum_{consn} Ftrpipe_{f,cons,consn,y} \quad (\varepsilon\xi.3.53)$$

Η εξίσωση 3.54 επιμερίζει (μέσω της παραμέτρου mapfnLNG) την εισροή αερίου προς κάθε κόμβο υγροποίησης (μεταβλητή GTRLQ) σε κάθε εταιρία που δραστηριοποιείται στην

παραγωγή LNG, και απαιτεί η παραγωγή LNG της κάθε εταιρίας από τον συγκεκριμένο κόμβο υγροποίησης να είναι μεγαλύτερη ή ίση από τις πωλήσεις LNG που πραγματοποιεί η εταιρία από τον ίδιο κόμβο υγροποίησης:

$$mapfnLNG_{f,cons} \sum_{pron} \sum_{\substack{pronliqn,\\ liqn}} \sum_{s} Days_s \, GTRLQ_{pronliqn,s,y} \left(1 - glqloss_{liqn,y}\right) \geq \sum_{consn} Ftrlng_{f,cons,consn,y} \qquad (\varepsilon\xi. 3.54)$$

Οι επόμενες δύο εξισώσεις (εξ. 3.55 και 3.56) ορίζουν ότι οι συνολικές πωλήσεις (μέσω αγωγού ή LNG) μεταξύ δύο κόμβων από όλες τις εταιρίες παραγωγής είναι μεγαλύτερες ή ίσες από την ποσότητα που υποχρεωτικά διακινείται μεταξύ των δύο κόμβων λόγω συμβολαίου (παράμετροι contrpipe και contrLNG):

$$\sum_{f} Ftrpipe_{f,consn,cons,y} \geq \mathrm{contrpipe}_{\mathrm{consn,cons,y}} \quad (\varepsilon\xi. 3.55)$$

$$\sum_{f} FtrLNG_{f,consn,cons,y} \geq \mathrm{contrLNG}_{\mathrm{consn,cons,y}} \quad (\varepsilon\xi. 3.56)$$

**Περιορισμοί παραγωγού LNG**

Η παρακάτω τριάδα εξισώσεων καθορίζει του περιορισμούς και τις συνθήκες ισορροπίας στους κόμβους υγροποίησης.

Η εξίσωση 3.57 ορίζει ότι η παραγωγή LNG ανά χαρακτηριστική ημέρα και ανά έτος κάθε κόμβου υγροποίησης (μεταβλητή GLQ) ισούται με το σύνολο των μεταφερόμενων ποσοτήτων μέσω θαλάσσιας διαδρομής (μεταβλητή GTR) προς όλα τα τερματικά υποδοχής LNG (κόμβοι hign):

$$GLQ_{liqn,s,y} = \sum_{arcsTSO,hign} GTR_{arcsTSO,s,y} \quad (\varepsilon\xi. 3.57)$$

Οι εξισώσεις 3.58 και 3.59 ορίζουν αντιστοίχως την παραγωγή LNG κάθε κόμβου υγροποίησης (μεταβλητή GLQ) και την μεταφερόμενη μέσω αγωγού ποσότητα προς τον κόμβο υγροποίησης ως το πολύ ίσες με την δυναμικότητα υγροποίησης του κόμβου και την χωρητικότητα του αγωγού (παράμετρος capacity).

$$capacity_{liqn,y} \geq GLQ_{liqn,s,y} \quad (\varepsilon\xi. 3.58)$$

$$capacity_{pronliqn,y} \geq GTRLQ_{pronliqn,s,y} \quad (\varepsilon\xi. 3.59)$$

Η εξίσωση 3.60 καθορίζει την ισορροπία μεταξύ εισόδου (μεταβλητή GTRLQ) και εξόδου (μεταβλητή GLQ) στους κόμβους υγροποίησης λαμβάνοντας υπ' όψη και τις απώλειες υγροποίησης (παράμετρος glqloss):

$$\sum_{pronliqn,pron} GTRLQ_{pronliqn,s,y} = \frac{GLQ_{liqn,s,y}}{1 - glqloss_{liqn,y}} \quad (\varepsilon\xi.3.60)$$

**Περιορισμοί προβλήματος μεταφοράς**

Οι εξισώσεις 3.61 και 3.62 περιορίζουν αντιστοίχως την χρήση των αγωγών και την κόμβων επαναεριοποίησης από την δυναμικότητά τους (παράμετρος capacity):

$$capacity_{arcsTSO,y} \geq GTR_{arcsTSO,s,y} \quad (\varepsilon\xi.3.61)$$

$$capacity_{hign,y} \geq \sum_{arcsTSO,cons} GTR_{arcsTSO,s,y} \quad (\varepsilon\xi.3.62)$$

Η εξίσωση 3.63 ορίζει την ισορροπία μεταξύ εισόδου και εξόδου (μεταβλητή GTR) στα τερματικά υποδοχής LNG (κόμβοι hign) λαμβάνοντας υπ' όψη και τις απώλειες μεταφοράς (παράμετρος lostr) και επαναεριοποίησης (παράμετρος ghgloss):

$$\sum_{arcsTSO,liqn} GTR_{arcsTSO,s,y}\left(1 - lostr_{hign,y}\right) = \sum_{arcsTSO,cons} \frac{GTR_{arcsTSO,s,y}}{1 - ghgloss_{hign,y}} \quad (\varepsilon\xi.3.63)$$

Η εξίσωση 3.64 ορίζει την ισορροπία στους κόμβους κατανάλωσης. Το άθροισμα όλων των πιθανών εισόδων σε μια χώρα – κόμβο κατανάλωσης (από τους κόμβους παραγωγής, επαναεριοποίησης, αποθήκευσης, καθώς και από άλλες χώρες – κόμβους κατανάλωσης) ισούται με το άθροισμα της ζήτησής της και όλων των πιθανών εξόδων από αυτήν (προς τον κόμβο αποθήκευσης που της ανήκει, και προς άλλες χώρες κόμβου κατανάλωσης), συνυπολογίζοντας και τις απαιτούμενες απώλειες:

$$\left\{\sum_{arcsTSO,pron} Days_s\, GTR_{arcsTSO,s,y} + \sum_{arcsTSO,hign} Days_s\, GTR_{arcsTSO,s,y} + \sum_{arcsTSO,ston} Days_{sx}\, GTR_{arcsTSO,s,y} + \sum_{arcsTSO,consn} Days_s\, GTR_{arcsTSO,s,y}\right\}(1 - lostr_{cons}) = \sum_{sec} \frac{Days_s\, Demand_{cons,sec,s,y}}{1 - losses_{cons,y}} + \sum_{arcsTSO,\, ston} Days_{si}\, GTR_{arcsTSO,s,y} + \sum_{arcsTSO,consnn} Days_s\, GTR_{arcsTSO,s,y} \quad (\varepsilon\xi.3.64)$$

Οι παρακάτω εξισώσεις (εξ. 3.65, 3.66 και 3.67) θέτουν στους αγωγούς μεταξύ χωρών – κόμβων κατανάλωσης περιορισμούς ευελιξίας (παράμετρος flex) και ελάχιστης ροής (παράμετρος Minflowpipe):

$$GTR_{pipen,s,y} \geq \left(1 - flex_{pipen,y}\right) \frac{\sum_{ss} GTR_{pipen,ss,y}}{6} \quad (\varepsilon\xi. 3.65)$$

$$(1 + flex_{pipen,y}) \frac{\sum_{ss} GTR_{pipen,ss,y}}{6} \geq GTR_{pipen,s,y} \quad (\varepsilon\xi. 3.66)$$

$$\sum_{s} nd_s \, GTR_{pipen,s,y} \geq Minflowpipe_{pipen,y} \, 365 \, capacity_{pipen,y} \quad (\varepsilon\xi. 3.67)$$

Οι εξισώσεις 3.68 και 3.69 ορίζουν τις συνολικές εισαγωγές LNG κάθε χώρας με ένα άνω (MaxLNG) και ένα κάτω φράγμα (MinLNG) ως ποσοστό της ζήτησης (μεταβλητή Demand) συμπεριλαμβανομένων των απωλειών του δικτύου διανομής (losses). Αυτές οι εξισώσεις χρησιμοποιούνται για να προσομοιωθεί μια συνεκτική και πολιτικά ρεαλιστική εξέλιξη της ζήτησης για LNG σε κάθε κόμβο κατανάλωσης:

$$\sum_{arcsTSO,hign} GTR_{arcsTSO,s,y} \geq MinLNG_{cons,y} \sum_{sec} \frac{Demand_{cons,sec,s,y}}{1 - losses_{cons,y}} \quad (\varepsilon\xi. 3.68)$$

$$MaxLNG_{cons,y} \sum_{sec} \frac{Demand_{cons,sec,s,y}}{1 - losses_{cons,y}} \geq \sum_{arcsTSO,hign} GTR_{arcsTSO,s,y} \quad (\varepsilon\xi. 3.69)$$

**Περιορισμοί αποθήκευσης**

Οι εξισώσεις 3.70 και 3.71 θέτουν τους τεχνικούς περιορισμούς στην εισαγωγή και την εξαγωγή αερίου από τους κόμβους αποθήκευσης:

$$injection_{ston,y} \geq \sum_{arcsTSO,cons} GTR_{arcsTSO,si,y} \quad (\varepsilon\xi. 3.70)$$

$$extraction_{ston,y} \geq \sum_{arcsTSO,cons} GTR_{arcsTSO,sx,y} \quad (\varepsilon\xi. 3.71)$$

Η εξίσωση 3.72 θέτει αντίστοιχο περιορισμό στην συνολική αποθηκευμένη ποσότητα σε κάθε κόμβο αποθήκευσης:

$$storage_{ston,y} \geq \sum_{si} Days_{si} \sum_{arcsTSO,cons} GTR_{arcsTSO,si,y} \quad (\varepsilon\xi. 3.72)$$

Η εξίσωση 3.73 καθορίζει την ετήσια ισορροπία εισαγόμενων και εξαγόμενων ποσοτήτων στους κόμβους αποθήκευσης (καθώς το μοντέλο δεν επιτρέπει την αποθήκευση ποσοτήτων για μελλοντική χρήση σε επόμενα έτη):

$$\sum_{si} \sum_{arcsTSO,cons} Days_{si}\, GTR_{arcsTSO,si,y} \left(1 - gstloss_{ston,y}\right) = \sum_{sx} Days_{sx} \sum_{arcsTSO,cons} GTR_{arcsTSO,sx,y} \quad (\varepsilon\xi. 3.73)$$

### 3.3.2 Πρόβλημα MCP Nash – Cournot ανταγωνισμού εταιριών παραγωγής

Παρακάτω μοντελοποιείται ο ολιγοπωλιακός ανταγωνισμός μεταξύ των εταιριών παραγωγής αερίου που μεταφέρεται μέσω αγωγού, και ξεχωριστά ο ανταγωνισμός των εταιριών παραγωγής LNG. Στην αγορά του LNG υποτίθεται ότι όλες οι εταιρίες παραγωγής πωλούν αέριο στους κόμβους κατανάλωσης. Συνολικά σε κάθε κόμβο κατανάλωσης πρέπει να ικανοποιείται η ζήτηση η οποία είναι πλέον ελαστική ως προς την τιμή για τις χώρες της ΕΕ (ή εξωγενής με ελεγχόμενες τιμές, σε ορισμένες περιοχές εκτός Ευρώπης).

**Μορφοποίηση προβλήματος MCP**

Σε ένα πρόβλημα MCP για κάθε εξίσωση ή ανίσωση που περιλαμβάνεται ορίζεται και η δυϊκή της μεταβλητή. Στις εξισώσεις η δυϊκή μεταβλητή είναι ελεύθερη, ενώ στις ανισώσεις η δυϊκή μεταβλητή συνδέεται με την ανίσωση μέσω της εξής συμπληρωματικής σχέσης. Έστω η ανίσωση $f(x) \geq 0$ και η δυϊκή της μεταβλητή $\lambda \geq 0$. Στο σημείο ισορροπίας $x^*$ που θα προκύψει από την λύση του προβλήματος θα πρέπει να ισχύει:

$$f(x^*)\,\lambda = 0$$

το οποίο σημαίνει ότι:

$$[f(x^*) > 0 \; \kappa\alpha\iota \; \lambda = 0] \;\; \text{ή} \;\; [f(x^*) = 0 \; \kappa\alpha\iota \; \lambda > 0]$$

Η συνθήκη συμπληρωματικότητας εκφράζεται συνοπτικά ως εξής:

$$0 \leq f(x^*) \perp \lambda \geq 0$$

και ο συμβολισμός αυτός χρησιμοποιείται στην συνέχεια.

**Πρόβλημα βελτιστοποίησης εταιριών**

Η κάθε εταιρία παραγωγής αντιπροσωπεύεται από το πρόβλημα μεγιστοποίησης των κερδών της υπό ορισμένους οικονομικούς και τεχνικούς περιορισμούς. Ο παραγωγός θα πραγματοποιήσει πωλήσεις αερίου (ή και LNG αναλόγως τα δικαιώματα παραγωγής που διαθέτει) κατά τρόπο (ποσότητα και συνδυασμός κόμβων) που να μεγιστοποιεί τα συνολικά του κέρδη υπό τους τεχνικούς και οικονομικούς του περιορισμούς.

Έστω μια εταιρία παραγωγής (f), η οποία διαθέτει δυνατότητα πώλησης μέσω αγωγού σε έναν κόμβο κατανάλωσης (cons). Η αντίστροφη συνάρτηση ζήτησης του κόμβου θα είναι:

$$p = ae^{-bQ_{o\lambda}}$$

όπου $Q_{o\lambda}$ η συνολική προσφορά στον κόμβο, και η εταιρία επιθυμεί την μεγιστοποίηση του κέρδους της $\Pi_f$, το οποίο εξαρτάται από την προσφορά της εταιρίας ($q_f$) και το κόστος της $C_f$:

$$\Pi_f = P(Q_{o\lambda})\, q_f - C_f$$

Επειδή η συνολική προσφορά στον κόμβο είναι το άθροισμα της προσφοράς $q_f$ της συγκεκριμένης εταιρίας, καθώς και των προσφορών $q_{f^-}$ όλων των υπόλοιπων εταιριών που

δραστηριοποιούνται στον συγκεκριμένο κόμβο: $Q_{o\lambda} = q_f + q_f^-$ και η συνθήκη η οποία μεγιστοποιεί το κέρδος κάθε εταιρίας είναι: $\frac{\partial \Pi_f}{\partial q_f} = 0$ δηλαδή:

$$P(Q_{o\lambda}) + \frac{\partial P(Q_{o\lambda})}{\partial q_f} - \frac{\partial C_f}{\partial q_f} = 0$$

και θέτοντας στον παράγοντα: $\frac{\partial Q_{o\lambda}}{\partial q_f} = 1 + \frac{\partial q_f^-}{\partial q_f}$ την ποσότητα: $\frac{\partial q_f^-}{\partial q_f} \equiv sfc_f$ (slope of conjectured rival function – θεωρούμενη συμπεριφορά των ανταγωνιστικών εταιριών στον συγκεκριμένο κόμβο) προκύπτει η μορφή των εξισώσεων 71 και 72 (οι οποίες θα αναλυθούν παρακάτω):

$$ae^{-bQ_{o\lambda}} - b\,a\,e^{-bQ_{o\lambda}}\,q_f\left(1 + sfc_f\right) - C_f = 0$$

Λαμβάνοντας λοιπόν τις συνθήκες Karush – Kuhn – Tucker (δηλαδή βέλτιστου 1$^{ης}$ τάξεως) για το πρόβλημα κάθε εταιρίας, προκύπτει ένα πρόβλημα μεικτής συμπληρωματικότητας (mixed complementarity problem – MCP), στο οποίο απαιτείται ακόμα η ικανοποίηση ορισμένων συνθηκών ισορροπίας. Η λύση αυτού του προβλήματος (εφ' όσον οι συνθήκες KKT είναι ικανές και αναγκαίες) θα μεγιστοποιεί ταυτόχρονα τα κέρδη όλων των εταιριών παραγωγής.

Όπως αναφέρθηκε, οι εταιρίες έχουν την ελευθερία να καλύψουν την ζήτηση σε έναν κόμβο κατανάλωσης με πωλήσεις αερίου από οποιονδήποτε συνδυασμό κόμβων στους οποίους διαθέτουν δυνατότητα παραγωγής (εξισώσεις 3.74 και 3.75), με τον βέλτιστο συνδυασμό να εξαρτάται από το κόστος μεταφοράς και να προσδιορίζεται με τις εξισώσεις 3.76 και 3.77. Οι πωλήσεις των εταιριών (μεταβλητές Ftrpipe και FtrLNG) ορίζονται κατ' ελάχιστο ίσες με τα συμβόλαια πώλησης των εταιριών μεταξύ των αντίστοιχων κόμβων, και συνδέονται με την παραγωγή τους (μεταβλητές Gpipe και GLNG) με τις εξισώσεις 3.80 και 3.81, ενώ οι τεχνικοί και οικονομικοί περιορισμοί της παραγωγής τίθενται στις εξισώσεις 3.82 – 3.85.

**Πρόβλημα απόφασης για πώληση των εταιριών παραγωγής**

Η εξίσωση 3.74 καθορίζει τις πωλήσεις μέσω αγωγού της κάθε εταιρίας (f) σε κάθε κόμβο κατανάλωσης (cons), και έχει ως δυϊκή μεταβλητή την Spipe, η οποία συμβολίζει την ποσότητα των πωλήσεων. Η εξίσωση έχει την μορφή που αναλύθηκε παραπάνω, πράγμα που σημαίνει ότι εάν σε έναν κόμβο κατανάλωσης δεν ισχύει η συνθήκη βέλτιστου για μία εταιρία, τότε εκείνη η εταιρία δεν θα πραγματοποιήσει πωλήσεις στον συγκεκριμένο κόμβο:

$$-\left[a_{cons,sec,y}\, exp\left(-b_{cons,sec,y}\sum_{ff}\{Spipe_{ff,cons,sec,y}+SLNG_{ff,cons,sec,y}\}\left(1-losses_{cons,y}\right)\right)\right.$$

$$-\, b_{cons,sec,y}\, a_{cons,sec,y}\, exp\left(-b_{cons,sec,y}\sum_{ff}\{Spipe_{ff,cons,sec,y}+SLNG_{ff,cons,sec,y}\}\left(1\right.\right.$$

$$\left.\left.-\, losses_{cons,y}\right)\right) Spipe_{f,cons,sec,y}\left(1+sfc_{f,cons}\right)\left(1-losses_{cons,y}\right)$$

$$\left.-\, NetworkCosts_{cons,y}-MCSpipe_{f,cons,y}\right]\geq 0 \perp Spipe_{cons,sec,y}\geq 0 \quad (\varepsilon\xi.3.74)$$

Η εξίσωση 3.75 καθορίζει τις πωλήσεις LNG κάθε εταιρίας σε κάθε κόμβο κατανάλωσης, ομοίως με την εξίσωση 74:

$$-\left[a_{cons,sec,y}\, exp\left(-b_{cons,sec,y}\sum_{ff}\{Spipe_{ff,cons,sec,y}+SLNG_{ff,cons,sec,y}\}\left(1-losses_{cons,y}\right)\right)\right.$$

$$-\, b_{cons,sec,y}\, a_{cons,sec,y}\, exp\left(-b_{cons,sec,y}\sum_{ff}\{Spipe_{ff,cons,sec,y}+SLNG_{ff,cons,sec,y}\}\left(1\right.\right.$$

$$\left.\left.-\, losses_{cons,y}\right)\right) SLNG_{f,cons,sec,y}\left(1+sfc_{f,cons}\right)\left(1-losses_{cons,y}\right)-NetworkCosts_{cons,y}$$

$$\left.-\, MCSLNG_{f,cons,y}\right]\geq 0 \perp SLNG_{cons,sec,y}\geq 0 \qquad (\varepsilon\xi.3.75)$$

**Πρόβλημα απόφασης μεταφορέων**

Η εξίσωση 3.76 εφαρμόζεται για τις επιτρεπόμενες μεταφορές αερίου μέσω αγωγού που πραγματοποιεί μία εταιρία μεταξύ δύο κόμβων (cons και consn) στους οποίους επιτρέπεται αντιστοίχως η παραγωγή και η πώληση αερίου μέσω αγωγού, και στους οποίους η εταιρία διαθέτει αντιστοίχως δυνατότητα παραγωγής και δικαιώματα πώλησης αερίου μέσω αγωγού. Η εξίσωση ορίζει ότι εάν η μεταβλητή Ftrpipe λαμβάνει θετική τιμή (οπότε όντως πραγματοποιείται μεταφορά από την εταιρία μεταξύ των δύο κόμβων), τότε το οριακό κόστος

πώλησης στον κόμβο consn είναι ίσο με το άθροισμα του οριακού κόστους μεταφοράς (παράμετρος EFEEpipe) και του οριακού κόστους παραγωγής στον κόμβο cons (μεταβλητή MCGpipe):

$$-\left(-EFEEpipe_{cons,consn,y} + MCSpipe_{f,consn,y} - MCGpipe_{f,cons,y}\right) \geq 0$$
$$\perp Ftrpipe_{f,cons,consn,y} \geq 0 \qquad (\varepsilon\xi. 3.76)$$

Ομοίως ορίζεται και η εξίσωση 3.77 για τις μεταφορές LNG μεταξύ κόμβων:

$$-\left(-EFEELNG_{cons,consn,y} + MCSLNG_{f,consn,y} - MCGLNG_{f,cons,y}\right) \geq 0$$
$$\perp FtrLNG_{f,cons,consn,y} \geq 0 \qquad (\varepsilon\xi. 3.77)$$

**Συνθήκες ισορροπίας**

Η εξίσωση 3.78 είναι η συνθήκη ισορροπίας μεταξύ των πωλήσεων μέσω αγωγού σε έναν κόμβο κατανάλωσης από μία εταιρία (μεταβλητή Spipe) και των συνολικών μεταφερόμενων ποσοτήτων προς τον συγκεκριμένο κόμβο κατανάλωσης από την συγκεκριμένη εταιρία (μεταβλητή Ftrpipe). Η δυϊκή μεταβλητή MCSpipe είναι ελεύθερη αφού δεν πρόκειται για ανισοτική σχέση:

$$\sum_{sec} Spipe_{f,cons,sec,y} - \sum_{consn} Ftrpipe_{f,cons,consn,y} = 0 \perp MCSpipe_{f,cons,y}\ free \quad (\varepsilon\xi. 3.78)$$

Ομοίως ορίζεται και η εξίσωση 3.79:

$$\sum_{sec} SLNG_{f,cons,sec,y} - \sum_{consn} FtrLNG_{f,cons,consn,y} = 0 \perp MCSLNG_{f,cons,y}\ free \quad (\varepsilon\xi. 3.79)$$

Η εξίσωση 3.80 ορίζει με παρόμοιο τρόπο την συνθήκη ισορροπίας σε κάθε κόμβο κατανάλωσης (cons) μεταξύ του παραγόμενου αερίου μέσω αγωγού από κάθε εταιρία (μεταβλητή Gpipe) και των συνολικών μεταφορών μέσω αγωγού από τον συγκεκριμένο κόμβο που πραγματοποιεί η κάθε εταιρία (μεταβλητή Ftrpipe). Η δυϊκή μεταβλητή MCGpipe είναι ελεύθερη και καθορίζεται παρακάτω στην εξίσωση 3.82:

$$Gpipe_{f,cons,y} - \sum_{consn} Ftrpipe_{f,cons,consn,y} = 0 \perp MCGpipe_{f,cons,y}\ free \quad (\varepsilon\xi. 3.80)$$

Ομοίως ορίζεται η και η εξίσωση 3.81 λαμβάνοντας υπόψη και τις απώλειες υγροποίησης (παράμετρος rliqnloss):

$$GLNG_{f,cons,y}\left(1 - rliqnloss_{cons,y}\right) - \sum_{consn} FtrLNG_{f,cons,consn,y} = 0$$
$$\perp MCGLNG_{f,cons,y}\ free \qquad (\varepsilon\xi.3.81)$$

**Πρόβλημα απόφασης για παραγωγή των εταιριών παραγωγής**

Η εξίσωση 3.82 ορίζει για τους κόμβους όπου υπάρχει δυνατότητα παραγωγής από εταιρίες, ότι εάν η μεταβλητή Gpipe λαμβάνει θετική τιμή (άρα παράγεται αέριο μέσω αγωγού από την εταιρία στον συγκεκριμένο κόμβο) τότε το οριακό κόστος παραγωγής (μεταβλητή MCGpipe) θα ισούται με το μέσο κόστος παραγωγής του κόμβου (παράμετρος mcpipe) συν το οριακό κόστος χρήσης της πλήρους δυναμικότητας παραγωγής (μεταβλητή MCGCappipe) μείον το μέσο κόστος μεταφοράς (παράμετρος TransportCost) για τον κόμβο. Ο λόγος που αφαιρείται το μέσο κόστος μεταφοράς (TransportCost) είναι ότι έχει ληφθεί υπόψη στο μέσο κόστος παραγωγής (mcpipe), ενώ λαμβάνεται υπόψη και παραπάνω μέσω της παραμέτρου NetworkCosts (εξ. 3.74).

$$0 \leq -\left(-mcpipe_{f,cons,y} + TransportCost_{cons,y} - MCGCappipe_{f,cons,y} + MCGpipe_{f,cons,y}\right)$$
$$\perp Gpipe_{f,cons,y} \geq 0 \qquad (\varepsilon\xi.3.82)$$

Ομοίως ορίζεται και η εξίσωση 3.83 για την παραγωγή LNG κάθε εταιρίας (μεταβλητή GLNG):

$$0 \leq -\Big(-mcLNG_{f,cons,y} + TransportCost_{cons,y} - MCGCapLNG_{f,cons,y}$$
$$+ MCGLNG_{f,cons,y}\left(1 - rliqnloss_{cons,y}\right)\Big) \perp GLNG_{f,cons,y} \geq 0 \qquad (\varepsilon\xi.3.83)$$

Η εξίσωση 3.84 ορίζει ότι η παραγωγή σε κάθε κόμβο (μεταβλητή Gpipe) είναι μικρότερη ή ίση ενός μέγιστου ορίου (παράμετρος GCappipe) το οποίο ορίζεται με βάση τις φυσικές ροές από τους κόμβους παραγωγής της κάθε χώρας που προέκυψαν από το γραμμικό πρόβλημα.

$$GCappipe_{f,cons,y} \geq Gpipe_{f,cons,y} \perp MCGCappipe_{f,cons,y} \geq 0 \qquad (\varepsilon\xi.3.84)$$

Ομοίως ορίζεται και η εξίσωση 3.85 για τον περιορισμό παραγωγής LNG:

$$GCapLNG_{f,cons,y} \geq GLNG_{f,cons,y} \perp MCGCapLNG_{f,cons,y} \geq 0 \qquad (\varepsilon\xi.3.85)$$

# Κεφάλαιο 4: Ανάλυση Σεναρίων

## 4.1 Εισαγωγικά

Τα εναλλακτικά σενάρια σχεδιάστηκαν και εκτελέστηκαν με το μοντέλο PRIMES-Gas με στόχο την ενδελεχή μελέτη των επιπτώσεών τους στην αγορά φυσικού αερίου στην ΕΕ, στην πρόβλεψη εισαγωγών ανά κύριο προμηθευτή και στην ασφάλεια εφοδιασμού των χωρών της ΕΕ, η οποία ποσοτικοποιείται με τους δείκτες που έχουν αναλυθεί στο κεφάλαιο 2. Επιπλέον μελετάται η επίδραση και σε άλλες μεταβλητές όπως οι τιμές χονδρικής πώλησης του φυσικού αερίου, η διάρθρωση των πηγών εισαγωγής καθώς και οι φυσικές ροές των αγωγών που εξυπηρετούν τις εισαγωγές. Για λόγους επισκόπησης, οι χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης ομαδοποιήθηκαν σε 10 γεωγραφικές περιοχές με βάση τα γεωγραφικά χαρακτηριστικά τους (δηλαδή την γειτονικότητα) και τα τεχνικά-οικονομικά χαρακτηριστικά τους, όπως είναι οι όμοιες πηγές εισαγωγής, η όμοια εγχώρια παραγωγή ή και ζήτηση φυσικού αερίου και εν γένει η παρόμοια διάρθρωση του ενεργειακού συστήματος.

