



Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης

Πολυτεχνική Σχολή

Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών

Τομέας Ηλεκτρικής Ενέργειας

## ΚΟΣΤΟΣ ΝΕΑΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Διπλωματική Εργασία

Κοτούλα Βασιλική

Επιβλέπων καθηγητής: Αναστάσιος Μπακιρτζής

Θεσσαλονίκη, 2019



## Περίληψη

Η παρούσα διπλωματική εργασία πραγματεύεται τον υπολογισμό του καθαρού κόστους νέας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η μελέτη αυτή αποσκοπεί στο να προσδιοριστεί η μονάδα με το χαμηλότερο κόστος, αφού γίνεται η θεώρηση πως αυτή αποτελεί τη βέλτιστη νέα μονάδα και την επιλογή ενός λογικού επενδυτή, στα πλαίσια μιας ανταγωνιστικής αγοράς ισχύος, λαμβάνοντας ταυτόχρονα υπόψη και την ανάγκη για την προστασία των καταναλωτών.

Ο όρος καθαρό κόστος νέας μονάδας αντιπροσωπεύει τα ετήσια έσοδα που πρέπει να αποκτήσει η μονάδα από τη συμμετοχή της στην αγορά ισχύος, ώστε να καλύψει τα λειτουργικά της κόστη. Αποτελεί πολύ σημαντικό παράγοντα για την αγορά μακροχρόνιας διαθεσιμότητας ισχύος, αφού διασφαλίζει την προμήθεια επαρκούς ισχύος. Μας δίνει μια εκτίμηση της τιμής, στην οποία οι δημιουργοί νέων παραγωγικών μονάδων είναι πρόθυμοι να εισέρθουν στην αγορά.

Πρώτη πρόκληση αποτελεί η επιλογή του τύπου της μονάδας που θα καθοριστεί ως αναφορά. Μετά από ανασκόπηση ενός ευρέως φάσματος τεχνολογιών, καταλήγουμε στις αεριοστροβιλικές μονάδες ανοικτού κύκλου και συνδυασμένου κύκλου.

Επόμενο βήμα είναι ο υπολογισμός του κεφαλαιουχικού και ετήσιου πάγιου κόστους των μονάδων, καθώς και των εσόδων τους από την αγορά ενέργειας και τις επικουρικές υπηρεσίες συστήματος.

Έπειτα, διατυπώνεται το πρόβλημα υπολογισμού του μέσου σταθμισμένου κόστους κεφαλαίου και παρουσιάζεται ο τρόπος ανεύρεσής του. Το μέσο σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου χρησιμοποιείται συχνά ως σημείο αναφοράς για τον προσδιορισμό της απόδοσης μιας επιχειρηματικής απόφασης.

Τελικά, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα μικτού και καθαρού κόστους και αναλύονται τα συμπεράσματα για τη βέλτιστη νέα μονάδα.

**Λέξεις-Κλειδιά:** κόστος νέας μονάδας παραγωγής ενέργειας, μονάδες αιχμής, μονάδες βάσης, αεριοστρόβιλος ανοικτού κύκλου, μονάδες συνδυασμένου κύκλου, κεφαλαιουχικά κόστη, πάγια κόστη, πλεόνασμα παραγωγού, μέσο σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου, κόστος δανεισμού, κόστος ιδίων κεφαλαίων

## Abstract

This diploma thesis concerns the estimate of the net cost of a new entrant (net CONE). The lowest net CONE value should represent the best new entrant (BNE), as it provides an appropriate expectation of a rational investor within a competitive capacity auction process, whilst also being mindful of the need to protect consumers.

The net CONE is a measure of the annual revenue required by a capacity provider to cover its fixed costs of operation, net of expected inframarginal rent and system services income. Net CONE plays an important role in ensuring that the capacity market procures sufficient capacity on average: If it is set too high, the market will over procure capacity and if it set too low, the market will under procure and possibly not achieve its reliability targets. The net CONE parameter should accurately estimate the price at which developers of new generation resources would actually be willing to enter the capacity market.

The first challenge is selecting the reference technology. After thorough inspection of the available choices, an open cycle gas turbine (OCGT) and a combined cycle gas turbine (CCGT) are identified as the most suitable.

The following step is the estimation of capital and annual fixed costs for each technology and also their net energy and ancillary services income.

The next section details the analysis for the cost of capital. The cost of capital associated with a project is the return an investor would require for providing funds to finance such project. Projects are typically financed through a combination of debt and equity. A unit's weighted average cost of capital (WACC) represents its blended cost of capital across all sources and reflects the different levels of return and the share of debt and equity employed.

Finally, the last section summarizes the gross and net cost of new entry for the selected reference technology and the best new entrant is selected.

**Key-words:** cost of new entrant, CONE, peaking plant, CCGT, OCGT, capital costs, annual fixed costs, inframarginal rent, WACC, cost of debt, cost of equity

## Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1 Διασυνδέσεις μεταξύ Ευρωπαϊκών χωρών και των γειτόνων τους .....	12
Εικόνα 2 Συστήματα ενεργειακής αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα (Compressed Air Energy Storage).....	14
Εικόνα 3 Συστήματα ενεργειακής αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα (CAES).....	15
Εικόνα 4 Μηχανές Εσωτερικής Καύσης (ΜΕΚ) .....	16
Εικόνα 5 Αεριοστρόβιλος ανοικτού κύκλου .....	17
Εικόνα 6 Σχέση κόστους απόδοσης για τα OCGT μοντέλα .....	22
Εικόνα 7 Το μοντέλο Siemens SGT5-2000E .....	23
Εικόνα 8 Το μοντέλο Siemens SGT5-2000E .....	23
Εικόνα 9 Απλοποιημένο δ/μα σταθμού συνδυασμένου κύκλου .....	24
Εικόνα 10 Το μοντέλο GE 9F.05 .....	25
Εικόνα 11 Έσοδα από παροχή υπηρεσιών συστήματος, σε €/kW .....	55

## Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1 Κατάλογος αεριοστροβίλων.....	19
Πίνακας 2 Επικρατέστεροι αεριοστρόβιλοι .....	21
Πίνακας 3 Πρόσφατες CCGT επιλογές .....	25
Πίνακας 4 Κόστη EPC.....	28
Πίνακας 5 Κόστος γης ανά στρέμμα .....	28
Πίνακας 6 Απαιτούμενη έκταση γης.....	29
Πίνακας 7 Κόστος γης.....	29
Πίνακας 8 Κόστος ηλεκτρικής διασύνδεσης.....	29
Πίνακας 9 Κόστος διασύνδεσης νερού .....	30
Πίνακας 10 Κόστος διασύνδεσης αερίου .....	30
Πίνακας 11 Απρόβλεπτα κόστη .....	31
Πίνακας 12 Κόστος χρηματοδότησης .....	31
Πίνακας 13 Κόστος επιτοκίου .....	32
Πίνακας 14 Κόστος ασφάλειας κατασκευής .....	32
Πίνακας 15 Απαιτήσεις συνεχούς λειτουργίας .....	33
Πίνακας 16 Απαιτούμενος όγκος καυσίμου .....	33
Πίνακας 17 Κόστος για το γέμισμα των δεξαμενών .....	33
Πίνακας 18 Κόστος ανάπτυξης, συντήρησης και λειτουργίας .....	34
Πίνακας 19 Κόστος κατά τη φάση commissioning .....	35
Πίνακας 20 Κόστος για λειτουργικά ανταλλακτικά .....	35
Πίνακας 21 Κόστος προσχώρησης και συμμετοχής στην αγορά .....	35
Πίνακας 22 Εμπορικά και διοικητικά κόστη.....	36
Πίνακας 23 Κόστος προσωπικού .....	36
Πίνακας 24 Κόστος ασφάλισης.....	37
Πίνακας 25 Κόστος τακτικής συντήρησης.....	37
Πίνακας 26 Κόστος προμήθειας εξαρτημάτων και συντήρησης στροβίλου.....	38
Πίνακας 27 Εμπορικοί φόροι.....	38
Πίνακας 28 Τέλη διαχειριστή αγοράς.....	39
Πίνακας 29 Κόστος μεταφοράς ηλεκτρισμού .....	39
Πίνακας 30 Κόστος μεταφοράς αερίου .....	39
Πίνακας 31 Κεφαλαιουχικά κόστη (εκατομμύρια ευρώ).....	40
Πίνακας 32 Πάγια Κόστη (εκατομμύρια ευρώ) .....	41
Πίνακας 33 Πλεόνασμα παραγωγού για μονάδα αιχμής με ASP 3000 €/MWh .....	50
Πίνακας 34 Πλεόνασμα παραγωγού για μονάδα αιχμής με ASP 11000 €/MWh .....	51
Πίνακας 35 Τεκμαρτό πλεόνασμα παραγωγού για CCGT μονάδα.....	52
Πίνακας 36 Πρόσθετο πλεόνασμα παραγωγού για CCGT τον πρώτο χρόνο λειτουργίας.....	53
Πίνακας 37 Πρόσθετο πλεόνασμα παραγωγού για CCGT τον δέκατο χρόνο λειτουργίας.....	54
Πίνακας 38 Μέσο σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου .....	62
Πίνακας 39 Μικτό κόστος νέας μονάδας, σε €/kW σε πραγματικούς χρηματικούς όρους ...	64
Πίνακας 40 Μικτό κόστος νέας μονάδας, σε €/kW σε ονομαστικούς χρηματικούς όρους...	64
Πίνακας 41 Καθαρό κόστος νέας μονάδας, σε €/kW σε πραγματικούς χρηματικούς όρους.	65
Πίνακας 42 Καθαρό κόστος νέας μονάδας, σε €/kW σε ονομαστικούς χρηματικούς όρους.	65

## Περιεχόμενα

Περίληψη.....	3
Abstract .....	4
Κατάλογος Εικόνων.....	5
Κατάλογος Πινάκων .....	6
1. Εισαγωγή .....	10
1.1 Γενικά στοιχεία.....	10
1.2 Δομή της εργασίας .....	10
1.3 Συμβάσεις .....	10
2. Αξιολόγηση τεχνολογιών και επιλογή αναφοράς.....	11
2.1 Επιλογή μονάδας αιχμής .....	11
2.1.1 Διασυνδετές - Interconnectors.....	12
2.1.2 Συναθροισμένες παραγωγικές μονάδες - Aggregated Generating Units.....	13
2.1.3 Αντλησιοταμίευση - Pumped Storage .....	13
2.1.4 Μπαταρίες.....	13
2.1.5 Συστήματα ενεργειακής αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα.....	14
2.1.6 Σφόνδυλοι - Flywheels .....	15
2.1.7 Παλινδρομικές μηχανές ανοιχτού κύκλου.....	15
2.1.8 Αεριοστρόβιλοι ανοιχτού κύκλου .....	17
2.2 Επιλογή της κατάλληλης αεριοστροβιλικής μονάδας.....	18
2.2.1 Υποψήφιες αεριοστροβιλικές μονάδες .....	18
2.2.2 Αρχικό φιλτράρισμα .....	19
2.2.2.1 Εμπορική χρήση .....	20
2.2.2.2 Ικανότητα λειτουργίας με εφεδρικό καύσιμο.....	20
2.2.2.3 Συμμόρφωση στις περιβαλλοντικές απαιτήσεις .....	20
2.2.2.4 Ικανότητα χρόνου εκκίνησης.....	20
2.2.3 Δευτερεύον φιλτράρισμα .....	21
2.2.4 Τελική επιλογή.....	22
2.2.5 Τεχνικές παραδοχές για την επιλεγμένη αεριοστροβιλική μονάδα αναφοράς ....	23
2.3 Επιλογή της κατάλληλης μονάδας συνδυασμένου κύκλου .....	24
2.3.1 Γενικά στοιχεία .....	24
2.3.2 Επισκόπηση πρόσφατων επενδυτικών επιλογών .....	25
2.3.3 Τελική επιλογή.....	25

2.3.4 Τεχνικές παραδοχές για την επιλεγμένη μονάδα συνδυασμένου κύκλου .....	26
3. Κεφαλαιουχικά και ετήσια πάγια κόστη .....	27
3.1 Εισαγωγή.....	27
3.2 Είδη κόστους.....	27
3.3 Κεφαλαιουχικά κόστη.....	28
3.3.1 Κόστος EPC .....	28
3.3.2 Κόστος Γης.....	28
3.3.3 Κόστος ηλεκτρικής διασύνδεσης.....	29
3.3.4 Κόστος διασύνδεσης νερού .....	30
3.3.5 Κόστος διασύνδεσης αερίου .....	30
3.3.6 Απρόβλεπτα κόστη .....	31
3.3.7 Τέλη χρηματοδότησης .....	31
3.3.8 Επιτόκιο κατά τη διάρκεια κατασκευής.....	31
3.3.9 Ασφάλεια κατασκευής.....	32
3.3.10 Κόστος για το γέμισμα δεξαμενών καυσίμου .....	32
3.3.11 Κόστος ανάπτυξης, συντήρησης και λειτουργίας .....	34
3.3.12 Κόστος κατά τη διαδικασία λειτουργικής παράδοσης .....	34
3.3.13 Κόστος για λειτουργικά ανταλλακτικά .....	35
3.3.14 Κόστος προσχώρησης και συμμετοχής στην αγορά.....	35
3.4 Ετήσια πάγια κόστη .....	36
3.4.1 Εμπορικά και διοικητικά κόστη.....	36
3.4.2 Κόστος προσωπικού .....	36
3.4.3 Κόστος ασφάλισης.....	37
3.4.4 Κόστος τακτικής συντήρησης.....	37
3.4.5 Κόστος προμήθειας εξαρτημάτων και συντήρησης στροβίλου.....	38
3.4.6 Εμπορικοί φόροι.....	38
3.4.7 Τέλη διαχειριστή αγοράς.....	38
3.4.8 Χρεώσεις μεταφοράς ηλεκτρικού ρεύματος .....	39
3.4.9 Χρεώσεις μεταφοράς αερίου .....	39
3.5 Σύνοψη .....	40
4. Έσοδα από τη συμμετοχή στην αγορά ενέργειας και από την παροχή υπηρεσιών συστήματος .....	48
4.1 Εισαγωγή.....	48
4.2 Inframarginal rent – Πλεόνασμα παραγωγού .....	48
4.2.1 Πλεόνασμα παραγωγού για αεριοστροβιλικές μονάδες .....	49
4.2.2 Πλεόνασμα παραγωγού για μονάδες συνδυασμένου κύκλου.....	51



4.3 Έσοδα από την παροχή υπηρεσιών συστήματος.....	54
5. Κόστος κεφαλαίου .....	56
5.1 Εισαγωγή.....	56
5.1.1 Το κόστος δανεισμού.....	57
5.1.2 Το κόστος ιδίων κεφαλαίων.....	57
5.1.3 Φορολογία .....	58
5.1.4 Πληθωρισμός .....	58
5.2 Παράμετροι.....	59
5.2.1 Επιτόκιο μηδενικού κινδύνου .....	59
5.2.2 Επασφάλιστρο κινδύνου.....	59
5.2.3 Εταιρική φορολογία.....	59
5.2.4 Χρηματοοικονομική μόχλευση.....	59
5.2.5 Συντελεστής Βήτα .....	60
5.2.6 Επασφάλιστρο δανεισμού .....	61
5.3 Προτεινόμενο κόστος κεφαλαίου .....	61
5.3.1 Υπολογισμός κόστους δανεισμού .....	61
5.3.2 Υπολογισμός κόστους ιδίων κεφαλαίων .....	62
5.3.3 Μέσο σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου – WACC.....	62
6. Καθαρό κόστος νέας μονάδας παραγωγής ενέργειας.....	64
6.1 Μικτό και καθαρό κόστος για τις αεριοστροβλικές μονάδες και τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου .....	64
6.1.1 Μικτό κόστος (Gross CONE) .....	64
6.1.2 Καθαρό κόστος (Net CONE) .....	65
6.1.3 Συμπεράσματα .....	66
7. Βιβλιογραφία .....	67
8. Διαδικτυακοί Τόποι.....	68

# 1. Εισαγωγή

## 1.1 Γενικά στοιχεία

Με τον όρο “Gross CONE” αναφερόμαστε στο συνολικό μικτό κόστος νέας μονάδας παραγωγής ενέργειας. Αποτελεί το πρώτο βήμα για τον υπολογισμό του καθαρού κόστους νέας μονάδας παραγωγής (“Net CONE”), το οποίο προκύπτει μετά την αφαίρεση των εσόδων που λαμβάνει η μονάδα από τη συμμετοχή της στην αγορά ενέργειας και την παροχή επικουρικών υπηρεσιών συστήματος.

## 1.2 Δομή της εργασίας

Η εργασία είναι δομημένη ως εξής:

- Στο δεύτερο κεφάλαιο γίνεται παρουσίαση και ανάλυση των τεχνολογιών, οι οποίες είναι υποψήφιες να επιλεγθούν ως μονάδες αναφοράς. Επιλέγονται τα κατάλληλα μοντέλα αιχμής και βάσης.
- Στο τρίτο κεφάλαιο παρατίθενται τα κεφαλαιουχικά και πάγια κόστη των μονάδων αναφοράς.
- Στο τέταρτο κεφάλαιο επεξηγούνται και υπολογίζονται τα προσδοκώμενα έσοδα των μονάδων, δηλαδή αυτά που προκύπτουν από την παροχή υπηρεσιών συστήματος, καθώς και το πλεόνασμα παραγωγού.
- Στο πέμπτο κεφάλαιο αναλύεται ο υπολογισμός του κόστους κεφαλαίου.
- Στο έκτο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του μικτού και καθαρού κόστους και καταλήγουμε στη βέλτιστη επιλογή μονάδας.

## 1.3 Συμβάσεις

Για τις ανάγκες της παρούσας εργασίας έγιναν οι εξής παραδοχές:

- Τα ετήσια δεδομένα αναφέρονται σε ημερολογιακό έτος, το οποίο ξεκινά στις 1 Ιανουαρίου και τελειώνει στις 31 Δεκεμβρίου.
- Το νόμισμα που χρησιμοποιείται είναι το ευρώ (€)
- Οι μονάδες αναφοράς που αξιολογούνται βρίσκονται στην Ιρλανδία και τη Βόρεια Ιρλανδία. Έτσι, θεωρούμε πως υπάρχει συμμόρφωση με τους εκεί ισχύοντες κανονισμούς.

## 2. Αξιολόγηση τεχνολογιών και επιλογή αναφοράς

Το κεφάλαιο αυτό περιγράφει τη διαδικασία που ακολουθήθηκε, ώστε να καθοριστεί ο τύπος της μονάδας που θα οριστεί ως αναφορά, τόσο για τις μονάδες αιχμής, όσο και για τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου.

### 2.1 Επιλογή μονάδας αιχμής

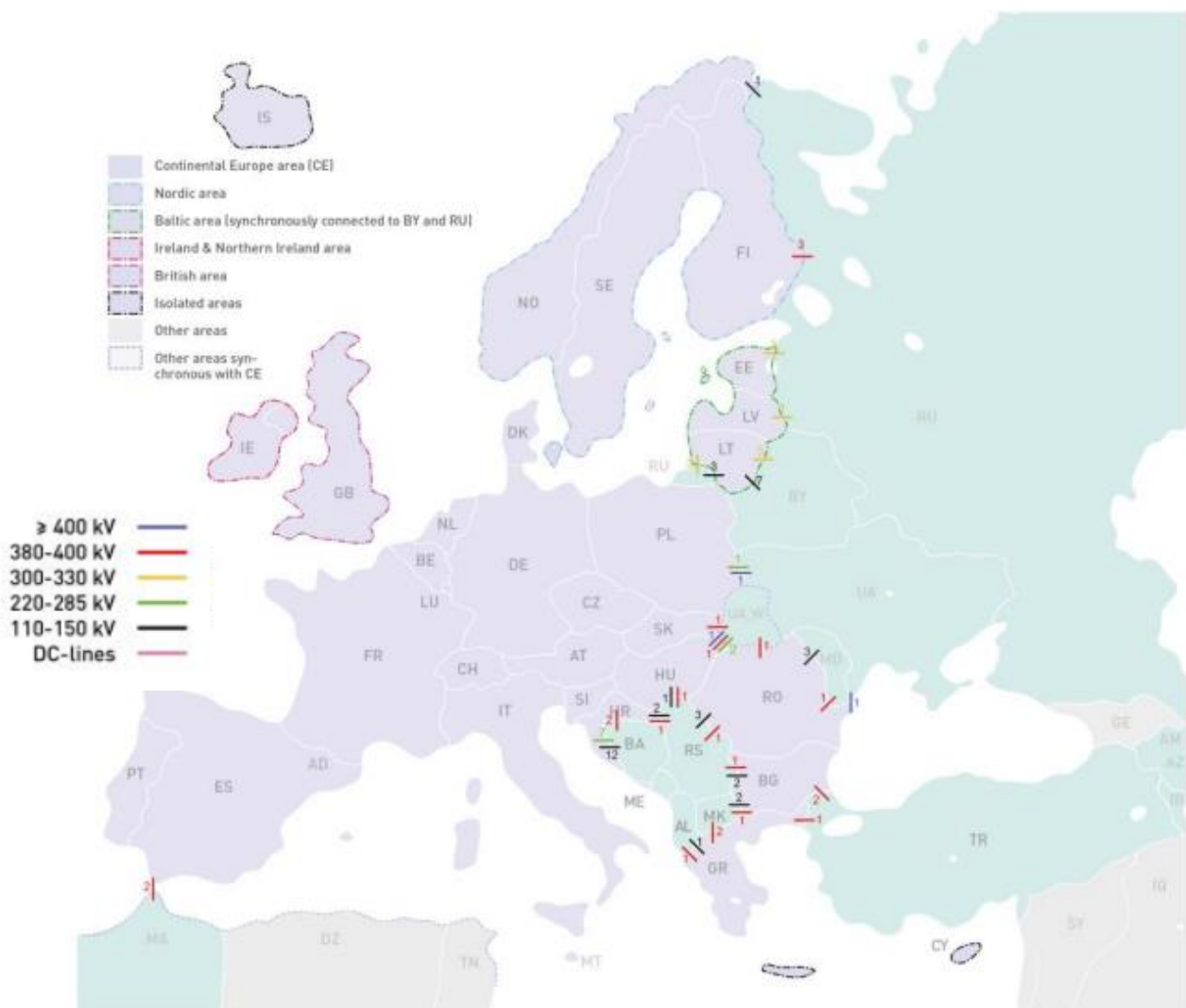
Οι υποψήφιες τεχνολογικές επιλογές για μονάδα αναφοράς αιχμής που εξετάζονται είναι οι εξής:

- Διασυνδετές - Interconnectors
- Συναθροισμένες παραγωγικές μονάδες - Aggregated Generating Units
- Αντλησιοταμίευση - Pumped Storage
- Μπαταρίες
- Συστήματα ενεργειακής αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα
- Σφόνδυλοι - Flywheels
- Παλινδρομικές μηχανές ανοιχτού κύκλου
- Αεριοστρόβιλοι ανοιχτού κύκλου



### 2.1.1 Διασυνδετές - Interconnectors

Οι διασυνδετές είναι μια ιδιαίτερη τεχνολογία, οι οποίοι δεν παράγουν μόνοι τους ηλεκτρική ενέργεια, αλλά επιτρέπουν τη διασυνοριακή μεταφορά της. Σε ορισμένες περιοχές το ενεργειακό τους σύστημα παρουσιάζει σημαντικά προβλήματα, που μπορεί να οφείλονται στο ιδιαίτερα ψηλό κόστος των μονάδων παραγωγής τους. Η ηλεκτρική διασύνδεση των περιοχών αυτών με το διασυνδεδεμένο σύστημα παρέχει πολλαπλά οφέλη. Αυξάνει την ασφάλεια παροχής ηλεκτρισμού, συμβάλλει στη σημαντική μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και στην αντιμετώπιση περιβαλλοντικών προβλημάτων, με την παύση λειτουργίας και την αποξήλωση παλαιών πετρελαϊκών μονάδων. Ωστόσο, είναι αβέβαιο εάν η συγκεκριμένη τεχνολογία είναι ικανή να καλύψει και το τελευταίο MW ζήτησης, για αυτό και δεν επιλέγεται ως αναφορά.



