



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΡΕΥΣΤΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**“ Ανάλυση των σεναρίων διασύνδεσης της Κρήτης σε συνδυασμό με την
ανάπτυξη μεγάλης κλίμακας ΑΠΕ στο νησί”**

Μαξιλάρης Δημήτριος

Επιβλέπων καθηγητής: Ζερβός Αρθούρος

ΑΘΗΝΑ, 2017

Ευχαριστήριο σημείωμα

Κατ' αρχάς θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον κ. Γ. Κάραλη για την ανάθεση του θέματος, την αμεσότητα της συνεργασίας και την άψογη καθοδήγηση που μου παρείχε αλλά και τον κύριο Α. Ζερβό, για την εμπιστοσύνη που επέδειξε στο πρόσωπο μου καθ' όλη τη διάρκεια της συνεργασίας μας. Έπειτα θα ήθελα να ευχαριστήσω την οικογένειά μου, για όσα έχουν προσφέρει και συνεχίζουν να προσφέρουν για την μόρφωση και την εξέλιξή μου. Τέλος θα ήθελα να ευχαριστήσω όλους τους φίλους μου για την στήριξη που μου παρέχουν συνεχώς.

Περιεχόμενα

Περίληψη	15
Οριοθέτηση Μελέτης.....	16
Συλλογή Στοιχείων	17
Ανάλυση επιμέρους ζητημάτων	17
Δομή τελικής έκθεσης	18
1 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση Διασυνδέσεων	20
1.1 Ιστορικό Διασυνδέσεων	20
1.2 Σημασία και Στρατηγική Διασύνδεσης Νησιών.....	20
1.3 Κρήτη και αρχικές προσπάθειες διασύνδεσης	22
1.4 Σύγχρονες Μελέτες Διασύνδεσης της Κρήτης	25
1.4.1 Μελέτες του ΕΜΠ για λογαριασμό της ΡΑΕ	25
1.4.1.1 Αρχική Μελέτη	26
1.4.1.2 Η επικαιροποιημένη μελέτη του ΕΜΠ.....	27
1.4.2 Η μελέτη της Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών της ΔΕΗ	30
1.5 Τοποθέτηση εργασίας στο ζήτημα της Διασύνδεσης.....	31
2 Παρούσα Κατάσταση Κρήτης.....	34
2.1 Εισαγωγή	34
2.2 Τοπική Παραγωγή στη Κρήτη	35
2.3 ΑΠΕ στη Κρήτη.....	41
2.3.1 Εισαγωγή	41
2.3.2 Αιολική Ισχύς.....	43
2.3.2.1 Αιολικά πάρκα στη Κρήτη	43
2.3.2.2 Χωροταξικό Πλαίσιο για Α/Π στη Κρήτη	45

2.3.3	Ισχύς από Φωτοβολταϊκά	49
2.3.3.1	Γενικά	49
2.3.3.2	Φωτοβολταϊκοί σταθμοί στη Κρήτη	51
2.3.3.3	Χωροταξικό πλαίσιο για τους Φ/Β σταθμούς στη Κρήτη.....	52
2.3.4	Διασύνδεση Κρήτης.....	55
2.3.4.1	Πιθανές θέσεις Διασύνδεσης.....	55
2.3.4.2	Σενάρια Διασύνδεσης του Νησιού.....	55
3	Τεχνικό Μοντέλο Επίλυσης.....	57
3.1	Εισαγωγή	57
3.2	Ενεργειακό Μοντέλο	57
3.2.1	Αυτοδύναμη Ανάπτυξη	58
3.2.2	Ανάπτυξη με Διασύνδεση	59
3.3	Μεθοδολογία που ακολουθείται για τις ΑΠΕ.....	61
3.3.1	Διαχείριση Αιολικής Ισχύος.....	62
3.3.1.1	Εισαγωγή Αιολικής Ισχύος στο Μοντέλο στην περίπτωση Αυτοδύναμης Ανάπτυξης.....	62
3.3.1.2	Εισαγωγή Αιολικής Ισχύος στο Μοντέλο στα Σενάρια Διασύνδεσης.....	65
3.3.1.3	Επιλογή Κατάλληλων Α/Γ για την κατασκευή της χρονοσειράς των αιολικών 66	
3.3.2	Εισαγωγή της χρονοσειράς των Φ/Β στο Ενεργειακό Μοντέλο	68
3.4	Παράγοντας Εφεδρείας στο Νησί.....	70
3.5	Ενεργειακή Αξιολόγηση του Νησιού.....	71
3.5.1	Περικοπές Παραγόμενης Ενέργειας.....	71
3.5.2	Συντελεστής Εκμεταλλευσιμότητας.....	72
3.5.3	Συντελεστής Απορρόφησης.....	73
3.6	Παρουσίαση και μοντελοποίηση τεχνικών στοιχείων καλωδίου διασύνδεσης	73

3.6.1	Γενικά στοιχεία για την HVDC διασύνδεση.....	74
3.6.2	Εισαγωγή της αξιοπιστίας της HVDC διασύνδεσης στο ενεργειακό μοντέλο	77
4	Οικονομική Αξιολόγηση του Μοντέλου.....	83
4.1	Εισαγωγή	83
4.2	Κόστος υλοποίησης της Διασύνδεσης	84
4.2.1	Κόστος Μεταφοράς (Αγορά και Πόντιση των Καλωδίων).....	85
4.2.2	Κόστος Σταθμού Μετατροπής VSC	87
4.3	Κόστος Κάλυψης Ζήτησης	88
4.3.1	Εισαγωγή	88
4.3.2	Εισαγωγή Κόστους Εξυπηρέτησης Φορτίου στο Μοντέλο	89
4.3.2.1	Κόστος ενέργειας που παρέχεται μέσω Διασύνδεσης	90
4.3.2.2	Κόστος ενέργειας που παρέχεται από σταθμούς ΑΠΕ	90
4.3.2.3	Διαχείριση κόστους συμβατικής παραγωγής.....	93
4.3.3	Διαχείριση παράγοντα Κόστους Εφεδρείας.....	95
4.3.4	Διαχείριση Κόστους στην περίπτωση Αυτοδύναμης Ανάπτυξης με ΦΑ.....	96
4.3.4.1	Μονάδα παραλαβής και αεριοποίησης του ΥΦΑ.....	97
4.3.4.2	Μονάδα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΘΗΣ)	98
4.3.5	Διαχείριση παράγοντα Κόστους Αξιοπιστίας.....	98
4.3.6	Συγκέντρωση όλων των παραγόντων Κόστους	99
4.3.7	Δείκτης Οικονομικής Αξιολόγησης της Επένδυσης	100
4.3.7.1	Εισαγωγή.....	100
4.3.7.2	Υπολογισμός	101
5	Δεδομένα εισόδου υπολογιστικού μοντέλου.....	102
5.1	Εισαγωγή	102
5.2	Δεδομένα Εισόδου Ενεργειακού Μοντέλου	102

5.2.1	Η ζήτηση του νησιού και η εξέλιξη της	102
5.2.2	Στοιχεία για τη Διασύνδεση.....	105
5.2.3	Είσοδος ΑΠΕ στο Μοντέλο	108
5.2.4	Στοιχεία Τοπικής Παραγωγής	114
5.2.4.1	Τοπική Παραγωγή στην Αυτοδύναμη Ανάπτυξη	114
5.2.4.2	Τοπική Παραγωγή στα σενάρια Διασύνδεσης.....	116
5.2.5	Σύνοψη Υποθέσεων Ενεργειακού Μοντέλου	119
5.3	Εισαγωγή Οικονομικών Δεδομένων.....	121
5.3.1	Εισαγωγή	121
5.3.2	Χρηματοοικονομικές παραδοχές.....	121
5.3.3	Κόστος Διασύνδεσης.....	122
5.3.4	Οριακή Τιμή Συστήματος.....	123
5.3.5	Εισαγωγή Δεδομένων Κοστολόγησης Ενέργειας από ΑΠΕ	124
5.3.6	Δεδομένα Κόστους της Τοπικής Θερμικής Παραγωγής	125
5.3.6.1	Μεταβλητό Κόστος.....	126
5.3.6.2	Σταθερό Κόστος Τοπικής Παραγωγής	129
5.3.7	Εισαγωγή τιμών Κόστους για τη περίπτωση ανάπτυξης ΦΑ.....	132
6	Αποτελέσματα, Συμπεράσματα και περαιτέρω διερεύνηση.....	139
6.1	Εισαγωγή	139
6.2	Τελική Επιλογή Α/Γ για βέλτιστη παραγωγή ενέργειας.....	140
6.3	Γενικοί Ενεργειακοί Υπολογισμοί	142
6.3.1	Στοιχεία Κάλυψης Ζήτησης.....	142
6.3.2	Διάρκεια Καλωδίων	145
6.3.3	Ενεργειακοί Δείκτες Αξιολόγησης.....	148
6.4	Οικονομική Αξιολόγηση του Μοντέλου.....	152
6.4.1	Ετήσιο και Συνολικό Κόστος Επενδύσεων	152