**UK_IR**: Περιλαμβάνει το Ηνωμένο Βασίλειο και την Ιρλανδία. Το Η.Β. αποτελεί μία από τις μεγαλύτερες αγορές της Ευρώπης, και μαζί με την Ιρλανδία εισάγουν φυσικό αέριο από διάφορες περιοχές (π.χ. Νορβηγία, Ολλανδία) ενώ διαθέτουν εγχώρια παραγωγή και τερματικά εισαγωγής LNG. Έως το 2000 το Η.Β. εξήγαγε αέριο σε χώρες της δυτικής και κεντρικής Ευρώπης, όμως με την φθίνουσα πορεία της εγχώριας παραγωγής μετετράπη σταδιακά σε χώρα εισαγωγής αερίου.

**Iberian**: Περιλαμβάνει την Ισπανία και την Πορτογαλία. Οι δύο αυτές χώρες διασυνδέονται μέσω αγωγού με την Αλγερία, ενώ εισάγουν σημαντικές ποσότητες LNG.

**FR_GE_BX**: Περιλαμβάνει τις χώρες της δυτικής και κεντρικής Ευρώπης (Γαλλία, Γερμανία, Ολλανδία, Βέλγιο, Λουξεμβούργο) οι οποίες είναι σε μεγάλο βαθμό διασυνδεδεμένες μέσω αγωγών μεταξύ τους και παρουσιάζουν όμοια χαρακτηριστικά ως προς τις πηγές εισαγωγής (με την εξαίρεση της Ολλανδίας η οποία αναμένεται να μετατραπεί από εξαγωγική σε εισαγωγική χώρα).

**PD_CZ_SK_HU**: Περιλαμβάνει τις τέσσερις χώρες της Βορειοανατολικής Ευρώπης (Πολωνία, Τσεχία, Σλοβακία, Ουγγαρία), οι οποίες διαμετακομίζουν και εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από το φυσικό αέριο της Ρωσίας. Από αυτές τις χώρες μόνο η Πολωνία διαθέτει σημαντική εγχώρια παραγωγή.

**Baltic**: Περιλαμβάνει τις τρεις βαλτικές χώρες (Λετονία, Λιθουανία, Εσθονία) και την Φινλανδία, καθώς και οι τέσσερις χώρες προς το παρόν εισάγουν σχεδόν κατ' αποκλειστικότητα από την Ρωσία με απευθείας αγωγούς (χωρίς την παρεμβολή διαμετακομιστικών χωρών όπως η Ουκρανία και η Λευκορωσία).

**Scandinavian**: Περιλαμβάνει την Δανία και την Σουηδία οι οποίες διαφοροποιούνται από την Φινλανδία καθώς εισάγουν αέριο κυρίως από την Νορβηγία.

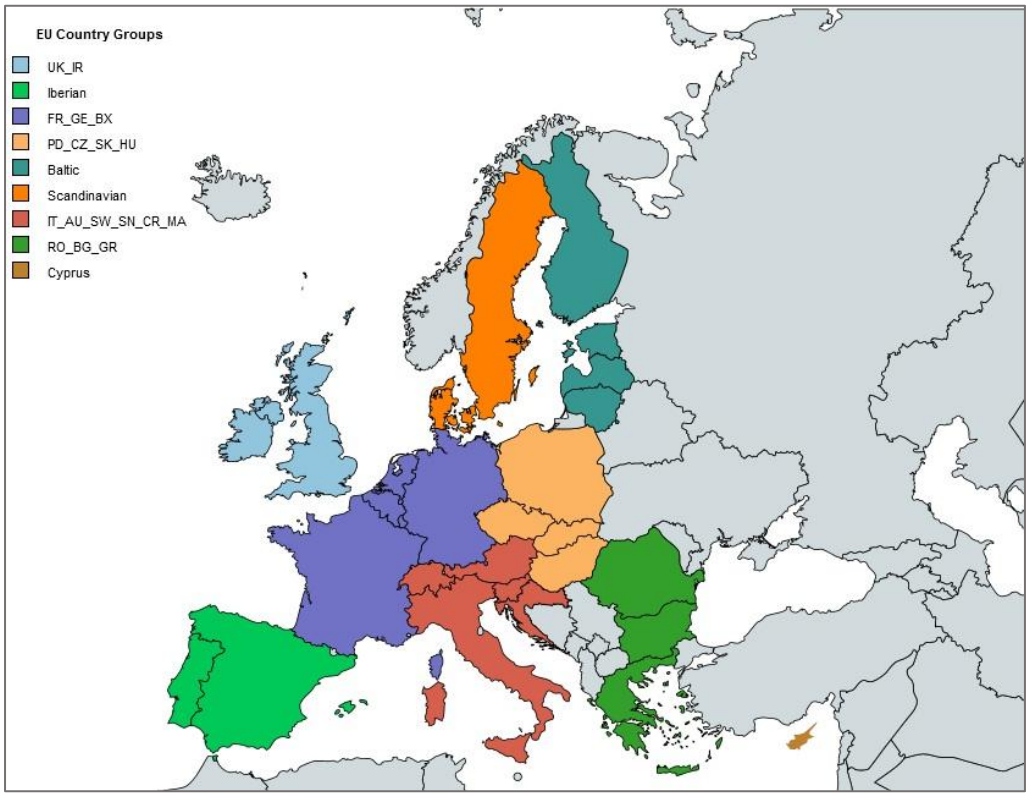
**IT_AU_SW_SN_CR_MA**: Περιλαμβάνει τις Ιταλία, Αυστρία, Ελβετία, Σλοβενία, Κροατία και Μάλτα, καθώς αποτελούν συνολικά ένα σημαντικό κέντρο κατανάλωσης, και βρίσκονται σε γεωγραφικά περιοχή τέτοια ώστε να μπορούν να διαφοροποιήσουν σημαντικά τις πηγές

εισαγωγής τους τόσο μέσω αγωγών όσο και μέσω τερματικών LNG. Οι περισσότερες διαθέτουν υψηλό δείκτη ενεργειακής εξάρτησης καθώς η εγχώρια παραγωγή καλύπτει ένα μικρό μέρος της κατανάλωσής τους.

**RO_BG_GR**: Πρόκειται για τις βαλκανικές χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης (Ρουμανία, Βουλγαρία, Ελλάδα), οι οποίες έχουν εισάγουν αέριο κυρίως από την Ρωσία.

**Cyprus**: Η Κύπρος αποτελεί ιδιάζουσα περίπτωση, καθώς έως το 2010 δεν διέθετε καμία υποδομή φυσικού αερίου, ενώ αναμένεται μετά το 2020 να ξεκινήσει να καταναλώνει αέριο (κυρίως για υποκατάσταση πετρελαίου στην ηλεκτροπαραγωγή), να παράγει (καθώς διαθέτει σημαντικά υποθαλάσσια κοιτάσματα), και να εξάγει ορισμένες ποσότητες αερίου.

(Σημείωση: Στην ΕΕ περιλαμβάνονται τα 28 κράτη μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης, και η Ελβετία)




*Εικόνα 26: Οι περιοχές του μοντέλου*

## 4.2 Το Σενάριο Αναφοράς

### 4.2.1 Γενικά

Προκειμένου να μελετηθεί η απόκριση του μοντέλου σε διάφορες εναλλακτικές πολιτικές, αρχικά θα αναλυθεί το σενάριο αναφοράς ώστε να υπάρχει μία βάση σύγκρισης. Το σενάριο αναφοράς αποτελεί μια συνεκτική προέκταση για το μελλοντικό σύστημα αερίου στην ΕΕ, με βάση τις ιστορικές τάσεις σε κάθε χώρα, τις μελλοντικές επενδύσεις σε υποδομές, την πρόβλεψη της ζήτησης, τις πολιτικές και τις ιδιαιτερότητες κάθε χώρας (όσον αφορά όσον

αφορά τις υποδομές παραγωγής και μεταφοράς, τα χαρακτηριστικά των συμβολαίων πώλησης κ.α.).

Ως προς το δίκτυο αγωγών, το σενάριο αναφοράς περιλαμβάνει κατ' αρχάς μεγάλους αγωγούς εισαγωγών οι οποίοι υλοποιήθηκαν εντός της τελευταίας πενταετίας (π.χ. ο NordStream από την Ρωσία προς την Γερμανία και ο Yamal από την Ρωσία προς την Πολωνία μέσω Λευκορωσίας). Περιλαμβάνονται επίσης αγωγοί είτε διασύνδεσης εντός Ευρώπης (π.χ. ο «Κάθετος Διάδρομος») είτε μεταφοράς από άλλες περιοχές (π.χ. ο TAP), που είναι υπό κατασκευή ή αναμένεται να υλοποιηθούν σύμφωνα με το πλάνο δεκαετίας του ENTSOG (European Network of Transmission System Operators for Gas), και έχουν χαρακτηρισθεί ως «έργα κοινού ενδιαφέροντος» (Projects of Common Interest – PCI). Πέραν του 2030, οι επενδύσεις που υλοποιούνται εντός της ΕΕ είναι περιορισμένες.

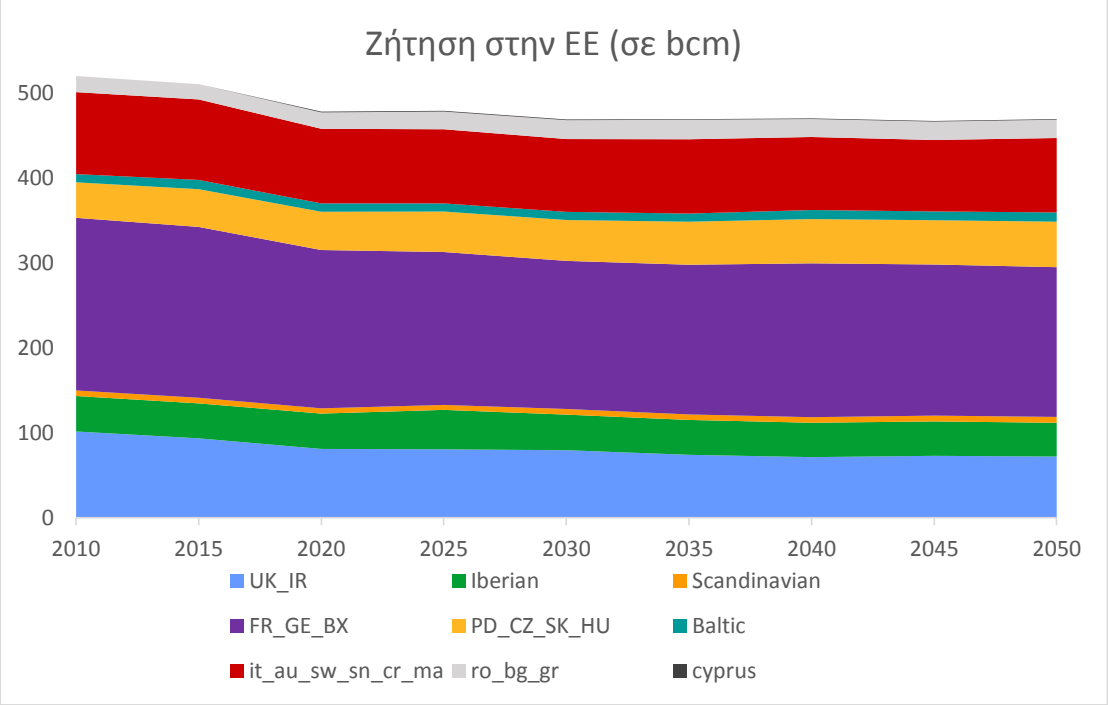
Παρατίθενται οι κυριότεροι νέοι αγωγοί που υλοποιούνται στο σενάριο αναφοράς:

| Αγωγός | Ημερομηνία | Από | Προς | Χωρητικότητα |
|---|---|---|---|---|
| **Nordstream** | 2010 | Ρωσία | Γερμανία | 55 bcm |
| **TAP** | 2020/2025 | Αζερμπαϊτζάν | Ελλάδα, Αλβανία, Ιταλία | 10-12 bcm |
| **Yamal** | 2010 | Ρωσία | Λευκορωσία, Πολωνία, Γερμανία | 33 bcm |
| **Balkans and IAP** | 2020/2025 | Ροές διπλής κατεύθυνσης μεταξύ: Αλβανίας, Βοσνίας, Σερβίας, Κροατίας και FYROM | | 5 bcm |
| **Medgaz** | 2015 | Αλγερία | Ισπανία | 8 bcm |
| **Galsi** | 2020 | Αλγερία | Ιταλία | 7.6 bcm |
| **Cyprus-Egypt** | 2025 | Κύπρος | Αίγυπτος | 3-5 bcm |

*Εικόνα 27: Οι κυριότεροι νέοι αγωγοί που υλοποιούνται στο σενάριο αναφοράς*

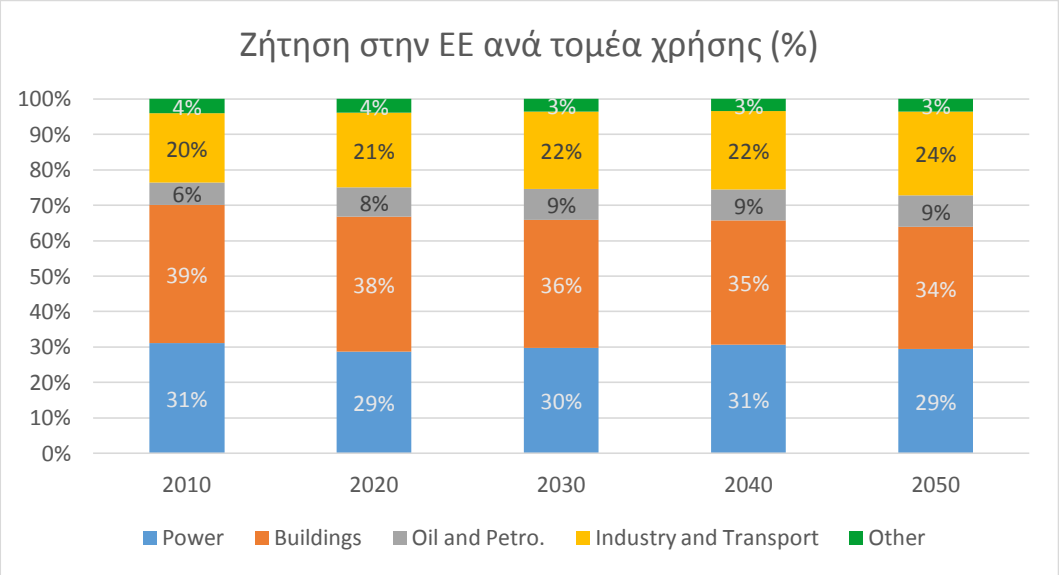
### 4.2.2 Ζήτηση

Η ζήτηση στην ΕΕ το 2015 είναι 510 bcm. Μελλοντικά παρουσιάζει πτωτική τάση (ιδιαιτέρως κατά την πενταετία 2015 – 2020, πτώση 6%), και σταθεροποιείται το 2030 στα 470 bcm. Αυτή η πτωτική τάση εντοπίζεται κυρίως στις περιοχές της δυτικής Ευρώπης (UK_IR και FR_GE_BX), των οποίων η ζήτηση υποχωρεί συνολικά κατά σχεδόν 30 bcm το 2020. Στις περιοχές της ανατολικής Ευρώπης (PD_CZ_SK_HU και RO_BG_GR) υπάρχει διαχρονικά μικρή αυξητική τάση (συνολικά 10 bcm αύξηση έως το 2050). Παρ' όλα αυτά οι χώρες της δυτικής Ευρώπης (UK_IR,FR_GE_BX, IT_AU_SW_SN_CR_MA, Iberian, Scandinavian) καταναλώνουν το μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης της ΕΕ (ποσοστό 84% το 2020 και 82% το 2050).




*Εικόνα 28: Διάγραμμα ζήτησης ανά περιοχή της ΕΕ*

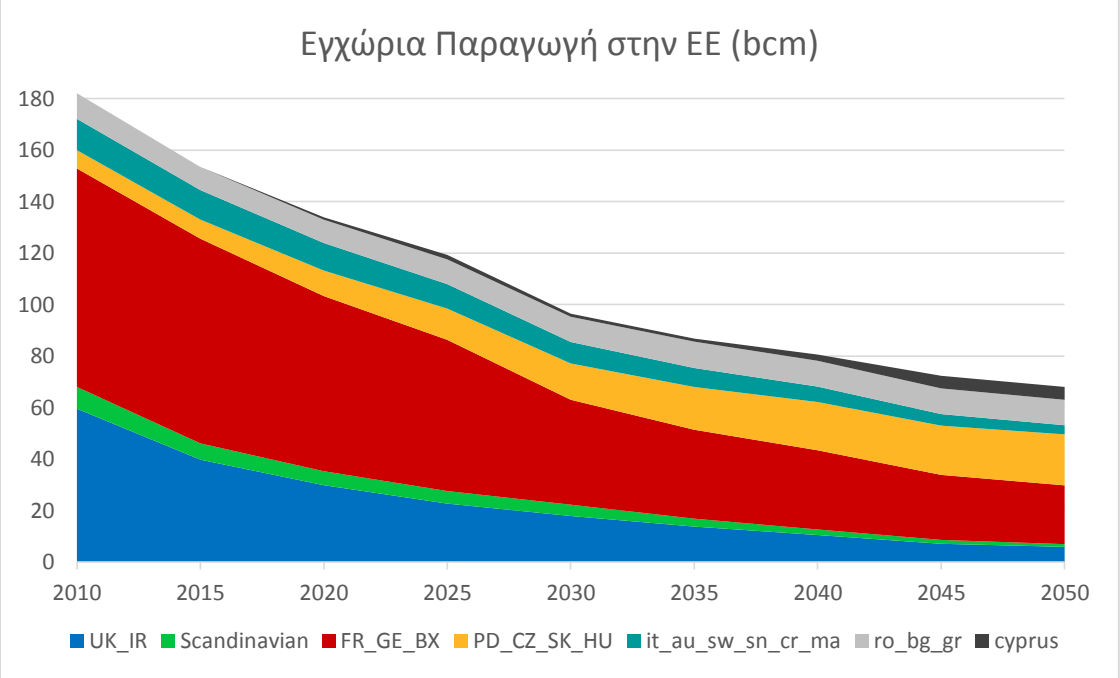
Ως προς τους τομείς χρήσεων, ο κτιριακός τομέας διαθέτει διαχρονικά το μεγαλύτερο μερίδιο, αν και παρουσιάζει μια φθίνουσα τάση λόγω της εφαρμογής φιλόδοξων πολιτικών εξοικονόμησης ενέργειας. Οι χρήσεις για ηλεκτροπαραγωγή και πετροχημικές διαδικασίας και διαθέτουν σταθερά μερίδια, ενώ ο τομέας της βιομηχανίας και των μεταφορών παρουσιάζει το 2050 ελαφρά αύξηση που οφείλεται στην χρήση του φυσικού αερίου για μεταφορές (κυρίως σε επιβατικά οχήματα). Τέλος στην κατηγορία Other περιλαμβάνονται η χρήση για τηλεθέρμανση μέσω της ηλεκτροπαραγωγής (District Heating) καθώς και οι απώλειες των συστημάτων μεταφοράς και διανομής και των τερματικών LNG.




*Εικόνα 29: Ζήτηση στην ΕΕ ανά τομέα χρήσης*

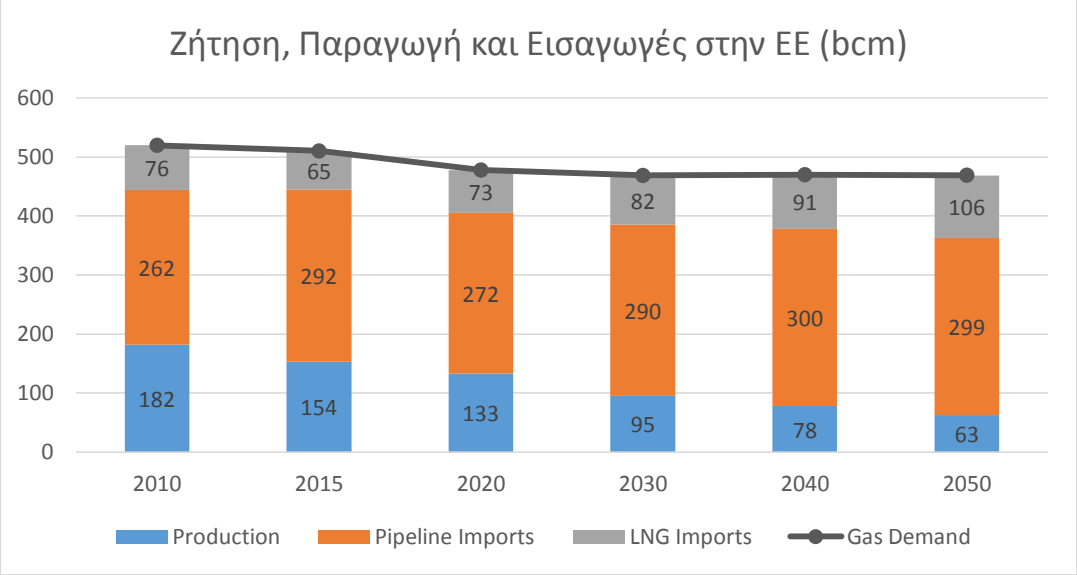
### 4.2.3 Παραγωγή και εισαγωγές

Η εγχώρια παραγωγή στην ΕΕ εν γένει είναι φθίνουσα (συνολικά 160 bcm το 2015 και 70 bcm το 2050). Συγκεκριμένα στις περιοχές με την σημαντικότερη παραγωγή το 2015 όπως η UK_IR (40 bcm το 2015) και η FR_GE_BX (80 bcm το 2015), η παραγωγή το 2050 θα υποχωρήσει σημαντικά. Αντίθετα στην ανατολική Ευρώπη η παραγωγή της Πολωνίας προβλέπεται να αυξηθεί εξαιτίας της εκμετάλλευσης κοιτασμάτων μη συμβατικού σχιστολιθικού αερίου (10 bcm το 2015 και 20 bcm το 2050), ενώ η παραγωγή της Ρουμανίας παραμένει σταθερή (10 bcm). Τέλος η παραγωγή της Κύπρου αναμένεται να αυξηθεί έως το 2050 (από 0,9 bcm το 2020 σε 5 bcm το 2050).