Εικόνα 1 Διασυνδέσεις μεταξύ Ευρωπαϊκών χωρών και των γειτόνων τους

### 2.1.2 Συναθροισμένες παραγωγικές μονάδες - Aggregated Generating Units

Τα κεφαλαιουχικά κόστη των συγκεντρωτικών παραγωγικών μονάδων (Aggregated Generating Units – AGUs) είναι δύσκολο να προσδιοριστούν και για αυτό δεν αποτελούν συμβατική επιλογή ως μονάδα αναφοράς.

### 2.1.3 Αντλησιοταμίευση - Pumped Storage

Ένα τυπικό σύστημα αντλησιοταμίευσης (pumped storage) αποτελείται από τα εξής μέρη:

- Μία αντλία ή ένα σύστημα αντλιών
- Έναν υδροστρόβιλο ή ένα σύστημα υδροστροβίλων
- Δύο δεξαμενές νερού, οι οποίες βρίσκονται σε ικανή υψομετρική διαφορά μεταξύ τους
- Ένα σύνολο σωληνώσεων για την άντληση νερού από την κάτω δεξαμενή προς την άνω
- Ένα σύνολο σωληνώσεων για την προσαγωγή του νερού από την άνω δεξαμενή προς την κάτω μέσω του υδροστροβίλου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας
- Μια ηλεκτρική μηχανή που λειτουργεί είτε ως κινητήρας είτε ως γεννήτρια σε κοινή άτρακτο με την αντλία και τον υδροστρόβιλο

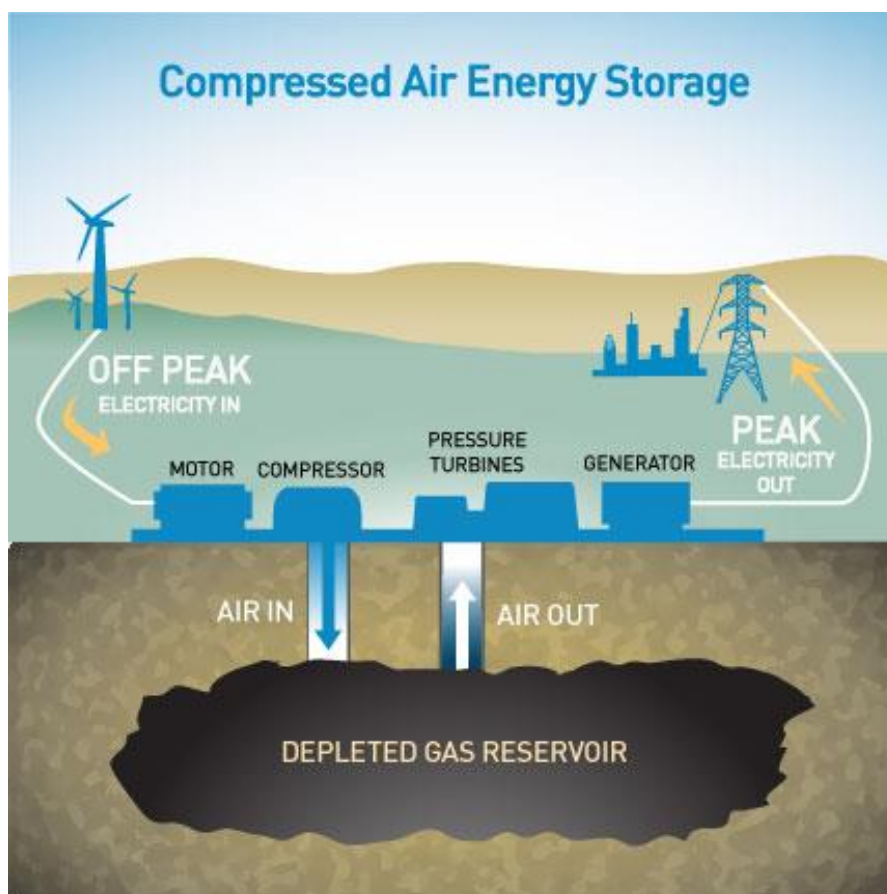
Η αρχή λειτουργίας του συστήματος έχει ως εξής: Η περίσσεια ενέργειας, που εμφανίζεται κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου και υψηλής παραγωγής, αξιοποιείται για την άντληση νερού στον άνω ταμιευτήρα και αποθηκεύεται με τη μορφή δυναμικής ενέργειας. Κατά τις περιόδους αιχμής ελευθερώνεται νερό από τον άνω ταμιευτήρα, το οποίο περιστρέφει τους υδροστροβίλους, παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια, και τελικά καταλήγει στον κάτω ταμιευτήρα. Έτσι, το σύστημα μπορεί να καλύψει την έλλειψη ισχύος, χρησιμοποιώντας το κατάλληλο ποσό ενέργειας που έχει προηγουμένως αποθηκευτεί. Τα σημαντικότερα μειονεκτήματα της αντλησιοταμίευσης είναι οι γεωγραφικοί, γεωλογικοί και περιβαλλοντικοί περιορισμοί, που σχετίζονται με την σχεδίαση των ταμιευτήρων, και, συνεπώς, δεν επιλέγονται ως μονάδες αναφοράς.

### 2.1.4 Μπαταρίες

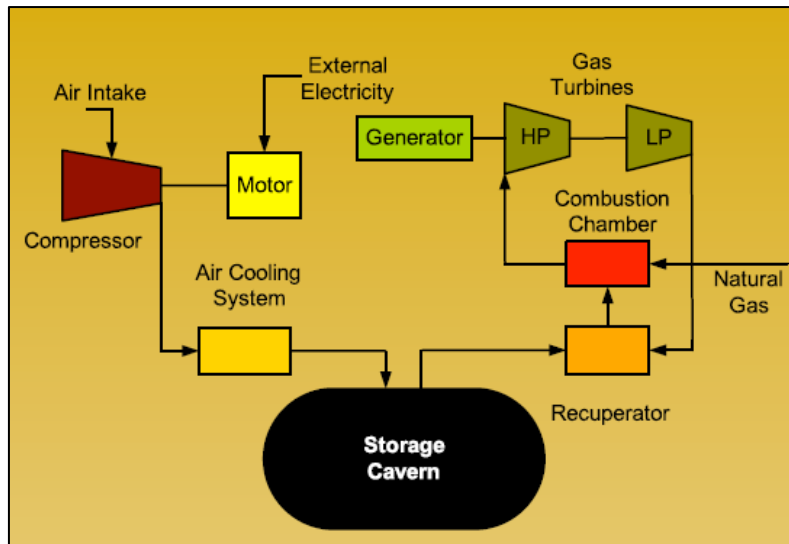
Οι μπαταρίες ή αλλιώς συσσωρευτές είναι συσκευές, οι οποίες αποθηκεύουν χημική ενέργεια και τη μετατρέπουν σε ηλεκτρική, μέσω μιας ηλεκτροχημικής αντίδρασης οξειδωσης. Οι πιο σημαντικοί παράγοντες, που επηρεάζουν την επίδοση μιας μπαταρίας είναι η χωρητικότητα, η απόδοση, ο ρυθμός φόρτισης και εκφόρτισης και η διάρκεια ζωής και η θερμοκρασία. Τα συστήματα αποθήκευσης ενέργειας σε μπαταρία θα μπορούσαν μελλοντικά να αποτελέσουν αναφορά. Ωστόσο στη παρούσα φάση είναι αβέβαιο το κόστος τους, το οποίο έχει περιθώρια μείωσης, για αυτό και δεν θα επιλεγθούν.

### 2.1.5 Συστήματα ενεργειακής αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα

Τα συστήματα ενεργειακής αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα (compressed air energy storage – CAES) βρίσκουν εφαρμογή σε μεγάλης κλίμακας αποθηκευτικά έργα. Η ισχύς ενός τέτοιου συστήματος ενεργειακής αποθήκευσης μπορεί να ξεκινά από 50 MW και να ξεπερνά τα 300 MW. Η βασική λειτουργία των συστημάτων αυτών είναι να απορροφούν ενέργεια από το δίκτυο, κυρίως σε περιόδους χαμηλής ζήτησης, και, μέσω κατάλληλων συσκευών, να την αποθηκεύουν σε μορφή πεπιεσμένου αέρα, σε ειδικές υπόγειες γεωλογικές δομές, για μεταγενέστερη χρήση. Σε περιόδους αιχμής, ο αέρας, αποσυμπιεζόμενος, κινεί αεριοστρόβιλο και μέσω γεννήτριας παράγει ηλεκτρισμό. Τα βασικά εξαρτήματα μιας εγκατάστασης CAES είναι ο κινητήρας/γεννήτρια, η μονάδα συμπίεσης, οι μονάδες ανάκτησης θερμότητας και αποσυμπίεσης, το κέντρο ελέγχου, καθώς και βοηθητικός εξοπλισμός για αποθήκευση και χειρισμό καυσίμων. Το βασικό τους μειονέκτημα είναι η εξάρτησή τους από τη γεωλογική δομή, καθώς σε περιπτώσεις έλλειψης υπόγειων κοιλωμάτων, η χρήση αυτών των συστημάτων περιορίζεται αυτόματα. Για τον λόγο αυτό, δεν επιλέγονται ως μονάδες αναφοράς.



Εικόνα 2 Συστήματα ενεργειακής αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα (Compressed Air Energy Storage)



Εικόνα 3 Συστήματα ενεργειακής αποθήκευσης συμπιεσμένου αέρα (CAES)

### 2.1.6 Σφόνδυλοι - Flywheels

Η λειτουργία του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας με σφόνδυλο βασίζεται στη μετατροπή της ηλεκτρικής ενέργειας σε μηχανική μορφή, υπό τη μορφή κινητικής ενέργειας και στην εκ νέου μετατροπή της κινητικής σε ηλεκτρική, όταν αυτή ζητηθεί από το δίκτυο. Η υλοποίηση της μετατροπής γίνεται με τη χρήση μιας ηλεκτρικής μηχανής, που χρησιμοποιείται για τη μετατροπή της ενέργειας από τη μια μορφή στην άλλη, δουλεύοντας ως κινητήρας ή γεννήτρια, και ενός σφονδύλου, που αποτελεί το μέσο στο οποίο αποθηκεύεται η ενέργεια. Μπορούν να αποθηκεύουν και να αποδίδουν μεγάλες ποσότητες ενέργειας σε σύντομο χρονικό διάστημα, έχουν δηλαδή γρήγορη απόκριση και γρήγορη επαναφόρτιση. Ωστόσο, τα κύρια μειονεκτήματα της τεχνολογίας του σφονδύλου είναι το υψηλό κόστος κατασκευής, καθώς και ο κίνδυνος καταστροφής του από τις αναπτυσσόμενες φυγόκεντρες δυνάμεις, εάν υπερβεί το σύστημα την ονομαστική ταχύτητα περιστροφής. Ακόμη, η περιορισμένη εμπορική εφαρμογή και εμπειρία με τέτοια συστήματα τα καθιστά μη κατάλληλη επιλογή για μονάδα αναφοράς.

### 2.1.7 Παλινδρομικές μηχανές ανοιχτού κύκλου

Μια παλινδρομική μηχανή εσωτερικής καύσης, επίσης γνωστή και ως εμβολοφόρος κινητήρας, είναι μια μηχανή που χρησιμοποιεί ένα ή περισσότερα έμβολα για να μετατρέψει την πίεση σε περιστρεφόμενη κίνηση. Στη μηχανή εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ), η καύση του αερίου με τον αέρα γίνεται σε έναν περιορισμένο χώρο που καλείται θάλαμος καύσης και βρίσκεται ολόκληρος μέσα στον κινητήρα. Αυτή η εξώθερμη αντίδραση του καυσίμου με τον οξειδωτικό παράγοντα παράγει αέρια σε συνθήκες υψηλής θερμοκρασίας και πίεσης, που είναι σε θέση να διασταλούν. Το πιο προφανές χαρακτηριστικό σε μια μηχανή εσωτερικής

καύσης είναι ότι παράγεται ωφέλιμο έργο μέσα από τη διαστολή των θερμών καυσαερίων που αντιδρούν στην πρόκληση πίεσης, προσδίδοντας κίνηση στο έμβολο του κινητήρα που βρίσκεται εντός του κυλίνδρου. Οι κατηγορίες που διακρίνονται στις παλινδρομικές μηχανές είναι οι εξής:

- Μηχανές έναυσης με σπινθήρα ή βενζινομηχανές (spark ignition engines): Βασίζουν τη λειτουργία τους στον κύκλο Otto. Σε μια τέτοια μηχανή, ένα μίγμα αέρα και καυσίμου συμπιέζονται σε κάθε κύλινδρο και η ανάφλεξη προκαλείται από έναν εξωτερικά παρεχόμενο σπινθήρα.
- Μηχανές έναυσης με συμπίεση ή πετρελαιομηχανές (compression ignition/Diesel engines) : Βασίζουν τη λειτουργία τους στον κύκλο Diesel. Σε μια τέτοια μηχανή, μόνο ο αέρας συμπιέζεται στον κύλινδρο και τα καύσιμα, που εγχέονται στον κύλινδρο προς το τέλος του κτυπήματος συμπίεσης, αναφλέγονται αυθόρμητα λόγω της υψηλής θερμοκρασίας του συμπιεσμένου αέρα.

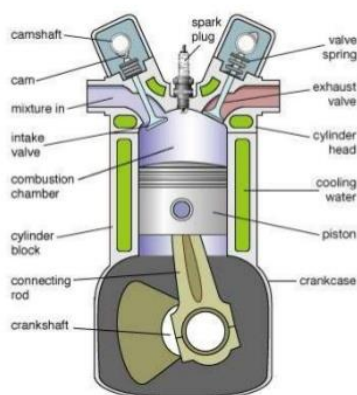
Τα κύρια μηχανικά μέρη των μηχανών κύκλου Otto και Diesel είναι τα ίδια. Και οι δύο χρησιμοποιούν έναν κυλινδρικό θάλαμο καύσης, κατά μήκος του οποίου κινείται ένα κατάλληλο εφαρμοσμένο έμβολο. Το έμβολο συνδέεται σε έναν στροφαλοφόρο άξονα, που μετασχηματίζει τη γραμμική κίνηση του εμβόλου μέσα στον κύλινδρο σε περιστροφική κίνηση στον στροφαλοφόρο άξονα. Οι περισσότερες μηχανές διαθέτουν πολλαπλούς κυλίνδρους, που κινούν έναν κοινό στροφαλοφόρο άξονα.

Οι μηχανές ανάφλεξης με συμπίεση είναι, γενικά, πιο αποδοτικές από τις μηχανές ανάφλεξης με σπινθήρα ( συνήθως περίπου 44% για τις πρώτες και 42% για τις δεύτερες)

- Μηχανές διπλού καυσίμου (Dual-fuel engines – DF) :Οι μηχανές διπλού/μικτού καυσίμου είναι σχεδιασμένες με την ικανότητα να καίνε τόσο υγρό όσο και αέριο καύσιμο.

Το κόστος ανίδρυσης των μονάδων αυτών είναι αρκετά μεγάλο, για αυτό και δεν θα αποτελέσουν την αναφορά για τη συγκεκριμένη έρευνα.

## Internal Combustion Engines



Εικόνα 4 Μηχανές Εσωτερικής Καύσης (ΜΕΚ)



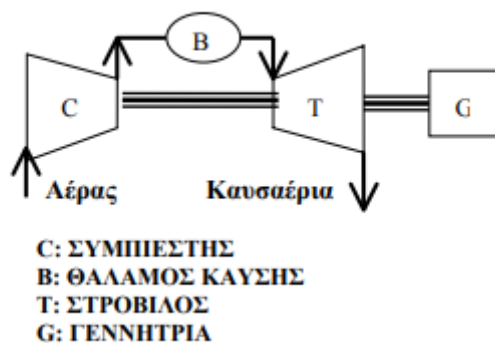
### 2.1.8 Αεριοστρόβιλοι ανοιχτού κύκλου

Οι αεριοστροβιλικές μονάδες είναι ευρέως διαδεδομένες, καθώς χρησιμοποιούνται σαν μονάδες αιχμής σε σχεδόν όλα τα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας σε όλον τον κόσμο. Ο λόγος που είναι τόσο διαδεδομένες μονάδες είναι ότι έχουν σχετικά μικρό κόστος εγκατάστασης και θέλουν, σε σχέση με άλλες μονάδες παραγωγής ενέργειας, μικρότερο χώρο για να εγκατασταθούν, δίνοντας έτσι τη δυνατότητα για εγκατάσταση περισσότερων μονάδων σε έναν σταθμό.

Ο αεριοστρόβιλος είναι μια θερμική μηχανή, η οποία μετατρέπει τη θερμότητα που παράγεται από την καύση ενός καυσίμου σε μηχανική ισχύ. Ένας αεριοστρόβιλος αποτελείται από τα εξής βασικά τμήματα:

- Συμπιεστής (Compressor)
- Θάλαμος καύσης (Combustion chamber)
- Στρόβιλος (Turbine)

Ο τρόπος λειτουργίας του αεριοστρόβιλου είναι ο ακόλουθος. Με μια εξωτερική πηγή ισχύος θέτουμε σε λειτουργία τον συμπιεστή. Αυτός αναρροφά αέρα από το περιβάλλον και τον συμπιέζει. Στη συνέχεια, ο συμπιεσμένος αέρας διέρχεται από τον θάλαμο καύσης όπου γίνεται έγχυση καυσίμου και ανάφλεξη. Η χημική ενέργεια, που με την καύση αποδεσμεύεται από το καύσιμο και προσδίδεται υπό τη μορφή θερμικής ενέργειας στο εργαζόμενο μέσο, έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση της θερμοκρασίας του υπό σταθερή πίεση. Ο συμπιεσμένος και πολύ θερμός πλέον αέρας κατευθύνεται προς τον στρόβιλο. Η υψηλή του ενέργεια αποδίδεται στον άξονα του στρόβιλου κατά την εκτόνωση του αέρα, δηλαδή ουσιαστικά με την πτώση της πίεσης, αλλά και της θερμοκρασίας του. Η παραπάνω διαδικασία επαναλαμβάνεται συνεχώς με μόνη διαφορά ότι πλέον, μετά την αρχική μεταβατική φάση, το απαιτούμενο για την κίνηση του συμπιεστή έργο, λαμβάνεται από τον στρόβιλο. Για τον λόγο αυτό, ο συμπιεστής και ο στρόβιλος είναι συνδεδεμένοι με τον ίδιο άξονα.



Εικόνα 5 Αεριοστρόβιλος ανοιχτού κύκλου

Το χαρακτηριστικό γνώρισμα των εγκαταστάσεων αεριοστροβίλων ανοιχτού κυκλώματος είναι ότι ο αέρας αποτελεί πάντοτε το εργαζόμενο μέσο, που αναρροφά ο συμπιεστής από την ατμόσφαιρα, ενώ μετά τον θάλαμο καύσης τα καυσαέρια επέχουν τη θέση του εργαζόμενου μέσου.

Στον σχεδιασμό του αεριοστρόβιλου ακολουθούνται δύο διαφορετικές τεχνικές. Υπάρχουν, λοιπόν, δύο γενικές κατηγορίες αεριοστρόβιλων, οι οποίες καλούνται:

1. Βαρέως τύπου
2. Τύπου αεροσκάφους

Στην πρώτη χρησιμοποιείται ένας κοινός άξονας για τον συμπιεστή και για τον στρόβιλο. Στη δεύτερη χρησιμοποιείται ένα σύστημα δύο αξόνων, όπου ένας στρόβιλος οδηγεί τον συμπιεστή και ένας άλλος στρόβιλος με τον άξονά του κινεί την ηλεκτρογεννήτρια.

Τυπικές τιμές χωρητικότητας αεριοστροβίλων μπορεί να ξεκινούν από μερικές εκατοντάδες kW μέχρι περίπου 510 MW. Για μονάδες στην κλίμακα των 50 MW – 200 MW η απόδοση κυμαίνεται μεταξύ του 34% - 38 % για αεριοστρόβιλους βαρέως τύπου.

Οι εν λόγω εγκαταστάσεις είναι τεχνικά και οικονομικά ελκυστικές, λόγω της απλότητας της όλης εγκατάστασης και του σχετικά μικρού κόστους. Το γεγονός αυτό, και σε συνδυασμό με τα μειονεκτήματα των τεχνολογιών που αναφέρθηκαν στις προηγούμενες ενότητες, καθιστούν τους αεριοστρόβιλους την επικρατέστερη επιλογή ως μονάδα αναφοράς.

## 2.2 Επιλογή της κατάλληλης αεριοστροβλικής μονάδας

Σημαντικό κομμάτι της μελέτης είναι η επιλογή των κατάλληλων αεριοστροβίλων που θα χρησιμοποιηθούν ως αναφορά. Πρωταρχικός σκοπός είναι η αναζήτηση αξιόπιστων και αναγνωρισμένων κατασκευαστών αεριοστροβίλων. Εταιρίες που δραστηριοποιούνται παγκοσμίως στη συγκεκριμένη αγορά και που εμπορεύονται αεριοστροβίλους είναι οι General Electric, Siemens, Ansaldo κ.λπ.