6.4.2	Υπολογισμός του LCoE	156
6.5	Σενάρια Διερεύνησης	158
6.5.1	Διερεύνηση ως προς το μείγμα ΑΠΕ στο νησί	158
6.5.1.1	Διερεύνηση επίδρασης στην απορριπτόμενη ενέργεια και τις περικοπές	158
6.5.1.2	Διερεύνηση επίδρασης στη συμμετοχή στην Η/Π του νησιού	165
6.5.1.3	Διερεύνηση επίδρασης στα ποσά μεταπώλησης στο ΕΣΜΗΕ	171
6.5.1.4	Διερεύνηση επίδρασης στο LCoE	177
6.6	Διερεύνηση ως προς τον παράγοντα της Ζήτησης.....	182
6.7	Επίδραση οικονομικών παραγόντων	184
6.7.1	Διερεύνηση της επίδρασης της ΟΤΣ στους οικονομικούς δείκτες	184
6.7.2	Διερεύνηση της επίδρασης των τιμών καυσίμων στους οικονομικούς συντελεστές.....	185
6.7.3	Διερεύνηση της επίδρασης της τιμής του κόστους διασύνδεσης στους οικονομικούς συντελεστές	186
6.8	Σύνοψη Σεναρίων Ανάλυσης Ευαισθησίας	186
6.9	Γενικά Συμπεράσματα Μελέτης	188
7	Βιβλιογραφία-Αναφορές.....	190

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 1-1. Συνοπτικά Αποτελέσματα Επικαιροποιημένης Έρευνας ΕΜΠ.....	29
Πίνακας 1-2. Συνολικά Κόστη σε Εκ. Ευρώ (2010) για κάθε μελέτη και σενάριο της ΔΠΝ/ΔΕΗ και ΕΜΠ (Αρχική Μελέτη).	30
Πίνακας 2-1. Ζήτηση και αιχμή Κρήτης το 2016.	35
Πίνακας 2-2. Στοιχεία Άδειας Παραγωγής Συμβατικής Ισχύος της Κρήτης.	38
Πίνακας 2-3. Τεχνικά Χαρακτηριστικά Μονάδων Κρήτης.....	39
Πίνακας 2-4. Επιτρεπόμενη παραγωγή Συμβατικών Μονάδων βάσει οδηγιών της ΕΕ.	40
Πίνακας 2-5. Ανάπτυξη των ΑΠΕ στο σύστημα της Κρήτης κατά τη διάρκεια 1993-2016.....	42
Πίνακας 2-6. Στοιχεία Αιολικών Πάρκων που λειτουργούν στη Κρήτη	44
Πίνακας 2-7. Υπολογισμός μέγιστου αριθμού τυπικών Α/Γ ανά περιφερειακή ενότητα της Κρήτης σύμφωνα με το χωροταξικό πλαίσιο και τα κριτήρια 1-5 (ΕΠΧΣΑΑ)	48
Πίνακας 2-8. Υπολογισμός μέγιστου αριθμού εγκατάστασης τυπικών Α/Γ και μέγιστης ισχύος ανά Περιφερειακή Ενότητα σύμφωνα με το σύνολο των κριτηρίων 1-7.	49
Πίνακας 2-9. Ομαδοποίηση Φ/Β Ισχύος ανά Περιφερειακή Ενότητα Κρήτης.	52
Πίνακας 2-10. Χωροθέτηση φ/β πάρκων ανά περιφερειακή ενότητα στη Κρήτη.....	54
Πίνακας 2-11. Χωροθέτηση φ/β σε στέγες (πόλεις + οικισμοί)	54
Πίνακας 2-12. Εξεταζόμενα Σενάρια Ανάπτυξης στην παρούσα εργασία	56
Πίνακας 3-1. Ανεμολογικά δεδομένα για τα 9 σημεία στο νησί.	63
Πίνακας 3-2. Ανεμογεννήτριες που μελετήθηκαν για ένταξη στο σύστημα της Κρήτης	68
Πίνακας 3-3. Υποβρύχιες Διασυνδέσεις HVDC που έχουν υλοποιηθεί.....	76
Πίνακας 3-4. Συγκεντρωτικός Πίνακας στοιχείων αξιοπιστίας HVDC-VSC διασύνδεσης.....	78
Πίνακας 4-1. Κόστος Ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ.....	91

Πίνακας 4-2. Υπολογισμός του Πλήρους Μοναδιαίου Κόστους στα μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.....	94
Πίνακας 5-1. Ιστορικά στοιχεία ζήτησης της Κρήτης από τη ΔΕΗ.....	104
Πίνακας 5-2. Μέγεθος Επένδυσης των ΑΠΕ για κάθε σενάριο	109
Πίνακας 5-3. Γεωγραφική Διασπορά Αιολικής Ισχύος (σε MW) για το Σενάριο Α1 ..	112
Πίνακας 5-4. Γεωγραφική Διασπορά Αιολικής Ισχύος (σε MW) για το Σενάριο Α2 ..	113
Πίνακας 5-5. Γεωγραφική Διασπορά Αιολικής Ισχύος (σε MW) για το Σενάριο Γ.....	113
Πίνακας 5-6. Γεωγραφική Διασπορά Αιολικής Ισχύος (σε MW) για τα Σενάρια Β,Δ (Αυτοδύναμης Ανάπτυξης)	113
Πίνακας 5-7. Σύνοψη Παραμέτρων και Σεναρίων προς μελέτη	120
Πίνακας 5-8. Παρουσίαση παραγόντων κόστους διασύνδεσης για κάθε σενάριο	122
Πίνακας 5-9. Τιμολόγηση σταθμών ΑΠΕ, προτεινόμενο μοντέλο για τις περιπτώσεις διασύνδεσης.....	125
Πίνακας 5-10. Τιμολόγηση σταθμών ΑΠΕ, προτεινόμενο μοντέλο για την περίπτωση Αυτοδύναμης Ανάπτυξης.....	125
Πίνακας 5-11. Ανάλυση μεταβλητού κόστους στα μέρη του και ανά είδος συμβατικής μονάδας	127
Πίνακας 5-12. Διαμόρφωση μεταβλητού κόστους στα σενάρια διασύνδεσης της Κρήτης	128
Πίνακας 5-13. MMK στην περίπτωση αυτοδύναμης ανάπτυξης του νησιού με βάση πετρέλαιο	129
Πίνακας 5-14. Επενδυτικό και Λειτουργικό Κόστος συμβατικών μονάδων παραγωγής	130
Πίνακας 5-15. Παράγοντες σταθερού κόστους για Κρήτη το 2014	131
Πίνακας 5-16. Στοιχεία Λειτουργίας Μονάδας ΦΑ	132
Πίνακας 5-17. Υπολογισμός Κόστους μονάδας παραλαβής και αεριοποίησης ΥΦΑ133	
Πίνακας 5-18. Υπολογισμός λειτουργικών εξόδων τερματικού σταθμού.....	133
Πίνακας 5-19. Επενδυτικό και λειτουργικό κόστος ενός ΘΗΣ	133

Πίνακας 5-20. Συνοπτικός Πίνακας Διαχείρισης Κόστους στη περίπτωση ανάπτυξης με ΦΑ.....	135
Πίνακας 5-21. Χρονικός ορίζοντας ανάπτυξης συμβατικής ισχύος και διαμερισμός κόστους τοπικής παραγωγής στην περίπτωση ΑΑ με πετρέλαιο (Σενάριο Β).....	136
Πίνακας 5-22. Συμβατική Ισχύς, σχεδιασμός εφεδρείας και διαμερισμός κόστους τοπικής παραγωγής για το σενάριο Α1.....	136
Πίνακας 5-23. Συμβατική Ισχύς, σχεδιασμός εφεδρείας και διαμερισμός κόστους τοπικής παραγωγής για το σενάριο Α2.....	137
Πίνακας 5-24. Συμβατική Ισχύς, σχεδιασμός εφεδρείας και διαμερισμός κόστους τοπικής παραγωγής για το σενάριο Γ.....	137
Πίνακας 5-25. Συμβατική Ισχύς, σχεδιασμός εφεδρείας και διαχείριση κόστους τοπικής παραγωγής στο σενάριο Α.Α. με Φ.Α. (Σενάριο Δ).....	138
Πίνακας 6-1. Υπολογισμός $C.F_{ideal}$ για κάθε τύπο Α/Γ σε κάθε σημείο από τα 9 που διατίθενται ανεμολογικά δεδομένα.....	140
Πίνακας 6-2. Παρουσίαση των στοιχείων συμμετοχής στην Η/Π, περικοπών και μεταπώλησης στο ΕΣΜΗΕ των ΑΠΕ για τα βασικά σενάρια.....	151
Πίνακας 6-3. Υπολογισμός του συνολικού LCoE για τα διαφορετικά Σενάρια.....	156
Πίνακας 6-4. Σύγκριση βασικού σεναρίου και σεναρίων διερεύνησης για τις ΑΠΕ, Σενάρια Α1, Α2, Γ.....	176
Πίνακας 6-5. Σύνοψη αποτελεσμάτων διερεύνησης ως προς ΑΠΕ για τα σενάρια Διασύνδεσης.....	182
Πίνακας 6-6. Διερεύνηση ως προς το ρυθμό Αύξησης του φορτίου ζήτησης.....	183
Πίνακας 6-7. Υπολογισμός διακύμανσης του LCoE σύμφωνα με τα σενάρια εξέλιξης της ζήτησης.....	183
Πίνακας 6-8. Υπολογισμός διακύμανσης του LCoE σύμφωνα με τα σενάρια εξέλιξης της χρονοσειράς ΟΤΣ.....	184
Πίνακας 6-9. Υπολογισμός διακύμανσης του LCoE σύμφωνα με την εξέλιξη των τιμών καυσίμου.....	185