*Εικόνα 30: Εγχώρια παραγωγή στην ΕΕ (bcm)*

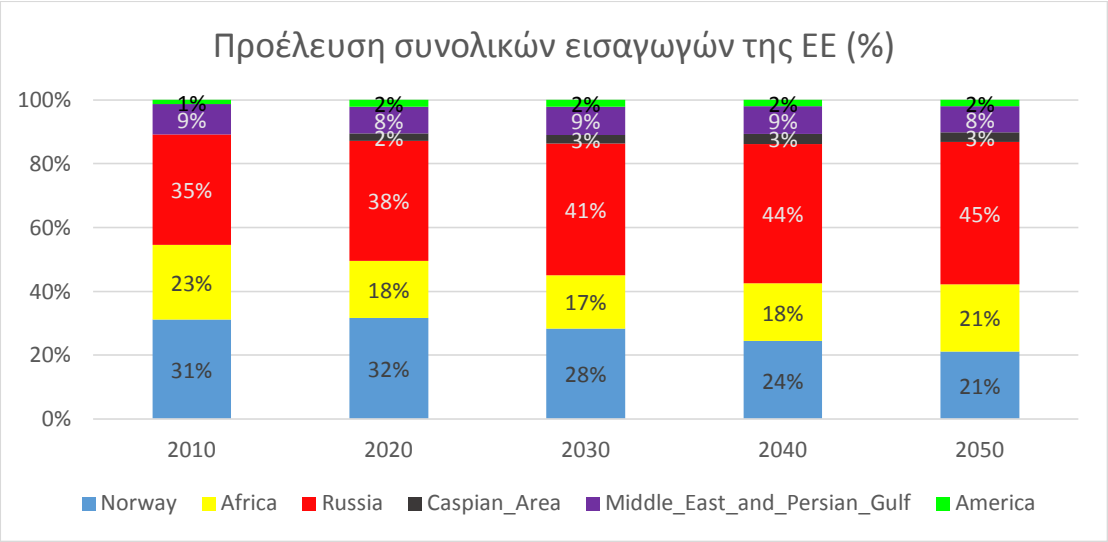
Έτσι η ζήτηση καλύπτεται κυρίως από εισαγωγές μέσω αγωγών (57% το 2015 και 64% το 2050), και μικρότερο μερίδιο καταλαμβάνουν η φθίνουσα εγχώρια παραγωγή (28% το 2015 και 13% το 2050), και οι εισαγωγές LNG λόγω υψηλότερου μέσου κόστους (15% το 2015 και 23% το 2050).




*Εικόνα 31: Ζήτηση, Παραγωγή και Εισαγωγές στην ΕΕ (bcm)*

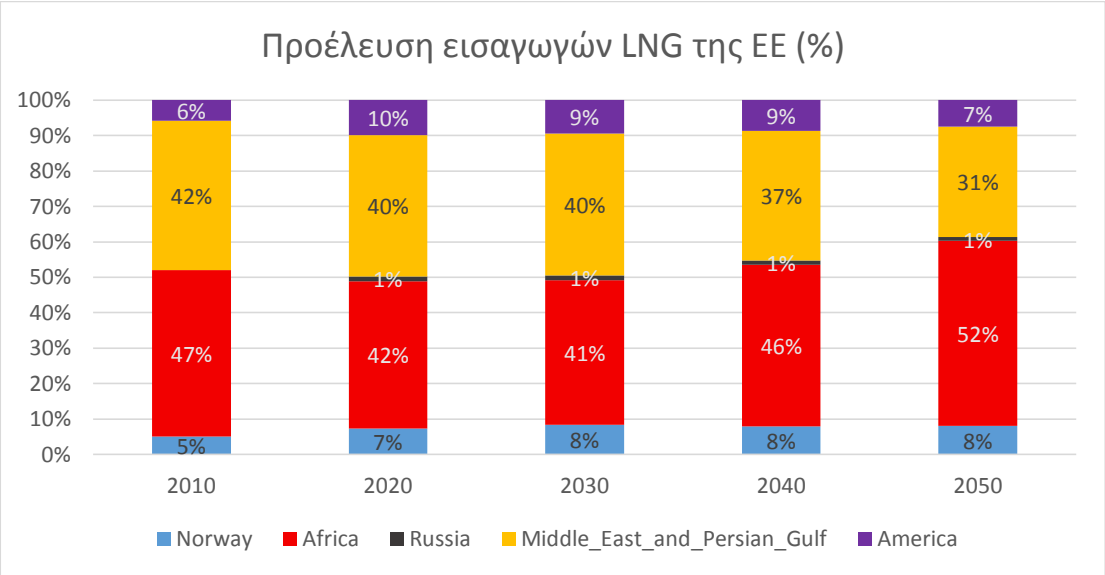
Οι εισαγωγές αερίου της ΕΕ προέρχονται στο μεγαλύτερο μέρος από την Ρωσία και την Νορβηγία. Σημαντικό μερίδιο εισαγωγών κατέχουν επίσης η περιοχή της Αφρικής (συγκεκριμένα η Αλγερία), και τα κράτη της Μέσης Ανατολής του Περσικού Κόλπου μέσω LNG.

Όπως αναφέρθηκε η εγχώρια παραγωγή της ΕΕ μειώνεται, τα αποθέματα φυσικού αερίου της Νορβηγίας δεν αυξάνονται σημαντικά και υλοποιείται πριν το 2015 και ο αγωγός NordStream από την Ρωσία προς την Γερμανία, με δυνατότητα μεταφοράς 55 bcm/y. Για όλους του παραπάνω λόγους το μερίδιο εισαγωγών από την Ρωσία μέσω αγωγού αυξάνεται σημαντικά, ενώ το μερίδιο της Νορβηγίας μειώνεται καθώς τα αποθέματά της εξαντλούνται την περίοδο μετά το 2020.




*Εικόνα 32: Προέλευση συνολικών εισαγωγών φυσικού αερίου της ΕΕ (%)*

Οι εισαγωγές LNG της ΕΕ προέρχονται στο μεγαλύτερο μέρος τους από τις περιοχές της Αφρικής (κυρίως από την Αλγερία και την Νιγηρία) και από την περιοχή της Μέσης Ανατολής και του Περσικού Κόλπου (κυρίως από το Κατάρ και από το 2020 και έπειτα και από το Ισραήλ). Διαχρονικά το μερίδιο των κρατών του Κόλπου συρρικνώνεται καθώς η γεωγραφική θέση των χωρών αυτών τους επιτρέπει να πραγματοποιούν πωλήσεις και προς την αγορά της Ασίας, πράγμα που συμβαίνει λόγω της υψηλότερης τιμής του LNG στις ασιατικές αγορές. Σε αντιστάθμισμα αυτής της μείωσης, αυξάνεται το μερίδιο των κρατών της Αφρικής και της Νορβηγίας, αφού οι ενδεχόμενες πωλήσεις προς την Ασία δεν θα ήταν τόσο επικερδείς λόγω του υψηλού κόστους μεταφοράς. Τέλος, μικρότερα σταθερά μερίδια κατέχουν οι εισαγωγές από την Αμερική (συγκεκριμένα από το Τρινιντάντ, το Περού και από το 2020 και έπειτα και τις ΗΠΑ), και από την Ρωσία. Σχετικά με τις εισαγωγές LNG της ΕΕ από τις ΗΠΑ, πρέπει να σημειωθεί ότι μετά την αύξηση που παρατηρείται το 2020, το ποσοστό των εισαγωγών αναμένεται να παραμείνει σταθερό, καθώς η αγορά τις Ασίας (με τις υψηλότερες τιμές που προσφέρει) θα αποτελεί την βασική επιλογή για παραγωγούς LNG στις ΗΠΑ.




*Εικόνα 33: Προέλευση εισαγωγών LNG της ΕΕ (%)*

### 4.2.4 Φυσικές Ροές

Εξετάζονται επιπλέον οι φυσικές ροές των αγωγών (σε bcm) που μεταφέρουν αέριο προς την Ευρώπη από τους κύριους προμηθευτές για τα έτη 2015, 2030, και 2050. Συγκεκριμένα εξετάζονται: οι ροές του συστήματος υποθαλάσσιων αγωγών της Βόρειας Θάλασσας από την Νορβηγία προς τις χώρες της δυτικής Ευρώπης, οι ροές των αγωγών από την Βόρεια Αφρική (Αλγερία και Λιβύη) προς την Ιταλία και την Ισπανία, οι ροές των αγωγών από την Ρωσία προς την Ευρώπη μέσω της Ουκρανίας, μέσω της Λευκορωσίας, και μέσω του υποθαλάσσιου αγωγού NordStream προς την Γερμανία, οι ροές των αγωγών από το Αζερμπαϊτζάν προς την Ευρώπη μέσω της Τουρκίας, και οι εισαγωγές LNG.

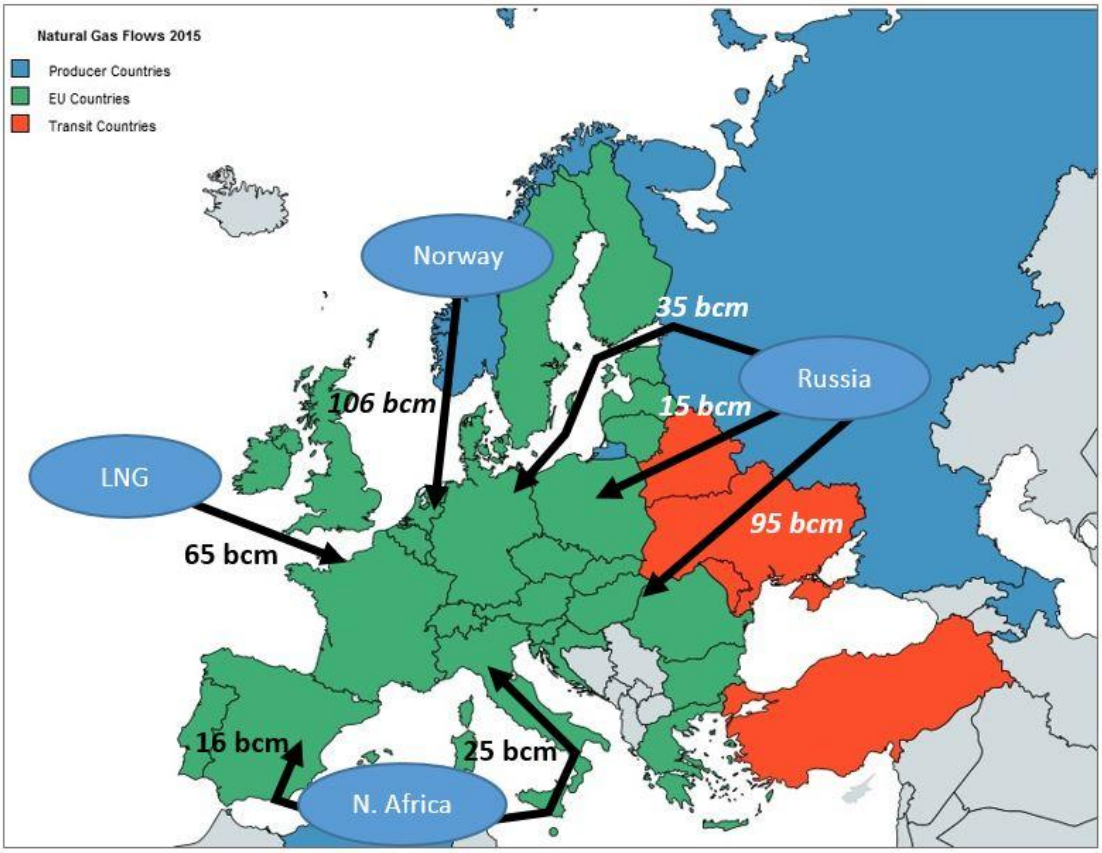
Η μείωση των εξαγωγών μέσω αγωγού της Νορβηγίας είναι εμφανής (από 106 bcm το 2015 σε 77 bcm το 2050) και αντισταθμίζεται από αύξηση εισαγωγών LNG και μέσω αγωγού από την

Ρωσία και το Αζερμπαϊτζάν. Οι ροές από την βόρεια Αφρική προς την Ιταλία είναι σχετικά σταθερές, ενώ προς την Ισπανία μειώνονται καθώς αυξάνονται οι εισαγωγές LNG στην Ιβηρική.

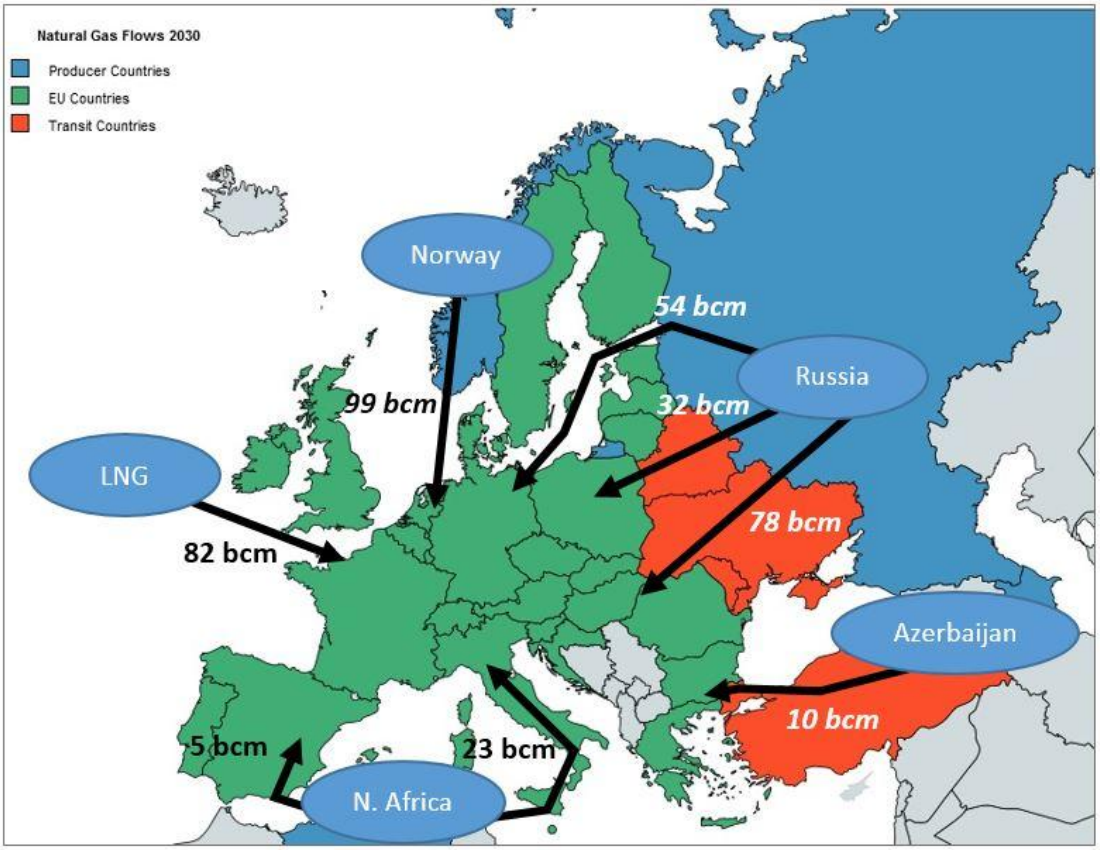
Ειδικότερα για τις εξαγωγές της Ρωσίας, το 2015 οι ροές προς την δυτική και κεντρική Ευρώπη διαμοιράζονται μεταξύ της Ουκρανίας και των αγωγών Yamal (μέσω της Λευκορωσίας) και NordStream (προς Γερμανία μέσω της Βαλτικής Θάλασσας), ενώ οι ροές προς την ανατολική Ευρώπη και τα Βαλκάνια εξυπηρετούνται μέσω της Ουκρανίας.

Το 2030 η μείωση των εξαγωγών της Νορβηγίας και η ελάττωση της εγχώριας παραγωγής στις χώρες της δυτικής Ευρώπης (κυρίως Ηνωμένο Βασίλειο και Ολλανδία) προκαλούν αύξηση των συνολικών εισαγωγών LNG της ΕΕ καθώς και αυξημένες ροές στους αγωγούς Yamal και NordStream (εις βάρος εν μέρει και των ροών προς την δυτική Ευρώπη μέσω Ουκρανίας), ενώ στα Βαλκάνια οι ροές από το Αζερμπαϊτζάν υποκαθιστούν εν μέρει τις εισαγωγές από την Ρωσία μέσω Ουκρανίας.

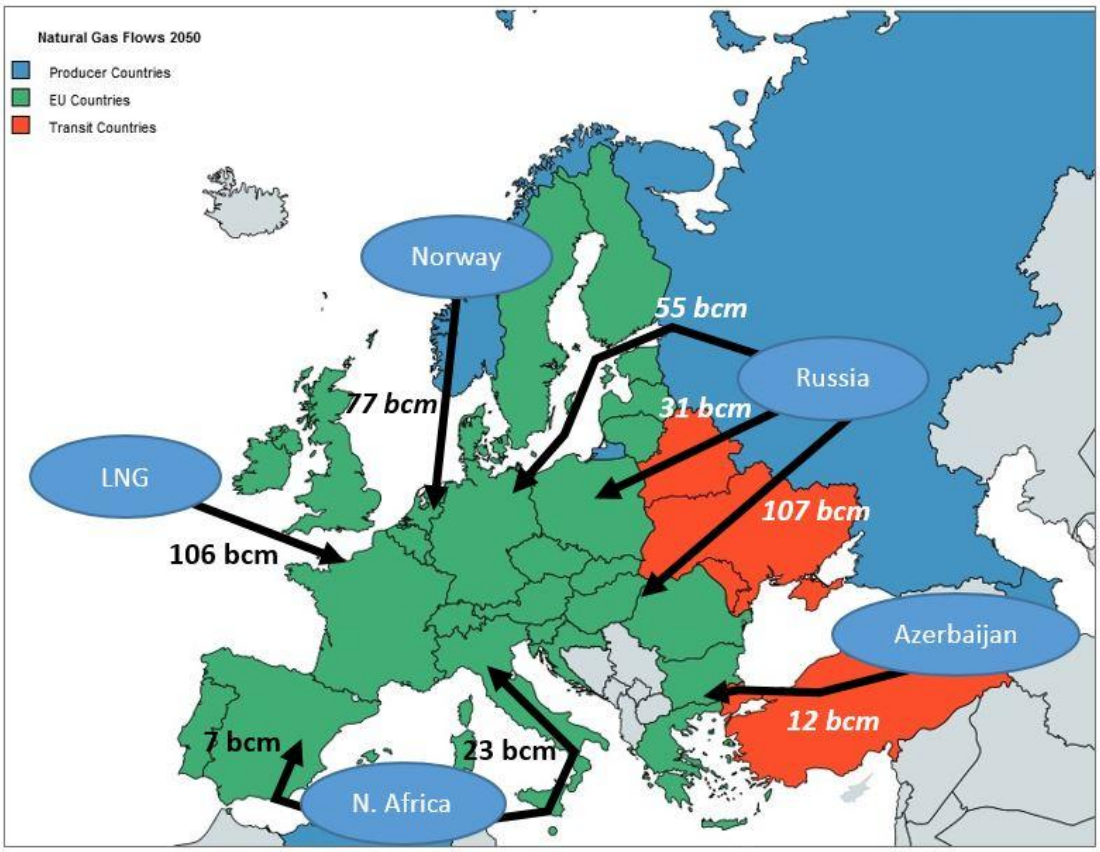
Το 2050, η περαιτέρω μείωση των εξαγωγών της Νορβηγίας και της παραγωγής στην ΕΕ οδηγεί αφενός σε αύξηση των εισαγωγών LNG, και αφετέρου στην εκ νέου αύξηση των ροών μέσω της Ουκρανίας σε επίπεδα υψηλότερα από τα σημερινά. Συνεπώς, το σενάριο αναφοράς οδηγεί σε σημαντικά προβλήματα τόσο εξαιτίας της αυξημένης ενεργειακής εξάρτησης της ΕΕ, όσο και εξαιτίας της υψηλής εξάρτησής της μακροπρόθεσμα από την Ρωσία και κυρίως τις ροές μέσω Ουκρανίας.




*Εικόνα 34: Οι ροές φυσικού αερίου προς την ΕΕ για το 2015 – σενάριο αναφοράς*




*Εικόνα 35: Οι ροές φυσικού αερίου προς την ΕΕ για το 2030 – σενάριο αναφοράς*



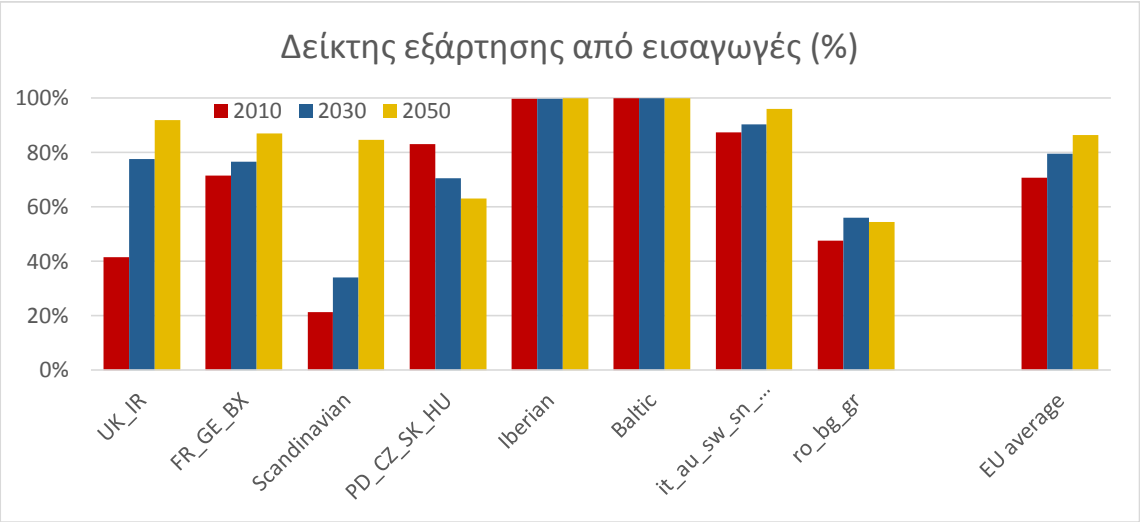

*Εικόνα 36: Οι ροές φυσικού αερίου προς την ΕΕ για το 2050 – σενάριο αναφοράς*

### 4.2.5 Δείκτες ασφάλειας εφοδιασμού

Ο πρώτος και πιο απλός δείκτης ασφάλειας εφοδιασμού που παρουσιάζεται είναι εκείνος της εξάρτησης από εισαγωγές (import dependence). Εξετάζεται δηλαδή το ποσοστό της εγχώριας κατανάλωσης το οποίο δεν καλύπτεται από την εγχώρια παραγωγή (εάν υπάρχει), αλλά από εισαγωγές.

$$Import\ Dependence(\%) = \frac{\sum(Imports)}{Gross\ Consumption} \qquad (\varepsilon\xi.4.1)$$

Όπως είναι λογικό, στις χώρες όπου η εγχώρια παραγωγή είναι μικρή σε σχέση με την ζήτησή τους, υπάρχει υψηλή εξάρτηση από εισαγωγές, και όσο ελαττώνεται η εγχώρια παραγωγή μιας χώρας, τόσο θα αυξάνεται και η εξάρτησή της από εισαγωγές. Συνολικά στην ΕΕ η εξάρτηση από εισαγωγές είναι υψηλή και αυξάνεται διαχρονικά (71% το 2010 και 86% το 2050). Πιο συγκεκριμένα, σε περιοχές όπως η UK_IR, η FR_GE_BX και η Scandinavian (λόγω της φθίνουσας παραγωγής του Ηνωμένου Βασιλείου, της Ολλανδίας, και της Δανίας), ο δείκτης εξάρτησης από εισαγωγές αυξάνεται (π.χ. στην περιοχή UK_IR από 40% το 2010 σε 90% το 2050). Αντίθετα στην περιοχή PD_CZ_SK_HU, λόγω της αυξανόμενης παραγωγής της Πολωνίας, ο δείκτης μειώνεται. Τέλος σε περιοχές που είτε δεν διαθέτουν παραγωγή και ο δείκτης ενεργειακής εξάρτησης είναι 100% (Iberian και Baltic) είτε διαθέτουν σχετικώς σταθερή παραγωγή (RO_BG_GR και IT_AU_SW_SN_CR_MA) ο δείκτης αντίστοιχα δεν μεταβάλλεται ιδιαίτερα.




*Εικόνα 37: Διάγραμμα δείκτη εξάρτησης από εισαγωγές*

Ένας πιο σύνθετος και περιεκτικός δείκτης ασφάλειας εφοδιασμού που θα εξετασθεί είναι ο «δείκτης συγκέντρωσης προμηθευτών» - supplier concentration index (SCI), στον οποίο αθροίζεται για κάθε χώρα το τετράγωνο του μεριδίου του κάθε προμηθευτή της $(\frac{Imports_i}{Demand})$ στην συνολική κατανάλωση της χώρας:

$$SCI = \sum_i \left(\frac{Imports_i}{Demand}\right)^2 \qquad (\varepsilon\xi.4.2)$$

Στον «δείκτη συγκέντρωσης προμηθευτών» η τιμή κοντά στο 1 σημαίνει ότι η συνολική κατανάλωση της χώρας καλύπτεται σχεδόν εξ' ολοκλήρου από έναν συγκεκριμένο προμηθευτή (μικρή διαφοροποίηση πηγών εισαγωγής), και επομένως ο συγκεκριμένος προμηθευτής κατέχει δεσπόζουσα θέση στην αγορά της χώρας, πράγμα που μειώνει την ασφάλεια εφοδιασμού της, καθώς μια διαταραχή (πολιτική, οικονομική, κοινωνική) στον προμηθευτή θα έχει ιδιαίτερα μεγάλη επίπτωση στην χώρα εισαγωγής.