### 2.2.1 Υποψήφιες αεριοστροβλικές μονάδες

Στο παρακάτω πίνακα αναφέρονται οι πιθανές μονάδες αναφοράς. Επιλέχθηκαν μονάδες αξιόπιστων κατασκευαστών, τόσο βαρέως τύπου, όσο και τύπου αεροσκάφους, που κυμαίνονται μεταξύ των 30 MW έως 200 MW.

ΚΑΤΑΣΚΕΥΑΣΤΗΣ ΚΑΙ ΜΟΝΤΕΛΟ
Ansaldo AE64.3A
Ansaldo AE94.2
GE 6B.03
GE 6F.01
GE 6F.03
GE GT13E2

GE 9E.03
GE 9E.04
GE LM6000 PC SPRINT
GE LM6000 PD SPRINT
GE LM6000 PF SPRINT - 25
GE LMS100PA
Kawasaki GPB300D
MHPS H-25 (42)
MHPS H-100 (110)
Saturn GTE-110
P+W FT8 Swift Pac 30
P+W FT8 Swift Pac 60
Siemens Industrial RB211 GT61
Siemens SGT-600
Siemens SGT-700-33
Siemens SGT-750
Siemens SGT-800-50
Siemens Industrial TRENT 60 DLE
Siemens SGT5-2000E

*Πίνακας 1 Κατάλογος αεριοστροβίλων*

### 2.2.2 Αρχικό φιλτράρισμα

Η παραπάνω λίστα αεριοστροβίλων τέθηκε σε μια αρχική διαδικασία φιλτραρίσματος, χρησιμοποιώντας κριτήρια, τα οποία ένας λογικός επενδυτής θα λάμβανε υπόψιν του στην απόφασή του για τη βέλτιστη δυνατή επιλογή. Τα κριτήρια αυτά έχουν ως εξής:

- ✓ Έχει χρησιμοποιηθεί το συγκεκριμένο μοντέλο ευρέως για εμπορικούς σκοπούς;
- ✓ Μπορεί το συγκεκριμένο μοντέλο να λειτουργήσει με απόσταγμα πετρελαίου ως εφεδρικό καύσιμο;
- ✓ Μπορεί το συγκεκριμένο μοντέλο να συμμορφωθεί με τις περιβαλλοντικές απαιτήσεις;

- ✓ Μπορεί το συγκεκριμένο μοντέλο να φτάσει το πλήρες φορτίο από τη κρύα εκκίνηση σε λιγότερο από 20 λεπτά;

Οι απαιτήσεις αυτές αναλύονται παρακάτω.

#### *2.2.2.1 Εμπορική χρήση*

Ο ορισμός για το ποια είναι ευρεία εμπορική χρήση μπορεί να ποικίλει, ωστόσο το κριτήριο που υιοθετήθηκε στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι πως το μοντέλο που θα επιλεγεί πρέπει να έχει περισσότερες από 8000 ώρες εμπορικής λειτουργίας σε τρεις διαφορετικές τοποθεσίες.

#### *2.2.2.2 Ικανότητα λειτουργίας με εφεδρικό καύσιμο*

Λήφθηκαν υπόψιν μόνο μοντέλα αεριοστροβίλων που είναι σε θέση να λειτουργούν με απόσταγμα πετρελαίου ως εφεδρικό καύσιμο, ώστε να συμβαδίζουν με τους ισχύοντες κανονισμούς στην Ιρλανδία και Β. Ιρλανδία. Συνειδητοποιώντας τον τόσο σημαντικό ρόλο, που διαδραματίζει η ηλεκτρική ενέργεια στη σύγχρονη κοινωνία κρίνεται επιτακτική η διασφάλιση της απρόσκοπτης λειτουργίας των μονάδων σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης. Για το λόγο αυτό πρέπει να υπάρχει η δυνατότητα καύσης του εναλλακτικού καυσίμου.

#### *2.2.2.3 Συμμόρφωση στις περιβαλλοντικές απαιτήσεις*

Στη μελέτη συμπεριλήφθηκαν μόνο μοντέλα αεριοστροβίλων, τα οποία μπορούν να συμμορφωθούν με τους ισχύοντες περιβαλλοντικούς νόμους ορίων εκπομπών. Για λειτουργία με απεσταγμένο πετρέλαιο οι ενδεικτικές τιμές για NOx (οξειδίο του αζώτου), SO<sub>2</sub>(διοξείδιο του θείου) και σκόνη θεωρούνται εφικτές για τις περισσότερες σύγχρονες αεριοστροβιλικές μονάδες. Οι επιτρεπτές τιμές εκπομπής NOx και σκόνης μπορούν να επιτευχθούν με τη χρήση καυστήρων εργοστασιακού τύπου (OEM). Ενώ οι τιμές για το SO<sub>2</sub> μπορούν να παραμείνουν σε αποδεκτά όρια με τη προμήθεια απεσταγμένου πετρελαίου χαμηλού σε θείο.

#### *2.2.2.4 Ικανότητα χρόνου εκκίνησης*

Ως γνωστόν οι μονάδες αιχμής χρησιμοποιούνται για την επείγουσα κάλυψη των ημερήσιων αιχμών ζήτησης ισχύος. Συμπληρώνουν το φορτίο στην μέγιστη ζήτηση που μπορεί να προκύψει στο σύστημα και αντιμετωπίζουν απότομες και απρόβλεπτες αλλαγές στη ζήτηση. Επομένως πρέπει να είναι σε θέση να εκκινούν ταχύτατα και να μπορούν να φτάσουν σε παραγωγή κοντά στο τεχνικό τους μέγιστο σε λιγότερο από 20 λεπτά.

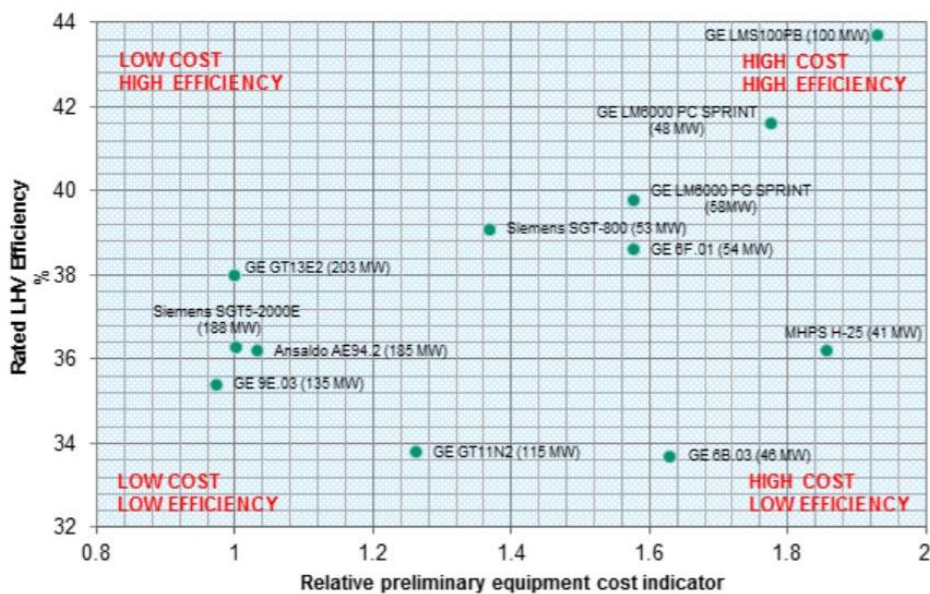
### 2.2.3 Δευτερεύον φιλτράρισμα

Οι επικρατέστερες αεριοστροβλικές μονάδες , οι οποίες δεν απορρίφθηκαν κατά τη διαδικασία του αρχικού φιλτραρίσματος, φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

ΚΑΤΑΣΚΕΥΑΣΤΗΣ ΚΑΙ ΜΟΝΤΕΛΟ	MW
Ansaldo AE94.2	185
GE 6B.03	46
GE 6F.01	54
GE GT13E2	203
GE 9E.03	135
GE LM6000 PC SPRINT	48
GE LM6000 PD SPRINT	58
GE LMS100PA	100
MHPS H-25	41
Siemens SGT-800	53
Siemens SGT5-2000E	188

*Πίνακας 2 Επικρατέστεροι αεριοστρόβιλοι*

Για τις μονάδες αυτές έγινε μια σύγκριση με γνώμονα το κόστος και την απόδοσή τους. Στο παρακάτω σχήμα το οποίο δημοσιεύθηκε στη μελέτη του ΡΟΥΡΥ<sup>[1]</sup> φαίνεται η σχέση κόστους-απόδοσης. Στην πάνω δεξιά γωνία, βρίσκονται τα μοντέλα με υψηλό κόστος και υψηλή απόδοση και είναι γενικά αεροδυναμικού τύπου αεριοστρόβιλοι. Κάτω αριστερά βρίσκονται αυτά με το συνδυασμό χαμηλού κόστους και απόδοσης και ανήκουν στη κατηγορία αεριοστρόβιλων βαρέως τύπου.



Εικόνα 6 Σχέση κόστους απόδοσης για τα OCGT μοντέλα

Τα μοντέλα μεγαλύτερης χωρητικότητας αποφέρουν τα μικρότερα ειδικά κόστη. Εφόσον ψάχνουμε για μια μονάδα αιχμής, η οποία αναμένεται να λειτουργεί για λιγότερο από 500 ώρες ετησίως, τα ειδικά κόστη είναι πολύ πιο σημαντικός παράγοντας για έναν επενδυτή σε σχέση με την απόδοση της μονάδας. Με βάση το κριτήριο αυτό, συμπεραίνεται ότι τα μοντέλα με το χαμηλότερο ειδικό κόστος είναι και τα επικρατέστερα για τη τελική επιλογή ως αναφορά. Αυτά είναι:

- General Electric GT13E2
- Ansaldo Energia AE94.2
- Siemens SGT5-2000E
- General Electric 9E.03

#### 2.2.4 Τελική επιλογή

Με βάση όλα τα κριτήρια αξιολόγησης ως μονάδα αναφοράς για την εκπόνηση της παρούσας εργασίας επιλέχθηκε το μοντέλο SGT5-2000E της Siemens. Έγινε μια προσπάθεια επιλογής μοντέλου που να συνδυάζει βέλτιστα τεχνικά χαρακτηριστικά με το ελάχιστο δυνατό κόστος.



Εικόνα 7 Το μοντέλο Siemens SGT5-2000E



Εικόνα 8 Το μοντέλο Siemens SGT5-2000E

#### 2.2.5 Τεχνικές παραδοχές για την επιλεγμένη αεριοστροβλική μονάδα αναφοράς

Οι τεχνικές παραδοχές που έγιναν είναι οι εξής:

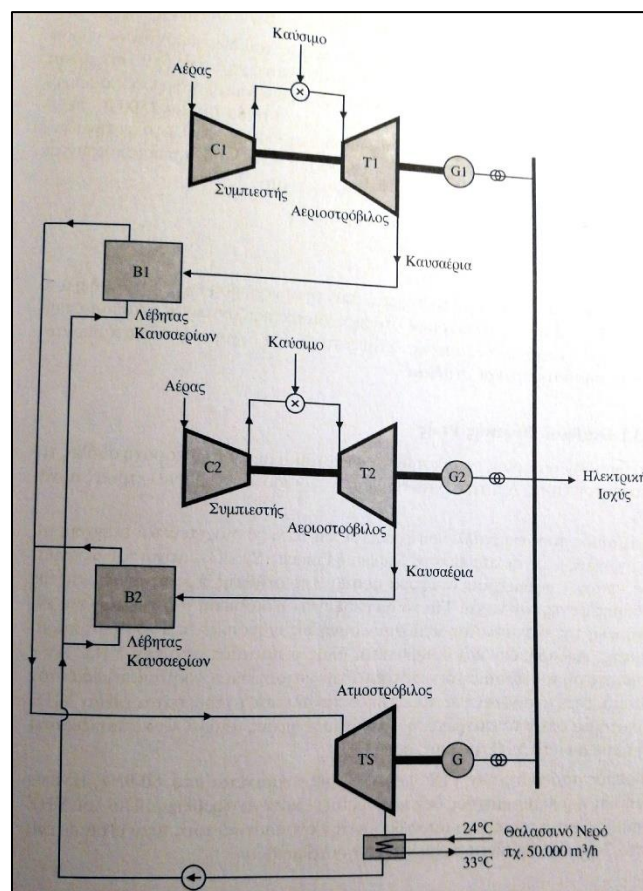
- Τάση μετάδοσης 110kV για τη Β. Ιρλανδία και 220kV για την Ιρλανδία.
- Η μονάδα πρέπει να διαθέτει απόθεμα απεσταγμένου καυσίμου που να εξασφαλίζει την αδιάλειπτη λειτουργία της για 3,5 μέρες υπό πλήρες φορτίο (distillate option)
- Η μονάδα πρέπει να διαθέτει απόθεμα απεσταγμένου καυσίμου που να διασφαλίζει την αδιάλειπτη λειτουργία για 3 και 5 μέρες υπό πλήρες φορτίο στην Ιρλανδία και Β. Ιρλανδία αντίστοιχα, για την περίπτωση που λειτουργεί με διπλό καύσιμο (dual fuel option)
- Δεν χρησιμοποιείται τεχνολογία SCR (Selective Catalytic Reduction) για τη διαχείριση του NOx.
- Δεν υπάρχει η ικανότητα εκκίνησης “black start” (εκκίνηση που απαιτεί καθόλου ή ελάχιστη εξωτερική ισχύ).
- Η πίεση του αερίου δεν πέφτει κάτω από 30 bar.

## 2.3 Επιλογή της κατάλληλης μονάδας συνδυασμένου κύκλου

### 2.3.1 Γενικά στοιχεία

Οι αεριοστροβιλικές μονάδες συνδυασμένου κύκλου (Combined Cycle Gas Turbines - CCGT) είναι μια από τις πιο αποδοτικές διαθέσιμες τεχνολογίες θερμικών μονάδων παραγωγής και αποτελούν αξιόλογη επιλογή για ευέλικτη, μαζική παραγωγή ενέργειας. Πέραν της υψηλότερης απόδοσής τους σε σχέση με συμβατικές μονάδες, οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου διαθέτουν και άλλα σημαντικά πλεονεκτήματα, όπως το μικρότερο περιβαλλοντικό αποτύπωμα. Η κεντρική ιδέα των μονάδων αυτών είναι η χρησιμοποίηση της θερμότητας των καυσαερίων ενός ή περισσότερων αεριοστρόβιλων, προκειμένου να παραχθεί ατμός σε έναν ατμοπαραγωγό και στη συνέχεια να κινηθεί ένας ατμοστρόβιλος. Ο αέρας συμπιέζεται στην αρχή και έπειτα αναμιγνύεται με το καύσιμο στον θάλαμο καύσης του αεριοστρόβιλου, όπου το μίγμα καίγεται. Τα καυσαέρια, αφού εκτονωθούν στο στρόβιλο οδηγούνται σε έναν ατμοπαραγωγό, ο οποίος απάγει μέρος της θερμότητας τους για τη παραγωγή ατμού και κινεί τον ατμοστρόβιλο.

Δεδομένης της παρουσίας του ατμοστρόβιλου, ένας συνδυασμένος κύκλος χαρακτηρίζεται συνολικά ως μονάδα με αργή εκκίνηση. Συνεπώς, κατατάσσεται στις μονάδες βάσης. Ταυτόχρονα, έχει τη δυνατότητα παρακολούθησης των μεταβολών του φορτίου με ταχεία απόκριση.



Εικόνα 9 Απλοποιημένο δ/μα σταθμού συνδυασμένου κύκλου



### 2.3.2 Επισκόπηση πρόσφατων επενδυτικών επιλογών

Στο πίνακα παρακάτω φαίνονται οι πρόσφατες τεχνολογικές επιλογές, που έγιναν από επενδυτές σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου για project στην Ιρλανδία και τη Βόρεια Ιρλανδία. Όλες οι μονάδες είναι σχεδιασμένες να καίνε φυσικό αέριο ως φυσικό καύσιμο και απεσταγμένο πετρέλαιο ως δευτερεύον καύσιμο.

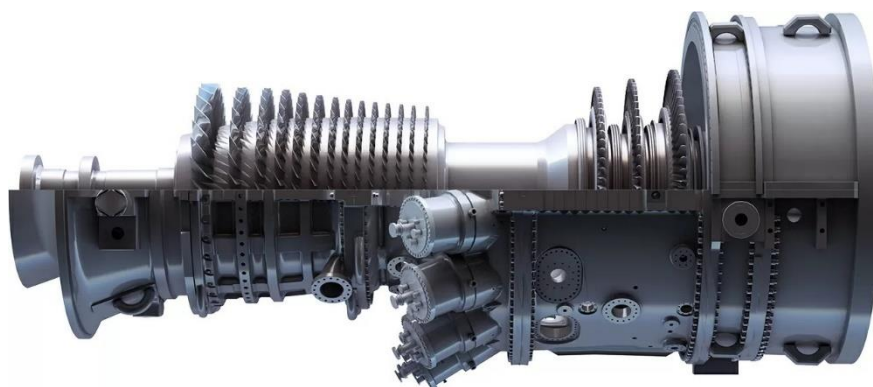
Όνομα Μονάδας	Χωρητικότητα (MW)	Μοντέλο Αεριοστροβίλου	Έτος Έναρξης Λειτουργίας	Τύπος Καυσίμου
Dublin Bay	408	GT26	2002	Dual
Huntstown 1	343	V94.3A	2002	Dual
Coolkeeraugh	400	9FA	2005	Dual
Tynagh	404	9FA	2006	Dual
Huntstown 2	403	M701F	2007	Dual
Aghada	435	GT26B2.2	2010	Dual
Whitegate	445	9FB	2010	Dual
Great Island	464	M701F	2015	Dual

Πίνακας 3 Πρόσφατες CCGT επιλογές

### 2.3.3 Τελική επιλογή

Όπως αποτυπώνεται και στον παραπάνω πίνακα, σε όλα τα project χρησιμοποιήθηκαν αεριοστροβίλοι κλάσης F. Γενικά, η κυρίαρχη τεχνολογική επιλογή είναι μια μονάδα συνδυασμένου κύκλου ενιαίου άξονα, βασισμένη σε αεριοστρόβιλο κλάσης F. Επομένως, μια τέτοια μονάδα καθίσταται συνετό να επιλεγεί ως αναφορά.

Από τα οκτώ παραπάνω project, τρία χρησιμοποιούν το μοντέλο αεριοστροβίλου 9F, δύο το ME701F4, δύο το GT26 και ένα το V94.3A/SGT5-4000F. Βασιζόμενοι αμιγώς στο γεγονός ότι ο αεριοστρόβιλος 9F υπήρξε το συνηθέστερο μοντέλο που εγκαταστάθηκε στις πρόσφατες CCGT μονάδες, αποφασίστηκε ότι ο GE 9F.05 θα αποτελέσει την αναφορά για όλους τους επόμενους υπολογισμούς.



Εικόνα 10 Το μοντέλο GE 9F.05

#### 2.3.4 Τεχνικές παραδοχές για την επιλεγμένη μονάδα συνδυασμένου κύκλου

Οι ακόλουθες παραδοχές αποφασίστηκαν για την CCGT μονάδα αναφοράς:

- Λειτουργία με φυσικό αέριο σε μέσες ετήσιες συνθήκες περιβάλλοντος.
- Ένας μονός άξονας βασισμένος στον αεριοστρόβιλο GE 9FB.05.
- Γεννήτρια ατμού ανάκτησης θερμότητας με τρία επίπεδα πίεσης και αναθέρμανση (3 PRH).
- Τάση μετάδοσης 110kV για τη Β. Ιρλανδία και 220kV για την Ιρλανδία.
- Η μονάδα είναι σχεδιασμένη να καίει απεσταγμένο πετρέλαιο ως εφεδρικό καύσιμο. Πρέπει να διαθέτει απόθεμα, που να εξασφαλίζει την ικανότητα αδιάλειπτης λειτουργίας της μονάδας για πέντε ημέρες σε πλήρες φορτίο.
- Η πίεση του δικτύου αερίου δεν μειώνεται κάτω από 30 bar. Θεωρήθηκε πως δεν υπάρχουν συμπιεστές αερίου.
- Δεν υπάρχει η ικανότητα εκκίνησης “black start” (εκκίνηση που απαιτεί καθόλου ή ελάχιστη εξωτερική ισχύ).

## 3. Κεφαλαιουχικά και ετήσια πάγια κόστη

### 3.1 Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο αναλύονται τα κόστη ανίδρυσης καθώς και τα ετήσια πάγια έξοδα που σχετίζονται με την επιλεγμένη τεχνολογία αναφοράς. Όλα τα κόστη μελετήθηκαν για μονάδες εγκατεστημένες στην Ιρλανδία και τη Β. Ιρλανδία.

### 3.2 Είδη κόστους

Τα κόστη μιας νέας μονάδας παραγωγής μπορούν να διακριθούν σε δύο μεγάλες κατηγορίες. Αφενός υπάρχουν τα κόστη ανίδρυσης ή κεφαλαιουχικά κόστη (Capital Costs), τα οποία προκύπτουν κατά τη κατασκευή της μονάδας και περιλαμβάνουν τις εξής υποκατηγορίες:

- Κόστος για σχεδιασμό, προμήθεια, κατασκευή
- Κόστος χρήσης γης
- Κόστος ηλεκτρικής διασύνδεσης
- Κόστος σύνδεσης αερίου και νερού
- Απρόβλεπτα κόστη
- Τέλη χρηματοδότησης
- Επιτόκιο κατά τη διάρκεια κατασκευής
- Ασφάλεια κατασκευής
- Προκαταβολικά κόστη για το αρχικό γέμισμα των δεξαμενών καυσίμου
- Κόστη ανάπτυξης, συντήρησης και λειτουργίας
- Κόστη κατά τη φάση λειτουργικής παράδοσης
- Λειτουργικά ανταλλακτικά
- Προσχώρηση και συμμετοχή στην αγορά

Αφετέρου, η δεύτερη κατηγορία είναι τα ετήσια πάγια έξοδα της μονάδας. Σε αυτά περιλαμβάνονται:

- Εμπορικά και διοικητικά έξοδα
- Προσωπικό
- Ασφάλιση
- Τακτική συντήρηση
- Κόστος προμήθειας εξαρτημάτων και συντήρησης στροβίλου
- Εμπορικοί φόροι
- Παροχές προς τον φορέα διαχείρισης αγοράς
- Χρεώσεις μεταφοράς ηλεκτρικού ρεύματος
- Χρεώσεις μεταφοράς αερίου

### 3.3 Κεφαλαιουχικά κόστη

#### 3.3.1 Κόστος EPC

Πρόκειται για τα κόστη για τον σχεδιασμό, την προμήθεια και την εγκατάσταση της μονάδας (engineering, procurement and construction costs). Γίνεται η παραδοχή ότι το project θα υλοποιηθεί «με το κλειδί στο χέρι» από έναν EPC εργολάβο. Η περίοδος κατασκευής θεωρείται 20 μήνες για τους αεριοστρόβιλους ανοικτού κύκλου και 30 μήνες για τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου.