Πίνακας 6-10. Υπολογισμός διακύμανσης LCoE σύμφωνα με τη προσέγγιση στο κόστος επένδυσης της Διασύνδεσης	186
--	-----

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 2-1. Εξέλιξη φορτίου και αιχμής Κρήτης από το 1964 μέχρι το 2015.....	34
Σχήμα 2-2. Ενεργειακό μείγμα Κρήτης 2016.	35
Σχήμα 2-3. Καταμερισμός συμβατικής ισχύς στη Κρήτη το 2016, βάσει το είδος κάθε μονάδας	36
Σχήμα 2-4. Επάρκεια Ισχύος το 2020 σε περίπτωση απουσίας μέτρων εκσυγχρονισμού	41
Σχήμα 2-5. Καταμερισμός αιολικής ισχύος ως προς τη τοποθεσία.....	45
Σχήμα 2-6. Κόστος τεχνολογίας Φ/Β στο πέρασμα των χρόνων	50
Σχήμα 2-7. Πρόβλεψη κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για διάφορες ενεργειακές πηγές	50
Σχήμα 2-8. Εναλλακτικά Σενάρια Διασύνδεσης που έχουν προταθεί	56
Σχήμα 3-1. Πιθανοτικές Κατανομές Weibull για τα 9 σημεία της Κρήτης.....	64
Σχήμα 3-2. Διαχωρισμός κλάσεων Α/Γ της εταιρίας Vestas σύμφωνα με τη ταχύτητα του ανέμου	67
Σχήμα 3-3. Χάρτης PVGIS για υπολογισμό ηλιακής φωτοβολταϊκής ισχύος.....	69
Σχήμα 3-4. Οικονομική σύγκριση συστημάτων HVDC και HVAC σε συνάρτηση με το μήκος διασύνδεσης.	75
Σχήμα 3-5. Σύγκριση VSC-HVDC με HVAC υψηλής τάσης και συμβατικές μονάδες [].	75
Σχήμα 3-6. Βασική Διάταξη μετατροπέα πηγής τάσης	77
Σχήμα 3-7. Τυπική Διάταξη συστήματος HVDC-VSC.....	77
Σχήμα 3-8. Θεμελιώδη στοιχεία ενός HVDC σχήματος.	80
Σχήμα 4-1. Διαμερισμός Κόστους ενός σταθμού μετατροπής HVDC συστήματος.....	85
Σχήμα 4-2. Υπολογισμός κόστους υλοποίησης διασύνδεσης συναρτήσει της σωρευτικής παραγωγής	86

Σχήμα 5-1. Χρονοσειρά ζήτησης για το έτος 2016 για τη Κρήτη από στοιχεία της ΔΕΗ	103
Σχήμα 5-2. Εξέλιξη της ζήτησης στο νησί της Κρήτης σύμφωνα με μελέτες ΑΔΜΗΕ, ΔΕΗ-ΡΑΕ.	105
Σχήμα 5-3. Σενάριο Α1 για τη Διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ	106
Σχήμα 5-4. Σενάριο Α2 για τη Διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ	107
Σχήμα 5-5. Σενάριο Γ, Διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ σε δύο φάσεις	108
Σχήμα 5-6. Χρονοσειρά παραγωγής Α/Π για το 2016	110
Σχήμα 5-7. Χρονοσειρά Παραγωγής Φ/Β σταθμών για το 2016.....	111
Σχήμα 5-8. Χρονικός Ορίζοντας ένταξης-απένταξης Συμβατικών Μονάδων για το Σενάριο Β (Αυτοδύναμη με πετρέλαιο)	115
Σχήμα 5-9. Ένταξη Μονάδων στον χρονικό ορίζοντα με κατάταξη ανά είδος (Α.Α. με πετρέλαιο).....	116
Σχήμα 5-10. Σχεδιασμός Εφεδρείας στο νησί, Σενάριο Α1	118
Σχήμα 5-11. Σχεδιασμός Εφεδρείας στο Νησί, Σενάριο Α2	118
Σχήμα 5-12. Σχεδιασμός Εφεδρείας στο Νησί, Σενάριο Γ.	119
Σχήμα 5-13. Ωριαία Χρονοσειρά ΟΤΣ για το 2016	124
Σχήμα 5-14. Τάση εξέλιξης τιμής του μαζούτ από δύο διαφορετικές μελέτες, μια μεσοπρόθεσμου και μια μακροπρόθεσμου χαρακτήρα.....	126
Σχήμα 5-15. Σενάρια εξέλιξης τιμών δικαιωμάτων	127
Σχήμα 6-1. Καμπύλη Ισχύος που επιλέγεται για το σύστημα της Κρήτης	141
Σχήμα 6-2. Γραφήματα Κάλυψης της Ζήτησης από τις εναλλακτικές πηγές ηλεκτρικής ενέργειας για όλα τα Σενάρια μελέτης.....	144
Σχήμα 6-3. Καμπύλες διάρκειας καλωδίων για τα εναλλακτικά σενάρια διασύνδεσης	146
Σχήμα 6-4. Γραφήματα παρουσίασης των ενεργειακών συντελεστών αξιολόγησης για όλα τα σενάρια προς μελέτη.....	149
Σχήμα 6-5. Συνολικά Ετήσια Κόστη για κάθε σενάριο (Τιμές ανηγμένες σε 2017)...	152

Σχήμα 6-6. Γραφήματα παρουσίασης καταμερισμού κόστους σε παράγοντες για όλα τα σενάρια.....	155
Σχήμα 6-7. Υπολογισμός ετήσιου LCoE για το σύνολο των επενδύσεων που μελετώνται.....	157
Σχήμα 6-8. Αναπαράσταση της απορριπτόμενης Φ/B ισχύος (%) συναρτήσει της εγκατεστημένης Φ/B ισχύος (%) και της αιολικής (%), παράμετρος δεξιά)	159
Σχήμα 6-9. Απεικόνιση της απορριπτόμενης αιολικής (%) συναρτήσει της συνολικής εγκατεστημένης Φ/B (%) και Αιολικής Ισχύος (%) για το σενάριο Β	161
Σχήμα 6-10. Απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ (%) συναρτήσει Φ/B και Αιολικής Ισχύος για τα έτη 2025, 2035, 2050 και για τα σενάρια Α1, Α2, Γ	164
Σχήμα 6-11. Γραφήματα παρουσίασης συμμετοχής στην Η/Π της Κρήτης στα διάφορα σενάρια διερεύνησης για την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη, έτη 2020, 2025, 2035 και 2050.	167
Σχήμα 6-12. Γραφήματα παρουσίασης συμμετοχής στην Η/Π στα σενάρια διερεύνησης για τις ΑΠΕ για τα σενάρια διασύνδεσης (Α1, Α2, Γ) και τα έτη 2025, 2035, 2050.....	171
Σχήμα 6-13. Γραφήματα αναπαράστασης της μεταπώλησης ενέργειας από τη Κρήτη στο ΕΣΜΗΕ στα σενάρια διερεύνησης των ΑΠΕ, για τα σενάρια Διασύνδεσης και για τα έτη 2025, 2035, 2050	175
Σχήμα 6-14. Γραφήματα απεικόνισης μεταβολής του ετήσιου LCoE στα σενάρια διερεύνησης και σύγκριση με το ετήσιο LCoE _{standard} για τα σενάρια Α1, Α2, Β , Γ και για τα έτη 2025, 2035 και 2050.....	181
Σχήμα 6-15. Διακύμανση LCoE στις μεταβολές παραμέτρων για την ανάλυση ευαισθησίας.....	187