Επίσης, εξετάζεται και η παραλλαγή $SCI_{pol}$, κατά την οποία κάθε χώρα παραγωγής διαθέτει ένα βάρος ($Pol_i \in [0,1]$ με τις χαμηλότερες τιμές να συμβολίζουν χαμηλότερο ρίσκο) το οποίο σχετίζεται με το κίνδυνο διακοπής της παροχής από κάθε χώρα – παραγωγό:

$$SCI_{pol} = \sum_i Pol_i \left(\frac{Imports_i}{Demand}\right)^2 \qquad (\varepsilon\xi.4.3)$$

| Δείκτης SCI στο σενάριο αναφοράς | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Περιοχή** | Χώρα | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| **UK_IR** | IR | 0,87 | 0,13 | 0,20 | 0,26 | 0,34 |
| | UK | 0,09 | 0,20 | 0,27 | 0,27 | 0,33 |
| **FR_GE_BX** | BE | 0,25 | 0,24 | 0,23 | 0,26 | 0,27 |
| | LX | 0,36 | 0,35 | 0,36 | 0,38 | 0,39 |
| | NL | 0,05 | 0,04 | 0,04 | 0,05 | 0,08 |
| | GE | 0,26 | 0,31 | 0,49 | 0,64 | 0,71 |
| | FR | 0,23 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 |
| **Iberian** | SP | 0,22 | 0,23 | 0,19 | 0,20 | 0,22 |
| | PL | 0,36 | 0,44 | 0,41 | 0,40 | 0,40 |
| **Scandinavian** | DK | 0,00 | 0,00 | 0,04 | 0,35 | 0,64 |
| | SV | 1,00 | 0,50 | 0,74 | 0,85 | 0,74 |
| **IT_AU_SW_SN_CR_MA** | AU | 0,41 | 0,45 | 0,44 | 0,46 | 0,57 |
| | IT | 0,19 | 0,16 | 0,18 | 0,23 | 0,24 |
| | SW | 0,34 | 0,35 | 0,24 | 0,39 | 0,54 |

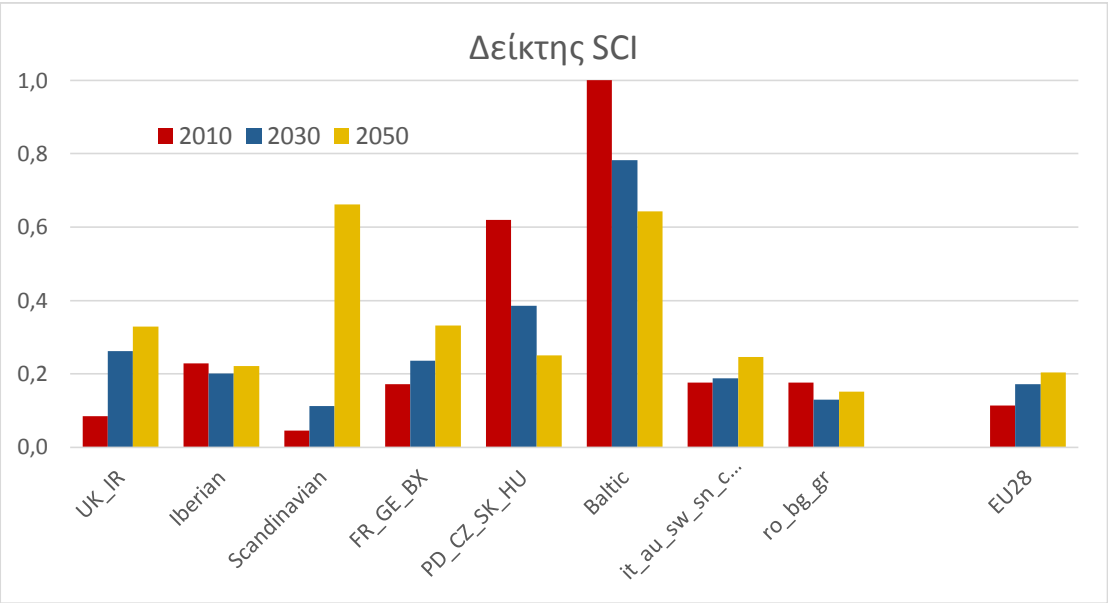
| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | SN | 0,54 | 0,53 | 0,32 | 0,40 | 0,64 |
| | CR | 0,03 | 0,11 | 0,09 | 0,10 | 0,15 |
| | MA | | 0,77 | 0,44 | 0,50 | 0,53 |
| PD_CZ_SK_HU | CZ | 0,64 | 0,59 | 0,55 | 0,50 | 0,58 |
| | SK | 0,97 | 0,97 | 0,97 | 0,97 | 0,97 |
| | PD | 0,52 | 0,28 | 0,15 | 0,04 | 0,03 |
| | HU | 0,60 | 0,70 | 0,76 | 0,51 | 0,59 |
| Baltic | LA | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 0,91 | 0,88 |
| | ES | 1,00 | 0,85 | 0,73 | 0,48 | 0,36 |
| | LI | 1,00 | 0,78 | 0,73 | 0,70 | 0,64 |
| | FI | 1,00 | 0,90 | 0,76 | 0,70 | 0,66 |
| RO_BG_GR | RO | 0,04 | 0,06 | 0,03 | 0,02 | 0,03 |
| | BG | 0,95 | 0,95 | 0,53 | 0,67 | 0,71 |
| | GR | 0,54 | 0,30 | 0,28 | 0,29 | 0,31 |

*Εικόνα 38: Δείκτης συγκέντρωσης προμηθευτών (SCI) για τις χώρες της ΕΕ*

Στην απεικόνιση του δείκτη SCI ανά γεωγραφική περιοχή, ορισμένες λεπτομέρειες στις επιμέρους χώρες ενδέχεται να μην είναι ορατές. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η περίπτωση της περιοχής UK_IR το 2010. Η Ιρλανδία εισάγει μεγάλη ποσότητα αερίου από το Ηνωμένο Βασίλειο και καλύπτει κατά ένα μέρος την ζήτησή της και με την εγχώρια παραγωγή της, με τον δείκτη SCI να δείχνει υψηλή συγκέντρωση προμηθευτών το 2010 (εξάρτηση από εισαγωγές από το Η.Β.). Στο ίδιο έτος, το Ηνωμένο Βασίλειο έχει μικρό ποσοστό ενεργειακής εξάρτησης (μόνο 38%) και επιπλέον αρκετά διαφοροποιημένες εισαγωγές από την Νορβηγία και την Ολλανδία μέσω αγωγών και από διάφορες άλλες χώρες με εισαγωγές LNG με αποτέλεσμα να προκύψει η εξαιρετικά χαμηλή τιμή του δείκτη SCI το 2010. Όμως, στην ομαδοποίηση των δύο χωρών υπερισχύει συντριπτικά η τιμή του Η.Β. λόγω της πολύ υψηλότερης ζήτησης σε σχέση με την ζήτηση της Ιρλανδίας.

Ορισμένα χρήσιμα συμπεράσματα μπορούν να εξαχθούν από αυτή την απεικόνιση. Ο δείκτης λαμβάνει εξαιρετικά υψηλές τιμές στις Βαλτικές χώρες το 2010, όμως καθώς η Λιθουανία και η Εσθονία αρχίζουν να εισάγουν LNG η συγκέντρωση των προμηθευτών γίνεται χαμηλότερη (λόγω χαμηλότερης εξάρτησης από ρωσικό αέριο). Στις Σκανδιναβικές χώρες η φθίνουσα παραγωγή της Δανίας οδηγεί τελικά σε υψηλή εξάρτηση από εισαγωγές από την Νορβηγία με αποτέλεσμα την αυξημένη τιμή του δείκτη το 2050. Η περιοχές Iberian και IT_AU_SW_SN_CR_MA έχουν υψηλή διαφοροποίηση προμηθευτών αερίου καθώς η μεν Iberian εισάγει μεγάλες ποσότητες LNG από διάφορους προμηθευτές, ενώ η

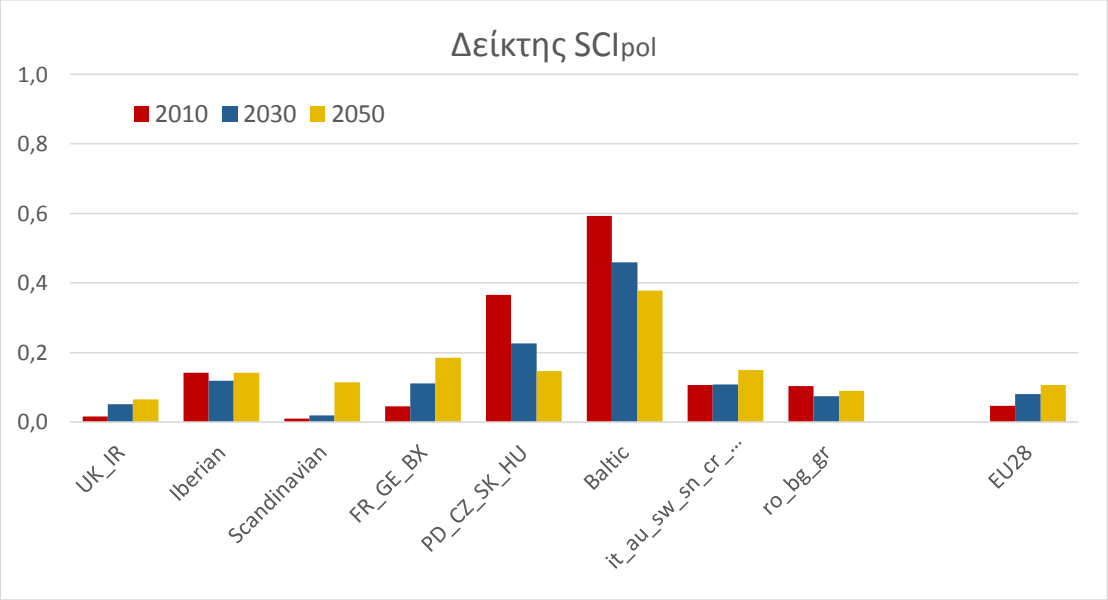
IT_AU_SW_SN_CR_MA διαφοροποιεί σε μεγάλο βαθμό τους προμηθευτές της με εισαγωγές LNG και με εισαγωγές μέσω αγωγού από την Ρωσία, την Νορβηγία, την Ολλανδία, την Αλγερία, την Λιβύη και το Αζερμπαϊτζάν. Η περιοχή FR_GE_BX διαφοροποιεί τους προμηθευτές της σε μικρότερο βαθμό με το LNG που εισάγει η Γαλλία και με εισαγωγές από την Ρωσία και την Νορβηγία. Ωστόσο μακροπρόθεσμα η φθίνουσα παραγωγή της Ολλανδίας και της Γερμανίας οδηγούν σε αύξηση των ρωσικών εισαγωγών, με αποτέλεσμα να αυξηθεί και η συγκέντρωση των προμηθευτών (ειδικά στην Γερμανία όπου ο δείκτης συγκέντρωσης το 2050 αυξάνει σημαντικά στα επίπεδα του 0.71 - τα μεγαλύτερα στην ΕΕ). Στην περιοχή PD_CZ_SK_HU υπάρχει αρχικά υψηλή εξάρτηση εισαγωγών από την Ρωσία, όμως καθώς η Πολωνία αναπτύσσει σημαντική εγχώρια παραγωγή μέρος της οποίας εξάγει προς τις υπόλοιπες χώρες της περιοχή, και αρχίζει να εισάγει και LNG, η συγκέντρωση των προμηθευτών μειώνεται σημαντικά. Τέλος στην περιοχή RO_BG_GR, συνδυάζονται τρεις χώρες με ακραίες επιδόσεις στην ανά χώρα τιμή του δείκτη SCI. Η Ρουμανία λόγω υψηλής εγχώριας παραγωγής και χαμηλών εισαγωγών σε σχέση με την ζήτησή της κινείται σε εξαιρετικά χαμηλά επίπεδα, η Ελλάδα με επαρκή διαφοροποίηση εισαγωγών LNG και μέσω αγωγού από την Ρωσία (και το Αζερμπαϊτζάν) κινείται σε μεσαία επίπεδα, ενώ η Βουλγαρία κινείται σε εξαιρετικά υψηλά επίπεδα λόγω πολύ υψηλής εξάρτησης εισαγωγών από την Ρωσία.




*Εικόνα 39: Δείκτης SCI στις γεωγραφικές περιοχές της ΕΕ*

Στην παραλλαγή του δείκτη συγκέντρωσης εισαγωγών $SCI_{pol}$, τα στατιστικά βάρη $Pol_i$ που αντιπροσωπεύουν τον πολιτικό κίνδυνο επηρεάζουν σημαντικά τον δείκτη σε κάποιες περιοχές. Στην περιοχή UK_IR οι κυριότεροι προμηθευτές είναι το Η.Β., η Νορβηγία, και η Ολλανδία, των οποίων ο δείκτης $Pol_i$ έχει εξαιρετικά χαμηλή τιμή. Καθώς όμως η παραγωγή των παραπάνω χωρών φθίνει αυξάνονται ελαφρώς και οι εισαγωγές από την Ρωσία, οι οποίες θεωρούνται συγκριτικά πιο επισφαλείς. Ανάλογη κατάσταση επικρατεί και στις περιοχές

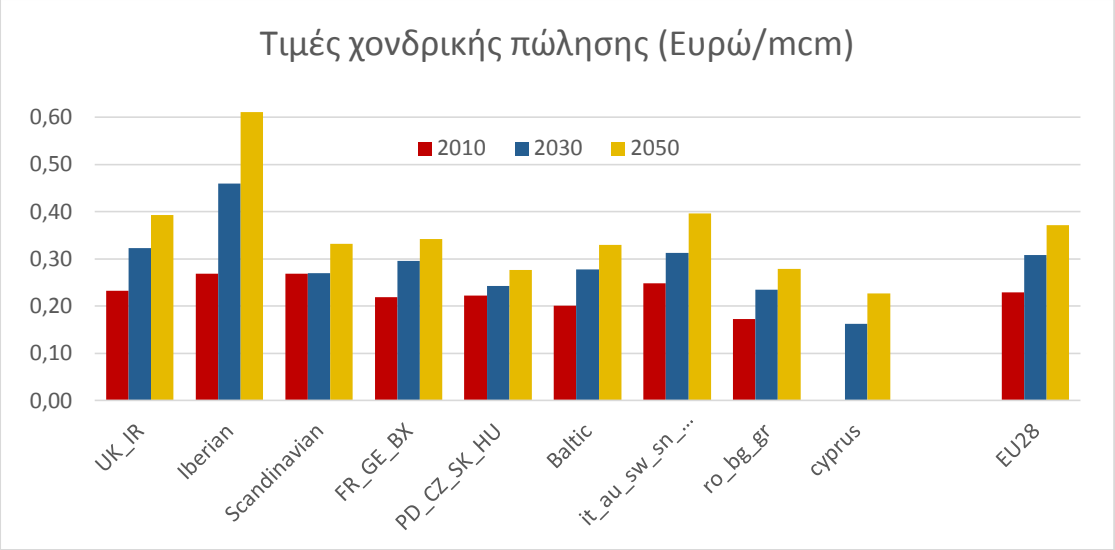
FR_GE_BX, IT_AU_SW_SN_CR_MA και RO_BG_GR, ενώ οι περισσότεροι προμηθευτές των περιοχών Iberian και Scandinavian θεωρούνται αξιόπιστοι. Στις περιοχές PD_CZ_SK_HU και Baltic όπου η Ρωσία κατέχει αρχικώς δεσπόζουσα θέση ως προμηθευτής, οι τιμές του δείκτη είναι αρχικά υψηλές, όμως φθίνουν λόγω εισαγωγών LNG της Πολωνίας, της Λιθουανίας, της Εσθονίας και της Φινλανδίας, αλλά και λόγω της εγχώριας παραγωγής που αναπτύσσει η Πολωνία.




*Εικόνα 40: Δείκτης $SCI_{pol}$ στις γεωγραφικές περιοχές της ΕΕ*

### 4.2.6 Τιμές

Τέλος εξετάζονται οι τιμές χονδρικής πώλησης. Προοδευτικά οι τιμές αυξάνονται σε όλες τις περιοχές της ΕΕ, ενώ από το 2010 έως το 2050 στην ΕΕ κατά μέσο όρο σημειώνεται αύξηση περίπου 60%. Πιο συγκεκριμένα η μεγαλύτερη αύξηση προκύπτει στις περιοχές που καλύπτουν σημαντικό μέρος της ζήτησης με εισαγωγές LNG, όπως η Iberian και σε μικρότερο βαθμό οι UK_IR και IT_AU_SW_SN_CR_MA. Ακόμα, σε περιοχές που βασίζονται σε σημαντικό βαθμό στην εγχώρια παραγωγή τους οι τιμές αυξάνονται λιγότερο, όπως στις Cyprus, PD_CZ_SK_HU και μέχρι το 2030 και στην Scandinavian.




*Εικόνα 41: Διάγραμμα τιμών χονδρικής πώλησης*

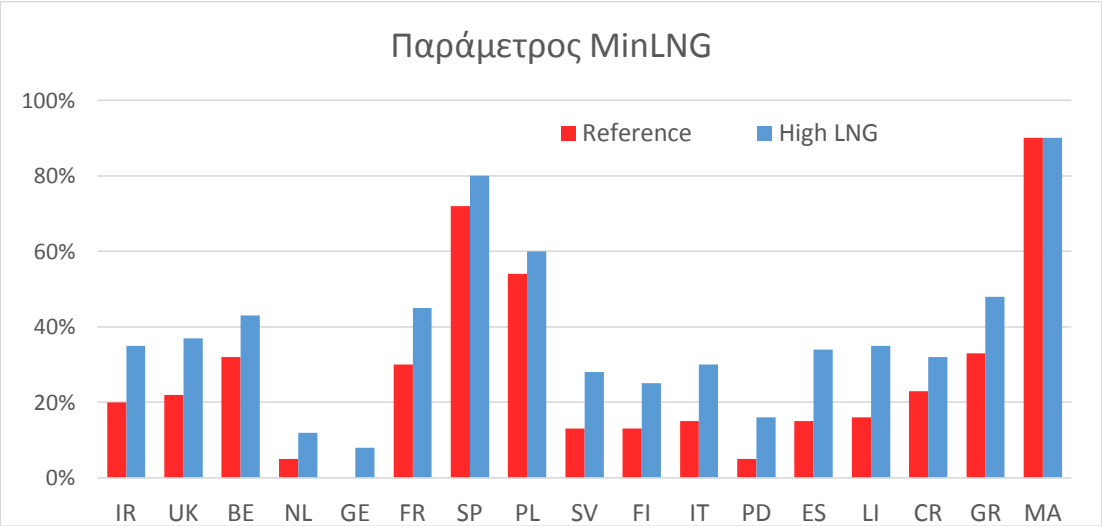
## 4.3 Σενάριο High LNG

### 4.3.1 Σχεδιασμός σεναρίου

Η ασφάλεια εφοδιασμού είναι στενά συνδεδεμένη με την επαρκή διαφοροποίηση των πηγών εισαγωγής, όπως είναι σαφές από τους δείκτες που την ποσοτικοποιούν. Η αναγκαία διαφοροποίηση πηγών μπορεί να γίνει με την αύξηση του μεριδίου εισαγωγών LNG στην συνολική κατανάλωση αερίου. Λόγω της δομής της αγοράς του LNG (πολλοί εναλλακτικοί προμηθευτές και μικρό κόστος για αλλαγή προμηθευτή), οι χώρες που εισάγουν LNG επιτυγχάνουν καλύτερη διαφοροποίηση του μείγματος προμηθευτών τους. Το ενδεχόμενο μειονέκτημα που αναμένεται να εμφανισθεί είναι η αύξηση των τιμών χονδρικής πώλησης, καθώς το LNG είναι πιο ακριβό (κατά μέσο όρο) από το εισαγόμενο αέριο μέσω αγωγού.

Στο μοντέλο η παράμετρος $MinLNG_{cons,y}$ ελέγχει τις ελάχιστες εισαγωγές LNG στους κόμβους κατανάλωσης (ως ποσοστό της εγχώριας κατανάλωσης), και έτσι η αύξησή της θα οδηγήσει στο ζητούμενο αποτέλεσμα. Οι αλλαγές εφαρμόζονται από το έτος 2020 και έπειτα.

Σε ό,τι αφορά τα αναμενόμενα αποτελέσματα, καθώς η ζήτηση και η εγχώρια παραγωγή παρέμειναν ανεπηρέαστες, δεν αναμένεται κάποια μεταβολή σε αυτά τα μεγέθη, και επομένως ούτε και στον δείκτη εξάρτησης από εισαγωγές. Αντιθέτως αναμένεται αύξηση του μεριδίου των εισαγωγών LNG και μείωση του δείκτη ασφάλειας εφοδιασμού SCI, καθώς οι πηγές εισαγωγής θα διαφοροποιούνται περισσότερο, ενώ και αύξηση των τιμών χονδρικής πώλησης του αερίου.

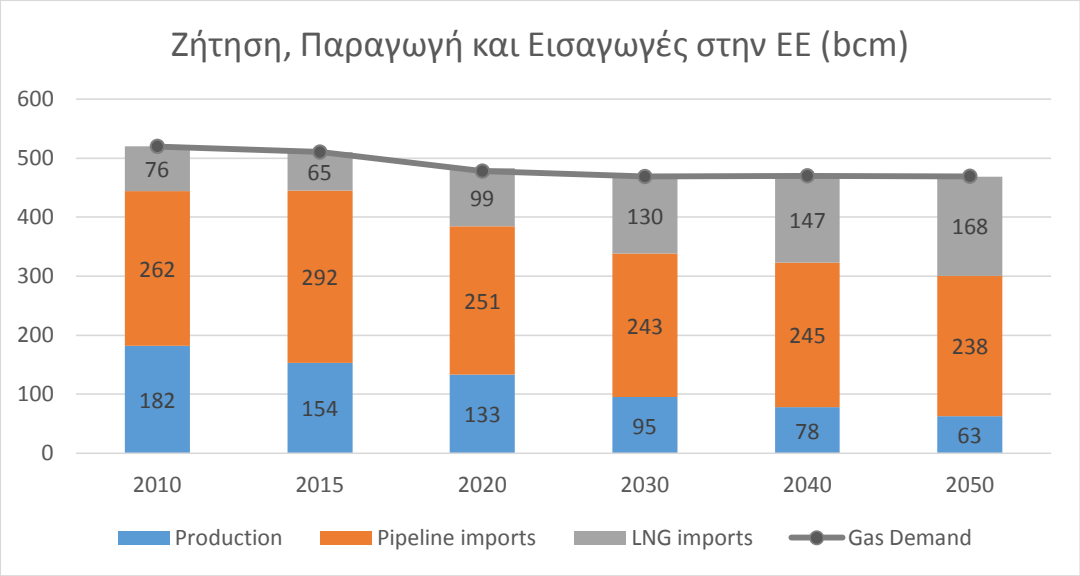



*Εικόνα 42: Ελάχιστες απαιτούμενες εισαγωγές LNG (% της ζήτησης) στο σενάριο αναφοράς και στο σενάριο High LNG για το 2030*

### 4.3.2 Παραγωγή και Εισαγωγές

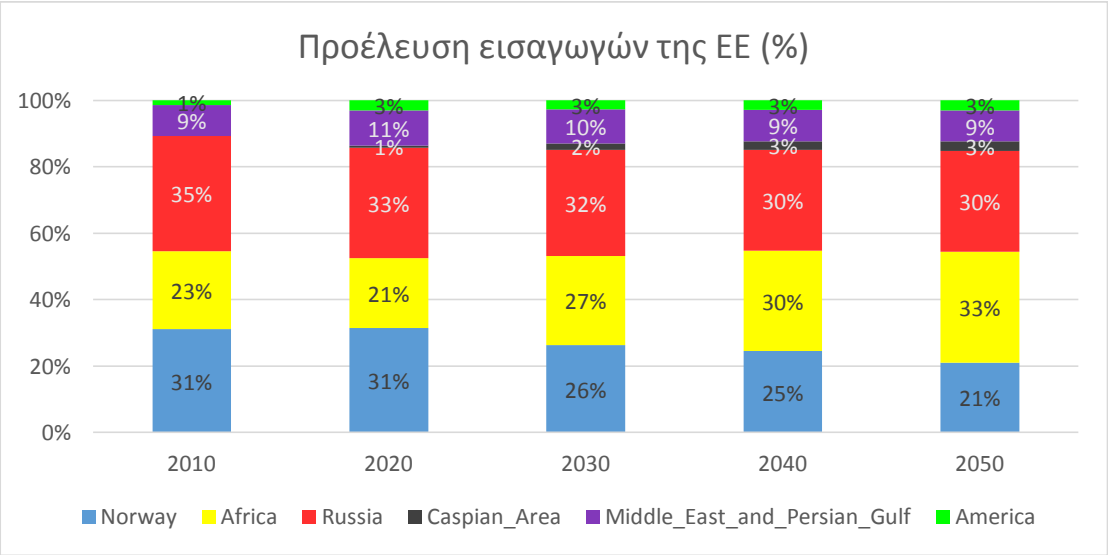
Σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, όπου οι εισαγωγές μέσω αγωγού ήταν 300 bcm από το 2030 και έπειτα, στο σενάριο High LNG οι εισαγωγές μέσω αγωγού μειώνονται σημαντικά και

είναι περίπου 240 bcm από το 2030 και έπειτα. Αντίστοιχα, στο σενάριο αναφοράς οι συνολικές εισαγωγές LNG της ΕΕ το 2050 ήταν 106 bcm και αποτελούσαν το 23% της ζήτησης, ενώ στο σενάριο High LNG αυξήθηκαν στα 168 bcm και αποτελούν το 36% της ζήτησης.