Τα ενδεικτικά κόστη για ένα EPC συμβόλαιο φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Τεχνολογία	Κόστος (εκατ. €)	
OCGT distillate	93,0	91,6
OCGT dual	92,5	92,0
CCGT dual	266,6	264,6

Πίνακας 4 Κόστη EPC

#### 3.3.2 Κόστος Γης

Το κόστος αγοράς ή ενοικίασης της γης που θα πραγματοποιηθεί το έργο συνεισφέρει σημαντικά στη διαμόρφωση του συνολικού κόστους.

Οι τιμές γης για την Ιρλανδία και Β. Ιρλανδία ανά στρέμμα φαίνονται στο παρακάτω σχήμα:

Τοποθεσία	Κόστος γης (€/στρέμμα)
Ιρλανδία	37.500
Βόρεια Ιρλανδία	46.875

Πίνακας 5 Κόστος γης ανά στρέμμα

Η εκτίμηση για την έκταση που απαιτείται για κάθε μια από τις τεχνολογικές επιλογές φαίνεται στον παρακάτω πίνακα:

Τεχνολογία	Έκταση γης (m <sup>2</sup> )
<b>OCGT distillate</b>	19.600
<b>OCGT dual</b>	20.000
<b>CCGT dual</b>	80.000

Πίνακας 6 Απαιτούμενη έκταση γης

Επομένως, το κόστος γης (site procurement cost) για κάθε περίπτωση, διαμορφώνεται ως εξής:

Τεχνολογία	Κόστος γης (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	735.000	918.750
<b>OCGT dual</b>	750.000	937.500
<b>CCGT dual</b>	3.000.000	3.750.000

Πίνακας 7 Κόστος γης

### 3.3.3 Κόστος ηλεκτρικής διασύνδεσης

Το κόστος ηλεκτρικής διασύνδεσης (electrical connection) παρουσιάζεται παρακάτω:

Τοποθεσία	Κόστος (€)
<b>Ιρλανδία</b>	5.736.000
<b>Βόρεια Ιρλανδία</b>	5.701.000

Πίνακας 8 Κόστος ηλεκτρικής διασύνδεσης

Τα κόστη είναι βασισμένα σε μια εικονική αγροτική περιοχή, η οποία βρίσκεται σε ακτίνα 5 χιλιομέτρων από έναν υπάρχοντα υποσταθμό μεταφοράς. Επίσης, έγινε η παραδοχή ότι η μορφολογία της τοποθεσίας επιτρέπει τη σύνδεση με εναέρια γραμμή. Η τάση του συστήματος μεταφοράς ανέρχεται στα 220 kV και 110 kV για την Ιρλανδία και Β. Ιρλανδία αντίστοιχα.

### 3.3.4 Κόστος διασύνδεσης νερού

Το κόστος διασύνδεσης νερού (raw water connection) έχει ως εξής:

Τεχνολογία	Κόστος (€)
<b>OCGT distillate/dual</b>	499.800
<b>CCGT dual</b>	637.000

Πίνακας 9 Κόστος διασύνδεσης νερού

Τα παραπάνω κόστη είναι βασισμένα στο γεγονός ότι θα εγκατασταθεί καινούριος αγωγός παροχής νερού για την περιοχή της μονάδας παραγωγής από το κοντινότερο κεντρικό σημείο. Το μήκος του αγωγού αυτού θεωρείται 1 χιλιόμετρο.

Το κόστος διασύνδεσης νερού για τη τεχνολογία CCGT είναι υψηλότερο από το αντίστοιχο της τεχνολογίας OCGT, εξαιτίας της αναγκαιότητας για αγωγό παροχής μεγαλύτερης διαμέτρου. Για project τέτοιας φύσης η διάμετρος του αγωγού συνήθως υπολογίζεται με βάση την απαίτηση να ξαναγεμίζεται η δεξαμενή νερού για πυρασφάλεια μέσα σε οκτώ ώρες. Η ποσότητα του νερού που προορίζεται για κατάσβεση φωτιάς είναι μεγαλύτερη για τις μονάδες CCGT από ότι για τις OCGT, λόγω του μεγαλύτερου ρίσκου εκδήλωσης πυρκαγιάς. Υπό αυτήν την προσέγγιση, η διάμετρος υπολογίστηκε στις τέσσερις ίντσες (10 cm) και έξι ίντσες (15 cm) για τις τεχνολογίες OCGT και CCGT αντίστοιχα.

### 3.3.5 Κόστος διασύνδεσης αερίου

Κάθε μονάδα που λειτουργεί με αέριο πρέπει να διαθέτει διασύνδεση με ένα κεντρικό αγωγό φυσικού αερίου (gas connection).

Τεχνολογία	Κόστος (€)
<b>OCGT distillate</b>	-
<b>OCGT dual</b>	3.677.959
<b>CCGT dual</b>	4.558.785

Πίνακας 10 Κόστος διασύνδεσης αερίου

Τα παραπάνω κόστη υπολογίστηκαν με τη παραδοχή ότι η μονάδα βρίσκεται σε εικονική αγροτική περιοχή σε απόσταση εντός 2 χιλιομέτρων από υπάρχον δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου.

Το κόστος διασύνδεσης για τη τεχνολογία CCGT είναι υψηλότερο, εξαιτίας της απαίτησης για παροχικό αγωγό μεγαλύτερης διαμέτρου.

### 3.3.6 Απρόβλεπτα κόστη

Τα απρόβλεπτα κόστη (Owner's contingency) αποτελούν σημαντικό στοιχείο, γιατί σε αυτά πρέπει να περιληφθούν οι πιθανές ζημιές από φυσικές καταστροφές, οι απρόβλεπτες μεταβολές των τιμών των υλικών, οι αλλαγές του σχεδιασμού κατά τη κατασκευή και τα σφάλματα εκτίμησης των στοιχείων κόστους. Ακόμα, περιλαμβάνουν απρόβλεπτα έξοδα από καθυστερήσεις λόγω δυσμενών καιρικών φαινομένων ή απεργιών.

Τα απρόβλεπτα κόστη θεωρείται ότι αποτελούν το 5% του κόστους για το συμβόλαιο EPC, ποσό που θεωρείται επαρκές για τέτοιου είδους project.

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	4.651.837	4.578.345
<b>OCGT dual</b>	4.627.263	4.599.724
<b>CCGT dual</b>	13.330.851	13.230.851

Πίνακας 11 Απρόβλεπτα κόστη

### 3.3.7 Τέλη χρηματοδότησης

Αποτελεί την προμήθεια χρηματοδότησης (financing cost) και υπολογίζεται στο 2% του συμβολαίου EPC, με βάση παρόμοια project.

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	1.860.735	1.831.338
<b>OCGT dual</b>	1.850.905	1.839.890
<b>CCGT dual</b>	5.332.340	5.292.340

Πίνακας 12 Κόστος χρηματοδότησης

### 3.3.8 Επιτόκιο κατά τη διάρκεια κατασκευής

Το κόστος του επιτοκίου κατά τη κατασκευή (interest during construction cost) των μονάδων στην Ιρλανδία και τη Β. Ιρλανδία φαίνεται στον παρακάτω πίνακα.

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	1.318.240	1.187.000
<b>OCGT dual</b>	1.349.700	1.225.638
<b>CCGT dual</b>	5.692.748	5.163.138

Πίνακας 13 Κόστος επιτοκίου

Τα παραπάνω κόστη υπολογίστηκαν με βάση τις εξής υποθέσεις:

- Το επιτόκιο δανεισμού είναι 2,75% για την Ιρλανδία και 2,5% για τη Β. Ιρλανδία.
- Η κατασκευαστική περίοδος διαρκεί 20 μήνες για OCGT μονάδα και 30 μήνες για CCGT μονάδα.
- Η αναλογία δανεισμού και ιδίων κεφαλαίων ανέρχεται στο 40/60.

### 3.3.9 Ασφάλεια κατασκευής

Πρόκειται για την ασφάλιση κατά τη περίοδο κατασκευής της μονάδας (construction insurance), για τη προστασία τόσο του ανθρώπινου δυναμικού όσο και των περιουσιακών στοιχείων. Υπολογίζεται πως το κόστος αυτό ανέρχεται στο 0,9% του EPC συμβολαίου, με βάση προηγούμενα αντίστοιχα project.

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	837.331	824.102
<b>OCGT dual</b>	832.907	827.950
<b>CCGT dual</b>	2.399.553	2.381.553

Πίνακας 14 Κόστος ασφάλειας κατασκευής

### 3.3.10 Κόστος για το γέμισμα δεξαμενών καυσίμου

Στον υπολογισμό του κεφαλαιουχικού κόστους είναι σημαντικό να συμπεριληφθεί και αυτό του καυσίμου, το οποίο απαιτείται για την συμμόρφωση με διάφορες ρυθμιστικές πολιτικές (initial filling of fuel oil storage tanks).

Για τις CCGT μονάδες, οι οποίες αποτελούν μονάδες βάσης και αναμένονται να λειτουργούν περισσότερες από 2.630 ώρες ετησίως, υπάρχει η νομική απαίτηση να κατέχουν αποθέματα καυσίμου ισοδύναμα με πέντε (5) μέρες συνεχούς λειτουργίας. Η αντίστοιχη απαίτηση για μια OCGT μονάδα διπλού καυσίμου, η οποία είναι μονάδα αιχμής και δουλεύει λιγότερο από 2.630 ώρες ετησίως, είναι τρεις (3) μέρες συνεχούς λειτουργίας. Για μία OCGT μονάδα βάσης,



η οποία χρησιμοποιεί απεσταγμένο καύσιμο ως βασικό, έγινε η υπόθεση πως απαιτείται απόθεμα ικανό για τρεισήμισι (3,5) μέρες συνεχούς ονομαστικής λειτουργίας. Οι απαιτήσεις αυτές συνοψίζονται στον παρακάτω πίνακα:

Τεχνολογία	Ημέρες συνεχούς λειτουργίας	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	3,5	3,5
<b>OCGT dual</b>	3,0	3,0
<b>CCGT dual</b>	5,0	5,0

Πίνακας 15 Απαιτήσεις συνεχούς λειτουργίας

Μια προσέγγιση για τον όγκο του καυσίμου, που απαιτείται για τη συμμόρφωση στις παραπάνω απαιτήσεις είναι η εξής:

Τεχνολογία	Λίτρα	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	4.596.890	4.596.890
<b>OCGT dual</b>	3.940.191	6.566.986
<b>CCGT dual</b>	10.791.457	10.791.457

Πίνακας 16 Απαιτούμενος όγκος καυσίμου

Η προσέγγιση πραγματοποιήθηκε πολλαπλασιάζοντας τον εκάστοτε αριθμό ημερών απαιτούμενης λειτουργίας με τον ρυθμό κατανάλωσης καυσίμου για κάθε μονάδα. Έπειτα, πολλαπλασιάζοντας τον όγκο με την τιμή καυσίμου που επικρατεί στην κάθε χώρα, καταλήγουμε στο συνολικό ζητούμενο κόστος για το γέμισμα των δεξαμενών καυσίμου, το οποίο και παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα:

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	1.838.756	2.427.664
<b>OCGT dual</b>	1.576.076	2.080.854
<b>CCGT dual</b>	4.316.583	5.699.076

Πίνακας 17 Κόστος για το γέμισμα των δεξαμενών

### 3.3.11 Κόστος ανάπτυξης, συντήρησης και λειτουργίας

Τα αναπτυξιακά κόστη (development costs) περιλαμβάνουν μελέτες και έρευνες (όπως για παράδειγμα έρευνα του εδάφους της περιοχής), άδειες, έξοδα μηχανικού, έξοδα επιθεώρησης, νομικές και ασφαλιστικές συμβουλές.

Το κόστος συντήρησης και λειτουργίας (operation and maintenance, O&M) περιλαμβάνει όλα τα έξοδα κατά τη διάρκεια κατασκευής της μονάδας που σχετίζονται με πρόσληψη, εκπαίδευση και μετακίνηση προσωπικού στο εργοτάξιο, καθώς επίσης και έξοδα για εργαλεία, υπολογιστές, περονοφόρα κ.λπ.

Γίνεται η υπόθεση ότι τα παραπάνω κόστη αποτελούν το 6% του EPC συμβολαίου.

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	B. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	5.582.204	5.494.014
<b>OCGT dual</b>	5.552.716	5.519.669
<b>CCGT dual</b>	15.997.021	15.877.021

Πίνακας 18 Κόστος ανάπτυξης, συντήρησης και λειτουργίας

### 3.3.12 Κόστος κατά τη διαδικασία λειτουργικής παράδοσης

Τα κόστη αυτά (commissioning utilities) αφορούν το φυσικό αέριο, το απεσταγμένο πετρέλαιο καύσιμο και τον ηλεκτρισμό, τα οποία χρησιμοποιούνται κατά τη διάρκεια της φάσης ελέγχου έναρξης λειτουργίας.

Πριν την επίσημη είσοδο στην αγορά, οι νέες μονάδες πρέπει να υποβληθούν σε ελέγχους, ώστε να βεβαιωθεί πως είναι πλήρως λειτουργικές, παράγουν ενέργεια καταλλήλως και ανταποκρίνονται στις προδιαγραφές που έχουν τεθεί. Η φάση αυτή ονομάζεται διαδικασία λειτουργικής παράδοσης (commissioning) και με αυτή διασφαλίζεται η ποιότητα και το «καλώς έχουν», σύμφωνα με τις απαιτήσεις του έργου.

Υπολογίζεται ότι καταλαμβάνουν το 2,5% του EPC συμβολαίου.

Σημειώνεται ότι το κόστος ηλεκτρισμού και νερού για τη διάρκεια της κατασκευαστικής φάσης συμπεριλαμβάνεται στο συμβόλαιο EPC.

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	2.325.918	2.289.172
<b>OCGT dual</b>	2.313.632	2.299.862
<b>CCGT dual</b>	6.665.426	6.615.426

Πίνακας 19 Κόστος κατά τη φάση commissioning

### 3.3.13 Κόστος για λειτουργικά ανταλλακτικά

Στη κατηγορία αυτή καλύπτονται τα κόστη ανταλλακτικών (operating spare parts) που απαιτούνται και χωρίζονται σε δύο κατηγορίες:

- Αναλώσιμα ανταλλακτικά: Σχετίζονται με τη καθημερινή συντήρηση, επιθεώρηση καθώς και με μικρές επισκευές της μονάδας.
- Ανταλλακτικά επισκευών: Σχετίζονται με προγραμματισμένες επισκευές, οι οποίες εγγυώνται την ορθή και αποδοτική λειτουργία της μονάδας.

Αποτελούν το 1,5% του συμβολαίου EPC, με βάση παρόμοια project και δεν περιλαμβάνουν κρίσιμα ανταλλακτικά.

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	1.395.551	1.373.503
<b>OCGT dual</b>	1.388.179	1.379.917
<b>CCGT dual</b>	3.999.255	3.969.255

Πίνακας 20 Κόστος για λειτουργικά ανταλλακτικά

### 3.3.14 Κόστος προσχώρησης και συμμετοχής στην αγορά

Το κόστος προσχώρησης και συμμετοχής στην αγορά (accession and participation fees) παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	3.654	3.654
<b>OCGT dual</b>	3.654	3.654
<b>CCGT dual</b>	3.654	3.654

Πίνακας 21 Κόστος προσχώρησης και συμμετοχής στην αγορά

### 3.4 Ετήσια πάγια κόστη

Τα ετήσια πάγια κόστη (annual fixed costs) είναι τα σταθερά έξοδα της μονάδας κάθε χρόνο.

#### 3.4.1 Εμπορικά και διοικητικά κόστη

Τα εμπορικά και διοικητικά έξοδα (trading and administrative costs) φαίνονται στον παρακάτω πίνακα.

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	744.294	732.535
<b>OCGT dual</b>	740.362	735.956
<b>CCGT dual</b>	2.132.936	2.116.936

Πίνακας 22 Εμπορικά και διοικητικά κόστη

Περιλαμβάνουν τα γενικά έξοδα κόστη για συναλλαγές και διακανονισμούς, τραπεζικές χρεώσεις, δημόσιες σχέσεις, νομικές αμοιβές, ελέγχους, εισαγωγικούς δασμούς, εξοπλισμό ασφαλείας, γραφείων κ.λπ.

Γίνεται η υπόθεση ότι ανέρχονται στο 0,8 του EPC συμβολαίου, με βάση αντίστοιχες μελέτες.

#### 3.4.2 Κόστος προσωπικού

Η εκτίμηση για τα κόστη προσωπικού (personnel costs) για την Ιρλανδία και τη Β. Ιρλανδία φαίνονται παρακάτω:

Τεχνολογία	Κόστος (€)
<b>OCGT distillate/dual</b>	780.000
<b>CCGT dual</b>	3.166.000

Πίνακας 23 Κόστος προσωπικού

Τα κόστη αυτά καλύπτουν μισθούς, ωρομίσθια, πληρωμές bonus, ταμείο συντάξεων, υπερωρίες κ.α.

Για τις μονάδες OCGT έγινε η υπόθεση 10 εργαζομένων πλήρους απασχόλησης με μέσο κόστος 78.000 ευρώ ανά εργαζόμενο. Για τη CCGT τεχνολογία θεωρήθηκαν 38 εργαζόμενοι

πλήρους απασχόλησης με μέσο κόστος 83.000 ευρώ ο καθένας. Το ελαφρώς υψηλότερο κόστος ανά εργαζόμενο για τη δεύτερη περίπτωση βασίζεται στο ότι μια CCGT μονάδα έχει περισσότερους Senior Managers στην οργανωτική της δομή.

### 3.4.3 Κόστος ασφάλισης

Το κόστος ασφάλισης (insurance cost) παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα:

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	558.220	549.401
<b>OCGT dual</b>	555.272	551.967
<b>CCGT dual</b>	1.599.702	1.587.702

Πίνακας 24 Κόστος ασφάλισης

Η ετήσια ασφάλεια καλύπτει τη γενική αξιοπιστία, καταστροφές μηχανημάτων κ.λπ. για τη μονάδα παραγωγής. Υποθέτουμε ότι είναι το 0,6% του κόστους EPC.

### 3.4.4 Κόστος τακτικής συντήρησης

Το κόστος τακτικής συντήρησης (fixed maintenance cost) για την Ιρλανδία και Β. Ιρλανδία παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα.

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	465.184	457.834
<b>OCGT dual</b>	462.726	459.972
<b>CCGT dual</b>	1.333.085	1.323.085

Πίνακας 25 Κόστος τακτικής συντήρησης

Είναι τα έξοδα για την τακτική και προληπτική συντήρηση, συμπεριλαμβάνοντας και τα αναλώσιμα (φίλτρα, φλάντζες, αντλίες μηχανικής σφράγισης, ρουλεμάν, αλλαγές λιπαντικών λαδιών, ασφάλειες κ.α.).

Γίνεται η υπόθεση ότι αποτελούν το 0,5% του EPC συμβολαίου.

### 3.4.5 Κόστος προμήθειας εξαρτημάτων και συντήρησης στροβίλου

Πρόκειται για ένα συμβόλαιο που συνάπτει η μονάδα (Long Term Service Agreement, LTSA) για τον αεριοστρόβιλο. Καλύπτει τα έξοδα για τον αποκλειστικό προμηθευτή εξαρτημάτων για τον αεριοστρόβιλο, καθώς και την εργασία για την προγραμματισμένη συντήρησή του.

Για μια OCGT μονάδα που λειτουργεί μόνο κατά τις περιόδους αιχμής ο καθοριστικός παράγοντας που υποδεικνύει το πότε πρέπει να γίνει η προγραμματισμένη συντήρησή της είναι, συνήθως, ο αριθμός των εκκινήσεών της. Σε αντίθεση, για μια υψηλής απόδοσης CCGT μονάδας η οποία λειτουργεί ως μονάδα βάσης, ο καθοριστικός παράγοντας είναι ο αριθμός των ωρών λειτουργίας.

Για τις ανάγκες υπολογισμού του κόστους συντήρησης έγινε η υπόθεση ότι η OCGT μονάδα λειτουργεί 500 ώρες και έχει 150 εκκινήσεις ετησίως, ενώ η CCGT μονάδα λειτουργεί για 8000 ώρες και κάνει 50 εκκινήσεις ετησίως.

Τεχνολογία	Κόστος (€)
OCGT distillate/dual	600.000
CCGT dual	1.710.000

Πίνακας 26 Κόστος προμήθειας εξαρτημάτων και συντήρησης στροβίλου

### 3.4.6 Εμπορικοί φόροι

Πρόκειται για τους εμπορικούς φόρους (business rates), που καταβάλλονται στις τοπικές αρχές της Ιρλανδίας και τις περιφερειακές αρχές της Β. Ιρλανδίας.

Παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
OCGT distillate	1.468.724	623.484
OCGT dual	1.533.589	651.020
CCGT dual	3.454.604	2.258.417

Πίνακας 27 Εμπορικοί φόροι

### 3.4.7 Τέλη διαχειριστή αγοράς

Τα τέλη διαχειριστή αγοράς (market operator rates) περιλαμβάνουν τις παροχές προς τον φορέα διαχείρισης και φαίνονται παρακάτω:

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	7.418	7.418
<b>OCGT dual</b>	7.745	7.745
<b>CCGT dual</b>	17.447	17.447

Πίνακας 28 Τέλη διαχειριστή αγοράς

### 3.4.8 Χρεώσεις μεταφοράς ηλεκτρικού ρεύματος

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται τα συνολικά κόστη για τη μεταφορά ηλεκτρισμού (electricity transmission charges) για κάθε τεχνολογία.

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	1.184.432	1.054.906
<b>OCGT dual</b>	1.236.742	1.101.495
<b>CCGT dual</b>	2.785.918	2.481.258

Πίνακας 29 Κόστος μεταφοράς ηλεκτρισμού

### 3.4.9 Χρεώσεις μεταφοράς αερίου

Οι χρεώσεις για την μεταφορά αερίου (gas transportation charges) για την Ιρλανδία και τη Β. Ιρλανδία είναι σχετικά υψηλές και παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

Τεχνολογία	Κόστος (€)	
	Ιρλανδία	Β. Ιρλανδία
<b>OCGT distillate</b>	-	-
<b>OCGT dual</b>	-	2.390.551
<b>CCGT dual</b>	12.569.733	10.778.421

Πίνακας 30 Κόστος μεταφοράς αερίου

Μία μονάδα παραγωγής, η οποία λειτουργεί ως μονάδα βάσης -όπως είναι η CCGT- επιδιώκει να αγοράσει μακροπρόθεσμα δικαιώματα αερίου, γι' αυτό και το αντίστοιχο κόστος αντιμετωπίζεται ως ετήσιο πάγιο. Αντίθετα, μία OCGT μονάδα αιχμής, είναι προτιμότερο να αγοράζει δικαιώματα αερίου καθημερινά. Έτσι, το κόστος αυτό ανήκει στα μεταβλητά και όχι στα πάγια έξοδα.