Περίληψη

Η Κρήτη αποτελεί το μεγαλύτερο αυτόνομο νησιωτικό ηλεκτρικό σύστημα της χώρας, που χαρακτηρίζεται όμως παλαιό και κοστοβόρο. Αυτή τη στιγμή λειτουργούν τρεις θερμοηλεκτρικοί σταθμοί στο νησί, στα Χανιά, στα Λινοπεράματα και στον Αθερινόλακκο, με τις άδειες παραγωγής των περισσότερων μονάδων στους τρεις σταθμούς να έχουν λήξει. Επομένως, κρίνεται απαραίτητος ο ενεργειακός σχεδιασμός του νησιού είτε με τη δημιουργία νέων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής (πετρέλαιο η ΦΑ) είτε με τη διασύνδεση του νησιού με την Ηπειρωτική Ελλάδα, ένα πλάνο που έχει καταχωρηθεί και μελετηθεί εδώ και αρκετά χρόνια από τον ΔΕΣΜΗΕ. Τέλος, όσον αφορά τις ΑΠΕ και τα ενδεχόμενα έργα περαιτέρω ανάπτυξης τους στο νησί, οι προοπτικές είναι κάτι παραπάνω από θετικές καθώς η Κρήτη αποτελεί ένα νησί με πλούσιο αιολικό αλλά και ηλιακό δυναμικό. Επομένως, τα παραπάνω συνθέτουν το πολύπλοκο και πολυσυζητημένο ομολογουμένως θέμα της Κρήτης, με το πλάνο ανάπτυξης του νησιού να επηρεάζει άμεσα την ενδεχόμενη ανάπτυξη των ΑΠΕ στο νησί.

Μπορεί η συζήτηση για τη διασύνδεση της Κρήτης να έχει αρχίσει από τη δεκαετία του 80' και να μην έχει τελεσφορήσει ακόμα, ωστόσο μακροπρόθεσμα τα περισσότερα νησιά του Αιγαίου, από τα μεγαλύτερα μέχρι τα μικρότερα θα διασυνδεθούν με την κυρίως Ελλάδα. Αυτή είναι η πάγια πολιτική σκέψη που επικρατεί τα τελευταία χρόνια και το ιδανικότερο είναι να συνοδευτεί και με μεγάλη διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Ο λόγος που οι διασυνδέσεις αποτελούν πλέον πιο εφικτό σενάριο απ' ότι τις προηγούμενες δεκαετίες, είναι η ραγδαία βελτίωση της τεχνολογίας πάνω στις υποβρύχιες διασυνδέσεις που έχει σημειωθεί τα τελευταία χρόνια, γεγονός που σηματοδοτεί και σημαντική μείωση στις οικονομικές δαπάνες του έργου.

Η παρούσα μελέτη αποσκοπεί στην ανάλυση του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης με στόχο να εκπονηθεί μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός, ο οποίος θα αναλύει διεξοδικά εναλλακτικά σενάρια ανάπτυξης, διαφορετικές επιλογές ως προς το ενεργειακό μείγμα του νησιού, την ανάπτυξη ενεργειακών υποδομών και τη διαμόρφωση στόχων σχετικά με το περιβάλλον, εμβαθύνοντας κυρίως στα σενάρια ανάπτυξης της Κρήτης με διασύνδεση. Ο στόχος λοιπόν της εργασίας, είναι να σχηματιστεί μια ρεαλιστική πρόταση, βασισμένη στην αξιολόγηση διαφορετικών σεναρίων ανάπτυξης, που θα μπορεί να συμβάλει ουσιαστικά στην ανάπτυξη της Περιφέρειας Κρήτης με τη διατύπωση και τη διαμόρφωση χρήσιμων συμπερασμάτων.

Για τη διαμόρφωση των σεναρίων έγινε συλλογή στοιχείων που αφορούν τα έργα που βρίσκονται σε διαδικασία σχεδιασμού, αδειοδότησης και υλοποίησης. Οι πιο σημαντικές παράμετροι που επηρεάζουν τα σενάρια μελέτης είναι η εξέλιξη της ζήτησης του νησιού, η χρονιά υλοποίησης της διασύνδεσης, το μέγεθος αλλά και η τοποθεσία της διασύνδεσης, τα σενάρια εφεδρείας του νησιού αλλά και οι εναλλακτικές λύσεις της διασύνδεσης. Τέλος το πιο σημαντικό κομμάτι της εργασίας, αποτελεί η θέση των ΑΠΕ σε όλα τα σενάρια ανάπτυξης.

Η σύγκριση και η αξιολόγηση των εναλλακτικών λύσεων που εξετάζονται γίνεται με κριτήριο το Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE) και τις περικοπές του συστήματος (Συντελεστής Εκμεταλλευσιμότητας και Απορρόφησης των ΑΠΕ).

Οριοθέτηση Μελέτης

Στην παρούσα μελέτη γίνεται η προσπάθεια να πραγματοποιηθεί ο στρατηγικός σχεδιασμός του ενεργειακού συστήματος της Κρήτης αξιολογώντας διαφορετικές προοπτικές ανάπτυξης. Τα κύρια και κρίσιμα ερωτήματα που επιχειρούνται να απαντηθούν στο μεγαλύτερο μέρος της εργασίας είναι:

1. Ποια είναι τα περιθώρια ανάπτυξης των ΑΠΕ στο υφιστάμενο αυτόνομο Σύστημα της Κρήτης σε περίπτωση που δεν πραγματοποιηθεί η διασύνδεση; Πιο συγκεκριμένα, σεβόμενοι το υπάρχον χωροταξικό πλαίσιο του Νησιού για τις ΑΠΕ, σε τι βαθμό μπορούν να παίξουν ρόλο στον ενεργειακό σχεδιασμό τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά;
2. Έχει βάση η θεωρία πως η πραγματοποίηση της διασύνδεσης αποτελεί εφελκυστικό για την ανάπτυξη μεγάλων έργων ΑΠΕ; Εξετάζοντας διάφορα υποσενάρια για τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά, υπάρχουν περιοχές βέλτιστων μειγμάτων που αξιοποιούν σε μεγάλο βαθμό το δυναμικό του νησιού και υποκαθιστούν σημαντική ποσότητα συμβατικής ενέργειας τόσο στο νησί όσο και στο διασυνδεδεμένο σύστημα;
3. Ποια είναι η βέλτιστη τεχνικά-οικονομικά λύση ώστε να μειωθεί το τεράστιο υφιστάμενο κόστος παραγόμενης ενέργειας της Κρήτης; Είναι οικονομικά βιώσιμη η κατασκευή δεύτερης ανεξάρτητης διασύνδεσης σε βάθος χρόνου; Έχει θέση στο ενεργειακό μείγμα της Κρήτης το ΦΑ σε περίπτωση αυτοδύναμης ανάπτυξης;

Συλλογή Στοιχείων

Για τη διερεύνηση των παραπάνω ερωτημάτων συλλέχθηκαν τα παρακάτω στοιχεία, δεδομένα και χάρτες για:

- Το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης (χρονοσειρές ζήτησης, ετήσια αιχμή, ετήσια κατανάλωση, τεχνικά χαρακτηριστικά υφισταμένων συμβατικών σταθμών, σχεδιασμός και σενάρια ανάπτυξης νέων συμβατικών σταθμών, στοιχεία κόστους)
- Το αιολικό δυναμικό (χρονοσειρές ανέμου σε 10 σημεία) και ηλιακό δυναμικό (χάρτης από PVGIS).
- Την υπάρχουσα κατάσταση ανάπτυξης ΑΠΕ στο νησί και εκκρεμούσες άδειες και αιτήσεις. (αιολικά, φωτοβολταϊκά).
- Τα σχέδια διασύνδεσης του ΔΕΣΜΗΕ.
- Το χωροταξικό πλαίσιο για τις ΑΠΕ που συντάχθηκε από το Πολυτεχνείο Κρήτης.
- Παρόμοια έργα υποβρύχιας διασύνδεσης αυτόνομων συστημάτων για τη δημιουργία συσχέτισης τεχνικών παραγόντων και παραγόντων κόστους.