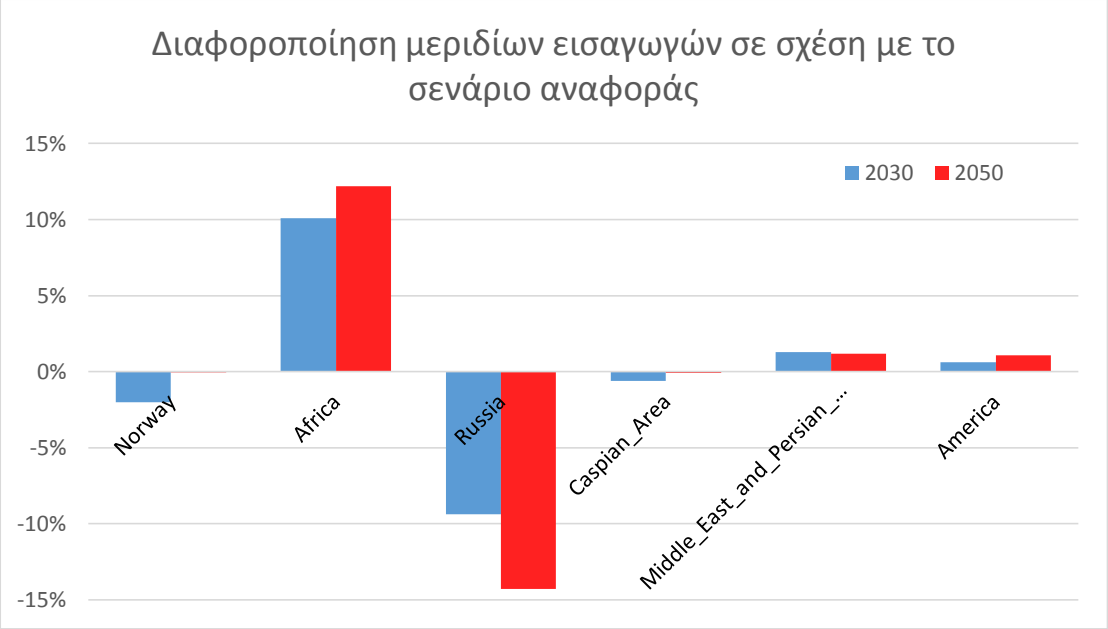



*Εικόνα 43: Ζήτηση, Παραγωγή και Εισαγωγές στην ΕΕ (bcm)*

Το μερίδιο των εισαγωγών από την Ρωσία έχει μειωθεί σημαντικά (από 45% το 2050 στο σενάριο αναφοράς σε 30% το 2050 στο σενάριο High LNG), ενώ έχει αυξηθεί αντίστοιχα το μερίδιο της Αφρικής (από 21% το 2050 στο σενάριο αναφοράς σε 33% το 2050 στο σενάριο High LNG) λόγω αυξημένων εισαγωγών LNG από την Αφρική (κυρίως από την Αλγερία). Ακόμα, μικρή αύξηση (περίπου 1%) παρατηρείται στο μερίδιο των εισαγωγών από τις χώρες της Αμερικής και του Περσικού Κόλπου.

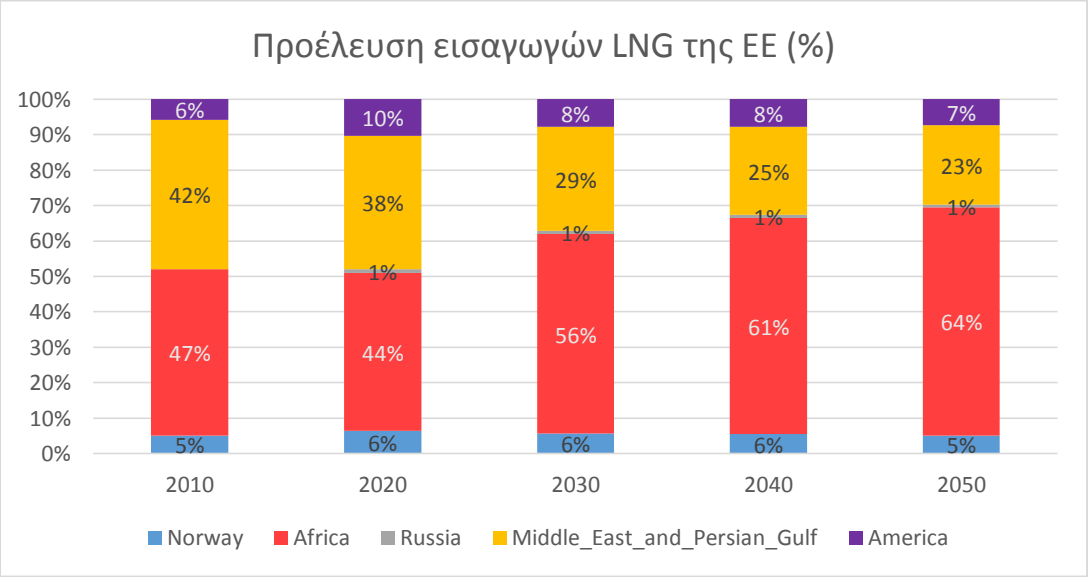



*Εικόνα 44: Προέλευση συνολικών εισαγωγών φυσικού αερίου της ΕΕ (%)*




*Εικόνα 45: Διαφοροποίηση μεριδίων εισαγωγών σε σχέση με το σενάριο αναφοράς*

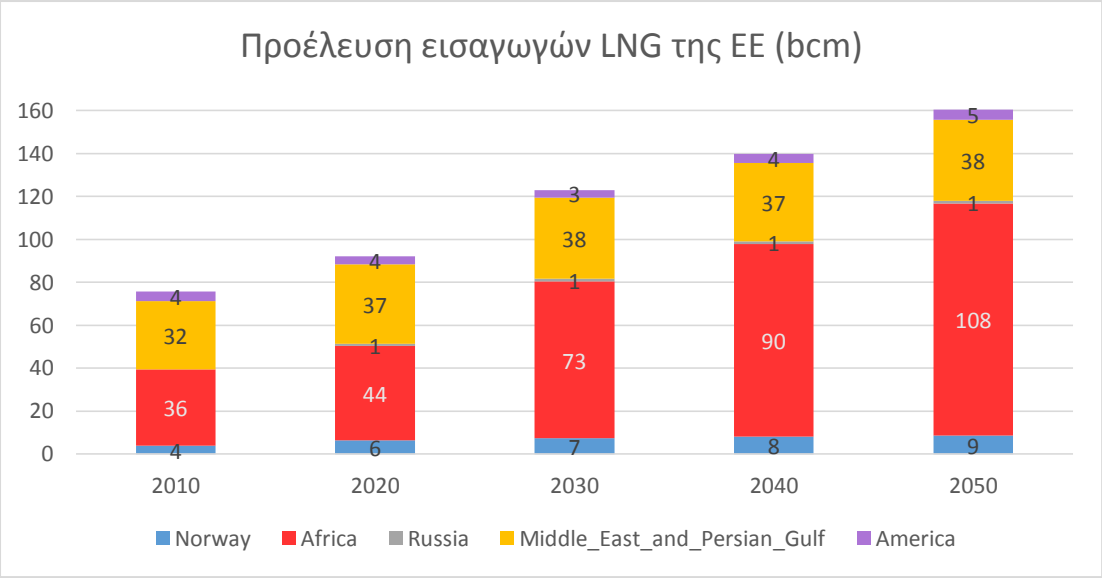
Συγκεκριμένα ως προς την προέλευση των εισαγωγών LNG, το μερίδιο των χωρών του Περσικού Κόλπου μειώνεται ακόμη περισσότερο από ό,τι στο σενάριο αναφοράς (30% το 2050 στο σενάριο αναφοράς και 23% το 2050 στο σενάριο High LNG). Αντίστοιχα αυξάνεται σημαντικά το μερίδιο των χωρών της Αφρικής, ενώ τα μερίδια της Νορβηγίας, της Ρωσίας και της Αμερικής είναι σχετικά σταθερά.




*Εικόνα 46: Προέλευση εισαγωγών LNG της ΕΕ (%)*

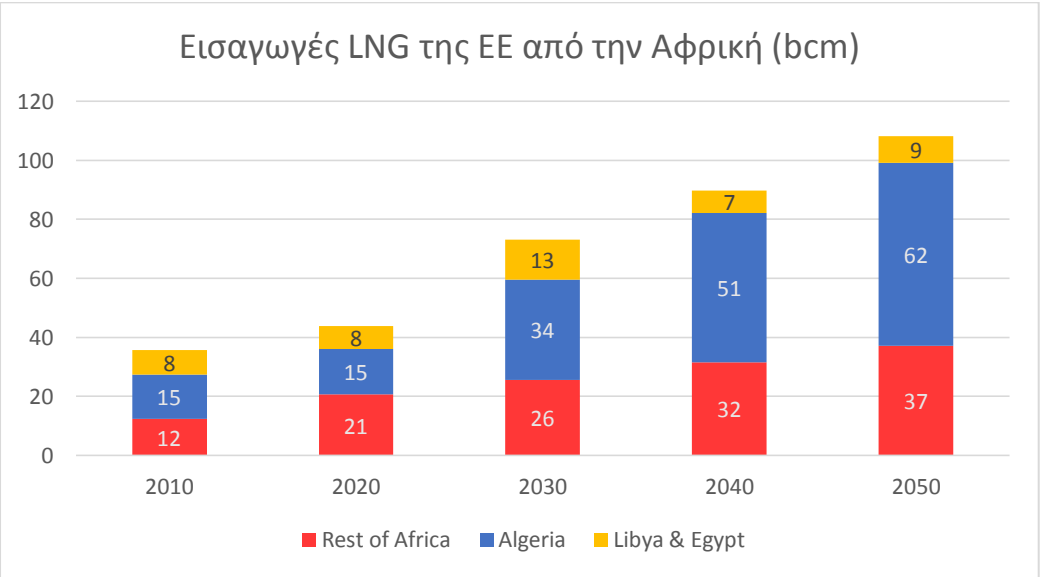
Καθώς όμως οι συνολικές ποσότητες LNG που εισάγει η ΕΕ αυξάνονται, η μείωση του μεριδίου των χωρών του Περσικού Κόλπου δεν σημαίνει και μείωση των εξαγόμενων προς την ΕΕ

ποσοτήτων, καθώς οι τελευταίες αναμένεται να αυξηθούν ελαφρώς (από 33 bcm το 2050 στο σενάριο αναφοράς σε 38 bcm στο σενάριο High LNG).




*Εικόνα 47: Προέλευση εισαγωγών LNG της ΕΕ (bcm)*

Όσον αφορά τις εισαγωγές LNG από την Αφρική, αυτές πραγματοποιούνται κυρίως από την Αλγερία και δευτερευόντως από την περιοχή Rest of Africa (Νιγηρία, Αγκόλα, Ισημερινή Γουινέα, Τανζανία και Μοζαμβίκη).

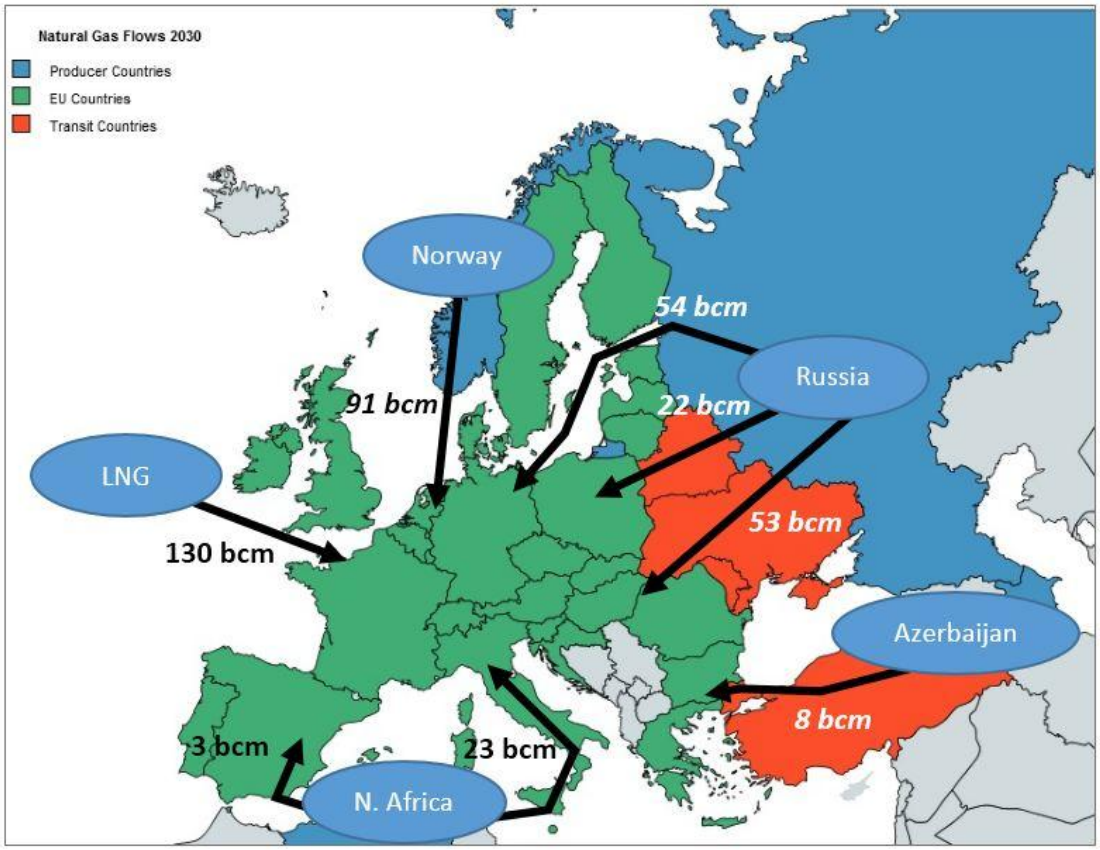



*Εικόνα 48: Προέλευση εισαγωγών LNG της ΕΕ από την Αφρική (bcm)*

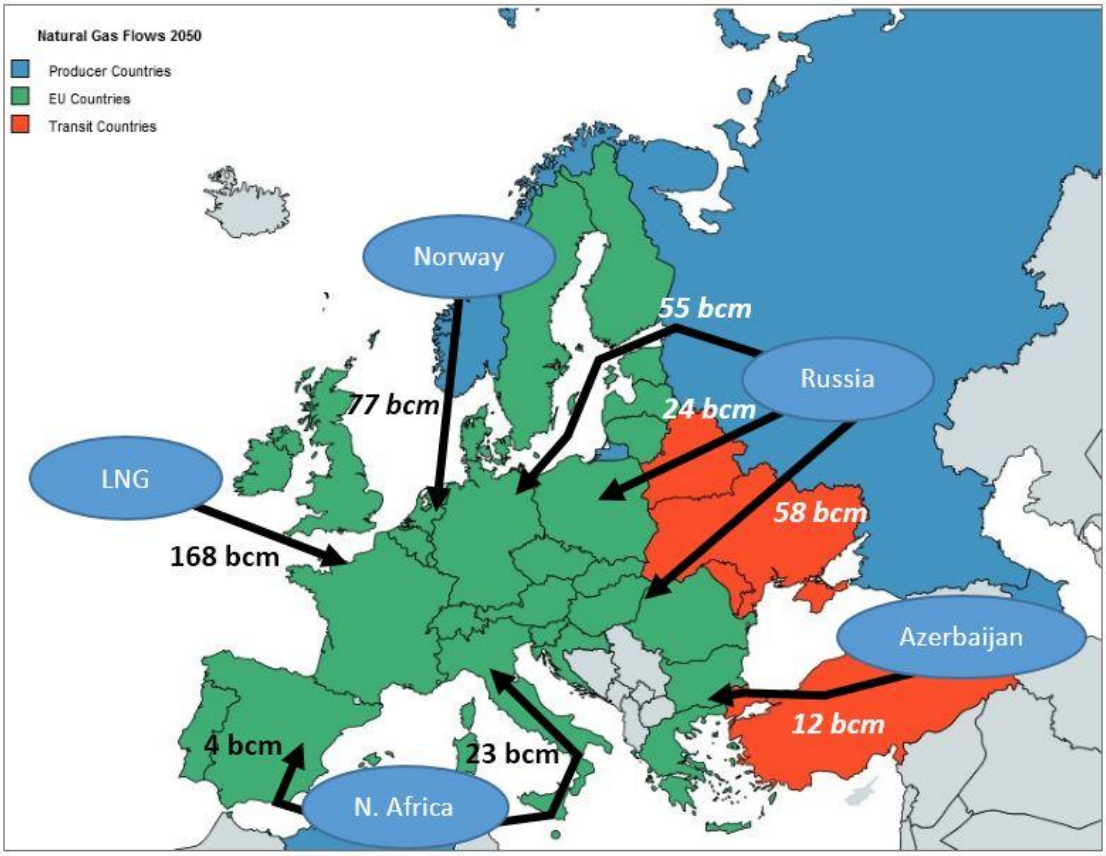
### 4.3.3 Φυσικές Ροές

Λόγω της αύξησης των εισαγωγών LNG σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, οι ροές μέσω της Ουκρανίας το 2030 έχουν περιοριστεί σημαντικά. Ελαφρά μείωση έχουν υποστεί και οι ροές από την Ρωσία μέσω της Λευκορωσίας, καθώς και οι ροές από το Αζερμπαϊτζάν μέσω

Τουρκίας και από την Αλγερία μέσω Ισπανίας. Το 2050 καθώς η εγχώρια παραγωγή της ΕΕ έχει μειωθεί σε σχέση με το 2030, παρότι οι εισαγωγές LNG αυξάνονται περαιτέρω, οι ροές από την Ρωσία μέσω Λευκορωσίας και Ουκρανίας ανακάμπτουν ελαφρώς. Ωστόσο, η απόκλιση από το σενάριο αναφοράς είναι ιδιαίτερα μεγάλη μακροπρόθεσμα καθώς η ποσότητα αερίου που περνά από την Ουκρανία για να καταλήξει στην Ευρωπαϊκή αγορά μειώνεται το 2050 κατά 46% (από 107 bcm στο σενάριο αναφοράς σε 58 bcm στο σενάριο High LNG)




*Εικόνα 49: Οι ροές φυσικού αερίου προς την Ευρώπη για το 2030 – σενάριο High LNG*




*Εικόνα 50: Οι ροές φυσικού αερίου προς την Ευρώπη για το 2050 – σενάριο High LNG*

### 4.3.4 Δείκτες ασφάλειας εφοδιασμού

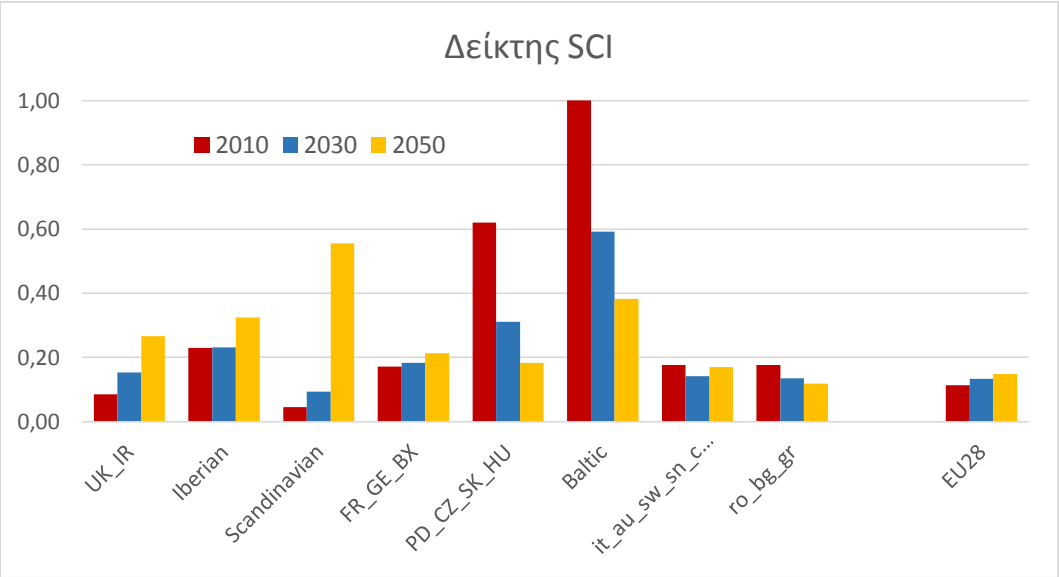
Όπως αναφέρθηκε, επειδή η εγχώρια παραγωγή και η κατανάλωση των χωρών της ΕΕ παρέμεινε αμετάβλητη ο δείκτης εξάρτησης από εισαγωγές (import dependence) δεν αλλάζει σε σχέση με το σενάριο αναφοράς.

Ο δείκτης SCI βελτιώνεται σημαντικά σε σχέση με το σενάριο αναφοράς σε όλες τις περιοχές καθώς η αύξηση των εισαγωγών LNG μειώνει την συγκέντρωση των προμηθευτών. Μοναδική εξαίρεση αποτελεί η περιοχή Iberian, στην οποία οι εισαγωγές LNG ήταν ήδη αυξημένες στο σενάριο αναφοράς (78% της ζήτησης της περιοχής το 2050), και οι επιπλέον εισαγωγές LNG προέρχονται κυρίως από την Αφρική με αποτέλεσμα την αύξηση της συγκέντρωσης των προμηθευτών σε σχέση με το σενάριο αναφοράς.

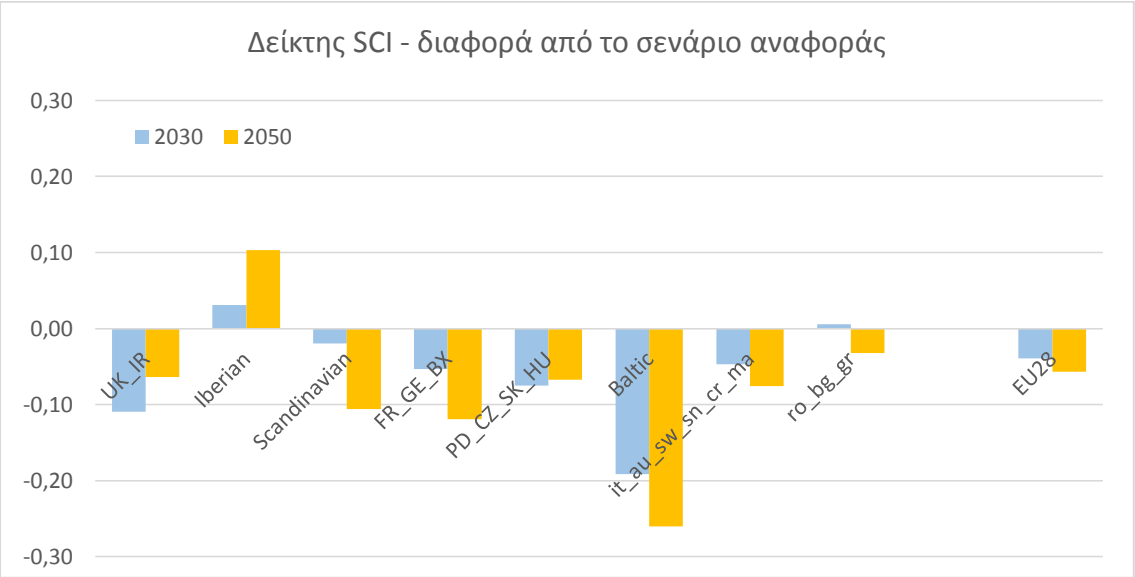
| Δείκτης SCI - Σενάριο High LNG | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Περιοχή** | Χώρα | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| **UK_IR** | IR | 0,87 | 0,09 | 0,11 | 0,16 | 0,21 |
| | UK | 0,09 | 0,22 | 0,16 | 0,22 | 0,27 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| FR_GE_BX | BE | 0,25 | 0,23 | 0,20 | 0,21 | 0,21 |
| | LX | 0,36 | 0,35 | 0,35 | 0,36 | 0,39 |
| | NL | 0,05 | 0,04 | 0,04 | 0,05 | 0,05 |
| | GE | 0,26 | 0,27 | 0,31 | 0,38 | 0,48 |
| | FR | 0,23 | 0,24 | 0,24 | 0,23 | 0,25 |
| Iberian | SP | 0,22 | 0,20 | 0,22 | 0,27 | 0,33 |
| | PL | 0,36 | 0,41 | 0,40 | 0,37 | 0,40 |
| Scandinavian | DK | 0,00 | 0,00 | 0,04 | 0,35 | 0,62 |
| | SV | 1,00 | 0,41 | 0,52 | 0,59 | 0,46 |
| IT_AU_SW_SN_CR_MA | AU | 0,41 | 0,39 | 0,41 | 0,44 | 0,48 |
| | IT | 0,19 | 0,15 | 0,15 | 0,19 | 0,19 |
| | SW | 0,34 | 0,34 | 0,31 | 0,22 | 0,49 |
| | SN | 0,54 | 0,54 | 0,38 | 0,57 | 0,64 |
| | CR | 0,03 | 0,08 | 0,08 | 0,10 | 0,14 |
| | MA | - | 0,88 | 0,66 | 0,72 | 0,51 |
| PD_CZ_SK_HU | CZ | 0,64 | 0,51 | 0,52 | 0,48 | 0,52 |
| | SK | 0,97 | 0,97 | 0,97 | 0,97 | 0,97 |
| | PD | 0,52 | 0,22 | 0,08 | 0,02 | 0,03 |
| | HU | 0,60 | 0,70 | 0,76 | 0,57 | 0,59 |
| Baltic | LA | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 0,97 | 0,74 |
| | ES | 1,00 | 0,69 | 0,51 | 0,32 | 0,24 |
| | LI | 1,00 | 0,63 | 0,47 | 0,39 | 0,28 |
| | FI | 1,00 | 0,79 | 0,59 | 0,52 | 0,47 |
| RO_BG_GR | RO | 0,04 | 0,06 | 0,03 | 0,02 | 0,03 |
| | BG | 0,95 | 0,95 | 0,68 | 0,70 | 0,71 |
| | GR | 0,54 | 0,35 | 0,22 | 0,21 | 0,20 |