### 3.5 Σύνοψη

Όλα τα κόστη που αναλύθηκαν στα προηγούμενα κεφάλαια παρουσιάζονται συγκεντρωμένα και μετά από στρογγυλοποίηση στους παρακάτω πίνακες. Οι τιμές είναι εκφρασμένες σε εκατομμύρια ευρώ.

Τεχνολογία	Ιρλανδία			Βόρεια Ιρλανδία		
	OCGT distillate	OCGT dual	CCGT	OCGT distillate	OCGT dual	CCGT
Κόστος EPC	93,0	92,5	266,6	91,6	92,0	264,6
Κόστος γης	0,7	0,7	3,0	0,9	0,9	3,7
Κόστος ηλεκτρικής διασύνδεσης	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Κόστος διασύνδεσης νερού	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,6
Κόστος διασύνδεσης αερίου	0,0	3,7	4,6	0,0	3,7	4,6
Απρόβλεπτα κόστη	4,7	4,6	13,3	4,6	4,6	13,2
Κόστος χρηματοδότησης	1,9	1,9	5,3	1,8	1,8	5,3
Κόστος επιτοκίου	1,3	1,4	5,7	1,2	1,2	5,2
Κόστος ασφάλειας κατασκευής	0,8	0,8	2,4	0,8	0,8	2,4
Κόστος για το γέμισμα δεξαμενών	1,8	1,6	4,3	2,4	2,1	5,7
Κόστος ανάπτυξης, O&M	5,6	5,6	16,0	5,5	5,5	15,9
Κόστος κατά τη φάση commissioning	2,3	2,3	6,7	2,3	2,3	6,6
Κόστος για λειτουργικά ανταλλακτικά	1,4	1,4	4,0	1,4	1,4	4,0
Κόστος προσχώρησης και συμμετοχής στην αγορά	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Σύνολο</b>	<b>119,8</b>	<b>122,7</b>	<b>338,3</b>	<b>118,7</b>	<b>122,6</b>	<b>337,5</b>

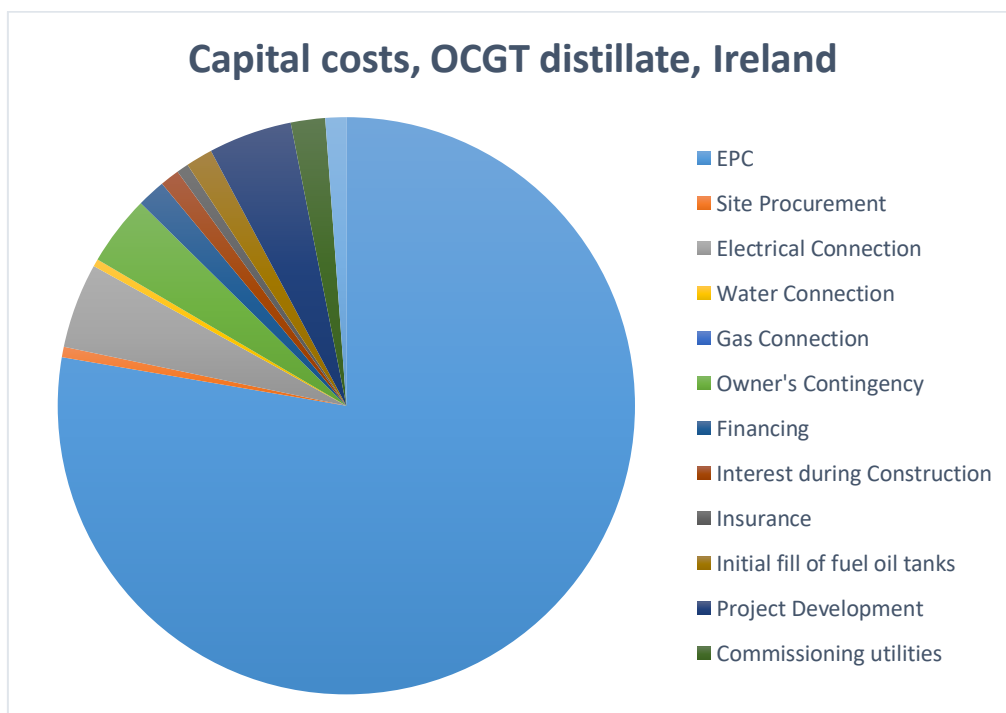
Πίνακας 31 Κεφαλαιουχικά κόστη (εκατομμύρια ευρώ)



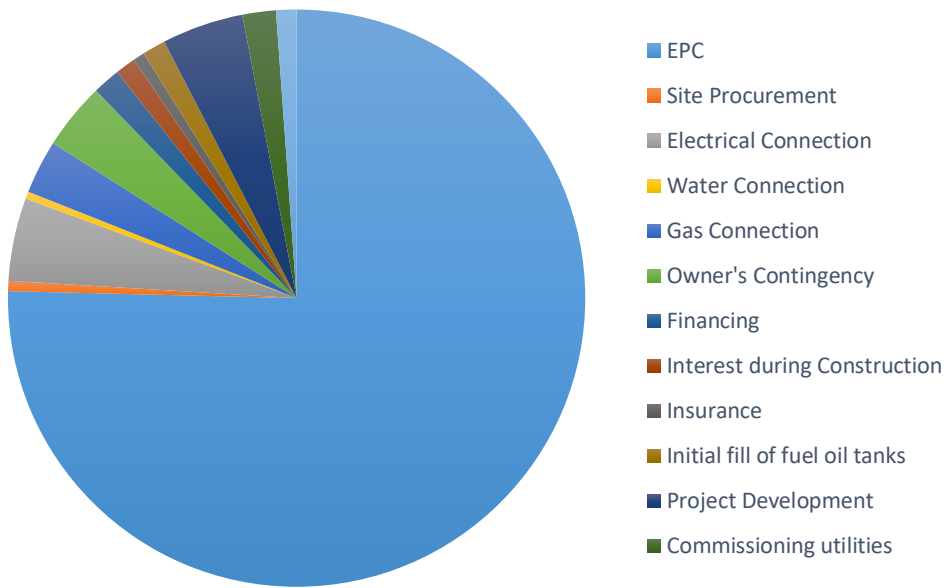
Τεχνολογία	Ιρλανδία			Βόρεια Ιρλανδία		
	OCGT distillate	OCGT dual	CCGT	OCGT distillate	OCGT dual	CCGT
Εμπορικά και διοικητικά κόστη	0,7	0,7	2,1	0,7	0,7	2,1
Κόστος προσωπικού	0,8	0,8	3,2	0,8	0,8	3,2
Κόστος ασφάλισης	0,6	0,6	1,6	0,5	0,6	1,6
Κόστος τακτικής συντήρησης	0,5	0,5	1,3	0,5	0,5	1,3
Κόστος εξαρτημάτων και συντήρησης στροβίλου	0,6	0,6	1,7	0,6	0,6	1,7
Εμπορικοί φόροι	1,5	1,5	3,5	0,6	0,7	2,3
Τέλη διαχειριστή αγοράς	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Κόστος μεταφοράς ηλεκτρισμού	1,2	1,2	2,8	1,1	1,1	2,5
Κόστος μεταφοράς αερίου	0,0	0,0	12,6	0,0	2,4	10,8
<b>Σύνολο</b>	<b>5,8</b>	<b>5,9</b>	<b>28,8</b>	<b>4,8</b>	<b>7,3</b>	<b>25,4</b>

Πίνακας 32 Πάγια Κόστη (εκατομμύρια ευρώ)

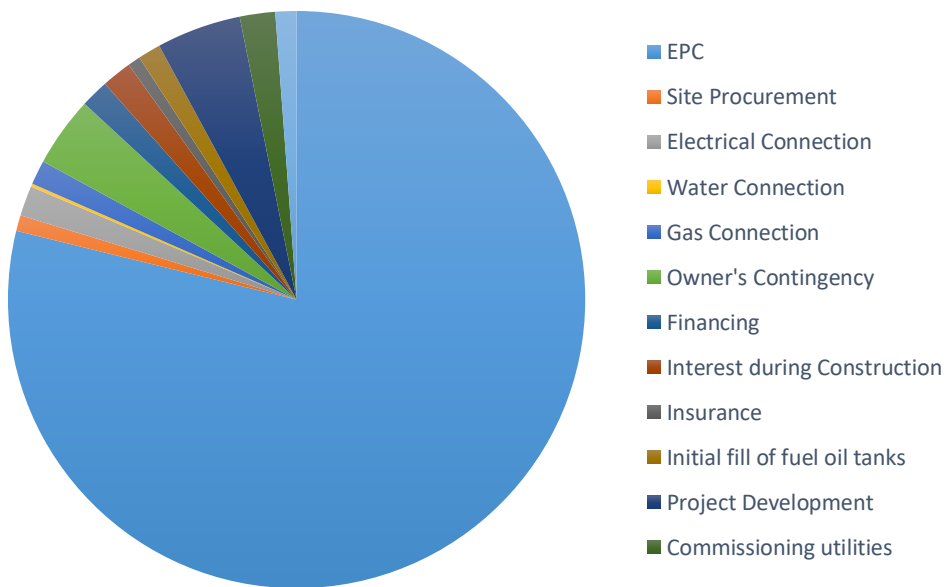
Τα κεφαλαιουχικά, καθώς και τα πάγια κόστη, για κάθε τεχνολογία και χώρα παρουσιάζονται και στα παρακάτω διαγράμματα:



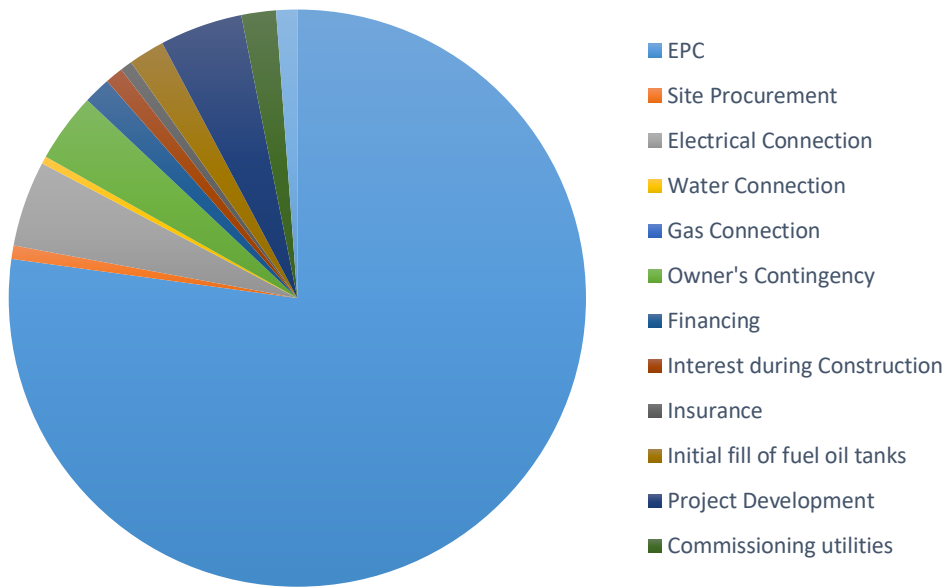
### Capital costs, OCGT dual, Ireland



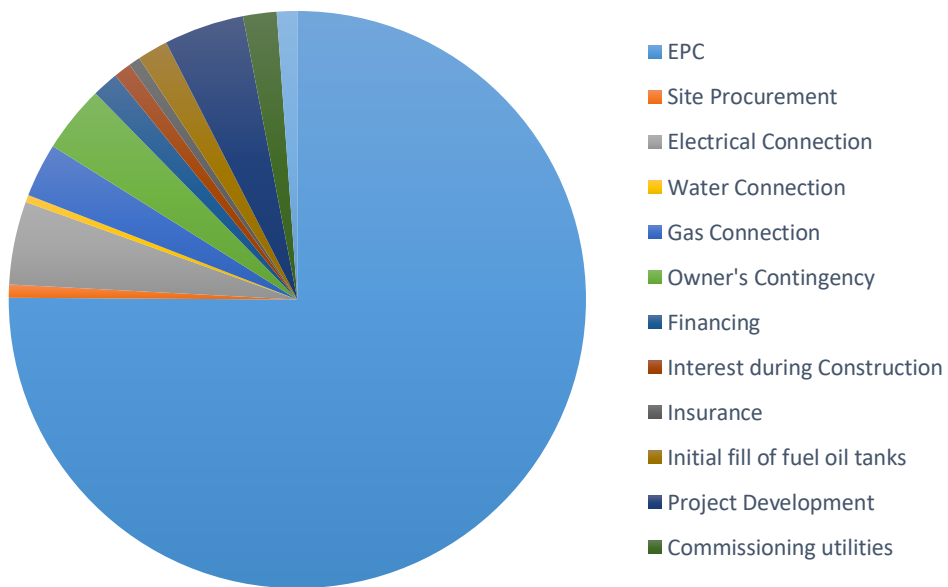
### Capital costs, CCGT, Ireland



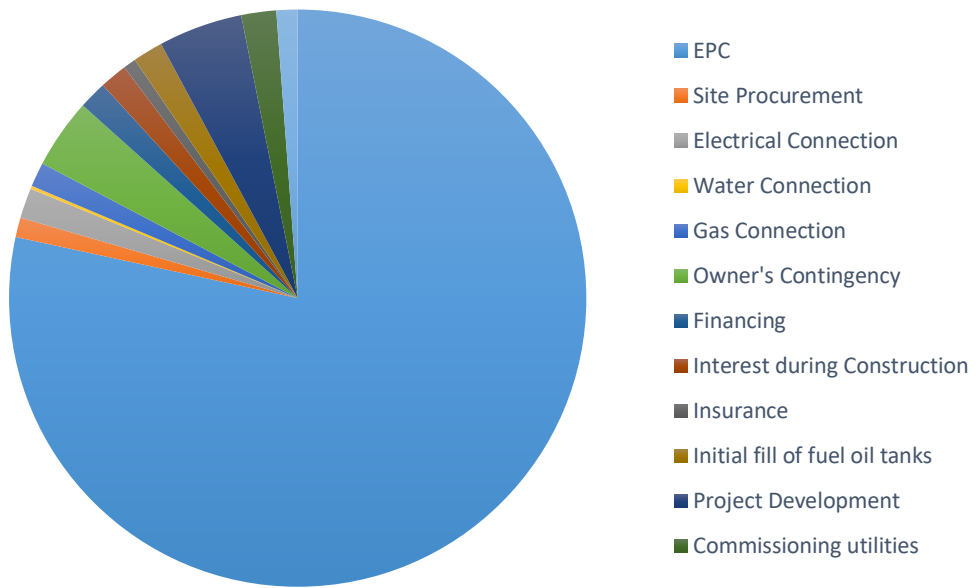
### Capital costs, OCGT distillate, N. Ireland



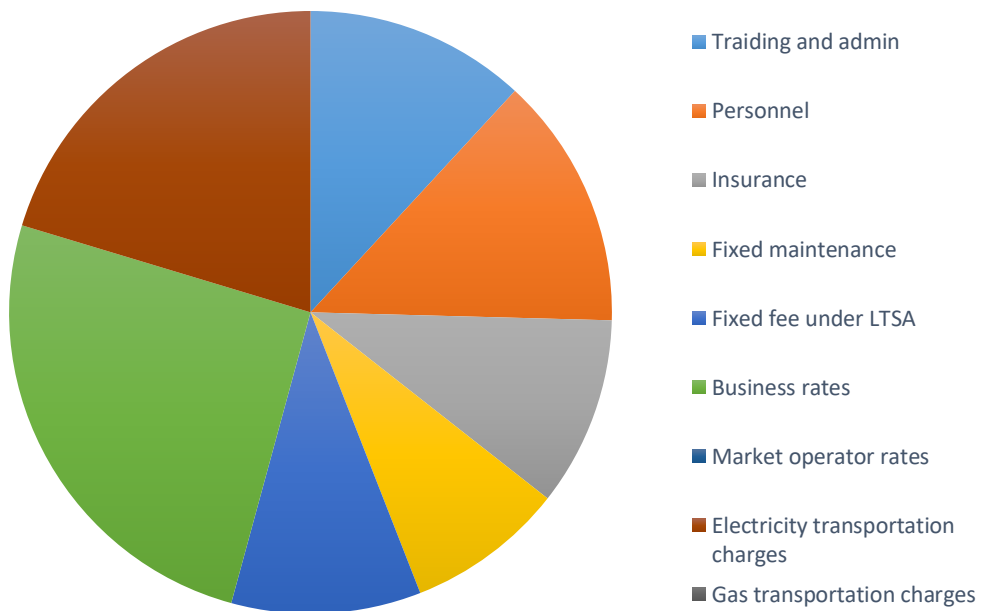
### Capital costs, OCGT dual, N. Ireland



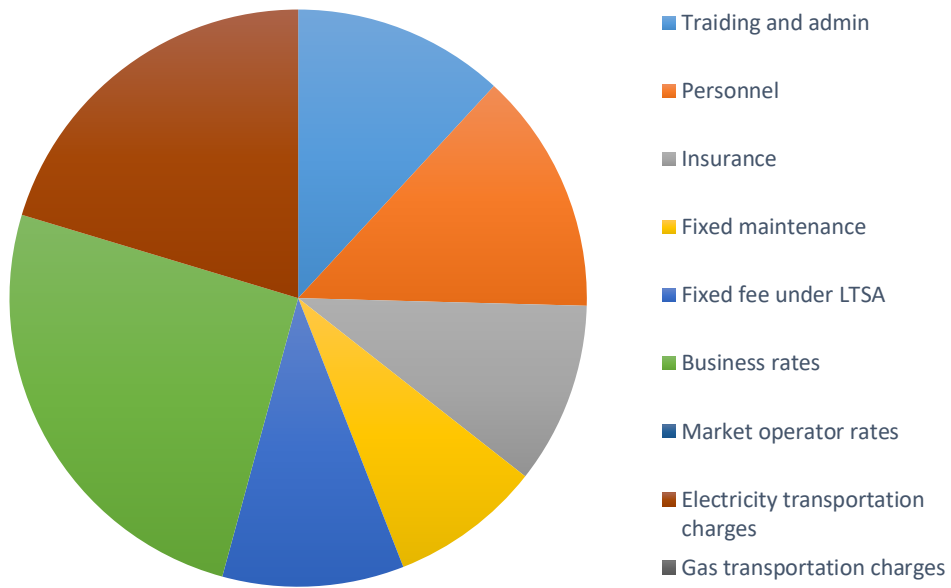
### Capital costs, CCGT, N. Ireland



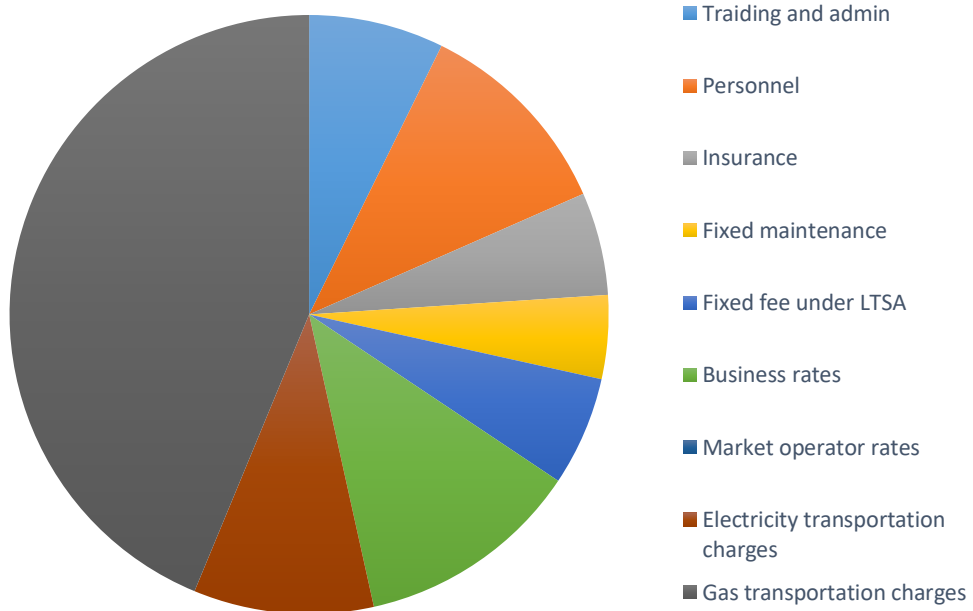
### Annual fixed costs, OCGT distillate, Ireland



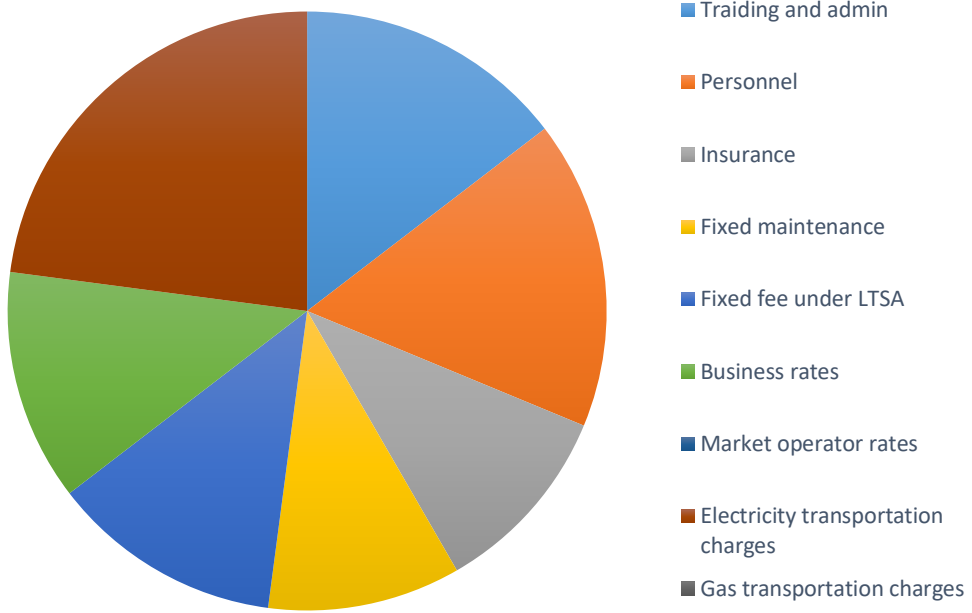
### Annual fixed costs, OCGT dual, Ireland