Ανάλυση επιμέρους ζητημάτων

Στα πλαίσια της μελέτης πραγματοποιήθηκε και επιμέρους ανάλυση τεχνικών ζητημάτων προκειμένου να γίνει εμπεριστατωμένος χαρακτηρισμός της κατάστασης της Κρήτης και να δοθεί η απαραίτητη έμφαση σε συγκεκριμένους τομείς κατά τον στρατηγικό σχεδιασμό του ηλεκτρικού συστήματος του νησιού. Πιο συγκεκριμένα,

- Εγκατάσταση αιολικών και φωτοβολταϊκών στο νησί διερευνώντας τη διασπορά βάσει και του υπάρχοντος χωροταξικού πλαισίου των ΑΠΕ.
- Διερεύνηση ως προς το είδος Α/Γ που βάσει των ανεμολογικών δεδομένων για τα 10 σημεία της Κρήτης που διαθέτουμε δίνει μέγιστο ιδανικό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας (CF_{ideal}). Επιλογή εγκατάστασης Φ/Β σταθμών στη βέλτιστη γωνία για ετήσια μέγιστη απόδοση.
- Προσδιορισμός στιγμιαίων και συνολικών ορίων διείσδυσης αιολικών και φωτοβολταϊκών στο νησί.

- Προσδιορισμός περιοχής βέλτιστου μείγματος αιολικών- φωτοβολταϊκών με κριτήριο την αποδοτική ενσωμάτωση των ΑΠΕ στο νησί αλλά και στο ΕΣΜΗΕ στη περίπτωση διασύνδεσης.
- Κατάστρωση εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης χωρίς διασύνδεση (ανάπτυξη με πετρέλαιο ή ΦΑ) και με διασύνδεση, ανάλυση ευαισθησίας αποτελεσμάτων ως προς την εξέλιξη της ζήτησης του νησιού.
- Διερεύνηση σκοπιμότητας της “μικρής” διασύνδεσης Κρήτης-Πελοποννήσου, της “μεγάλης” διασύνδεσης Αττικής-Κρήτης και του ενδεχομένου διπλής διασύνδεσης σε βάθος χρόνου.
- Ανάλυση τεχνικών-οικονομικών ζητημάτων της διασύνδεσης με υποβρύχια καλώδια και διερεύνηση της αξιοπιστίας που προσφέρουν στο σύστημα.
- Εφαρμογή μεθοδολογίας αξιολόγησης των σεναρίων με βασικά κριτήρια την επαρκούσα εκμεταλλευσιμότητα των έργων ΑΠΕ και το σταθμισμένο κόστος της ενέργειας των διαφορετικών επενδύσεων.

Δομή τελικής έκθεσης

Η παρούσα έκθεση στοχεύει να παρουσιάσει τα στοιχεία που έχουν συλλεχθεί, τις βασικές αρχές της μεθοδολογικής προσέγγισης, την ανάλυση των επιμέρους ζητημάτων, την διατύπωση των σεναρίων και την αξιολόγηση τους, τα αποτελέσματα που προκύπτουν και τα διαφορετικά συμπεράσματα που σχηματίζονται.

Η τεχνική έκθεση της μελέτης είναι χωρισμένη σε 6 κεφάλαια στα οποία αναπτύσσονται αναλυτικά τα επιμέρους ζητήματα:

- Στο πρώτο κεφάλαιο, πραγματοποιείται μια βιβλιογραφική ανασκόπηση όσον αφορά τις διασυνδέσεις νησιών με το Ηπειρωτικό Σύστημα, ερμηνεύεται η σημασία της επιμονής στη συγκεκριμένη πολιτική των Διασυνδέσεων και σε πιο συγκεκριμένο στάδιο, γίνεται αναφορά και σύντομη ανάλυση του Θέματος της διασύνδεσης της Κρήτης.
- Στο δεύτερο κεφάλαιο, περιγράφεται η παρούσα κατάσταση του νησιού. Δίνονται γενικά στοιχεία για το νησί, αναλύεται το υπάρχον ηλεκτρικό σύστημα με τις συμβατικές μονάδες και τις μονάδες ΑΠΕ που υπάρχουν στο νησί.

Παράλληλα, παρουσιάζεται το δυναμικό σε ΑΠΕ του νησιού, γίνεται μια πρώτη αναφορά για τις προοπτικές ανάπτυξης τους καθώς και στο Ειδικό Χωροταξικό Πλαίσιο το οποίο οριοθετεί την ανάπτυξη των ΑΠΕ σε κάθε νομό της Περιφέρειας της Κρήτης.

- Στο τρίτο κεφάλαιο, παρατίθεται το τεχνικό μοντέλο επίλυσης της εργασίας. Αρχικά παρουσιάζεται το ενεργειακό μοντέλο που διέπει καθένα από τα 5 διαφορετικά σενάρια που εξετάζονται. Στη συνέχεια, αναλύεται διεξοδικά η μεθοδολογία με την οποία εισάγονται οι ΑΠΕ στο ενεργειακό μοντέλο ενώ γίνεται και η τεχνική ανάλυση του καλωδίου για την περίπτωση διασύνδεσης. Τέλος, εισέρχεται στο μοντέλο και ο παράγοντας της τοπικής παραγωγής, που στη περίπτωση διασύνδεσης έχει εφεδρικό ρόλο, ενώ στην αυτοδύναμη ανάπτυξη είναι η κύρια πηγή ενέργειας.
- Στο τέταρτο κεφάλαιο, γίνεται η παρουσίαση του τρόπου που θα αξιολογηθούν οικονομικά οι διαφορετικές επενδύσεις που μελετώνται.
- Στο πέμπτο κεφάλαιο, γίνεται η εισαγωγή του υπολογιστικού μοντέλου με τα δεδομένα εισόδου που αξιοποιούνται στη διερεύνηση και επίλυση των σχηματιζόμενων αλγορίθμων του τεχνικού κομματιού. Αναλυτικότερα, παρουσιάζεται η ζήτηση του νησιού καθώς και η προβλέψεις για την εξέλιξη της, οι μονάδες ΑΠΕ, τα στοιχεία διασύνδεσης και τα στοιχεία τοπικής παραγωγής σε συνδυασμό με τα χρονοδιαγράμματα των έργων καθώς και οτιδήποτε οικονομικό μέγεθος χρειαστεί στην διεκπεραίωση της μελέτης.
- Στο έκτο κεφάλαιο, διατυπώνονται τα συμπεράσματα και οι προτάσεις της μελέτης στην κατεύθυνση του στρατηγικού σχεδιασμού του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης. Γίνεται η παρουσίαση των βασικών αποτελεσμάτων που βρέθηκαν από το μοντέλο επίλυσης και γίνεται η διερεύνηση της ευαισθησίας τους ως προς βασικές παραμέτρους κόστους, ανάπτυξης και στρατηγικής.

1 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση Διασυνδέσεων

1.1 Ιστορικό Διασυνδέσεων

Οι πρώτες διασυνδέσεις νησιών, πραγματοποιήθηκαν από τη ΔΕΗ κατά τη δεκαετία του 1960 και αφορούσαν τα πλησιέστερα προς την κυρίως Ελλάδα νησιά, όπως είναι οι Σποράδες και τα νησιά του Αργοσαρωνικού [1]. Το καλώδιο που χρησιμοποιήθηκε αρχικά ήταν Μέσης Τάσεως 15kV. Στη συνέχεια ακολούθησαν και άλλα νησιά που βρίσκονταν σε απόσταση από την ακτή μικρότερη των 40km, ενώ παράλληλα αναπτύχθηκαν και οι πρώτες διασυνδέσεις μεταξύ νησιών. Κατ' αυτό τον τρόπο, μέχρι το 2000 λειτουργούσαν περίπου 70 διασυνδέσεις Μέσης Τάσεως (ΜΤ) ισχύος 15-20kV. Στο τομέα των μεγάλων νησιών που τα καλώδια ΜΤ δεν επαρκούσαν, εντασσόταν και η Κέρκυρα όπου στα μέσα της δεκαετίας του 1960 διασυνδέθηκε με το σύστημα με καλώδια 66kV αλλά και η Ζάκυνθος με τη Κεφαλονιά που ακολούθησαν. Στα μέσα της δεκαετίας του 1970 πραγματοποιήθηκε νέα διασύνδεση της Κέρκυρας με μεγαλύτερης χωρητικότητας καλώδιο (150kV).

Επιπλέον, στα τέλη της δεκαετίας του 1980 επιχειρήθηκε η διασύνδεση των νησιών των Κυκλάδων από το νότιο άκρο της Εύβοιας με καλώδια τάσης 150kV και 66kV. Ωστόσο το έργο δεν ολοκληρώθηκε, καθώς οι προβλεπόμενες εναέρια γραμμές της διασύνδεσης δεν έγιναν αποδεκτές από τους κατοίκους των τοπικών κοινωνιών.

Στα τέλη της δεκαετίας του 1980 άρχισαν και οι πρώτες μελέτες για την ενδεχόμενη διασύνδεση της Κρήτης, η οποία αποτελεί και το κύριο κομμάτι της παρούσας εργασίας και θα μελετηθεί εκτενώς στη συνέχεια.