*Εικόνα 51: Δείκτης συγκέντρωσης προμηθευτών (SCI) για τις χώρες της ΕΕ*

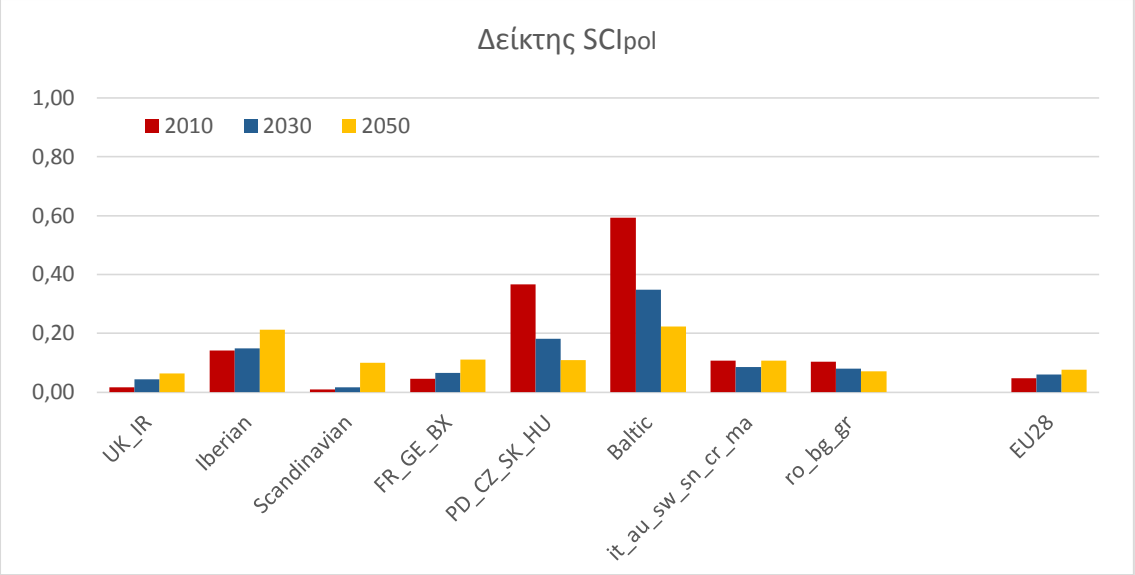



*Εικόνα 52: Διάγραμμα δείκτη SCI*

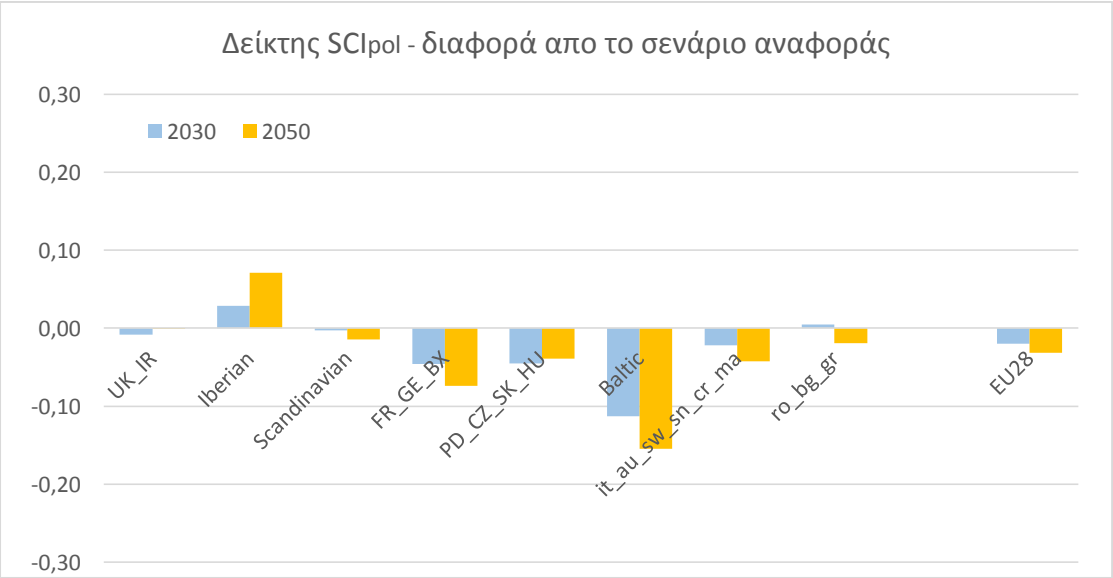



*Εικόνα 53: Δείκτης SCI – διαφορά μεταξύ του σεναρίου High LNG και του σεναρίου αναφοράς]*

Όσον αφορά τον δείκτη $SCI_{pol}$, όπου λαμβάνεται υπόψη ο σχετικός κίνδυνος διακοπής της παροχής, σε σχέση με το σενάριο αναφοράς παρατηρείται όπως είναι λογικό μείωση, με την εξαίρεση και πάλι της περιοχής Iberian.



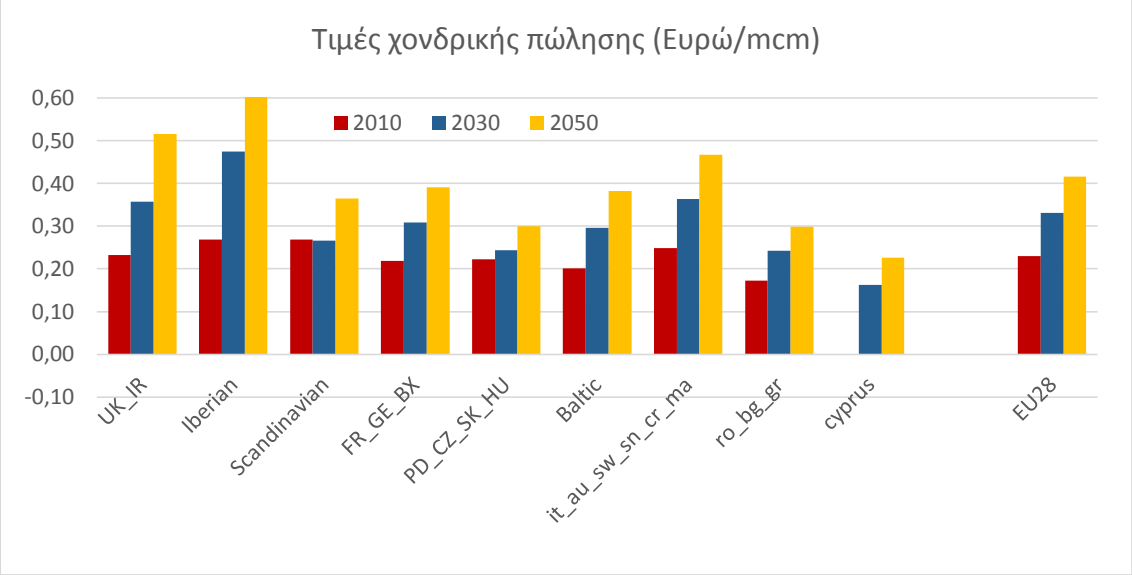

*Εικόνα 54: Διάγραμμα δείκτη $SCI_{pol}$*



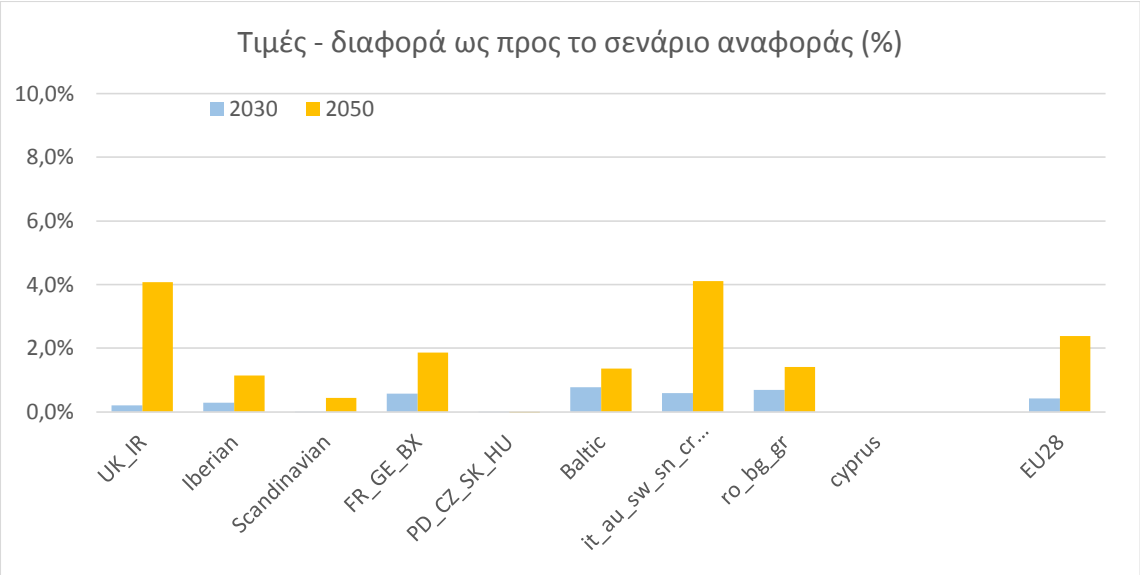

*Εικόνα 55: Διάγραμμα δείκτη $SCI_{pol}$ – διαφορά μεταξύ του σεναρίου High LNG και του σεναρίου αναφοράς*

### 4.3.5 Τιμές

Όπως αναμενόταν, οι τιμές σε όλες σχεδόν τις περιοχές αυξάνεται σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, καθώς το LNG είναι κατά κανόνα πιο ακριβό σε σύγκριση με το φυσικό αέριο μέσω αγωγού. Οι μεγαλύτερες αυξήσεις τιμών παρατηρούνται στις περιοχές με τις μεγαλύτερες αυξήσεις εισαγωγών LNG. Εξαίρεση αποτελεί η περιοχή Iberian της οποίας η τιμή αυξάνεται ελαφρώς σε σχέση με το σενάριο αναφοράς το 2030 και δεν μεταβάλλεται το 2050, και ο λόγος είναι ότι η περιοχή της Ιβηρικής εισάγει μεγάλες ποσότητες LNG και στο σενάριο αναφοράς.




*Εικόνα 56: Διάγραμμα τιμών χονδρικής πώλησης*




*Εικόνα 57: Διάγραμμα τιμών χονδρικής πώλησης – διαφορά από το σενάριο αναφοράς*

## 4.4 Το Σενάριο ολικής διακοπής των ροών φυσικού αερίου μέσω της Ουκρανίας

### 4.4.1 Σχεδιασμός σεναρίου

Στο σενάριο αυτό αναλύεται το ενδεχόμενο διακοπής της παροχής φυσικού αερίου από την Ρωσία προς την Ουκρανία, και επομένως και της παροχής αερίου προς την Ευρώπη μέσω της Ουκρανίας, από το 2020 και έπειτα.

Για την επίτευξη αυτού του αποτελέσματος μειώνεται η χωρητικότητα των αγωγών που εισέρχονται στην Ουκρανία από την Ρωσία και την Λευκορωσία, με το σκεπτικό ότι σε περίπτωση διακοπής της παροχής, η Ρωσία δεν θα επέτρεπε την τροφοδοσία της Ουκρανίας μέσω της Λευκορωσίας. Προκειμένου να εξυπηρετηθεί η ζήτηση των ευρωπαϊκών χωρών,

θεωρείται ότι υλοποιείται το 2020[3] ο αγωγός NordStream 2 με χωρητικότητα 55 bcm/y. Έτσι η τροφοδοσία της Ουκρανίας αναμένεται να γίνει εμμέσως, με αέριο (ενδεχομένως με αρχική προέλευση την Ρωσία) το οποίο έχει ήδη εισέλθει στο ευρωπαϊκό σύστημα, και μέσω των ανάστροφης ροής των διασυνδετήριων αγωγών από την Πολωνία, την Σλοβακία, την Ουγγαρία και την Ρουμανία. Προκειμένου να εξυπηρετηθούν αυτές οι ανάστροφες ροές, απαιτείται η επέκταση της χωρητικότητας των αντίστοιχων αγωγών (Hermanowice, Velke_2 και Beregdaroc_2) καθώς και η επέκταση ορισμένων διασυνδετήριων αγωγών της ανατολικής και κεντρικής Ευρώπης.

Ακόμα προκειμένου να εξυπηρετηθεί η ζήτηση των βαλκανικών χωρών (οι οποίες εξαρτώνται κατά πολύ μεγάλο ποσοστό από το ρωσικό αέριο διαμέσου της Ουκρανίας) και της Ρουμανίας κατέστη απαραίτητη η επέκταση χωρητικότητας των διασυνδέσεων Τουρκίας – Ελλάδας και Τουρκίας – Βουλγαρίας, καθώς και ορισμένων διασυνδετήριων αγωγών μεταξύ των βαλκανικών χωρών.

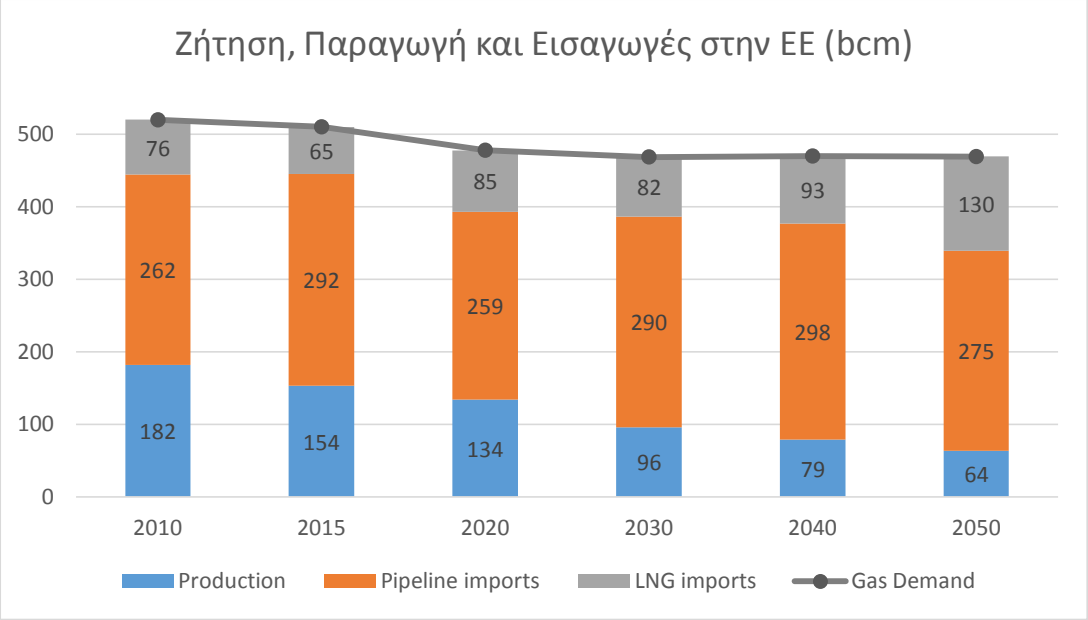
[3] Ο αγωγός NordStream 2 βρίσκεται ακόμα σε στάδιο σχεδιασμού, όμως δεδομένου του χρόνου κατασκευής του παρόμοιου αγωγού NordStream το 2012 (3 έτη), είναι θεωρητικά εφικτή η κατασκευή του NordStream 2 έως το 2020.

| Απαιτούμενες επεκτάσεις χωρητικότητας αγωγών | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Αγωγός** | **Από** | **Προς** | **Χωρητικότητα (bcm/y) το 2015** | **Νέα χωρητικότητα (bcm/y)** | | |
| | | | | **2020** | **2025** | **2030** |
| Nordstreampipe2 | RU | GE | - | 55 | 55 | 55 |
| Velke_2 | SK | UR | 10 | 19 | 19 | 19 |
| Hermanowice | PD | UR | 2 | 3 | 3 | 3 |
| Beregdaroc_2 | HU | UR | - | - | 12 | 12 |
| Lanzhot_2 | CZ | SK | 19 | 51 | 51 | 51 |
| Vecses_1 | SK | HU | - | 18 | 18 | 18 |
| PD_SK_pipe_1 | PD | SK | - | - | 11 | 11 |
| TurkeyGreece_new | TU | GR | 4 | 7 | 11 | 11 |
| ITB_pipeline | TU | BG | - | - | 7 | 7 |
| IGB_pipeline1 | GR | BG | - | - | 4 | 10 |
| Kula_2 | GR | BG | - | 2 | 2 | 2 |
| Wbalkans_1 | BG | FY | 0,5 | 3 | 5 | 6 |
| Wbalkans_2 | BG | YU | - | 4 | 4 | 4 |
| Wbalkans_5 | FY | AL | - | 3 | 5 | 6 |
| IAP_1 | AL | YU | - | - | 4 | 4 |

*Εικόνα 58: Απαιτούμενες επεκτάσεις χωρητικότητας*

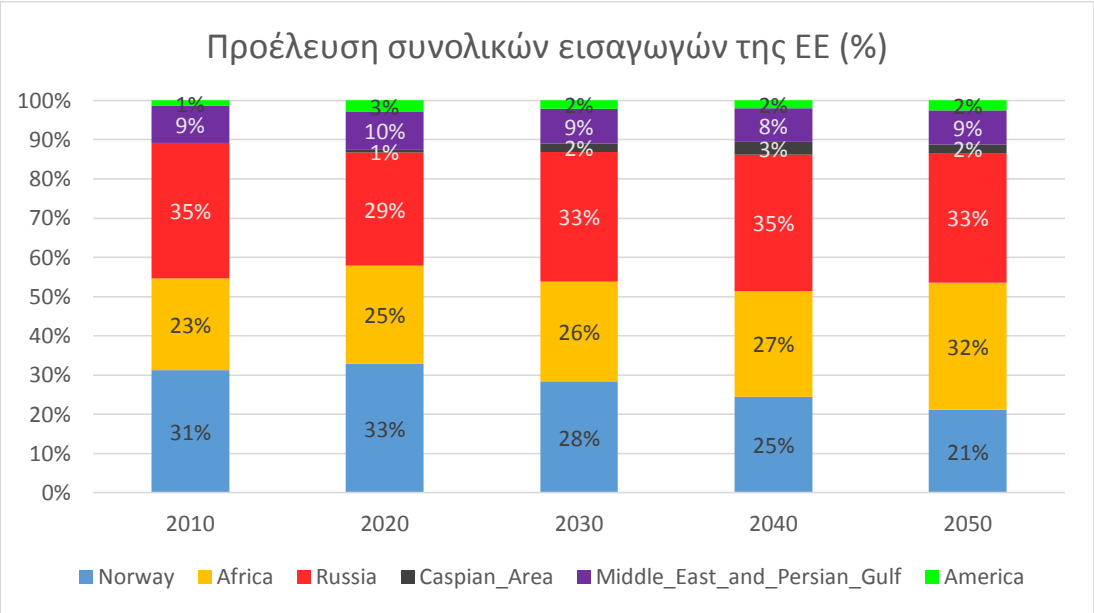
### 4.4.2 Παραγωγή και Εισαγωγές

Με την διακοπή των ροών μέσω της Ουκρανίας το 2020 αυξάνονται σημαντικά σε σχέση με το σενάριο αναφοράς οι εισαγωγές LNG της ΕΕ κυρίως μετά το 2030. Οι εισαγωγές της ΕΕ μέσω αγωγού όπως είναι λογικό υποχωρούν σημαντικά το 2020 (από 272 bcm στο σενάριο αναφοράς σε 259 στο σενάριο Ukraine), ανακάμπτουν μέχρι το 2040 καθώς η εγχώρια παραγωγή της ΕΕ φθίνει, και τελικά μειώνονται λόγω των αυξημένων εισαγωγών LNG το 2050.



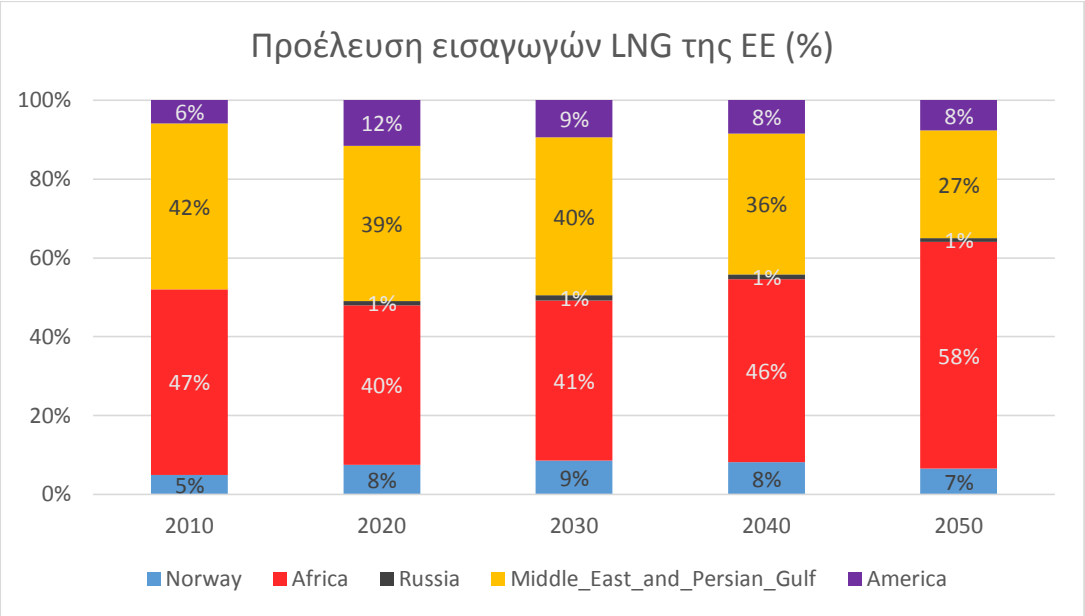

*Εικόνα 59: Ζήτηση, Παραγωγή και Εισαγωγές στην ΕΕ (bcm)*

Όσον αφορά τις εισαγωγές φυσικού αερίου της ΕΕ, το μερίδιο της Ρωσίας για το 2020 συρρικνώνεται σημαντικά σε σχέση με το σενάριο αναφοράς (από 41% στο σενάριο αναφοράς σε 33% στο σενάριο Ukraine). Αντίστοιχη αύξηση παρατηρείται στο μερίδιο της Αφρικής (από 17% το 2020 στο σενάριο αναφοράς σε 26% στο σενάριο Ukraine), τόσο λόγω αύξησης των εισαγωγών LNG όσο και λόγω αύξηση των εισαγωγών μέσω αγωγού από την Αλγερία. Ακόμα οι εισαγωγές από την Νορβηγία, την περιοχή της Κασπίας, την Μέση Ανατολή και τον Περσικό Κόλπο, και την Αμερική παραμένουν αμετάβλητες σε σχέση με το σενάριο αναφοράς.




*Εικόνα 60: Προέλευση συνολικών εισαγωγών φυσικού αερίου της ΕΕ (%)*

Οι εισαγωγές LNG πραγματοποιούνται από την Αφρική και τον Περσικό Κόλπο. Συγκεκριμένα το μερίδιο της Αφρικής αυξάνεται (από 52% το 2050 στο σενάριο αναφοράς σε 58% στο σενάριο Ukraine). Όπως και στο προηγούμενο σενάριο, η μείωση του μεριδίου του Περσικού Κόλπου δεν σημαίνει και μείωση της εισαγόμενης ποσότητας καθώς αυτή αυξάνεται ελαφρώς (από 33 bcm το 2020 σε 35 bcm το 2050). Τέλος σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, τα μερίδια εισαγωγών LNG από την Νορβηγία, την Αμερική και την Ρωσία αναμένεται να αυξηθούν ελαφρώς σε σχέση με το σενάριο αναφοράς τα έτη 2020 και 2050, και να παραμείνουν σταθερά στο ενδιάμεσο διάστημα.