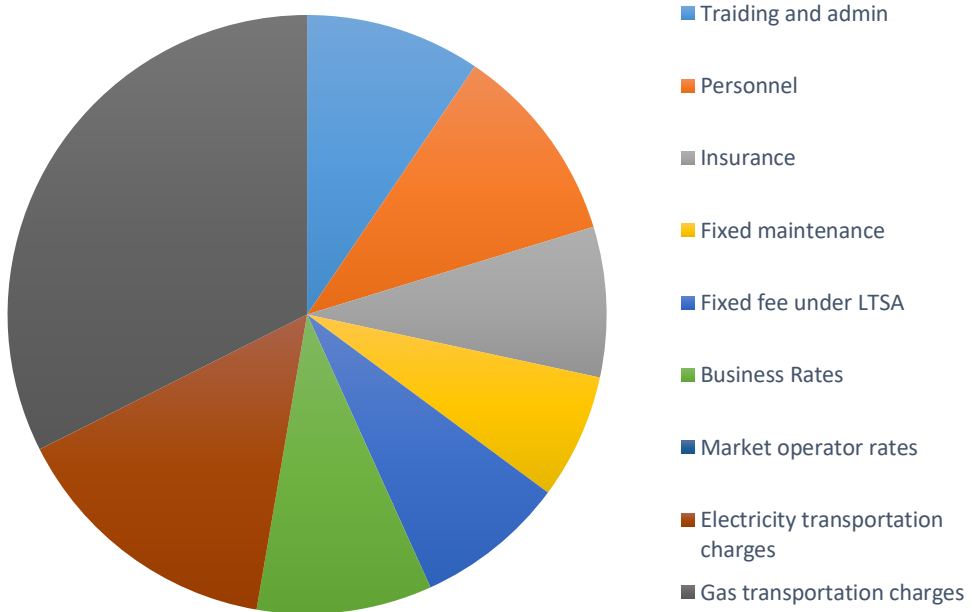
### Annual fixed costs, CCGT, Ireland



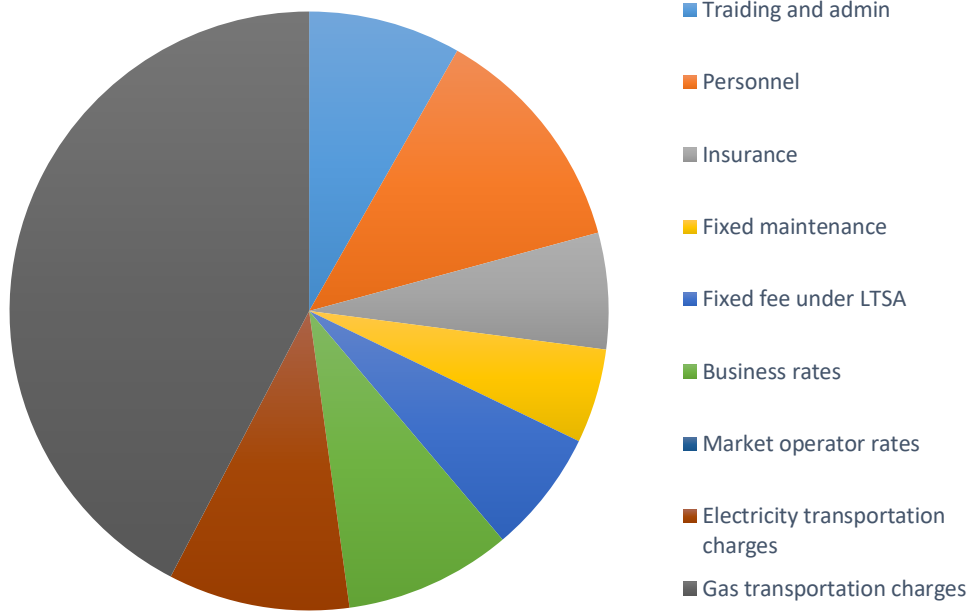
### Annual fixed costs, OCGT distillate, N. Ireland



### Annual fixed costs, OCGT dual, N. Ireland



### Annual fixed costs, CCGT, N. Ireland



## 4. Έσοδα από τη συμμετοχή στην αγορά ενέργειας και από την παροχή υπηρεσιών συστήματος

### 4.1 Εισαγωγή

Για τον υπολογισμό του καθαρού κόστους νέας μονάδας (net CONE) πρέπει να αφαιρέσουμε τις ροές εισοδήματος, που δεν σχετίζονται με την αγορά μακροχρόνιας διαθεσιμότητας ισχύος, από το ακαθάριστο κόστος (gross CONE).

Εκτός από τα έσοδα, που προέρχονται από την αγορά μακροχρόνιας διαθεσιμότητας ισχύος (Capacity Market), ένας παραγωγός λαμβάνει τα εξής:

- Έσοδα από την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (Energy Market): Για τις μονάδες παραγωγής παρουσιάζεται ένα κέρδος το οποίο ονομάζεται «πλεόνασμα παραγωγού» (Inframarginal Rent) και προκύπτει από το περιθώριο μεταξύ του μεταβλητού της κόστους και τη τιμή εξισορρόπησης της αγοράς.
- Έσοδα από την παροχή υπηρεσιών συστήματος DS3: Για τη παροχή των συγκεκριμένων επικουρικών υπηρεσιών, οι μονάδες παραγωγής λαμβάνουν επιπλέον έσοδα.

### 4.2 Inframarginal rent – Πλεόνασμα παραγωγού

Το πλεόνασμα παραγωγού (Inframarginal Rent) μπορεί να οριστεί ως τα καθαρά έσοδα, τα οποία προκύπτουν, αφού αφαιρεθούν τα μεταβλητά κόστη της λειτουργίας. Είναι η διαφορά μεταξύ του οριακού κόστους και της τιμής εκκαθάρισης. Ο κυριότερος λόγος που ο μηχανισμός εξισορρόπησης αποζημιώνει στην τιμή εκκαθάρισης είναι για να λαμβάνουν οι μονάδες με τιμές προσφοράς χαμηλότερες από την τιμή εκκαθάρισης (Inframarginal Units), τη διαφορά (Inframarginal Rent) και να καλύπτουν μέρος του κεφαλαιουχικού τους κόστους. Μια μονάδα, συνήθως, λαμβάνει αυτά τα έσοδα, όταν άλλες μονάδες με υψηλότερο μεταβλητό κόστος καθορίζουν τη τιμή της αγοράς.

Να σημειωθεί ότι η τρέχουσα τιμή της ενέργειας καθορίζεται από το κόστος της «οριακής» μονάδας, η οποία είναι η τελευταία μονάδα (η πιο ακριβή) που χρησιμοποιείται σε συγκεκριμένη στιγμή.

Για το προσδιορισμό του αναμενόμενου πλεονάσματος παραγωγού για μια παραγωγική μονάδα, πρέπει να ληφθούν υπόψιν τα εξής βασικά στοιχεία:

- ✓ Λειτουργία ως μονάδα βάσης ή αιχμής.

Οι αεριοστρόβιλοι ανοικτού κύκλου λειτουργούν, όπως αναλύθηκε και σε προηγούμενο κεφάλαιο, ως μονάδα αιχμής, για την κάλυψη των αιχμών ζήτησης ισχύος. Αντίθετα οι αεριοστρόβιλοι συνδυασμένου κύκλου κατατάσσονται στις μονάδες βάσης.



✓ Διαμόρφωση τιμής ηλεκτρισμού.

Η εξέλιξη των τιμών των πρωτογενών προϊόντων, των καυσίμων και του CO<sub>2</sub> αποτελούν σημαντικούς παράγοντες για το καθορισμό της τιμής.

Ακόμα, σημαντικό ρόλο παίζει ο θεσμός ASP (Administered Scarcity Price), ο σκοπός του οποίου είναι να διαβεβαιώνει ότι η τιμή αντικατοπτρίζει το κόστος και την πραγματική αξία της ισχύος σε περιόδους στενότητας. Ως περίοδος στενότητας (Scarcity) ορίζεται αυτή, κατά τη διάρκεια της οποίας, η ζήτηση πλησιάζει τα όρια της παραγωγής, οδηγώντας σε άνοδο τιμών.

Συμπληρωματικά, στη διαμόρφωση τιμής επιδρά και το κίνητρο που δίνεται σε μια μονάδα, για να παράγει, όταν υπάρχει ιδιαίτερα αυξημένη ζήτηση στο δίκτυο, συνεισφέροντας έτσι στην αποφόρτιση του συστήματος (Συμβόλαιο Αξιοπιστίας - Reliability Option, RO). Με τα Συμβόλαια Αξιοπιστίας, ή αλλιώς Δικαιώματα Προαίρεσης Αξιοπιστίας, οι καταναλωτές επωφελούνται με την ασφάλεια παροχής και προστατεύονται από εξάρσεις τιμών. Από την άλλη, η μονάδα επωφελείται από προκαταβολική πληρωμή, μειώνοντας το ρίσκο της και, επίσης, αποκτά ισχυρό κίνητρο να είναι διαθέσιμη κατά τη διάρκεια κρίσιμων περιόδων. Ως δικαιώματα προαίρεσης ορίζονται συμφωνίες μεταξύ αντισυμβαλλόμενων, που δίνουν στον αγοραστή το δικαίωμα, αλλά όχι την υποχρέωση να αγοράσει ή να πουλήσει συγκεκριμένη ποσότητα και σε προκαθορισμένη τιμή (Τιμή Εξάσκησης, Strike Price). Εάν ο προμηθευτής δεν είναι διαθέσιμος στην περίοδο αυξημένης ζήτησης, τότε του επιβάλλεται πρόστιμο. Σε περίπτωση που η τρέχουσα τιμή ενέργειας (Spot Price) υπερβαίνει την τιμή εξάσκησης, τότε ο παραγωγός αναγκάζεται να πληρώσει τη διαφορά.

#### 4.2.1 Πλεόνασμα παραγωγού για αεριοστροβιλικές μονάδες

Τα δικαιώματα προαίρεσης αξιοπιστίας μειώνουν το πλεόνασμα παραγωγού που μια μονάδα μπορεί να κερδίσει, οπότε πρέπει να λαμβάνονται σοβαρά υπόψη στους υπολογισμούς μας. Η Τιμή Εξάσκησης (RO Strike Price) θέτει ένα πάνω όριο για το πλεόνασμα παραγωγού που, μπορεί να αποκτηθεί για το ποσοστό της ισχύος που καλύπτεται από το Συμβόλαιο Αξιοπιστίας. Για το συγκεκριμένο ποσοστό η μονάδα υποχρεούται να καλύψει τη διαφορά μεταξύ της προκύπτουσας τρέχουσας τιμής και της Τιμής Εξάσκησης. Ενώ, για το κομμάτι της ισχύος που δεν καλύπτεται από Συμβόλαιο Αξιοπιστίας η ισχύουσα τιμή είναι η τρέχουσα.

Γίνεται η υπόθεση τεσσάρων επιπλέον ωρών «μερικής» λειτουργίας της μονάδας αιχμής επιπλέον των οκτώ ωρών που αντιστοιχούν στο νόμιμο πρότυπο ασφαλείας.

Σύμφωνα, λοιπόν, με τις παραπάνω παραδοχές, προκύπτει ο εξής τύπος για τον υπολογισμό του πλεονάσματος παραγωγού για μια αεριοστροβιλική μονάδα ανοιχτού κύκλου:

$$\begin{aligned} IMR_{GT} = & [RO \text{ DIFFERENCE PAYMENT FOR RO CAPACITY}] \\ & + [ASP \text{ PAYMENT FOR NON - RO CAPACITY}] \\ & + [CAPTURED IMR \text{ FOR RO CAPACITY}] = \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= DERATING_{GTi} \times 8 \times OUTAGE_{GT} \times (SP - FULL ASP) + (1 - DERATING_{GTi}) \times 8 \\
&\quad \times (1 - OUTAGE_{GT}) \times (FULL ASP - INC_{GT}) + DERATING_{GTi} \times 8 \\
&\quad \times (1 - OUTAGE_{GT}) \times (SP - INC_{GT}) + DERATING_{GTi} \times 4 \times OUTAGE_{GT} \\
&\quad \times (SP - PARTIAL ASP) + (1 - DERATING_{GTi}) \times 4 \times (1 - OUTAGE_{GT}) \\
&\quad \times (PARTIAL ASP - INC_{GT}) + DERATING_{GTi} \times 4 \times (1 - OUTAGE_{GT}) \\
&\quad \times (SP - INC_{GT})
\end{aligned}$$

όπου:

- $DERATING_{GTi}$ : Είναι ο συντελεστής απομείωσης (de-rating factor) όπως υπολογίζεται από τον Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς (Transmission System Operator, TSO) για κάθε αντίστοιχη τεχνολογία και χωρητικότητα. Για την επιλεγμένη μονάδα αιχμής εύρους 191-200 MW ο προτεινόμενος συντελεστής είναι 90,9%.
- $OUTAGE_{GT}$ : Μη προγραμματισμένη διακοπή (Forced Outage). Είναι η πιθανότητα μη προγραμματισμένης διακοπής, δηλαδή ο χρόνος κατά τον οποίο η μονάδα δεν είναι διαθέσιμη λόγω σφάλματος. Σημειώνεται ότι προγραμματισμένες διακοπές λειτουργίας για συντήρηση κ.λπ. δεν συμπεριλαμβάνονται στον χρόνο αυτό.
- $INC_{GT}$ : Είναι το αυξανόμενο κόστος λειτουργίας ενός αεριοστρόβιλου. Για τις ανάγκες της συγκεκριμένης μελέτης θεωρείται ίσο με 212,58 €/MWh.
- $SP$ : Είναι η Τιμή Εξάσκησης (Strike Price) του Συμβολαίου Αξιοπιστίας. Θεωρείται 500 €/MWh.
- $FULL ASP$ : Είναι η πλήρης τιμή στενότητας (Full Administered Scarcity Price) και αποτελεί το ανώτατο όριο της τιμής ισχύος. Θεωρείται 3.000 €/MWh.
- $PARTIAL ASP$ : Θεωρείται ότι είναι το μισό της παραπάνω τιμής

ASP assumption	Activity State	Capacity Share	€/MW - installed/year
8 hours @ 3.000 €/MWh	Outage (7,4%)	Non RO	0
	Outage (7,4%)	RO	-1.345
	Active (92,6%)	Non RO	1.879
	Active (92,6%)	RO	1.935
4 hours @ 1.500 €/MWh	Outage (7,4%)	Non RO	0
	Outage (7,4%)	RO	-269
	Active (92,6%)	Non RO	434
	Active (92,6%)	RO	968
<b>Σύνολο</b>			<b>3.602</b>

Πίνακας 33 Πλεόνασμα παραγωγού για μονάδα αιχμής με ASP 3000 €/MWh

Όπως φαίνεται, το υπολογιζόμενο πλεόνασμα παραγωγού για τη μονάδα αιχμής που επιλέχθηκε είναι 3,602 €/KW (3.602€/MW). Η τιμή αυτή ισχύει με την προϋπόθεση ότι ο πληθωρισμός δεν επηρεάζει την τιμή στενότητας και την τιμή εξάσκησης.

Ο υπολογισμός έγινε με τη παραδοχή ότι η τιμή στενότητας παραμένει σταθερή και ίση με 3.000 €/MWh. Ωστόσο, αυτό μπορεί να αλλάξει και η τιμή να ρυθμιστεί στο μέλλον ίση με την τιμή χαμένου φορτίου (Value of Lost Load, VoLL). Υποθέτοντας τιμή VoLL 11.000 €/MWh, το υπολογιζόμενο πλεόνασμα του παραγωγού –με την ίδια μεθοδολογία- έχει ως εξής:

ASP assumption	Activity State	Capacity Share	€/MW - installed/year
8 hours @ 11.000 €/MWh	Outage (7,4%)	Non RO	0
	Outage (7,4%)	RO	-5.650
	Active (92,6%)	Non RO	7.272
	Active (92,6%)	RO	1.935
4 hours @ 5.500 €/MWh	Outage (7,4%)	Non RO	0
	Outage (7,4%)	RO	-1.345
	Active (92,6%)	Non RO	1.782
	Active (92,6%)	RO	968
<b>Σύνολο</b>			<b>4.962</b>

Πίνακας 34 Πλεόνασμα παραγωγού για μονάδα αιχμής με ASP 11000 €/MWh

Δηλαδή, έχει πλέον αυξηθεί σε σχεδόν 5 €/KW (5.000 €/MW).

Γίνεται, επομένως, κατανοητή η επίδραση της τιμής στενότητας και είναι δεδομένο πως πιθανές διακυμάνσεις της στο μέλλον θα έχουν ιδιαίτερο αντίκτυπο στον υπολογισμό του πλεονάσματος παραγωγού. Ωστόσο, για την παρούσα εργασία θα γίνει η παραδοχή πως η ASP ανέρχεται στα 3.000 €/MWh και θα κρατήσουμε τον αρχικό υπολογισμό των 3.602 €/KW.

#### 4.2.2 Πλεόνασμα παραγωγού για μονάδες συνδυασμένου κύκλου

Μια νέα μονάδα συνδυασμένου κύκλου αναμένεται να λειτουργεί με σημαντικά υψηλότερο συντελεστή φόρτισης και με υψηλότερο πλεόνασμα παραγωγού, συγκριτικά με μια μονάδα αιχμής.

Για τους σκοπούς του υπολογισμού του καθαρού κόστους νέας μονάδας, επιλέγεται ένα απλό μοντέλο για τον προσδιορισμό του πλεονάσματος παραγωγού. Γίνεται κατανοητό ότι αυτό είναι σε βάρος της ακρίβειας, η οποία θα μπορούσε να επιτευχθεί με τη χρήση ενός περίπλοκου κ περισσότερο αναλυτικού μοντέλου, αλλά στη παρούσα φάση θεωρείται η αποδοτικότερη προσέγγιση.

Μια νέα CCGT μονάδα λόγω της υψηλότερης απόδοσής της, σε σύγκριση με μια υπάρχουσα μέση CCGT, αναμένεται να λειτουργεί περισσότερο. Συγκεκριμένα, είναι πιθανό μόνο στις περιόδους δυνατού αέρα να μη λειτουργεί υπό πλήρες φορτίο.

Ακόμη, κατά τη λειτουργία της η νέα μονάδα επιτυγχάνει το υψηλότερο πλεόνασμα παραγωγού σε σχέση με τις άλλες CCGT μονάδες του συστήματος. Το πλεόνασμα παραγωγού της, αναμένεται να είναι τουλάχιστον ίσο με την αυξανόμενη διαφορά κόστους, που προκύπτει από τη διαφορά απόδοσης μεταξύ της νέας αυτής μονάδας και μιας λιγότερο αποδοτικής υφιστάμενης. Δηλαδή αφού υπολογιστεί το μέσο μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συγκριθεί με αυτό της υπάρχουσας μονάδας, η διαφορά αντιπροσωπεύει το πλεόνασμα παραγωγού της πρώτης.

Για την επιλεγμένη μονάδα αναφοράς υποθέτουμε ένα μέσο συντελεστή φόρτισης μέσα στο εύρος τιμών 65% - 75%. Για την ακρίβεια, υποθέτουμε συντελεστή 75% για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας, ο οποίος σταδιακά φθίνει στο 65% κατά τον δέκατο χρόνο (όπου δέκα χρόνια υπολογίζεται η διάρκεια του συγκεκριμένου συμβολαίου αξιοπιστίας).

Για τον υπολογισμό του μεταβλητού κόστους λειτουργίας (variable operating cost) μιας CCGT μονάδας χρησιμοποιείται ο παρακάτω τύπος:

$$VOC = \frac{GAS}{Eff} + \frac{CO_2 \times GC_{GAS}}{Eff} + VOWC$$

όπου:

- VOC: Είναι το μεταβλητό κόστος λειτουργίας
- GAS: Είναι η τιμή αερίου σε €/MWh
- Eff: Είναι η απόδοση υπό πλήρες φορτίο.
- CO<sub>2</sub>: Είναι η τιμή του διοξειδίου του άνθρακα σε €/τόνο
- GC<sub>GAS</sub>: Είναι το περιεχόμενο του αερίου σε άνθρακα σε τόνους/MWh. Υπολογίζεται πως είναι ίσο με 0,181764 τόνους/MWh.
- VOWC: Είναι λοιπά μεταβλητά κόστη μιας CCGT.

Το υπολογιζόμενο τεκμαρτό πλεόνασμα παραγωγού (implied inframarginal rent) για τη CCGT μονάδα αναφοράς (για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας και τον τελευταίο στη διάρκεια του συμβολαίου) φαίνεται και στον παρακάτω πίνακα:

	Πρώτος Χρόνος Λειτουργίας	Δέκατος Χρόνος Λειτουργίας
CO <sub>2</sub> (€/τόνος)	7,9	48,1
Gas (€/MWh)	17,3	26,1
VOWC (€/MWh)	2,5	2,5
Variable operating cost of reference CCGT	38,5	69,4
Variable operating cost of 'generic' CCGT	41,5	75,1
Uplift (€/MWh)	4,3	4,3
Captured wholesale price (€/MWh)	45,8	79,4
Assumed load factor	75%	65%
<b>Implied Inframarginal Rent (€/kW)</b>	<b>48,4</b>	<b>57,0</b>

Πίνακας 35 Τεκμαρτό πλεόνασμα παραγωγού για CCGT μονάδα

Η διαφορά στην απόδοση οδηγεί και σε διαφορετικά μεταβλητά κόστη λειτουργίας (3€/MWh τον πρώτο χρόνο και 5,7 €/MWh τον δέκατο).

Ωστόσο τα οιονεί σταθερά κόστη (εκκίνησης και χωρίς φορτίο) και η επίδρασή τους στη διαμόρφωση της τιμής πρέπει να ληφθούν υπόψη. Για τον υπολογισμό της μέσης χονδρικής τιμής για τη λειτουργία της CCGT μονάδας χρησιμοποιείται ο παρακάτω τύπος:

$$WP = VOC_{existing} + UPLIFT$$

όπου:

- WP: Είναι η μέση χονδρική τιμή για τις περιόδους που η νέα μονάδα αναφοράς βρίσκεται σε λειτουργία
- $VOC_{existing}$ : Είναι το μεταβλητό κόστος λειτουργίας μιας υφιστάμενης CCGT μονάδας με απόδοση 48% υπό πλήρες φορτίο.
- UPLIFT: Είναι η προσαύξηση που προβλέπεται για να συμπεριληφθούν τα οιονεί σταθερά κόστη στη διαμόρφωση της χονδρικής τιμής. Για τη συγκεκριμένη μελέτη υπολογίζεται μια προσαύξηση της τάξης των 4,3 €/MWh.