1.2 Σημασία και Στρατηγική Διασύνδεσης Νησιών

Οι πρώτες υποβρύχιες διασυνδέσεις νησιών με το Ηπειρωτικό Σύστημα πραγματοποιήθηκαν από τη ΔΕΗ στις αρχές της δεκαετίας του 1960. Ο στόχος εκείνης της εποχής αποτελεί τον ίδιο με σήμερα, να ελαχιστοποιηθεί, δηλαδή, ή να καταργηθεί

εντελώς η τοπική πετρελαϊκή παραγωγή των νησιών και να εξασφαλιστεί η ηλεκτροδότηση τους από το σύστημα της ηπειρωτικής χώρας.

Τα μεγάλα πλεονεκτήματα που παρουσιάζουν οι διασυνδέσεις είναι τα εξής:

- Εξασφαλίζεται με μεγαλύτερη αξιοπιστία η απρόσκοπτη ηλεκτροδότηση του νησιού.
- Ανεξαρτητοποιείται το σύστημα ενέργειας από τους τοπικούς σταθμούς παραγωγής που είναι συνήθως παλαιοί και ρυπογόνοι.
- Μειώνεται το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας καθώς οι μεγαλύτεροι και πιο σύγχρονοι σταθμοί της ηπειρωτικής χώρας παρουσιάζουν μικρότερο κόστος από τους μικρότερους και παλαιότερους σταθμούς των νησιών που λειτουργούν με μικρούς βαθμούς απόδοσης.
- Η πραγματοποίηση διασύνδεσης είναι συνδεδεμένη με την ανάπτυξη μεγάλων έργων ΑΠΕ που εξασφαλίζει την εκμετάλλευση του ηλιακού και αιολικού δυναμικού των ελληνικών νησιών.

Η πραγματοποίηση της διασύνδεσης ενός νησιού είναι δυνατή εάν προηγουμένως μελετηθεί και διαπιστωθεί πως:

1. Υπάρχει η υλικοτεχνική υποδομή για να πραγματοποιηθεί η διασύνδεση για τα ξεχωριστά δεδομένα κάθε νησιού. Ο προγραμματισμός και η υλοποίηση ενός έργου διασύνδεσης αποτελεί ένα σύνθετο πρόβλημα στο οποίο η λύση πρέπει πάνω απ' όλα να ικανοποιεί το κριτήριο συνεχούς ηλεκτροδότησης του νησιού, ένα κριτήριο αξιοπιστίας.
2. Ένα έργο διασύνδεσης δεν είναι κάτι άλλο παρά μια επένδυση που είναι απαραίτητο να ελεγχθεί ως προς την βιωσιμότητα της. Ελέγχεται αν το κόστος ηλεκτροδότησης του νησιού για τη συγκεκριμένη διάρκεια ζωής της επένδυσης (για τη διασύνδεση πρόκειται για περίπου 30 χρόνια) είναι μικρότερο από το κόστος που προκύπτει από τους τοπικούς σταθμούς παραγωγής. Στη συγκεκριμένη χρονική διάρκεια η ισχύς του τοπικού σταθμού προσαρμόζεται στις ανάγκες κάλυψης ζήτησης και εφεδρείας του νησιού. Στον υπολογισμό του κόστους αυτού, εισέρχεται και ο παράγοντας των ΑΠΕ, που με την κατασκευή της διασύνδεσης έχουν αυξημένη συμμετοχή.

Με απόφαση της Ευρωπαϊκής Ένωσης, η ΡΑΕ είναι υποχρεωμένη να εξετάσει το ενδεχόμενο η διασύνδεση ενός μη διασυνδεδεμένου νησιού (ΜΔΝ) να είναι οικονομικότερη της ανάπτυξης της τοπικής παραγωγής, προτού χορηγήσει Άδεια για την ενίσχυση του αντίστοιχου υφιστάμενου σταθμού. Σε περίπτωση που το αποτέλεσμα δείχνει πως η διασύνδεση είναι οικονομικά συμφέρουσα οφείλει σε συνεργασία με τον ΑΔΜΗΕ και τον διαχειριστή των ΜΔΝ να προχωρήσει στην υλοποίηση της. Σύμφωνα με την παραπάνω νομοθέτηση, το κόστος παραγωγής των αυτόνομων συστημάτων υπολογίζεται με βάση αναφοράς τις υπηρεσίες κοινής ωφέλειας (ΥΚΩ) που καταβάλλονται ετησίως.

1.3 Κρήτη και αρχικές προσπάθειες διασύνδεσης

Όπως αναφέρθηκε, οι πρώτες σκέψεις και μελέτες για τη διασύνδεση της Κρήτης τοποθετούνται στα μέσα της δεκαετίας του 60. Ωστόσο, η τεχνολογία των διασυνδέσεων την τότε εποχή δεν ήταν τόσο ανεπτυγμένη και το έργο αυτό αποτελούσε ιδιαίτερη περίπτωση εξ αιτίας της μεγάλης απόστασης του νησιού από το ηπειρωτικό σύστημα και του μεγάλου βάθους πόντισης που απαιτούνταν για τα καλώδια. Επομένως, η εκπόνηση του έργου χαρακτηρίστηκε δαπανηρή και πολύπλοκη. Η πρώτη πλήρης μελέτη για τη διασύνδεση της Κρήτης πραγματοποιήθηκε το 1981, ωστόσο, με τα τότε δεδομένα του Προγράμματος Ανάπτυξης του Ηπειρωτικού Συστήματος, η επένδυση κρίθηκε συμφέρουσα για το 1988, με απαραίτητη όμως την εκ νέου πλήρη διερεύνηση του έργου.

Το 1988, πραγματοποιήθηκε, λοιπόν, η αναλυτική οικονομοτεχνική μελέτη [2] η οποία αφορούσε κυρίως την επιλογή των κατάλληλων καλωδίων [3] και τον τρόπο πόντισης τους στο βαθύ πυθμένα[4]. Κατά τη πρώτη μελέτη, εξετάστηκαν τα σενάρια διασύνδεσης με καλώδια $2 \times 150 = 300\text{MW}$ και $2 \times 300 = 600\text{MW}$ τα οποία και βρέθηκαν οικονομικώς ισοδύναμες επιλογές. Το δεύτερο κομμάτι, περιλάμβανε τα αποτελέσματα της “έρευνας βυθού” που πραγματοποιήθηκε από το τμήμα Γεωλογίας του Πανεπιστημίου Πατρών σε συνεργασία με την αρμόδια Διεύθυνση Μελετών και Κατασκευών Μεταφοράς της ΔΕΗ. Σκοπός της μελέτης αποτέλεσε να βρεθεί η βέλτιστη διαδρομή που θα ακολουθούσαν τα υποβρύχια καλώδια και το αποτέλεσμα ήταν να προταθεί η διαδρομή Μονεμβασίας-Κρήτης με μήκος διαδρομής 150km και μέγιστο βάθος τα 1100m.

Μετά την παρουσίαση των δύο κομματιών της μελέτης, το τμήμα Μελετών και Κατασκευών Μεταφοράς της ΔΕΗ εξέτασε ενδελεχώς το τεχνικό κομμάτι του έργου και προχώρησε στην οικονομική αξιολόγηση της περίπτωσης διασύνδεσης με καλώδια $2 \times 150 = 300 \text{ MW}$. Καθώς επρόκειτο για καλώδια συνεχούς τάσης, ήταν απαραίτητο να δημιουργούν δύο σταθμοί μετατροπής τάσης. Ο πρώτος μετατροπέας AC/DC θα βρισκόταν στη Μεγαλόπολη, απ' όπου με εναέρια γραμμή μεταφοράς ΣΡ θα κατέληγε στη Μονεμβασία (Νότιο άκρο Πελοποννήσου) και από εκεί θα γινόταν η πόντιση των υποβρυχίων καλωδίων. Στο άλλο άκρο της διασύνδεσης, στη θέση Μενιές της Κρήτης, θα κατασκευαζόταν μια εναέρια γραμμή μεταφοράς ΣΡ μέχρι τον σταθμό των Λινοπεραμάτων, όπου και θα είχαμε τον δεύτερο σταθμό μετατροπής τάσης DC/AC.