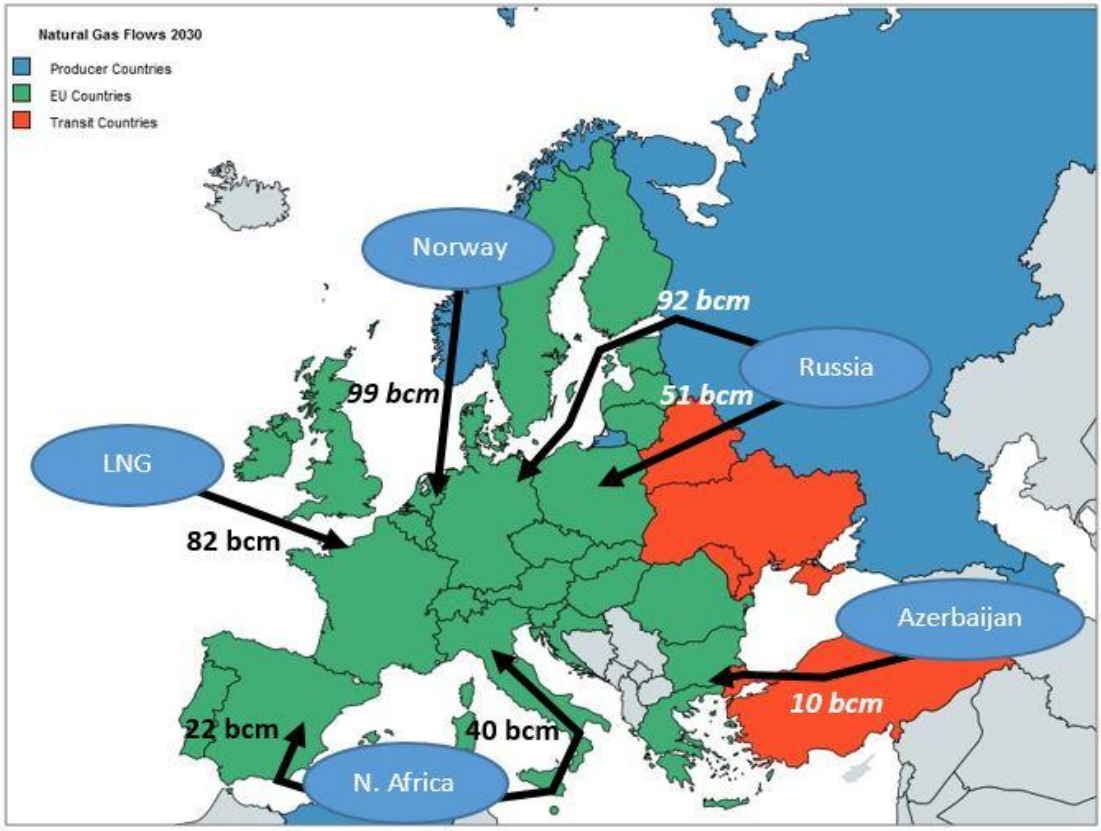



*Εικόνα 61: Προέλευση εισαγωγών LNG της ΕΕ (%)*

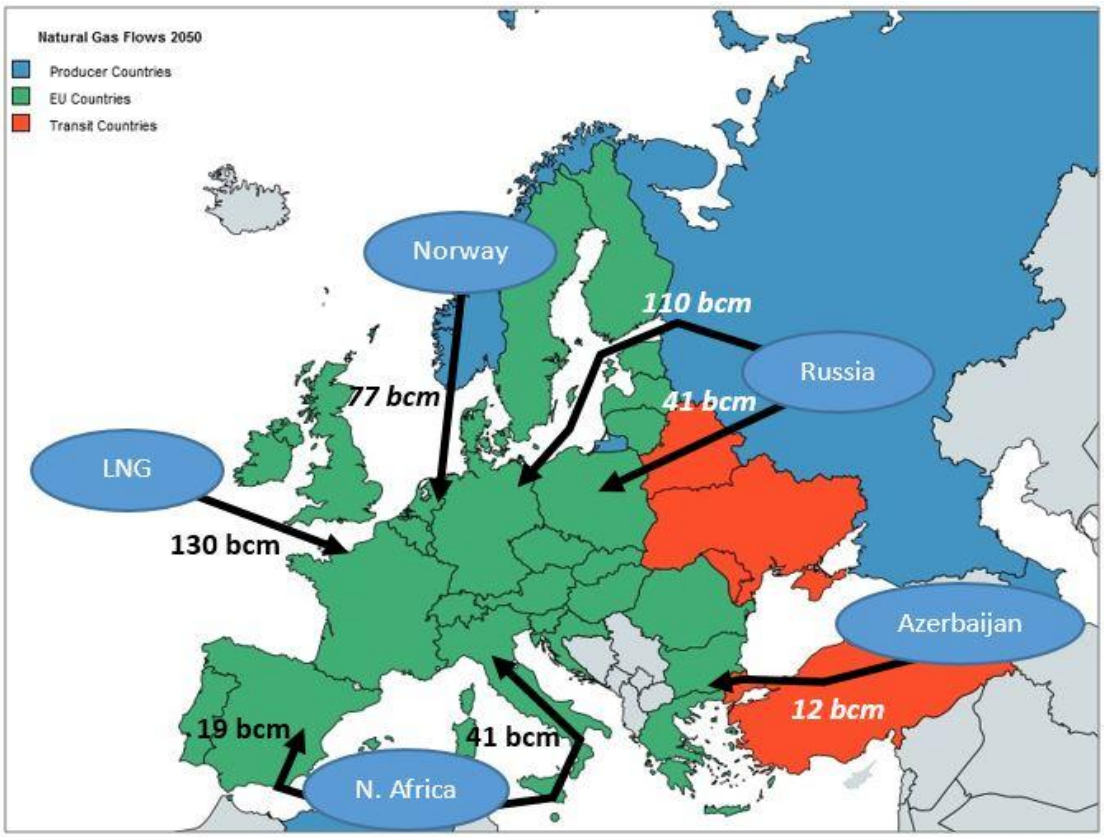
### 4.4.3 Φυσικές Ροές

Στις φυσικές ροές των αγωγών προς την Ευρώπη παρατηρούνται σημαντικές διαφορές. Οι εισαγωγές της Ευρώπης από την Ρωσία εξυπηρετούνται πλέον σε πολύ μεγαλύτερο βαθμό από την Λευκορωσία (από 32 bcm το 2030 στο σενάριο αναφοράς σε 51 bcm στο σενάριο Ukraine) και από τους αγωγούς NordStream και NordStream 2 (από 54 bcm στο σενάριο αναφοράς σε 92 bcm στο σενάριο Ukraine). Σημαντική αύξηση παρατηρείται στις εισαγωγές από την βόρεια Αφρική (από περίπου 30 bcm από το 2030 και έπειτα στο σενάριο αναφοράς, σε περίπου 60 bcm από το 2030 και έπειτα στο σενάριο Ukraine). Για το 2030 οι εισαγωγές της ΕΕ από την Νορβηγία, το Αζερμπαϊτζάν και οι εισαγωγές LNG είναι αμετάβλητες σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, ενώ το 2050 αυξάνονται οι εισαγωγές LNG (από 106 bcm στο σενάριο αναφοράς σε 130 bcm στο σενάριο Ukraine).

Πρέπει ακόμα να σημειωθεί ότι για να καλυφθεί η ζήτηση των βαλκανικών χωρών και της Ρουμανίας, πραγματοποιούνται από το 2030 και έπειτα ορισμένες εισαγωγές (εκτιμώνται στα 5 – 10 bcm ετησίως) από την Ρωσία μέσω της Τουρκίας (αγωγός BlueStream) και ακολούθως μέσω των διασυνδέσεων Τουρκίας – Ελλάδας και Τουρκίας – Βουλγαρίας.

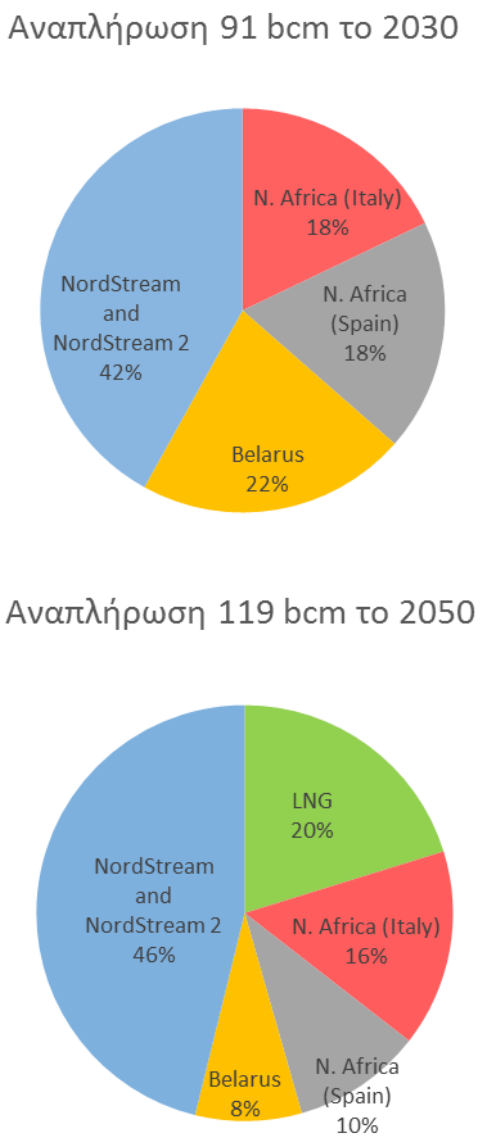



*Εικόνα 62: Φυσικές Ροές προς την Ευρώπη για το 2030 – σενάριο Ukraine*




Εικόνα 63: Φυσικές Ροές προς την Ευρώπη για το 2050 – σενάριο Ukraine

Η διακοπή της τροφοδοσίας προς την Ουκρανία δημιουργεί ένα κενό τροφοδοσίας 78 bcm το 2030 και 107 bcm το 2050, τα οποία διέρχονταν μέσω της Ουκρανίας. Στις παραπάνω ποσότητες πρέπει να προστεθούν και περίπου 13 bcm που εισρέουν σταθερά από το 2020 και έπειτα προς στην Ουκρανία μέσω να ανάστροφων ροών από την Πολωνία, την Σλοβακία, την Ουγγαρία και την Ρουμανία. Έτσι υπάρχει η ανάγκη για αναπλήρωση 91 bcm το 2030 και 119 bcm το 2050, και οι ζητούμενες ποσότητες θα προκύψουν από τους αγωγούς NordStream και NordStream 2, από τον αγωγό Yamal μέσω της Λευκορωσίας, και από την Βόρεια Αφρική μέσω της Ιταλίας και της Ισπανίας, ενώ το έως 2050 θα υπάρξει και αύξηση των εισαγωγών LNG καθώς θα μειώνεται η εγχώρια παραγωγή της ΕΕ.




*Εικόνα 64: Πηγές αναπλήρωσης των ροών από την Ουκρανία το 2030 και 2050*

### 4.4.4 Δείκτες ασφάλειας εφοδιασμού

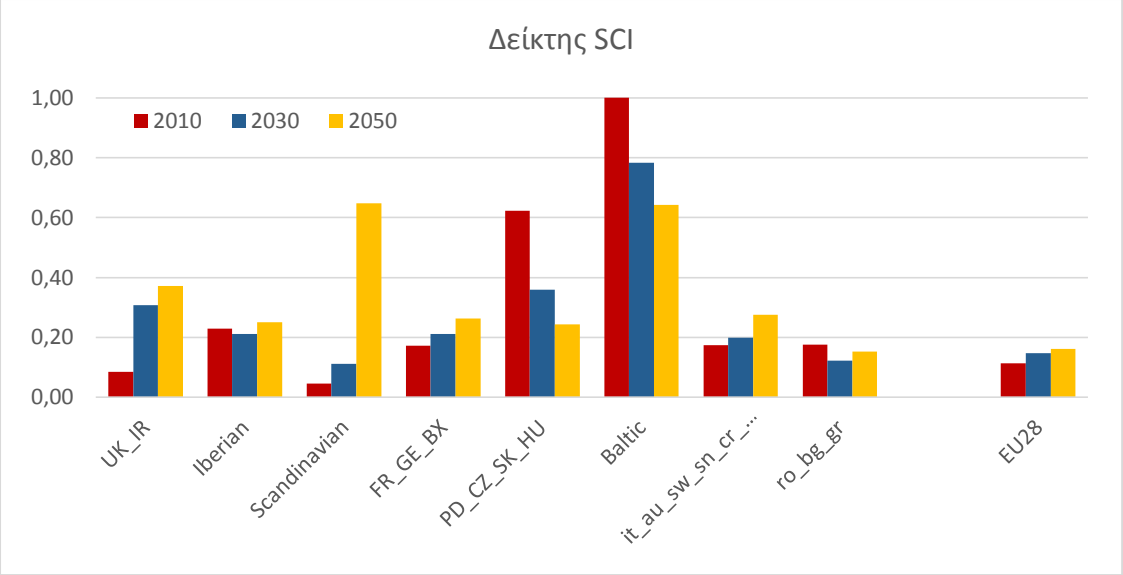
Όπως και στο προηγούμενο σενάριο, η ζήτηση και η εγχώρια παραγωγή της ΕΕ παραμένουν αμετάβλητες σε σχέση με το σενάριο αναφοράς οπότε ο δείκτης εξάρτησης από εισαγωγές δεν παρουσιάζει μεταβολές.

Ο δείκτης συγκέντρωσης προμηθευτών – SCI μειώνεται κατά μέσο όρο στην ΕΕ κατά 10 ποσοστιαίες μονάδες (βλ. εικόνα 67 παρακάτω) και μεταβάλλεται σχεδόν σε όλες τις περιοχές της σε σχέση με το σενάριο αναφοράς. Στις περιοχές Scandinavian και Baltic ο δείκτης είναι αμετάβλητος, καθώς οι σκανδιναβικές χώρες δεν εξαρτώνται καθόλου από το ρωσικό αέριο και οι βαλτικές χώρες εισάγουν απευθείας αέριο από την Ρωσία, και συνεπώς δεν επηρεάζονται από την διακοπή της παροχής ρωσικού αερίου μέσω της Ουκρανίας. Η περιοχή UK_IR αυξάνει ελαφρώς τις εισαγωγές από την Νορβηγία η οποία κατέχει το μεγαλύτερο μερίδιο στην συγκεκριμένη περιοχή, με αποτέλεσμα να αυξηθεί η συγκέντρωση των προμηθευτών της. Ομοίως η περιοχή Iberian αυξάνει ελαφρώς τις εισαγωγές της από την Αφρική η οποία κατέχει την δεσπόζουσα θέση προμηθευτή για την αγορά της Ισπανίας και της Πορτογαλίας, οπότε σημειώνεται ανάλογη αύξηση στον δείκτη SCI. Οι περιοχές FR_GE_BX και IT_AU_SW_SN_CR_MA αυξάνουν σημαντικά τις εισαγωγές από την Αφρική μέσω αγωγών διαμέσου της Ισπανίας και της Ιταλίας και μέσω εισαγωγών LNG, οπότε στην περιοχή FR_GE_BX μικραίνει η συγκέντρωση των προμηθευτών καθώς ο κυριότερος προμηθευτής είναι η Ρωσία, ενώ στην περιοχή IT_AU_SW_SN_CR_MA όπου σημαντικότερος προμηθευτής είναι η περιοχή της Αφρικής αυξάνεται η συγκέντρωση των προμηθευτών. Στην περιοχή PD_CZ_SK_HU δεν σημειώνονται σημαντικές μεταβολές στα μερίδια των προμηθευτών, όμως η αύξηση της παραγωγής αερίου στην Πολωνία μειώνει συνολικά τις εισαγωγές της περιοχής. Τέλος στην περιοχή RO_BG_GR, κάποιες περιορισμένες μεταβολές στα μερίδια των προμηθευτών σε σχέση με το σενάριο αναφοράς (μικρότερες από 0,2 bcm, ενώ η ζήτηση της περιοχής είναι περίπου 20 bcm από το 2020 και έπειτα) προκαλούν τις μεταβολές στον δείκτη SCI.

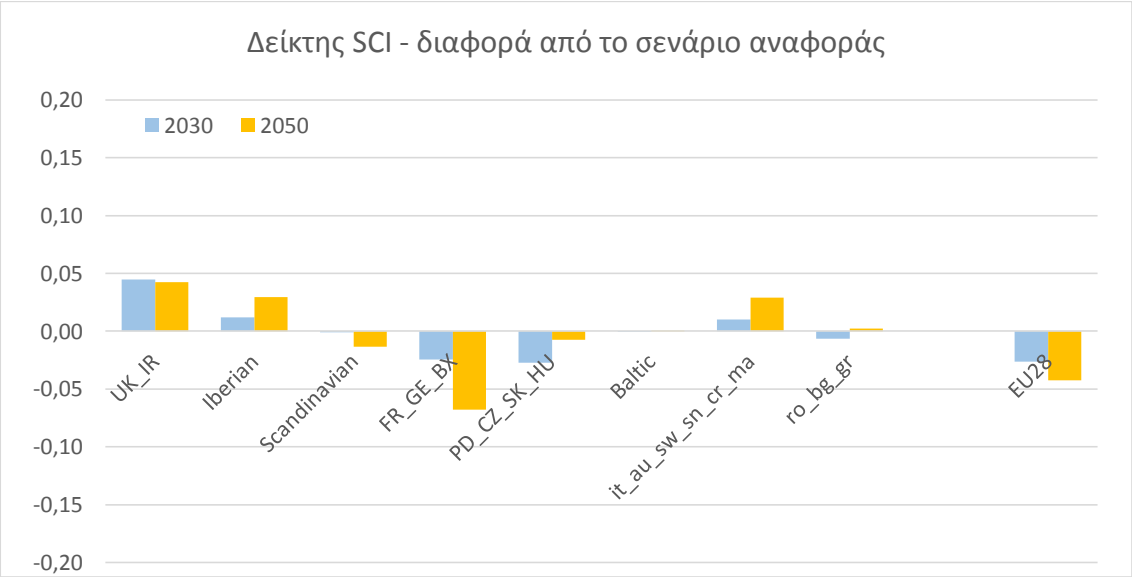
| Δείκτης SCI – σενάριο Ukraine | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Περιοχή** | Χώρα | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
| **UK_IR** | IR | 0,87 | 0,13 | 0,20 | 0,26 | 0,18 |
| | UK | 0,09 | 0,21 | 0,31 | 0,23 | 0,40 |
| **FR_GE_BX** | BE | 0,25 | 0,24 | 0,23 | 0,31 | 0,20 |
| | LX | 0,35 | 0,35 | 0,36 | 0,39 | 0,39 |
| | NL | 0,05 | 0,03 | 0,04 | 0,05 | 0,06 |
| | GE | 0,26 | 0,30 | 0,52 | 0,60 | 0,71 |
| | FR | 0,23 | 0,24 | 0,28 | 0,31 | 0,37 |
| **Iberian** | SP | 0,22 | 0,24 | 0,20 | 0,21 | 0,25 |
| | PL | 0,36 | 0,43 | 0,42 | 0,40 | 0,40 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Scandinavian** | DK | 0,00 | 0,00 | 0,04 | 0,36 | 0,65 |
| | SV | 1,00 | 0,47 | 0,73 | 0,86 | 0,67 |
| **IT_AU_SW_SN_CR_MA** | AU | 0,42 | 0,37 | 0,41 | 0,43 | 0,65 |
| | IT | 0,19 | 0,22 | 0,27 | 0,33 | 0,34 |
| | SW | 0,34 | 0,34 | 0,23 | 0,26 | 0,44 |
| | SN | 0,55 | 0,64 | 0,27 | 0,27 | 0,77 |
| | CR | 0,03 | 0,10 | 0,09 | 0,10 | 0,16 |
| | MA | | 0,40 | 0,67 | 0,49 | 0,53 |
| **PD_CZ_SK_HU** | CZ | 0,65 | 0,48 | 0,49 | 0,42 | 0,60 |
| | SK | 0,97 | 0,97 | 0,97 | 0,97 | 0,97 |
| | PD | 0,52 | 0,28 | 0,15 | 0,05 | 0,03 |
| | HU | 0,60 | 0,70 | 0,76 | 0,44 | 0,53 |
| **Baltic** | LA | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 0,91 | 0,88 |
| | ES | 1,00 | 0,85 | 0,73 | 0,47 | 0,36 |
| | FI | 1,00 | 0,90 | 0,76 | 0,70 | 0,66 |
| | LI | 1,00 | 0,78 | 0,73 | 0,70 | 0,64 |
| **RO_BG_GR** | RO | 0,04 | 0,06 | 0,02 | 0,02 | 0,03 |
| | BG | 0,95 | 0,95 | 0,51 | 0,55 | 0,68 |
| | GR | 0,54 | 0,33 | 0,27 | 0,28 | 0,35 |

*Εικόνα 65: δείκτης συγκέντρωσης προμηθευτών – SCI*



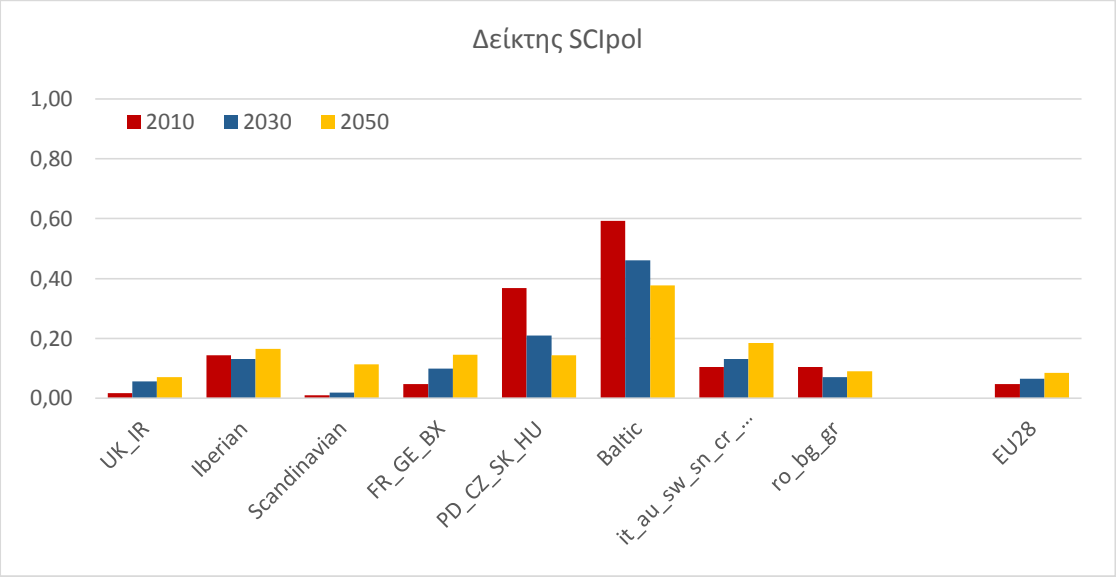

*Εικόνα 66: Διάγραμμα του δείκτη SCI*



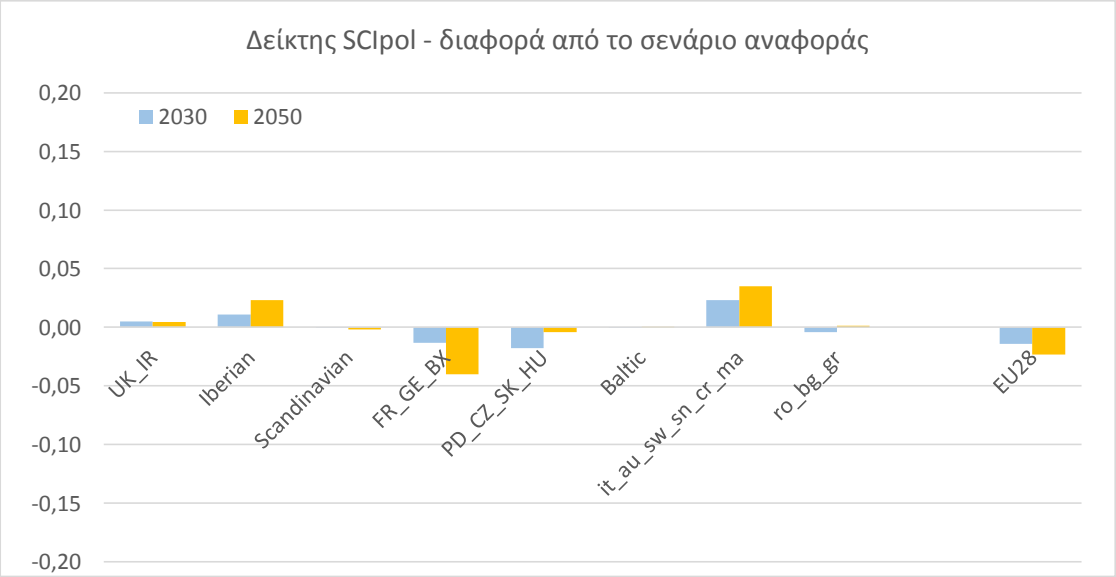

*Εικόνα 67: Διάγραμμα του δείκτη SCI – διαφορά από το σενάριο αναφοράς*

Οι μεταβολές του δείκτη $SCI_{pol}$ είναι εντονότερες ανάλογα με την αξιοπιστία του κάθε προμηθευτή που συμμετέχει στο μείγμα εισαγωγών και τις μεταβολές του μείγματος. Έτσι στην περιοχή Iberian όπου αυξάνονται ελαφρώς οι εισαγωγές από την Αφρική εις βάρος των εισαγωγών από την Νορβηγία ο δείκτης μεταβάλλεται έντονα καθώς η Αφρική θεωρείται λιγότερο αξιόπιστος προμηθευτής από την Νορβηγία (με βάση τις τιμές του δείκτη pol). Στην περιοχή IT_AU_SW_SN_CR_MA υποκαθίστανται εισαγωγές από την Ρωσία με εισαγωγές από την Αφρική, με σημαντικό μερίδιο να προέρχεται από την περιοχή Rest of Africa (Νιγηρία, Ισημερινή Γουινέα και Αγκόλα) η οποία θεωρείται αρκετά πιο επισφαλής ως προμηθευτής σε σχέση με την Ρωσία, οπότε ο δείκτης μεταβάλλεται σημαντικά. Ομοίως περιοχή FR_GE_BX, όπου αυξάνονται οι εισαγωγές από την Αφρική, όμως σε αντίθεση με την περιοχή IT_AU_SW_SN_CR_MA οι εισαγωγές προέρχονται κυρίως από την Αλγερία, η οποία θεωρείται

πιο αξιόπιστος προμηθευτής από την περιοχή Rest of Africa. Τέλος στις περιοχές PD_CZ_SK_HU και RO_BG_GR παρατηρούνται ορισμένες μεταβολές του δείκτη $SCI_{pol}$ σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, καθώς μειώνεται ελαφρώς το μερίδιο εισαγωγών από την Ρωσία και αυξάνονται αντίστοιχα τα μερίδια από πιο αξιόπιστους προμηθευτές όπως η Νορβηγία και το Αζερμπαϊτζάν.