Καταλήγουμε στο συνολικό τεκμαρτό πλεόνασμα παραγωγού (implied Inframarginal rent) για τη νέα CCGT μονάδα αναφοράς, εάν συνδυάσουμε την ανά MWh διαφοράς μεταξύ του μεταβλητού κόστους λειτουργίας της, με τη μέση χονδρική τιμή. Το αποτέλεσμα φαίνεται στον παραπάνω πίνακα.

Όπως και στην προηγούμενη ενότητα για τη μονάδα αιχμής, έτσι και για τη μονάδα συνδυασμένου κύκλου, πρέπει να υπολογιστεί ο αντίκτυπος της λειτουργίας ASP στη διαμόρφωση του τελικού πλεονάσματος παραγωγού. Θα χρησιμοποιήσουμε την ίδια φόρμουλα με πριν, αντικαθιστώντας, όμως, τις παραμέτρους με τιμές που ανταποκρίνονται στη μονάδα αναφοράς CCGT.

Ο οριακός συντελεστής απομείωσης για μια τέτοια μονάδα είναι 87,2%. Το ποσοστό μη προγραμματισμένης διακοπής (Outage Rate) λαμβάνεται και πάλι 7,4% (ίσο με το συντελεστή απομείωσης για τη μικρότερη δυνατή μονάδα της συγκεκριμένης τεχνολογίας). Τα αποτελέσματα των υπολογισμών για το πρόσθετο πλεόνασμα παρουσιάζονται στους παρακάτω πίνακες, για τον πρώτο και δέκατο χρόνο λειτουργίας αντίστοιχα.

ASP assumption	Activity State	Capacity Share	€/MW - installed/year
8 hours @ 3.000 €/MWh	Outage (7,4%)	Non RO	0
	Outage (7,4%)	RO	-1.291
	Active (92,6%)	Non RO	2.792
	Active (92,6%)	RO	2.873
4 hours @ 1.500 €/MWh	Outage (7,4%)	Non RO	0
	Outage (7,4%)	RO	-258
	Active (92,6%)	Non RO	610
	Active (92,6%)	RO	1.437
<b>Σύνολο</b>			<b>6.164</b>

Πίνακας 36 Πρόσθετο πλεόνασμα παραγωγού για CCGT τον πρώτο χρόνο λειτουργίας

ASP assumption	Activity State	Capacity Share	€/MW - installed/year
	Outage (7,4%)	Non RO	0

8 hours @ 3.000 €/MWh	Outage (7,4%)	RO	-1.291
	Active (92,6%)	Non RO	2.752
	Active (92,6%)	RO	2.601
4 hours @ 1.500 €/MWh	Outage (7,4%)	Non RO	0
	Outage (7,4%)	RO	-258
	Active (92,6%)	Non RO	610
	Active (92,6%)	RO	1.300
<b>Σύνολο</b>			<b>5.715</b>

Πίνακας 37 Πρόσθετο πλεόνασμα παραγωγού για CCGT τον δέκατο χρόνο λειτουργίας

Τελικά, για το συνολικό πλεόνασμα γίνεται η πρόσθεση μεταξύ του τεκμαρτού και του πρόσθετου και καταλήγουμε στο αποτέλεσμα των 54,5 €/kW για τον πρώτο χρόνο και 62,7 €/kW για τον δέκατο.

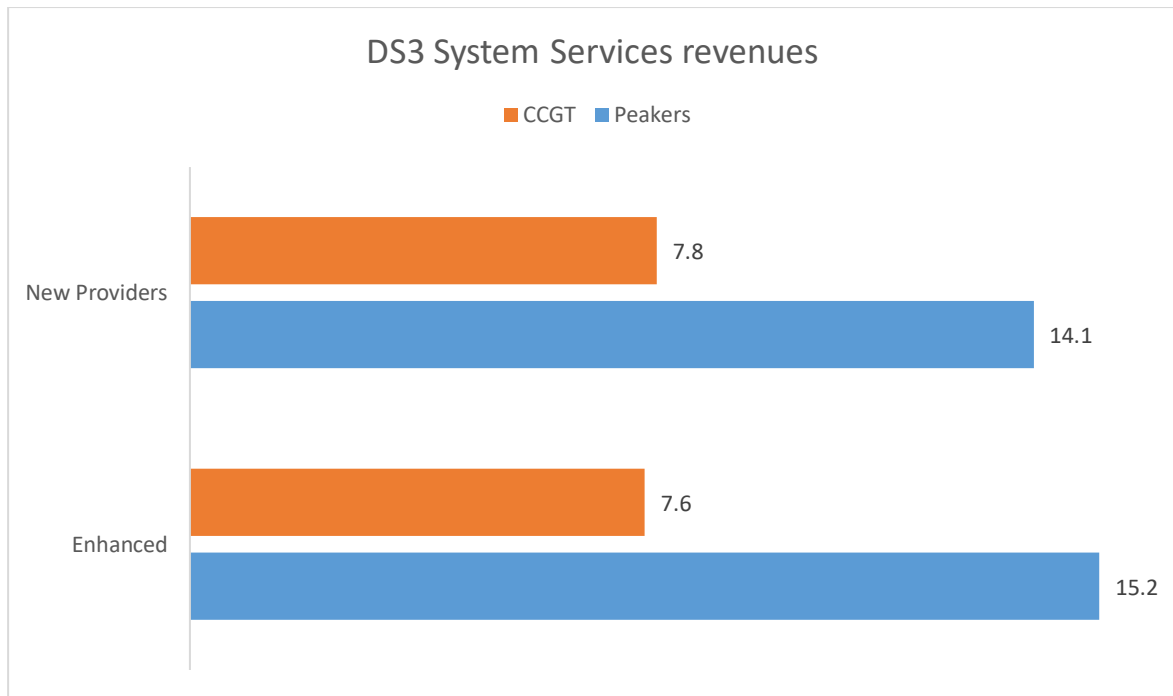
#### 4.3 Έσοδα από την παροχή υπηρεσιών συστήματος

Το συγκεκριμένο κεφάλαιο πραγματεύεται τα έσοδα των μονάδων από την παροχή υπηρεσιών συστήματος, και συγκεκριμένα μέσω του προγράμματος DS3 (Delivering a Secure, Sustainable Electricity System). Πρόκειται για ένα πολυετές πρόγραμμα, σχεδιασμένο για τη διαφύλαξη της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος ισχύος της Ιρλανδίας και της Βόρειας Ιρλανδίας, με στροφή στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ο στόχος είναι, μέχρι το 2020, το 40% της ηλεκτρικής ενέργειας όλης της Ιρλανδίας να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές.

Υπάρχουν δύο τύποι ηλεκτρικής παραγωγής: σύγχρονη και ασύγχρονη παραγωγή. Με τη σύγχρονη παράγεται η ίδια ποσότητα ηλεκτρισμού κάθε στιγμή. Είναι αξιόπιστη και προβλέψιμη και, συνεπώς, εύκολο να ενσωματωθεί στο δίκτυο. Ορυκτά καύσιμα όπως άνθρακας, πετρέλαιο και αέριο ανήκουν σε αυτήν την κατηγορία. Με την ασύγχρονη παραγωγή προκύπτει ένα διαφορετικό ποσό ηλεκτρισμού κάθε στιγμή, το οποίο εξαρτάται από τη διαθέσιμη ενέργεια. Το γεγονός αυτό την καθιστά λιγότερο έμπιστη και είναι δυσκολότερο να ενταχθεί στο δίκτυο. Τα περισσότερα ήδη ανανεώσιμες ενέργειας, όπως η αιολική και η ηλιακή ανήκουν σε αυτή τη κατηγορία. Αυτό συμβαίνει επειδή η ποσότητα του αέρα και του φωτός δεν είναι σταθερή, συνεχώς αλλάζει και επομένως δεν μπορεί να προβλεφθεί η παραγόμενη ισχύς.

Για να επιτευχθεί ο στόχος του 2020 πρέπει να αυξηθεί το ποσοστό της ασύγχρονης παραγωγής στο Ιρλανδικό σύστημα ισχύος με έναν σωστό και ασφαλή τρόπο. Ο στόχος του προγράμματος DS3 είναι να πετύχει αυτήν την πρόκληση.

Οι μονάδες με τη συμμετοχή τους σε αυτό το πρόγραμμα λαμβάνουν και τις αντίστοιχες αμοιβές ως κίνητρο. Τα ετήσια έσοδα, εκφρασμένα σε €/kW (της εγκατεστημένης ισχύος) για κάθε τεχνολογία φαίνονται στο παρακάτω σχήμα.



Εικόνα 11 Έσοδα από παροχή υπηρεσιών συστήματος, σε €/kW

Όπως είναι κατανοητό, διαφορετικές παραγωγικές μονάδες θα έχουν και διαφορετικά έσοδα, ανάλογα με τις ικανότητες και τον τρόπο λειτουργίας τους. Ιδιαίτερα, μια νέα μονάδα μπορεί να έχει τη δυνατότητα να αποκτήσει υψηλότερες αμοιβές από μια παρόμοια ήδη υπάρχουσα. Στο παραπάνω σχήμα φαίνεται μια μέση τιμή των εσόδων αυτών, χάριν απλότητας.

Με βάση όλα τα παραπάνω καταλήγουμε να θεωρήσουμε έσοδα από την παροχή των συγκεκριμένων υπηρεσιών συστήματος της τάξεως των 7,7 €/kW για CCGT μονάδα και 14,6 €/kW για μονάδα αιχμής.

## 5. Κόστος κεφαλαίου

### 5.1 Εισαγωγή

Στο πλαίσιο της αξιολόγησης επενδύσεων, ο όρος «Κόστος του Κεφαλαίου» (Cost of Capital) αναφέρεται στην αμοιβή που απαιτείται από επενδυτές ή δανειστές, ώστε να πειστούν για την παροχή χρηματοδότησης για μια επένδυση. Δηλαδή, κόστος κεφαλαίου εννοείται η απόδοση που απαιτούν αυτοί, οι οποίοι χρηματοδοτούν τις επενδύσεις των μονάδων. Μια πολύ διαδεδομένη μέθοδος για τον υπολογισμό του κόστους κεφαλαίου (δηλαδή του προεξοφλητικού επιτοκίου μίας επένδυσης) είναι η μέθοδος του μέσου σταθμικού κόστους κεφαλαίου (Weighted Average Cost of Capital, WACC).

Το κεφάλαιο (capital) μιας επιχείρησης, συνήθως, απαρτίζεται από δύο συστατικά: (α) τον δανεισμό (debt capital) και (β) τα ίδια κεφάλαια (equity capital). Τα μεν δανειακά κεφάλαια παρέχονται από τα χρηματοπιστωτικά ιδρύματα (π.χ. τράπεζες), τα δε ίδια κεφάλαια προέρχονται από τους κατόχους των μετοχών (όπως ιδιοκτήτες, αλλά και επενδυτές). Βέβαια, τόσο οι δανειστές όσο και οι κάτοχοι των μετοχών προσβλέπουν σε κάποια συγκεκριμένη απόδοση των κεφαλαίων που αυτοί επενδύουν στην επιχείρηση. Το κόστος κεφαλαίου, λοιπόν, χαρακτηρίζει την προσδοκώμενη απόδοση (expected return). Όμως, επειδή οι μέτοχοι προσβλέπουν σε άλλη προσδοκώμενη απόδοση (return on equity), ενώ οι δανειστές σε διαφορετική (return on debt), σταθμίζουμε τα δύο αυτά κόστη κεφαλαίου και τα εκφράζουμε συνολικά μέσω του WACC. Επομένως το WACC προσδιορίζει την προσδοκώμενη απόδοση που όλα τα ενδιαφερόμενα μέρη προσβλέπουν. Με άλλα λόγια, αντιπροσωπεύει το ευκαιριακό κόστος που αναλαμβάνουν οι επενδυτές με το να επενδύουν τα κεφάλαιά τους στην επιχείρηση αυτή από το να τα κατευθύνουν σε άλλες επενδυτικές δραστηριότητες.

Ο τύπος για τον υπολογισμό του μέσου σταθμισμένου κόστους κεφαλαίου είναι ο εξής:

$$WACC = \frac{D}{V} * R_d + \frac{E}{V} * R_E$$

όπου:

- D: Η αξία του χρέους
- E: Η αξία των ιδίων κεφαλαίων
- V: Η συνολική αξία της χρηματοδότησης (δανεισμός και ίδια κεφάλαια)
- D/V: Το ποσοστό του συνολικού κεφαλαίου που προέρχεται από δανεισμό
- E/V: Το ποσοστό του συνολικού κεφαλαίου που αντιστοιχεί σε ίδια κεφάλαια
- R<sub>d</sub>: Το κόστος δανεισμού
- R<sub>E</sub>: Το κόστος ιδίων κεφαλαίων



### 5.1.1 Το κόστος δανεισμού

Το ύψος του κόστους δανεισμού (cost of debt) είναι στην ευχέρεια της εταιρίας. Η εταιρία επιλέγει από ποιο χρηματοπιστωτικό ίδρυμα και σε τι επιτόκιο θα δανειστεί. Το κόστος δανεισμού μπορεί να εξαχθεί απευθείας από τα δεδομένα της αγοράς. Το επιτόκιο πληρωμής των δανείων είναι καλός δείκτης, όπου τέτοια δεδομένα είναι διαθέσιμα. Εναλλακτικά οι αποδόσεις των εταιρικών ομολόγων μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως ένα μέτρο του κόστους δανεισμού.

### 5.1.2 Το κόστος ιδίων κεφαλαίων

Το κόστος (ή απόδοση) ιδίων κεφαλαίων (cost of equity) αφορά την απόδοση που απαιτούν οι μέτοχοι της εταιρίας ως ανταπόδοση του ρίσκου που εκλαμβάνουν καταβάλλοντας χρήματα για το μετοχικό κεφάλαιο της εταιρίας.

Ο λογαριασμός «ίδια κεφάλαια» περιλαμβάνει τα κεφάλαια που έχουν συνεισφέρει οι μέτοχοι στην εταιρία είτε άμεσα είτε έμμεσα. Οι μέτοχοι συνεισφέρουν άμεσα κεφάλαια συμμετέχοντας σε αυξήσεις με καταβολή μετρητών (οπότε τα κεφάλαια κατατίθενται στο ταμείο της εταιρίας) ή έμμεσα μη εισπράττοντας τα κέρδη της εταιρίας που τους αναλογούν, τα οποία παραμένουν στην εταιρία και επανεπενδύονται.

Ο υπολογισμός του κόστους των ιδίων κεφαλαίων είναι πιο περίπλοκος και απαιτεί σύνθετους υπολογισμούς. Η πιο ευρέως αποδεκτή μέθοδος για τον υπολογισμό του είναι αυτή της Αποτίμησης των Κεφαλαιακών Στοιχείων, γνωστή ως Capital Asset Pricing Model (CAPM), που αναπτύχθηκε από τους Sharpe, Lintner, Mossin και Black με σκοπό να καθορίσει το κόστος των ιδίων κεφαλαίων. Η σημαντικότερη συνέπεια της μεθόδου είναι ότι συνδέει την αναμενόμενη απόδοση ενός περιουσιακού στοιχείου με ένα μέγεθος κινδύνου του στοιχείου, γνωστό ως συντελεστή βήτα (beta coefficient). Η αξία του υποδείγματος αποτίμησης περιουσιακών στοιχείων έγκειται στο ότι είναι ένα, απλό στη χρήση του, εργαλείο που προσφέρει ισχυρές και διαισθητικές προβλέψεις για τον τρόπο μέτρησης του κινδύνου και τη σχέση του με την αναμενόμενη απόδοση.

Η διατύπωση του CAPM έχει ως εξής:

$$CoE = r_f + \beta_{equity} * ERP$$

όπου:

- CoE: κόστος ιδίων κεφαλαίων
- $r_f$ : επιτόκιο μηδενικού κινδύνου (risk-free rate)

Αφορά την απόδοση που αποδίδει στον επενδυτή μια επένδυση με μηδενικό κίνδυνο αποτυχίας. Συνήθως ως επιτόκιο μηδενικού κινδύνου λαμβάνουμε την απόδοση που προσφέρουν τα πολυετή ομόλογα του δημοσίου της χώρας, στην οποία η εταιρία δημιουργεί την πλειοψηφία των εσόδων της.

- ERP: Επασφάλιστρο κινδύνου (equity risk premium)

Πρόκειται για την υπερβάλλουσα απόδοση (πέραν δηλαδή του επιτοκίου μηδενικού κινδύνου) που χαρίζει στον επενδυτή μια επένδυση, ως ανταμοιβή για τον κίνδυνο που αναλαμβάνει πραγματοποιώντας την επένδυση.

- $\beta_{equity}$ : Συντελεστής βήτα ιδίων κεφαλαίων (equity beta)

Πρόκειται για ένα μέτρο της σχέσης μεταξύ της μεταβλητότητας μιας επένδυσης και της μεταβλητότητας της αγοράς.

### 5.1.3 Φορολογία

Φόρος είναι το μέρος του εισοδήματος των ιδιωτών που μεταβιβάζεται στον δημόσιο τομέα μέσω της φορολογίας, ώστε ο δημόσιος τομέας να μαζέψει τους οικονομικούς πόρους που χρειάζεται για να καλύψει τις δαπάνες για τις δραστηριότητές του.

Υπολογίζεται ένα προ φόρου WACC, κάνοντας μια προσαρμογή στο κόστος ιδίων κεφαλαίων βασιζόμενοι στα ποσοστά φορολογίας για κάθε δικαιοδοσία.

### 5.1.4 Πληθωρισμός

Πληθωρισμός (inflation) είναι η τάση αύξησης του γενικού επιπέδου των τιμών στην οικονομία. Το μέγεθος του πληθωρισμού προσδιορίζεται από την εξέλιξη του δείκτη τιμών των αγαθών και των υπηρεσιών. Ο πληθωρισμός έχει αρνητικές επιπτώσεις στην οικονομία γιατί μειώνει την αγοραστική δύναμη των εισοδημάτων, ενισχύει την ανισοκατανομή του εισοδήματος, μειώνει την ανταγωνιστικότητα της οικονομίας, ενθαρρύνει τις εισαγωγές και περιορίζει τη ροπή για αποταμίευση.

Στη συγκεκριμένη μελέτη παρουσιάζεται τόσο το ονομαστικό WACC, όσο και το πραγματικό. Η μετατροπή γίνεται με την παρακάτω εξίσωση:

$$WACC_{real} = \left( \frac{(1 + WACC_{nominal})}{(1 + i)} \right) - 1$$

όπου:

- $WACC_{real}$ : το πραγματικό μέσο σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου
- $WACC_{nominal}$ : το ονομαστικό μέσο σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου
- $i$ : Το ποσοστό του πληθωρισμού

## 5.2 Παράμετροι

### 5.2.1 Επιτόκιο μηδενικού κινδύνου

Ακίνδυνο επιτόκιο ή επιτόκιο μηδενικού κινδύνου (risk-free rate) είναι το επιτόκιο, το οποίο μπορεί να επιτευχθεί επενδύοντας σε οικονομικά προϊόντα που δεν ενσωματώνουν κίνδυνο. Παρόλο που μια πραγματικά ακίνδυνη επένδυση υπάρχει μόνο θεωρητικά, συχνά θεωρούνται ως ακίνδυνες επενδύσεις τα κυβερνητικά ομόλογα, επειδή η πιθανότητα να πτωχεύσει μια χώρα είναι μικρή. Καθώς αυτό το επιτόκιο μπορεί να επιτευχθεί ακίνδυνα, εννοείται ότι οποιαδήποτε επένδυση ενσωματώνει κάποιο επιπλέον ρίσκο πρέπει να ανταμείψει του επενδυτές με υψηλότερες αποδόσεις.

Το επιτόκιο μηδενικού κινδύνου χρησιμοποιείται στο προσδιορισμό τόσο του κόστους δανεισμού, όσο και του κόστους ιδίων κεφαλαίων. Για τις ανάγκες της συγκεκριμένης μελέτης λαμβάνεται ίσο με 1,25% για τη Β. Ιρλανδία και 1,5% για την Ιρλανδία.

### 5.2.2 Επασφάλιστρο κινδύνου

Το επασφάλιστρο κινδύνου ιδίων κεφαλαίων (equity risk premium, ERP) ορίζεται ως η επιπλέον απόδοση που μπορεί να ληφθεί, πέραν του επιτοκίου μηδενικού κινδύνου, με κάποια επένδυση. Είναι οι αμοιβή του επενδυτή για την απόφαση του να πάρει ένα μεγαλύτερο ρίσκο, αντί να επενδύσει σε ακίνδυνα ομόλογα.

Ένας απλός τρόπος για τον υπολογισμό του ERP είναι να αφαιρέσουμε το επιτόκιο μηδενικού κινδύνου από τις επιστροφές της αγοράς ενός καλά διαφοροποιημένου χαρτοφυλακίου (expected market return).

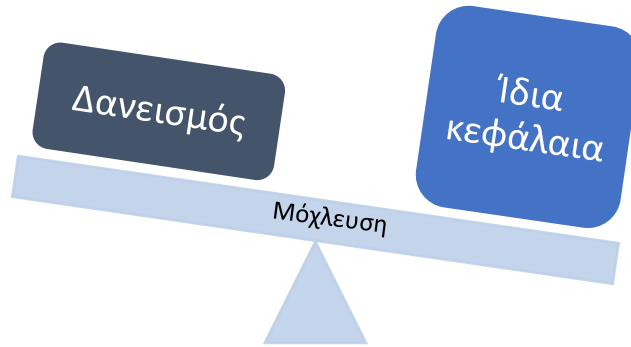
Για τη συγκεκριμένη μελέτη προτείνεται ένα ERP της τάξης του 4,75% για την Ιρλανδία και 5,25% για τη Β. Ιρλανδία.

### 5.2.3 Εταιρική φορολογία

Επιλέχθηκε να συμπεριληφθεί η φορολογία έμμεσα, ως μέρος του WACC, αντί να αντιμετωπιστεί ως ένα ξεχωριστό αντικείμενο κόστους. Χρησιμοποιήθηκαν τα θεσμοθετημένα ποσοστά φορολογίας, τα οποία ανέρχονται στο 12,5% για την Ιρλανδία και το 17% για τη Β. Ιρλανδία.

### 5.2.4 Χρηματοοικονομική μόχλευση

Χρηματοοικονομική μόχλευση (gearing/leverage) είναι ένας δείκτης ο οποίος εκφράζει το χρέος μιας επιχείρησης ως ποσοστό του μετοχικού κεφαλαίου. Υποδεικνύει δηλαδή τον βαθμό κατά τον οποίο ένας επενδυτής ή μια εταιρία χρησιμοποιεί το χρήμα που έχει δανειστεί.