Κατόπιν σκέψεως, η ΔΕΗ έκρινε προτιμότερο να προχωρήσει το έργο με καλώδια $2 \times 300 = 600 \text{ MW}$ παρά τις αρχικές εκτιμήσεις[5]. Σύμφωνα με τις νέες οδηγίες της ΡΑΕ για τα νησιά, η ΔΕΗ προχώρησε στην οικονομοτεχνική αξιολόγηση του έργου συγκρίνοντας δύο βασικά Σενάρια Ανάπτυξης ως προς το κόστος παραγωγής του Διασυνδεδεμένου Ελληνικού Συστήματος:

1. Αυτοδύναμη Ανάπτυξη Συστήματος Κρήτης με εκσυγχρονισμό και εγκατάσταση νέων μονάδων με καύσιμο μαζούτ ή λιθάνθρακα.
2. Διασύνδεση με το Ηπειρωτικό Σύστημα με υποβρύχια καλώδια $2 \times 150 = 300 \text{ MW}$ ή $2 \times 300 = 600 \text{ MW}$. Και στις δύο περιπτώσεις διασύνδεσης οι συμβατικές μονάδες της Κρήτης θα παρέμεναν σε εφεδρεία και θα λειτουργούσαν συμπληρωματικά.

Κατά την παραπάνω μελέτη, το πρώτο έτος έναρξης λειτουργίας της διασύνδεσης θα ήταν το 1995, όπου η αιχμή του νησιού θα αυξανόταν σε 315 MW . Επομένως στην περίπτωση της διασύνδεσης μικρής χωρητικότητας ($2 \times 150 = 300 \text{ MW}$) οι τοπικές μονάδες παραγωγής θα είχαν σημαντική συμβολή στην ηλεκτροπαραγωγή του νησιού. Πιο συγκεκριμένα, οι προβλέψεις από τη ΔΕΗ, έδειχναν πως η διασύνδεση $2 \times 300 = 600 \text{ MW}$ το έτος 2009 θα κάλυπτε το 97.6% της ζήτησης ενώ η διασύνδεση $2 \times 150 = 300 \text{ MW}$ το 70.8%.

Ερχόμενοι στην οικονομική αξιολόγηση των δύο διαφορετικών επενδύσεων, το συμπέρασμα ήταν ξεκάθαρο πως η διασύνδεση είναι κατά πολύ πιο συμφέρουσα της αυτόνομης ανάπτυξης του νησιού. Ανάμεσα στα δύο σενάρια διασύνδεσης, η αξιολόγηση έδειξε πως και οι δύο επιλογές ήταν οικονομικά ισοδύναμες. Μπορεί το κόστος επένδυσης της μεγάλης διασύνδεσης ($2 \times 300 \text{ MW}$) να ήταν μεγαλύτερο από

εκείνο της μικρής (2x150MW), ωστόσο η διαφορά καλυπτόταν από τη περισσότερη και φθηνότερη ενέργεια που θα προσφερόταν από το διασυνδεδεμένο δίκτυο στο νησί. Πιο συγκεκριμένα, η χρησιμοποίηση των τοπικών σταθμών της Κρήτης, θα είχε ελάχιστη συμβολή στην ηλεκτροπαραγωγή στο σενάριο 2x300MW, γεγονός που προσέφερε και το πλεονέκτημα της μετάθεσης του προβλήματος εύρεσης τοποθεσίας εγκατάστασης του νέου θερμοηλεκτρικού σταθμού που θα έπρεπε να χτιστεί σε οποιαδήποτε άλλη περίπτωση. Σημαντικό πλεονέκτημα της μείωσης λειτουργίας των τοπικών μονάδων, αποτελούσε επίσης και η μείωση των ρυπογόνων σωματιδίων που εκπέμπονταν από τους σταθμούς. Ο μόνος ενδοιασμός που υπήρξε, ήταν πως δεν είχε πραγματοποιηθεί έως τότε κάποιο ανάλογο έργο, με τη λύση της διασύνδεσης 2x300MW να χαρακτηρίζεται μη επαρκώς αξιόπιστη. Έτσι, η απόφαση του 1989 να προχωρήσει η διασύνδεση 2x300=600MW με τη διατήρηση των συμβατικών μονάδων σε εφεδρεία, προκάλεσε πολλές αντιδράσεις στα κλιμάκια της ΔΕΗ αλλά και εξωτερικά, κυρίως λόγω των ερωτηματικών γύρω από τη τεχνική αξιοπιστία του έργου.

Οι πολιτικές αλλαγές στη διοίκηση της ΔΕΗ το 1989, οδήγησαν στις Υπηρεσίες μελέτης και προγραμματισμού της ΔΕΗ να επαναφέρουν στο προσκήνιο τη πρόταση για κατασκευή της διασύνδεσης 2x150=300MW, με παράλληλη λειτουργία της τοπικής παραγωγής της Κρήτης. Η νέα διοίκηση έκανε αποδεκτή τη παραπάνω πρόταση και προχώρησε στη προκήρυξη διαγωνισμού για το έργο, ένας διαγωνισμός που όμως δεν τελεσφόρησε ποτέ, αντιθέτως, το 1991 το νέο Συμβούλιο Διοίκησης, μετά από εξωτερικές παρεμβάσεις, πήρε την απόφαση να διακόψει κάθε ενέργεια γύρω από το έργο της διασύνδεσης και να συνεχίσει την αυτόνομη ανάπτυξη της Κρήτης.

Αυτή η απόφαση στέρησε από την Ελλάδα να προχωρήσει σ' ένα πρωτοποριακό έργο για την εποχή εκείνη με πολλαπλά οφέλη, εκ των οποίων τα σημαντικότερα είναι:

- Μείωση του κόστους παραγωγής ενέργειας, καθώς η παραγωγή από τις τοπικές μονάδες συνέχισε να παραμένει ακριβότερη, με αυξανόμενη διαφορά μάλιστα, από την αντίστοιχη παραγωγή στο Διασυνδεδεμένο σύστημα. Αυτό είναι ένα πρόβλημα που επιβάρυνε σημαντικά τους καταναλωτές του δικτύου, καθώς από το 2007, τη διαφορά ανάμεσα στα κόστη παραγωγής ΜΔΝ και ΕΣΜΗΕ καλούταν να το πληρώσει το σύνολο των καταναλωτών μέσω του μηχανισμού “Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας” (ΥΚΩ).
- Άνοιγμα για καινούριες επενδύσεις στα Ανανεώσιμα. Η απόφαση του διοικητικού συμβουλίου οδήγησε στη παρεμπόδιση της απόφασης για μεγάλα έργα ΑΠΕ στη

Κρήτη, ένα νησί με εξαιρετικό δυναμικό τόσο για την ανάπτυξη αιολικών πάρκων, όσο και φωτοβολταϊκών.

- Μείωση της ρύπανσης του περιβάλλοντος. Η μείωση της τοπικής παραγωγής, συνεπάγεται και τη μείωση των εκπομπών ρυπογόνων ουσιών. Η αύξηση της ζήτησης στο νησί της Κρήτης που ακολούθησε τα επόμενα χρόνια, οδήγησε και στην αύξηση της συμβατικής παραγωγής του νησιού, γεγονός που σήμανε και την σημαντική αύξηση στους ρύπους. Κάτι τέτοιο βέβαια, πέραν του περιβαλλοντικού αντίκτυπου που είχε, οδήγησε και σε επιπλέον οικονομικές επιβαρύνσεις, καθώς η Ευρωπαϊκή Ένωση θέσπισε όρια και κανονισμούς για τις εκπομπές CO₂, SO_x, NO_x, PM.

1.4 Σύγχρονες Μελέτες Διασύνδεσης της Κρήτης

1.4.1 Μελέτες του ΕΜΠ για λογαριασμό της ΡΑΕ

Στα πλαίσια των μελετών που ανέθεσε η ΡΑΕ στο ΕΜΠ για την διερεύνηση της δυνατότητας κατασκευής της Διασύνδεσης όσο το δυνατόν περισσότερων από τα ΜΔΝ του Αιγαίου εξετάστηκαν και οι παρακάτω δυνατότητες για την Κρήτη:

1. Διασύνδεση Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα.
2. Διασύνδεση Κρήτης με το Ηπειρωτικό σύστημα αλλά και σύνδεση των Δωδεκανήσων στο ανατολικό άκρο του δικτύου της Κρήτης. Πιο συγκεκριμένα, κατασκευή της υποβρύχιας διασύνδεσης Ρόδου μέσω Κάσου-Καρπάθου και ακολούθως των νησιών Κω-Καλύμνου-Λέρου (ήδη διασυνδεδεμένα) μέσω Νισύρου.