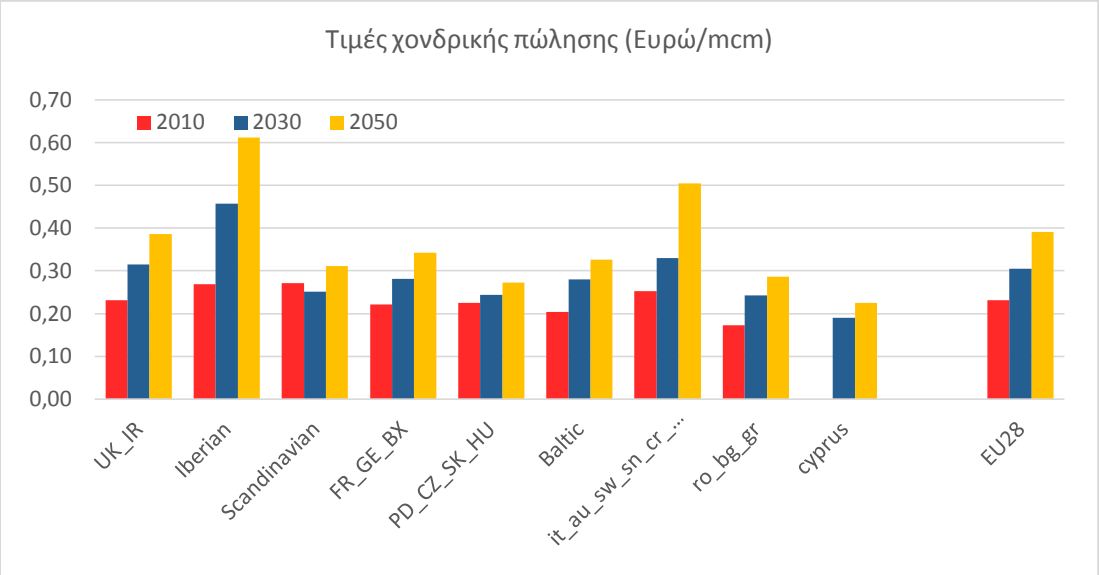

*Εικόνα 68: Διάγραμμα του δείκτη $SCI_{pol}$*




*Εικόνα 69: Διάγραμμα του δείκτη $SCI_{pol}$ – διαφορά από το σενάριο αναφοράς*

### 4.4.5 Τιμές

Παρά τις σημαντικές αλλαγές που παρατηρούνται ως προς τις φυσικές ροές των αγωγών και την προέλευση των εισαγωγών αερίου της ΕΕ, η μόνη περιοχή όπου σημειώνεται σημαντική μεταβολή των τιμών χονδρικής πώλησης του αερίου σε σχέση με το σενάριο αναφοράς είναι η περιοχή IT_AU_SW_SN_CR_MA. Η αύξηση των τιμών σε αυτή την περιοχή οφείλεται στις σημαντικές εισαγωγές LNG που πραγματοποιούνται σε σχέση με το σενάριο αναφοράς (14% αύξηση του μεριδίου των εισαγωγών LNG στην κάλυψη της ζήτησης στην περιοχή το 2020, και αντίστοιχη αύξηση 16% το 2050).




*Εικόνα 70: Διάγραμμα τιμών χονδρικής πώλησης*

*Εικόνα 71: Διάγραμμα τιμών χονδρικής πώλησης – διαφορά από το σενάριο αναφοράς*

### 4.4.6 Συντελεστής χρησιμοποίησης και Levelized Cost των επεκτάσεων

Οι επεκτάσεις χωρητικότητας των αγωγών αποδείχθηκαν απαραίτητες καθώς οι συντελεστές χρησιμοποίησης των αγωγών (δηλαδή ο λόγος της φυσικής ροής σε έναν αγωγό προς την χωρητικότητά του) είναι πολύ υψηλότεροι σε σχέση με το σενάριο αναφοράς

| **Συντελεστές χρησιμοποίησης των επεκταθέντων αγωγών** | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Αγωγός** | **Από** | **Προς** | **Σενάριο αναφοράς** | | **Σενάριο Ukraine** | |
| | | | **2020** | **2050** | **2020** | **2050** |
| Lanzhot_2 | CZ | SK | 9% | 0% | 81% | 60% |
| Velke_2 | SK | UR | 0% | 0% | 100% | 99% |
| TurkeyGreece_new | TU | GR | 5% | 21% | 81% | 100% |
| Wbalkans_1 | BG | FY | 5% | 50% | 19% | 100% |
| Wbalkans_2 | BG | YU | 5% | 74% | 5% | 100% |
| Wbalkans_5 | FY | AL | 5% | 25% | 5% | 100% |
| IAP_1 | AL | YU | - | 0% | - | 100% |
| IGB_pipeline1 | GR | BG | - | 5% | - | 99% |
| ITB_pipeline | TU | BG | - | 100% | - | 100% |
| Nordstreampipe2 | RU | GE | - | - | 12% | 100% |
| Vecses_1 | SK | HU | 100% | 99% | 86% | 89% |
| PD_SK_pipe_1 | PD | SK | - | 0% | - | 100% |
| Hermanowice | PD | UR | 0% | 0% | 100% | 100% |
| Beregdaroc_2 | HU | UR | - | 0% | - | 94% |
| Kula_2 | GR | BG | 0% | 0% | 100% | 0%[4] |

*Εικόνα 72: Συντελεστές χρησιμοποίησης των αγωγών*

[4] Ο αγωγός Kula_2 συνδέει τα συστήματα Ελλάδας και Βουλγαρίας, με κατεύθυνση προς την Βουλγαρία. Η επέκταση της χωρητικότητάς του είναι αναγκαία για το 2020 και το 2025 και για εκείνα τα έτη χρησιμοποιείται κατά 100%, όμως από το 2030 με την δεύτερη επέκταση του αγωγού IGB_pipeline1 2030, η χρήση του αγωγού Kula_2 φθίνει σταδιακά.

Βέβαια η υλοποίηση των επεκτάσεων αυτών επιφέρει σημαντικό κόστος. Πρέπει να σημειωθεί ότι με την εξαίρεση του NordStream 2, όλοι οι υπόλοιπα αγωγοί υλοποιούνται και στο σενάριο αναφοράς, όμως με σημαντικά χαμηλότερη χωρητικότητα και επομένως με μικρότερο κόστος. Εξετάζεται λοιπόν ο δείκτης σταθμισμένου κόστους των αγωγών, ο οποίος εκφράζεται σε εκατομμύρια ευρώ ανά bcm και λαμβάνει υπόψη το κόστος κεφαλαίου CC του αγωγού, τα ετήσια λειτουργιά κόστη του $V_t$ για κάθε έτος t, και την φυσική ροή $Flow_t$ σε κάθε αγωγό για κάθε έτος t:

$$Levelized\ Cost = \frac{CC + \sum_t V_t\,(1+i)^{-t}}{\sum_t Flow_t\,(1+i)^{-t}} \qquad (\varepsilon\xi.4.4)$$

Η σύγκριση του συνολικού σταθμισμένου κόστους για όλους τους αγωγούς αθροιστικά δεν οδηγεί απαραίτητα σε ασφαλή συμπεράσματα, καθώς ο δείκτης δεν μπορεί να ορισθεί σε έναν αγωγό στον οποίο δεν υπάρχουν ροές. Στους αγωγούς όμως που ορίζεται το σταθμισμένο κόστος και για τα δύο σενάριο παρατηρείται σημαντική μείωση σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, καθώς πρόκειται για αγωγούς οι οποίοι στο σενάριο αναφοράς υποχρησιμοποιούνται.

| Αγωγός | Από | Προς | Levelized Cost (Meuros/bcm) | |
|---|---|---|---|---|
| | | | **Σενάριο αναφοράς** | **Σενάριο Ukraine** |
| Lanzhot_2 | CZ | SK | 27 | 0,7 |
| Velke_2 | SK | UR | - | 3,4 |
| TurkeyGreece_new | TU | GR | 109 | 12,1 |
| Wbalkans_1 | BG | FY | 6 | 1,7 |
| Wbalkans_2 | BG | YU | 43 | 3,5 |
| Wbalkans_5 | FY | AL | 9 | 1,3 |
| IAP_1 | AL | YU | 27 | 1,0 |
| IGB_pipeline1 | GR | BG | - | 0,5 |
| ITB_pipeline | TU | BG | 2 | 0,6 |
| Nordstreampipe2 | RU | GE | - | 10,8 |
| Vecses_1 | SK | HU | 1 | 0,3 |
| PD_SK_pipe_1 | PD | SK | 3 | 0,5 |
| Hermanowice | PD | UR | - | 4,2 |
| Beregdaroc_2 | HU | UR | - | 1,7 |
| Kula_2 | GR | BG | - | 4,3 |
| **Σύνολο** | | | **227** | **47** |

*Εικόνα 73: Σταθμισμένο κόστος των αγωγών*

# Κεφάλαιο 5: Συμπεράσματα και προτάσεις για επέκταση

## 5.1 Συμπεράσματα για το μοντέλο PRIMES – Gas

Το μοντέλο ενεργειακής οικονομικής ανάλυσης Primes – Gas περιλαμβάνει την λεπτομερή απεικόνιση της Ευρωπαϊκής αγοράς φυσικού αερίου και όλων των υποδομών εντός και πλησίον της Ευρώπης, και παράγει ανά πενταετία μελλοντικές προεκτάσεις για τις παραγόμενες και μεταφερόμενες ποσότητες φυσικού αερίου έως το 2050 επιτρέποντας την εξαγωγή συμπερασμάτων σχετικά με το μίγμα εισαγωγών, τις φυσικές ροές του συστήματος, την χρήση των τερματικών LNG και τις τιμές χονδρικής πώλησης του αερίου. Η επίλυση γίνεται με γραμμικό προγραμματισμό μεγιστοποιώντας το συνολικό πλεόνασμα των συμμετεχόντων στην αγορά και προσδιορίζοντας την παραγωγή κάθε χώρας και τις φυσικές ροές του δικτύου αγωγών και θαλάσσιων διαδρομών μεταφοράς LNG υπό τους τεχνικούς περιορισμούς των υποδομών. Από την άλλη πλευρά η επίλυση του μοντέλου λαμβάνει υπόψη τον ολιγοπωλιακό ανταγωνισμό μεταξύ των εταιριών παραγωγής φυσικού αερίου για την κάλυψη της ζήτησης σε κάθε χώρα, και επιλύει ένα Nash – Cournot παίγνιο σε μορφοποίηση προβλήματος με MCP (mixed complementarity problem) προσδιορίζοντας τις πωλούμενες ποσότητες αερίου σε κάθε χώρα από κάθε εταιρία παραγωγής, υπό τον περιορισμό να ικανοποιούνται η παραγωγή και τις φυσικές ροές που προσδιορίστηκαν στο προηγούμενο στάδιο.

## 5.2 Συμπεράσματα από την ανάλυση των εναλλακτικών σεναρίων

Η ΕΕ εξαρτάται σε υψηλό βαθμό από ρωσικές εισαγωγές (38% των συνολικών εισαγωγών το 2020) και καθώς η εγχώρια παραγωγή της ΕΕ και οι εισαγωγές από την Νορβηγία φθίνουν, το μερίδιο εισαγωγών από την Ρωσία αυξάνεται περαιτέρω (45% των συνολικών εισαγωγών το 2050). Εξίσου σημαντικό ζήτημα είναι ότι μεγάλο μέρος των εισαγωγών της ΕΕ από την Ρωσία διέρχεται από την Ουκρανία, μια περιοχή η οποία έχει αποδειχθεί εξαιρετικά ασταθής τα τελευταία χρόνια.

Τα εναλλακτικά σενάρια διερευνώνται κυρίως υπό το πρίσμα της ασφάλειας εφοδιασμού, αλλά και των μεταβολών στις εμπορικές ροές αερίου και της εξέλιξης των τιμών χονδρικής πώλησης. Συγκεκριμένα σε κάθε σενάριο μεταβλήθηκαν ορισμένες παράμετροι και μελετήθηκαν οι επιπτώσεις στην προέλευση των εισαγωγών φυσικού αερίου της ΕΕ, στις φυσικές ροές των εισερχόμενων στην Ευρώπη αγωγών, σε ορισμένους δείκτες ασφάλειας εφοδιασμού, και στις τιμές χονδρικής πώλησης του αερίου.

### 5.2.1 Το σενάριο αύξησης εισαγωγών LNG

Στο σενάριο High LNG οι χώρες της ΕΕ υποχρεώθηκαν να αυξήσουν τις εισαγωγές LNG (36% της ζήτησης το 2050 σε σχέση με 23% στο σενάριο αναφοράς) εις βάρος των εισαγωγών μέσω αγωγού. Με δεδομένη την σημαντική διαφοροποίηση των πηγών εισαγωγής LNG, η αύξηση των εισαγωγών LNG θα τείνει να μειώσει την συγκέντρωση των προμηθευτών και επομένως αυξάνεται η ενεργειακή ασφάλεια. Σημαντική μείωση σε σχέση με το σενάριο αναφοράς αναμένεται να σημειωθεί στις εισαγωγές αερίου από την Ρωσία (από 45% των συνολικών εισαγωγών το 2050 στο σενάριο αναφοράς σε 30% στο σενάριο High LNG), ενώ θα αυξηθούν

αντίστοιχα οι εισαγωγές LNG με τις επιπλέον ποσότητες να προέρχονται κυρίως από την Αφρική (64% των συνολικών εισαγωγών LNG το 2050 στο σενάριο αναφοράς). Τέλος οι εισαγωγές από την Νορβηγία και η εγχώρια παραγωγή της ΕΕ φθίνουν σημαντικά (όπως και στο σενάριο αναφοράς) λόγω εξάντλησης των αποθεμάτων. Οι φυσικές ροές μέσω του δικτύου αγωγών προβλέπεται να μειωθούν σημαντικά σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, κυρίως οι ροές από την Ρωσία, και οι διερχόμενες ροές μέσω της Ουκρανίας. Όπως προκύπτει από τους δείκτες ενεργειακής ασφάλειας, η ασφάλεια εφοδιασμού των χωρών της ΕΕ αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά (5 ποσοστιαίες μονάδες μείωση του δείκτη συγκέντρωσης προμηθευτών κατά μέσο όρο για την ΕΕ το 2050 σε σχέση με το σενάριο αναφοράς). Ως φυσικό επακόλουθο αυξάνονται οι τιμές χονδρικής πώλησης καθώς το LNG είναι κατά κανόνα ακριβότερο από το αέριο μέσω αγωγού. Πρέπει να σημειωθεί ότι θεωρώντας σταθερή την ισοτιμία ευρώ/δολαρίου και ίση με 1,089 ο μέσος όρος τιμής εισαγωγής της ΕΕ ο οποίος διαμορφώνεται το 2050 στα 0,42 ευρώ/mcm μετατρέπεται σε περίπου 13 $/mmBTU το 2050 την στιγμή που η πραγματική τιμή εισαγωγής αερίου στην ΕΕ ήταν περίπου 8 – 10 $/mmBTU στα μέσα του 2014 και οι υψηλές τιμές εισαγωγής των ασιατικών χωρών ήταν περίπου 14 – 16 $/mmBTU.

### 5.2.2 Το σενάριο ολικής διακοπής των ροών ρωσικού αερίου μέσω της Ουκρανίας

Στο σενάριο Ukraine προσομοιώνεται η περίπτωση της ολικής διακοπή των ροών φυσικού αερίου από την Ρωσία προς την Ουκρανία και μέσω αυτής προς την Ευρώπη. Γίνεται η παραδοχή ότι υλοποιείται η επέκταση – διπλασιασμός της χωρητικότητας του αγωγού NordStream με τον NordStream 2 μέσω της Βαλτικής Θάλασσας προς την Γερμανία προκειμένου να εξυπηρετηθεί η ζήτηση των χωρών της ΕΕ, καθώς και ότι η Ουκρανία τροφοδοτείται μέσω ανάστροφων ροών από τις ευρωπαϊκές χώρες (Πολωνία, Σλοβακία, Ουγγαρία, Ρουμανία). Προκειμένου να συγκλίνει σε λύση το μοντέλο απαιτείται σημαντική αύξηση της χωρητικότητάς τους, καθώς και της χωρητικότητας των διασυνδέσεων που υλοποιούν τον «Κάθετο Διάδρομο» στην ανατολική Ευρώπη και τα Βαλκάνια. Οι εισαγωγές LNG της ΕΕ αναμένεται να αυξηθούν (130 bcm συνολικά το 2050 σε σχέση με 106 bcm το 2050 στο σενάριο αναφοράς), ενώ μειώνεται το μερίδιο εισαγωγών από την Ρωσία (33% των συνολικών εισαγωγών το 2050 από 41% στο σενάριο αναφοράς). Σημαντική αύξηση αναμένεται στις εισαγωγές από την Αφρική (32% των συνολικών εισαγωγών το 2050), τόσο λόγω της αύξησης των εισαγωγών LNG όσο και λόγω σημαντικής αύξησης των εισαγωγών μέσω αγωγού από την Αλγερία προς την Ιταλία και την Ιβηρική. Στις φυσικές ροές σημαντική αύξηση σημειώνεται στις ροές του αγωγού Yamal μέσω της Λευκορωσίας - σε σχέση με το σενάριο αναφοράς. Οι αγωγοί NordStream και NordStream 2 χρησιμοποιούνται σε μεγάλο βαθμό (100% συντελεστής χρησιμοποίησης το 2050), ενώ αυξάνονται σημαντικά οι ροές από την Αλγερία (από περίπου 30 bcm το 2050 στο σενάριο αναφοράς σε 60 bcm το 2050 στο σενάριο Ukraine). Η ασφάλεια εφοδιασμού βελτιώνεται ελαφρώς στις χώρες που αύξησαν τις εισαγωγές LNG ή διαφοροποίησαν τις εισαγωγές τους με φυσικό αέριο από την Αλγερία. Οι τιμές εισαγωγής αερίου της ΕΕ αναμένεται να αυξηθούν ελαφρώς λόγω κυρίως της αύξησης εισαγωγών LNG και διαμορφώνονται κατά μέσο όρο σε περίπου 0,39 ευρώ/mcm, δηλαδή περίπου 12 $/mmBTU. Η αύξηση των τιμών εισαγωγής προκύπτει και εξαιτίας του επιπλέον κόστους από τις απαιτούμενες επεκτάσεις χωρητικότητας των αγωγών.

## 5.3 Προτάσεις για επέκταση

### 5.3.1 Επεκτάσεις του μοντέλου PRIMES – Gas

Ως προς το μοντέλο PRIMES – Gas, ορισμένες ενδεχόμενες επεκτάσεις περιλαμβάνουν την ενσωμάτωση ανταγωνισμού μεταξύ των διανομέων φυσικού αερίου και εν γένει και των υπόλοιπων «παικτών» της αγοράς (π.χ. διαχειριστές εγκαταστάσεων αποθήκευσης και τερματικών υποδοχής LNG, και διαμετακομιστικές χώρες), καθώς όλοι οι παραπάνω «παίκτες» δεν διαθέτουν διαπραγματευτική δύναμη εντός της αγοράς και θεωρούν τα έσοδα που λαμβάνουν εξωγενή ως προς το πρόβλημα βελτιστοποίησής τους (price takers). Ένα άλλο θέμα που θα μπορούσε να διερευνηθεί είναι το ζήτημα των επανεξαγωγών αερίου. Οι εμπορικές ροές που υπολογίζονται στο μοντέλο πραγματοποιούνται μεταξύ της αρχικής χώρας προέλευσης και της χώρας όπου επισυμβαίνει η τελική κατανάλωση του αερίου. Στην πραγματικότητα, εκτός από αυτή τη μορφή εμπορίου, υπάρχει και η δυνατότητα για χώρες οι οποίες δεν εξάγουν την εγχώρια παραγωγή τους να επανεξάγουν εισαγόμενο αέριο και LNG. Μια τέτοια εφαρμογή θα επέτρεπε ενδεχομένως σε χώρες που δεν διαθέτουν τερματικά επαναεριοποίησης να εισάγουν LNG μέσω επανεξαγωγών από γειτονικές χώρες με δυνατότητα εισαγωγών LNG. Τέλος ένα σημαντικό ζήτημα είναι η ενσωμάτωση στο μοντέλο των κόμβων διαπραγμάτευσης (Gas Trading Hubs), με νέους μηχανισμούς που ισορροπούν την προσφορά και την ζήτηση σε κόμβους – σημεία διαπραγμάτευσης που περιλαμβάνουν περισσότερους του ενός κόμβους κατανάλωσης και επομένως περισσότερες από μία χώρες.

### 5.3.2 Εναλλακτικά σενάρια

Θέματα που θα μπορούσαν να διερευνηθούν περαιτέρω είναι σενάρια εναλλακτικών προμηθευτών: σενάρια εισαγωγών με αγωγούς από πιο απομακρυσμένες περιοχές οι οποίες διαθέτουν αποθέματα φυσικού αερίου (π.χ. από το Τουρκμενιστάν στην Κεντρική Ασία, από το Αζερμπαϊτζάν και το Καζακστάν στην περιοχή της Κασπίας, από το Ιράν στην Μέση Ανατολή, και από το Ισραήλ και την Κύπρο στην Ανατολική Μεσόγειο), σενάρια αύξησης της εγχώριας παραγωγής σχιστολιθικού φυσικού αερίου στην ΕΕ, και σενάρια περαιτέρω αύξησης της ενεργειακής εξάρτησης από την Ρωσία (με την υλοποίηση των αγωγών NordStream 2 και Turkish Stream και ενδεχόμενη επακόλουθη μείωση των τιμών εισαγωγής). Θα μπορούσαν επίσης να διερευνηθούν σενάρια εναλλακτικής ζήτησης: ένα σενάριο όπου η ΕΕ μειώνει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου κατά 40% έως το 2050 και επομένως μειώνεται η ανάγκη της για εισαγωγές φυσικού αερίου, ή ένα σενάριο πλήρους απεξάρτησης από τη χρήση άνθρακα με επακόλουθη αύξηση της ζήτησης για φυσικό αέριο.

## Βιβλιογραφία


Cohen G. et al., 2011, Measuring Energy Security: Trends in the Diversification of Oil and Natural Gas Supplies, IMF Working Paper

Dickel et al., 2006, Putting a Price on Energy – International Pricing Mechanisms for Oil and Gas, Energy Charter Secretariat

Dickel R. et al., 2014, Reducing European Dependence on Russian Gas, Oxford Institute of Energy Studies

E3MLab 2010, Prometheus Stochastic Model

E3MLab 2012, The MENA-EDS Model

E3MLab 2014, Primes Model description

EEA 2013, Overview of Electricity Production and Use in Europe

EIA, https://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=3&pid=3&aid=6

Energy Economist Issue 400, pp 12-15, Feb 2015

ENI official press release, Aug 2015 http://www.eni.com/en_IT/media/press-releases/2015/08/Eni_discovers_supergiant_gas_field_in_Egyptian_offshore_the_largest_ever_found_in_Mediterranean_Sea.shtml

EU Commission, 2014, In-depth study of European Energy Security, Commission staff working document

Eurogas 2014, Statistical Report

European Gas Advocacy Forum, 2011, The Future Role of Natural Gas position paper

Franza L., 2014, Long-Term Gas Import Contracts in Europe – The Evolution in Pricing Mechanisms, Clingendael International Energy Programme

Gabriel S. et al. 2013, Complementarity Modeling in Energy Markets, Springer New York

Henderson J., 2012, The Potential Impact of North American LNG Exports Oxford Institute of Energy Studies

Henderson J., Mitrova T., 2015, Dynamics of Russia's Gas Export Strategy, Oxford Institute of Energy Studies

Herold A., 2003, Comparison of $CO_2$ emission factors, ETC/ACC Technical Paper 2003/10

Honore A., 2014, The Outlook for Natural Gas Demand in Europe, Oxford Institute of Energy Studies

IEA 2014, Medium Term Gas Market Report

IEA 2014, Natural Gas Information 2014 edition

IEA 2014, World Energy Outlook

Nord-Stream 2 official website: http://www.nord-stream2.com/press-info/news/gazprom-and-engie-modify-nord-stream-2-shareholdings-equalizing-eu-russian-ownership-6/

Papaefthymiou G et al., 2014, Flexibility Options in Electricity Systems, Ecofys 2014 project

Rogers H., Stern J., 2014, The Dynamics of a Liberalised European Gas Market, Oxford Institute of Energy Studies

Roinioti A., 2014, The Outlook for a Natural Gas Trading Hub in SE Europe, IENE

Stern J., 2002, Security of European Natural Gas Supplies, Royal Institute of International Affairs

Stevens P., 2010, The History of Gas, POLINARES working paper n. 5

Ulvestad M., Overland I. 2012, Natural Gas and $CO_2$ Price Variation: Impact on the Relative Cost-Efficiency of LNG and Pipelines, Norwegian Institute of International Affairs