Υψηλή μόχλευση υπάρχει όταν το χρέος είναι μεγάλο σε σχέση με τα ίδια κεφάλαια, ενώ όσο μεγαλύτερη είναι η αναλογία, τόσο μεγαλύτερη είναι η χρηματοοικονομική μόχλευση της επιχείρησης. Οι εταιρίες που παρουσιάζουν μεγάλο βαθμό μόχλευσης αντιμετωπίζουν υψηλότερο κίνδυνο χρεωκοπίας εάν βρεθούν σε αδυναμία αποπληρωμής των χρεών τους. Ωστόσο, παράλληλα μπορούν να αυξήσουν την απόδοση των μετοχών τους και συνήθως απολαμβάνουν φορολογικά πλεονεκτήματα που συνδέονται με τον δανεισμό.

Κατά τον υπολογισμό του WACC η μόχλευση έχει επίδραση στη στάθμιση που γίνεται στο κόστος δανεισμού και ιδίων κεφαλαίων, στο συντελεστή βήτα ιδίων κεφαλαίων και έμμεσα στο περιθώριο χρέους.

Για τη συγκεκριμένη μελέτη προτείνεται μόχλευση που ανέρχεται σε ποσοστό 40%.

### 5.2.5 Συντελεστής Βήτα

Συντελεστής βήτα (beta coefficient) είναι ένας δείκτης που περιγράφει τη σχέση μεταξύ της μεταβλητότητας μιας επένδυσης και της μεταβλητότητας της αγοράς. Προκύπτει από την παλινδρόμηση μεταξύ των ημερήσιων αποδόσεων της μετοχής της εταιρίας για μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο και των αποδόσεων του δείκτη του χρηματιστηρίου, στο οποίο η μετοχή της εταιρίας διαπραγματεύεται για την ίδια χρονική περίοδο. Υψηλός συντελεστής βήτα συνεπάγεται ότι η τιμή και κατ' επέκταση η απόδοση επηρεάζεται σημαντικά από τις κινήσεις της αγοράς. Αντίθετα μικρές τιμές υποδεικνύουν ότι η απόδοση μένει σχετικά ανεπηρέαστη από τις διακυμάνσεις της απόδοσης της αγοράς.

Ο μη μοχλευμένος δείκτης βήτα (unlevered/asset beta) είναι ο συντελεστής βήτα μιας εταιρίας χωρίς τον αντίκτυπο του χρέους. Είναι επίσης γνωστό ως η μεταβλητότητα των αποδόσεων εάν δεν ληφθεί υπόψη η χρηματοοικονομική μόχλευση. Συγκρίνει το ρίσκο μιας μη μοχλευμένης εταιρίας με το ρίσκο της αγοράς. Ο λόγος που συχνά αναφέρεται ως «asset beta» είναι πως η μεταβλητότητα μιας επιχείρησης χωρίς καθόλου μόχλευση, είναι αποτέλεσμα μόνο των περιουσιακών της στοιχείων.

Ο μοχλευμένος δείκτης βήτα (levered/equity beta) συγκρίνει τη μεταβλητότητα των αποδόσεων των μετοχών της εταιρίας με αυτές της ευρύτερης αγοράς. Με άλλα λόγια είναι ένα μέτρο του ρίσκου και συμπεριλαμβάνει την κεφαλαιακή διάρθρωση της εταιρίας και τη μόχλευση. Συσχετίζει το ρίσκο της επένδυσης σε σύγκριση με την αγορά ως σύνολο. Ο

συντελεστής αυτός επιτρέπει στους επενδυτές να υπολογίζουν πόσο ευαίσθητη είναι η μετοχή σε μακροοικονομικά ρίσκα. Για παράδειγμα μια εταιρία με συντελεστή 1,5 έχει αποδόσεις που είναι 150% περισσότερο μεταβλητές από την αγορά με την οποία συγκρίνεται.

Ο συντελεστής βήτα είναι και μια από τις μεταβλητές του μοντέλου αποτίμησης περιουσιακών στοιχείων CAPM, που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της αναμενόμενης απόδοσης ενός περιουσιακού στοιχείου.

Το μειονέκτημα της χρήσης του δείκτη βήτα είναι ότι βασίζεται σε ιστορικά δεδομένα, κάτι που δεν αποτελεί εγγύηση για την πρόβλεψη της μελλοντικής μεταβλητότητας.

Για τη συγκεκριμένη μελέτη θεωρήθηκε ότι ο μη μοχλευμένος συντελεστής (debt beta) είναι πολύ μικρός σε σύγκριση με τον μοχλευμένο (equity beta) για αυτό και λήφθηκε ίσος με μηδέν, για λόγους απλότητας. Για τον μη μοχλευμένο δείκτη επιλέχθηκαν τιμές στο εύρος του 0,76 – 1,00 για την Ιρλανδία και 0,76 – 0,98 για τη Β. Ιρλανδία. Συγκεκριμένα για τον υπολογισμό WACC προτείνονται οι μέσες τιμές 0,88 και 0,87 για την Ιρλανδία και Β. Ιρλανδία αντίστοιχα.

#### 5.2.6 Επασφάλιστρο δανεισμού

Το επασφάλιστρο δανεισμού (debt premium) είναι το πλεόνασμα που οι δανειοδότες περιλαμβάνουν πέραν του επιτοκίου μηδενικού κινδύνου. Προστίθεται στο επιτόκιο μηδενικού κινδύνου (risk-free rate), για να υπολογιστεί το συνολικό κόστος δανεισμού (all-in cost of debt). Συνήθως χρησιμοποιείται ως μια πρόσθετη δικλείδα ασφαλείας, ώστε να μην υποτιμηθεί το κόστος δανεισμού. Αφορά τη διακύμανση (spread) των αποδόσεων των ομολόγων που εκδίδει η χώρα που δραστηριοποιείται η εταιρία.

### 5.3 Προτεινόμενο κόστος κεφαλαίου

#### 5.3.1 Υπολογισμός κόστους δανεισμού

Όπως αναφέρθηκε και σε προηγούμενο κεφάλαιο, ο υπολογισμός του κόστους δανεισμού (cost of debt) γίνεται με βάση τον τύπο:

$$CoD = r_f + D_p$$

Για τη συγκεκριμένη μελέτη το κόστος αυτό υπολογίστηκε πως ανέρχεται στο 2,75% για την Ιρλανδία και 2,50% για τη Β. Ιρλανδία.

### 5.3.2 Υπολογισμός κόστους ιδίων κεφαλαίων

Για τον υπολογισμό του κόστους ιδίων κεφαλαίων (cost of equity) χρησιμοποιήθηκε το μοντέλο CAPM, το οποίο αναλύθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο και έγινε χρήση του τύπου:

$$CoE = r_f + \beta_{equity} * ERP$$

Το αποτέλεσμα που προκύπτει είναι 6,5% προ φορολογίας και 5,7% μετά τη φορολογία για την Ιρλανδία, ενώ τα αντίστοιχα αποτελέσματα για τη Β. Ιρλανδία είναι 7,0% και 5,8%.

### 5.3.3 Μέσο σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου – WACC

Σύμφωνα με όλες τις επιλογές και παραδοχές που έγιναν παραπάνω καταλήγουμε στον εξής πίνακα:

	Ιρλανδία	Βόρεια Ιρλανδία
<b>Cost of debt</b>	2,75%	2,50%
<b>Risk-free rate</b>	1,50%	1,25%
<b>Equity Risk Premium (ERP)</b>	4,75%	5,25%
<b>Asset Beta</b>	0,63	0,63
<b>Equity Beta</b>	0,88	0,87
<b>Post-tax Cost of Equity</b>	5,7%	5,8%
<b>Taxation</b>	12,5%	17,0%
<b>Pre-tax Cost of Equity</b>	6,5%	7,0%
<b>Gearing</b>	40%	40%
<b>Real pre-tax WACC</b>	<b>4,99%</b>	<b>5,20%</b>
<b>Nominal pre-tax WACC</b>	<b>7,09%</b>	<b>7,31%</b>
<b>Summary</b>		
	Ιρλανδία	Βόρεια Ιρλανδία
<b>Real pre-tax WACC</b>	<b>5,0%</b>	<b>5,2%</b>
<b>Nominal pre-tax WACC</b>	<b>7,1%</b>	<b>7,3%</b>
<b>Nominal post-tax WACC</b>	<b>6,5%</b>	<b>6,4%</b>

Πίνακας 38 Μέσο σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου

# Μέσο σταθμισμένο κόστος κεφαλαίου

## Κόστος ιδίων κεφαλαίων

## Κόστος δανεισμού

Επασφάλιστρο  
κινδύνου

×

Συντελεστής  
βήτα

+

Επιτόκιο  
μηδενικού  
κινδύνου

Επιτόκιο  
μηδενικού  
κινδύνου

+

Επασφάλιστρο  
δανεισμού

## 6. Καθαρό κόστος νέας μονάδας παραγωγής ενέργειας

### 6.1 Μικτό και καθαρό κόστος για τις αεριοστροβλικές μονάδες και τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου

Το μικτό και καθαρό κόστος νέας μονάδας είναι σημαντικοί παράμετροι για μια πλήρως λειτουργική αγορά ισχύος.

#### 6.1.1 Μικτό κόστος (Gross CONE)

Πρόκειται για το συνολικό μικτό κόστος για τη δημιουργία μιας νέας μονάδας. Αντιπροσωπεύει τα συνολικά ετήσια κόστη της μονάδας.

Στους παρακάτω πίνακες φαίνεται το κόστος αυτό εκφρασμένο σε €/kW, σε πραγματικούς και σε ονομαστικούς χρηματικούς όρους.

Τεχνολογία	Ιρλανδία			Βόρεια Ιρλανδία		
	OCGT distillate	OCGT dual	CCGT	OCGT distillate	OCGT dual	CCGT
Annualised capital cost	55,6	54,5	69,5	56,0	55,4	70,6
Annual fixed cost	33,6	32,8	73,7	27,8	40,3	65,2
<b>Gross CONE</b>	<b>89,2</b>	<b>87,3</b>	<b>143,3</b>	<b>83,8</b>	<b>95,7</b>	<b>135,8</b>

Πίνακας 39 Μικτό κόστος νέας μονάδας, σε €/kW σε πραγματικούς χρηματικούς όρους

Τεχνολογία	Ιρλανδία			Βόρεια Ιρλανδία		
	OCGT distillate	OCGT dual	CCGT	OCGT distillate	OCGT dual	CCGT
Annualised capital cost	71,9	70,6	90,0	72,5	71,7	91,3
Annual fixed cost	43,5	42,4	95,5	35,9	52,1	84,3
<b>Gross CONE</b>	<b>115,5</b>	<b>113,0</b>	<b>185,5</b>	<b>108,4</b>	<b>123,8</b>	<b>175,7</b>

Πίνακας 40 Μικτό κόστος νέας μονάδας, σε €/kW σε ονομαστικούς χρηματικούς όρους

Παρατηρείται ότι η CCGT μονάδα έχει σημαντικά υψηλότερο κόστος σε σύγκριση με την OCGT. Από τις παραπάνω επιλογές η πιο οικονομική φαίνεται να είναι μια OCGT μονάδα απεσταγμένου καυσίμου, η οποία λειτουργεί στη Β. Ιρλανδία. Αυτή είναι η οικονομικότερη επιλογή για να καλύψει το τελευταίο MW της ζήτησης.



### 6.1.2 Καθαρό κόστος (Net CONE)

Το καθαρό κόστος νέας μονάδας αντιπροσωπεύει τα ετήσια έσοδα που απαιτούνται για να καλυφθούν τα σταθερά κόστη λειτουργίας της μονάδας, αφού πρώτα αφαιρεθούν τα έσοδα από την αγορά ενέργειας και τη παροχή υπηρεσιών συστήματος. Προκύπτουν δηλαδή από το μικτό κόστος με την αφαίρεση του πλεονάσματος παραγωγού (Inframarginal rent) και του εισοδήματος υπηρεσιών DS3. Χρησιμοποιείται για να προσδιοριστεί η κλίση της καμπύλης ζήτησης. Είναι τα έσοδα που θα πρέπει να αποκτήσει η μονάδα, ώστε να πετύχει τους στόχους της.

Στους παρακάτω πίνακες φαίνεται το καθαρό κόστος νέας μονάδας για κάθε τεχνολογία και τοποθεσία εκφρασμένο σε €/kW, σε πραγματικούς και ονομαστικούς χρηματικούς όρους. Σημειώνεται ότι όταν γίνεται λόγος για την πραγματική αξία εννοείται πως έχει ληφθεί υπόψιν ο πληθωρισμός.

Τεχνολογία	Ιρλανδία			Βόρεια Ιρλανδία		
	OCGT distillate	OCGT dual	CCGT	OCGT distillate	OCGT dual	CCGT
Gross CONE	89,2	87,3	143,3	83,8	95,7	135,8
Inframarginal rent	-3,1	-3,1	-62,4	-3,1	-3,1	-62,5
DS3 income	-12,4	-12,4	-6,8	-12,4	-12,4	-6,8
Net CONE	73,7	71,8	74,0	68,3	80,2	66,5

Πίνακας 41 Καθαρό κόστος νέας μονάδας, σε €/kW σε πραγματικούς χρηματικούς όρους

Τεχνολογία	Ιρλανδία			Βόρεια Ιρλανδία		
	OCGT distillate	OCGT dual	CCGT	OCGT distillate	OCGT dual	CCGT
Gross CONE	115,5	113,0	185,5	108,4	123,8	175,7
Inframarginal rent	-4,0	-4,0	-80,8	-4,0	-4,0	-80,8
DS3 income	-16,1	-16,1	-8,8	-16,1	-16,1	-8,8
Net CONE	95,4	93,0	95,9	88,4	103,8	86,0

Πίνακας 42 Καθαρό κόστος νέας μονάδας, σε €/kW σε ονομαστικούς χρηματικούς όρους

Όπως διαπιστώνεται τώρα που λάβαμε υπόψη το πλεόνασμα παραγωγού και το εισόδημα DS3 η οικονομικά αποδοτικότερη μονάδα είναι μια CCGT, η οποία λειτουργεί στη Β. Ιρλανδία. Αυτή βρίσκεται σε θέση να καλύψει το τελευταίο MW της ζήτησης του συστήματος πιο αποδοτικά.

Όσον αφορά την Ιρλανδία, παρατηρείται ότι το καθαρό κόστος μιας CCGT μονάδας είναι αρκετά κοντά σε αυτό των δύο OCGT επιλογών, ωστόσο παραμένει υψηλότερο.

Είναι φανερό ότι η προσδοκία για το πλεόνασμα παραγωγού που θα λάβει κάθε νέα μονάδα αναφοράς CCGT έχει μεγάλο αντίκτυπο στον καθορισμό του καθαρού κόστους. Τα αποτελέσματα που υπολογίστηκαν για την OCGT και τη CCGT μονάδα δεν έχουν μεγάλη απόκλιση μεταξύ τους, τόσο στην Ιρλανδία όσο και στη Β. Ιρλανδία. Αυτό σημαίνει ότι ακόμα και μικρές αλλαγές στην αγορά, που μπορεί να επηρεάσουν το πλεόνασμα παραγωγού που θα κερδηθεί, θα έχει μεγάλη επίδραση και στην OCGT/CCGT ισορροπία.

### 6.1.3 Συμπεράσματα

Η ανάλυση που παρουσιάστηκε στη συγκεκριμένη εργασία υποδεικνύει ότι μια μονάδα συνδυασμένου κύκλου, τοποθετημένη στη Β. Ιρλανδία, έχει το χαμηλότερο καθαρό κόστος νέας εισόδου (Net CONE). Η γεωγραφική επιλογή καθορίζεται από τα μικρότερα ετήσια πάγια κόστη που έχει η μονάδα στη Β. Ιρλανδία, αντικατοπτρίζοντας τη χαμηλότερη εταιρική φορολόγηση και τα προσδοκώμενα κόστη μεταφοράς αερίου.

Το χαμηλότερο καθαρό κόστος για μια CCGT μονάδα στη Β. Ιρλανδία σε σύγκριση με μια OCGT πηγάζει κυρίως από το μέγεθος του αναμενόμενου πλεονάσματος παραγωγού. Αυτό προκύπτει, επειδή στην προσέγγιση για τον υπολογισμό του για τις διαφορετικές τεχνολογικές επιλογές, λαμβάνεται σοβαρά υπόψιν ο τρόπος λειτουργίας τους, δηλαδή εάν λειτουργούν ως μονάδα βάσης ή αιχμής. Μια μονάδα συνδυασμένου κύκλου αναμένεται να λειτουργεί με υψηλότερο συντελεστή φόρτισης και απόδοση από την μονάδα απλού κύκλου και για αυτό έχει τα περιθώρια να συγκεντρώσει μεγαλύτερο πλεόνασμα παραγωγού. Στην Ιρλανδία, από την άλλη, το πλεόνασμα παραγωγού της CCGT μονάδας δεν επαρκεί για να καλύψει τη διαφορά στα κεφαλαιουχικά και ετήσια πάγια έξοδα αφού οι χρεώσεις αερίου υπερβαίνουν τις αντίστοιχες της Β. Ιρλανδίας.

## 7. Βιβλιογραφία

- [1] POYRY, “COST OF NEW ENTRANT PEAKING PLANT AND COMBINED CYCLE PLANT IN I-SEM”, A report to the Utility Regulator and the Commission for Regulation of Utilities, March 2018
- [2] THE BRATTLE GROUP, “AESO Cost of New Entry Analysis”, September 2018
- [3] SEM committee, Capacity Remuneration Mechanism T-4 Capacity Auction for 2022/23 “Best New Entrant Net Cost of New Entrant (BNE Net CONE)”, Consultation Paper, May 2018
- [4] THE BRATTLE GROUP, “PJM Cost of New Entry”, April 2018
- [5] Αναστάσιος Γ. Μπακιρτζής “Οικονομική Λειτουργία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Εκδόσεις Ζήτη, 1998
- [6] Ευάγγελος Ν. Διαλυνάς, “Ανάλυση Αξιοπιστίας Λειτουργίας των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας”
- [7] POYRY, “DECENTRALISED RELIABILITY OPTIONS”, Stephen Woodhouse, Presentation to EC Technical Working Group on Energy: Subgroup on generation adequacy, April 2015
- [8] Βασικές αρχές οικονομίας, “Το Αλφαβητάρι των Οικονομικών”, Εκδόσεις Κέρκυρα, 2006

## 8. Διαδικτυακοί Τόποι

- [1] <https://corporatefinanceinstitute.com/>
- [2] Ευρετήριο οικονομικών όρων: <https://www.euretirio.com/>
- [3] <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/power-generation/gas-turbines/sgt5-2000e.html>
- [4] <https://www.ge.com/power/gas/gas-turbines/9f-05>
- [5] <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/reciprocating-internal-combustion-engine>
- [6] <https://unmannedengineeriblog.wordpress.com/2016/01/08/internal-combustion-engine-basics/>
- [7] <https://electrical-engineering-portal.com/an-overview-of-combined-cycle-power-plant>
- [8] [https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity\\_mechanisms\\_working\\_group\\_9.pdf?fbclid=IwAR0mcgreCLsDzDRr1z69k\\_fHCmtMDWwTAQa0tXTbtsrQOK9UdRWVeEhQYs](https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_working_group_9.pdf?fbclid=IwAR0mcgreCLsDzDRr1z69k_fHCmtMDWwTAQa0tXTbtsrQOK9UdRWVeEhQYs)
- [9] [http://www.gis-larsen.org/Pdf/Perez\\_Arriaga.pdf](http://www.gis-larsen.org/Pdf/Perez_Arriaga.pdf)
- [10] [http://www.poyry.co.uk/sites/www.poyry.co.uk/files/media/related\\_material/decentralised-reliability-options-full-report.pdf](http://www.poyry.co.uk/sites/www.poyry.co.uk/files/media/related_material/decentralised-reliability-options-full-report.pdf)
- [11] <https://www.sem-o.com/documents/training/Capacity-Market-Settlement.pdf>
- [12] [http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-System-Services-Regulated-Contracts-Consultation\\_final.pdf](http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-System-Services-Regulated-Contracts-Consultation_final.pdf)
- [13] [http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-Programme-Overview-2014.pdf?fbclid=IwAR1HOT-DgsvG-2vx0JQ9NhUmTaVcWLoeVo\\_X4V\\_EBxIhV1N9DJY90-win0o](http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-Programme-Overview-2014.pdf?fbclid=IwAR1HOT-DgsvG-2vx0JQ9NhUmTaVcWLoeVo_X4V_EBxIhV1N9DJY90-win0o)
- [14] <https://renewables-grid.eu/activities/best-practices/database.html?detail=196&cHash=818a5829e9a9b7d5505f727eddc45041>
- [15] [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2nd\\_report\\_ic\\_with\\_neighbouring\\_countries\\_b5.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2nd_report_ic_with_neighbouring_countries_b5.pdf)
- [16] [https://www.pge.com/en\\_US/about-pge/environment/what-we-are-doing/compressed-air-energy-storage/compressed-air-energy-storage.page?fbclid=IwAR0yLGeRaEJqtmPZILsZr\\_ND4qLkVu1D8djbIWweyuCkZIZUOrEueTr3S3E](https://www.pge.com/en_US/about-pge/environment/what-we-are-doing/compressed-air-energy-storage/compressed-air-energy-storage.page?fbclid=IwAR0yLGeRaEJqtmPZILsZr_ND4qLkVu1D8djbIWweyuCkZIZUOrEueTr3S3E)

- [17] [https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%9A%CF%8C%CF%83%CF%84%CE%BF%CF%82\\_%CE%9A%CE%B5%CF%86%CE%B1%CE%BB%CE%B1%CE%AF%CE%BF%CF%85](https://el.wikipedia.org/wiki/%CE%9A%CF%8C%CF%83%CF%84%CE%BF%CF%82_%CE%9A%CE%B5%CF%86%CE%B1%CE%BB%CE%B1%CE%AF%CE%BF%CF%85)
- [18] [https://www.southeastradio.ie/2017/10/e500m-electricity-interconnector-to-be-set-up-between-wexford-and-wales/?fbclid=IwAR1lkuloMHfJ7SZ92gBm1PF-RAaJgK58ZODSU7KEFb\\_sXL\\_JQPUX916I7Zo](https://www.southeastradio.ie/2017/10/e500m-electricity-interconnector-to-be-set-up-between-wexford-and-wales/?fbclid=IwAR1lkuloMHfJ7SZ92gBm1PF-RAaJgK58ZODSU7KEFb_sXL_JQPUX916I7Zo)