Η διασύνδεση Κρήτης-Πελοποννήσου θεωρήθηκε πως θα αρχίζει από τη Μονεμβασιά και θα έχει τέλος στη Κορακιά, τοποθεσία που σύμφωνα με το πρόγραμμα ανάπτυξης της ΡΑΕ θα κατασκευαζόταν ο νέος ΘΗΣ της Κρήτης. Το μοντέλο λειτουργίας της Διασύνδεσης, βασιζόταν στο ότι το βασικό φορτίο (μέσο φορτίο) θα καλυπτόταν από το Σύστημα μέσω της Διασύνδεσης ενώ για το υπολειπόμενο φορτίο θα ετίθεντο σε λειτουργία σύμφωνα με τη σειρά ένταξης οι συμβατικές μονάδες. Η ανάπτυξη των

τοπικών σταθμών θα ήταν τέτοια ώστε σε περίπτωση απώλειας της μεταφορικής ικανότητας της Διασύνδεσης να μπορούν να καλύψουν πλήρως το φορτίο του νησιού. Παράλληλα, το πρόγραμμα της ΡΑΕ περιελάμβανε και ανάπτυξη ΑΠΕ (αιολικών). Όσο για τη κοστολόγηση της ενέργειας που θα προσφερόταν από το Διασυνδεδεμένο σύστημα, λήφθηκε ισοδύναμο με αυτό μιας μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου ΦΑ ισχύος 400MW.

Τα παραπάνω σενάρια διασύνδεσης, σύμφωνα με τους κανονισμούς της Ευρωπαϊκής Ένωσης, συγκρίθηκαν με τα αντίστοιχα της αυτοδύναμης ανάπτυξης, στα οποία θεωρήθηκε ως καύσιμο το πετρέλαιο ή το υδροποιημένο Φυσικό αέριο για τη Κρήτη και αποκλειστικά το πετρέλαιο για τα Δωδεκάνησα. Να σημειωθεί πως υπήρχε ο προγραμματισμός να κατασκευαστεί και να αξιοποιηθεί ο σταθμός Γεωθερμίας της Νισύρου, ισχύος 40MW.

Η εξέλιξη-εξέταση του θέματος πραγματοποιήθηκε σε δύο φάσεις, οι οποίες παρατίθενται στη συνέχεια.

1.4.1.1 Αρχική Μελέτη

Κατά την αρχική μελέτη, η μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης ορίστηκε στα 2x350MVA, ενώ για τη τοπική παραγωγή αποφασίστηκε η διατήρηση της με ή χωρίς την εισαγωγή του ΦΑ. Όσον αφορά τα έργα ΑΠΕ, κατά το χρονολογικό εύρος της μελέτης 2010-2035, αποφασίστηκε πως σταδιακά από τα 200MW το 2010, θα γίνει η μετάβαση στα 800MW το 2035. Η ανάλυση έγινε με ωριαίες χρονοσειρές για το διάστημα 2010-2035 με στόχο να υπολογιστεί συνολικά η ενέργεια που θα μεταβιβαζόταν και θα αξιοποιούταν στην ηλεκτροπαραγωγή της Κρήτης. Με το μέγεθος της διασύνδεσης στα 2x350=700MW υπολογίστηκε πως η τοπική θερμική παραγωγή, από 3% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας το 2010, θα αυξανόταν σε 30% το 2035 λόγω παράλληλης αύξησης και της ζήτησης του νησιού.

Έπειτα εξετάστηκε να γίνει η διασύνδεση μεγέθους 2x550=1100MW ανάμεσα στη Κρήτη και το Ηπειρωτικό σύστημα, με ταυτόχρονη διασύνδεση και των Δωδεκανήσων στο σύστημα της Κρήτης με καλώδια 2x200=400MW, μέσω Κάσου και Καρπάθου. Στο χρονικό ορίζοντα του έργου, είχε θέση και η αξιοποίηση του γεωθερμικού σταθμού στη Νίσυρο, που θα ξεκινούσε να λειτουργεί το 2020. Όσον αφορά τα Δωδεκάνησα, η μελέτη με τις ωριαίες χρονοσειρές, έδειξε πως η τοπική παραγωγή θα είχε συμβολή στην

ηλεκτροπαραγωγή κατά 17% το έτος 2010 και θα αυξανόταν σταδιακά στο 55% το έτος 2035. Για τα αιολικά προβλεπόταν η αύξηση εγκατάσταση τους σε 350MW.

Η οικονομική αξιολόγηση των παραπάνω σεναρίων, έδειξε πως η περίπτωση διασύνδεσης της Κρήτης και των Δωδεκανήσων στο σύστημα της Κρήτης ήταν η πιο συμφέρουσα. Αναλυτικότερα, το μέσο μοναδιαίο κόστος για τη διασύνδεση αποκλειστικά της Κρήτης με καλώδια 2x350MVA ήταν 139€/MWh ενώ για τη διασύνδεση Κρήτης (2x550MW) και Δωδεκανήσων το κόστος προέκυψε 137€/MWh. Από την άλλη, για την αυτοδύναμη ανάπτυξη Κρήτης και Δωδεκανήσων προέκυψε μοναδιαίο κόστος 168€/MWh (με καύσιμο πετρέλαιο) και 177€/MWh αντίστοιχα.

Η τεχνολογία που συζητήθηκε ως η επικρατέστερη για να πραγματοποιηθεί η διασύνδεση, ήταν με καλώδια HVDC light με πλαστική μόνωση και μετατροπείς VSC.

1.4.1.2 Η επικαιροποιημένη μελέτη του ΕΜΠ

Οι ραγδαίες τεχνολογικές εξελίξεις πάνω στις διασυνδέσεις διαμόρφωσαν τις προϋποθέσεις για την επικαιροποίηση της αρχικής μελέτης, καθώς κρίθηκε απαραίτητη η περαιτέρω διερεύνηση ορισμένων ζητημάτων [6]. Κατά κύριο λόγο, τα ζητήματα που ερευνηθήκαν, ήταν η πιθανότητα αύξησης της μεταφορικής ικανότητας της διασύνδεσης, με σκοπό να μειωθεί ακόμα περισσότερο η συμμετοχή της τοπικής παραγωγής στην ηλεκτροδότηση του νησιού, αλλά και η δυνατότητα που θα προσέφερε κάτι τέτοιο στην αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό μείγμα του νησιού. Επιπλέον, για πρώτη φορά τέθηκε υπό συζήτηση η ανάλυση της ευαισθησίας των οικονομικών συντελεστών αξιολόγησης του συστήματος ως προς βασικές παραμέτρους όπως:

- Το μεταβλητό κόστος της μονάδας συσχέτισης του Ηπειρωτικού Συστήματος. Υπενθυμίζεται πως η κοστολόγηση της ενέργειας που θα προσφερόταν από το διασυνδεδεμένο σύστημα στη Κρήτη θα γινόταν σύμφωνα με το ισοδύναμο κόστος μιας μονάδας συνδυσμένου κύκλου Φυσικού αερίου ισχύος 400MW (ΣΚ-ΦΑ 400MW).
- Εναλλακτική θεώρηση κοστολόγησης βάσει της Οριακής Τιμής του Συστήματος.
- Η οικονομική επιβάρυνση λόγω ρύπανσης. Στο τομέα αυτό εντάσσεται η τιμή των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂.
- Επενδυτικό Κόστος διασυνδέσεων.

Πιο συγκεκριμένα, εξετάστηκαν 4 σενάρια διασύνδεσης τα οποία και συγκρίθηκαν με τα αντίστοιχα σενάρια αυτοδύναμης ανάπτυξης τόσο της Κρήτης όσο και των Δωδεκανήσων με τους νέους Θερμοηλεκτρικούς Σταθμούς στη Κορακιά (Κρήτη) και τη Ρόδο.

1. Διπλό καλώδιο διασύνδεσης 2x500MW το 2015 και ανάπτυξη αυτοδύναμης παραγωγής Κρήτης με αποκλειστικά εφεδρικό χαρακτήρα, κάλυψης της αιχμής σε ποσοστό 100%. Σταδιακή αύξηση της αιολικής ισχύος στο νησί από 160MW το 2010 σε 1000MW το 2035.
2. Διασύνδεση μεταφορικής ικανότητας 1x500MW το έτος 2015, παράλληλη ανάπτυξη ΘΗΣ Κρήτης ώστε να καλύπτει την αιχμή σε ποσοστό 100% και ανάπτυξη αιολικών σε μικρότερο βαθμό, από 160MW το 2010 σε 500MW το 2035.
3. Διασύνδεση μεταφορικής ικανότητας 1x1000MW κατά το 2015, παράλληλη ανάπτυξη ΘΗΣ Κρήτης ώστε να καλύπτει την αιχμή σε ποσοστό 100% και ανάπτυξη αιολικών από 160MW το 2010 σε 1000MW το 2035.
4. Διασύνδεση μεταφορικής ικανότητας 1x500MW το 2015 και κατασκευή 2^{ης} ανεξάρτητης διασύνδεσης το 2025 ίσης μεταφορικής ικανότητας. Ο προγραμματισμός της ανάπτυξης της τοπικής παραγωγής Κρήτης θα ήταν τέτοιος ώστε από το 2025 κι έπειτα, να μπορεί να καλύψει ενεργειακά το νησί σε περίπτωση απώλειας του ενός καλωδίου. Πάλι, για ανάπτυξη αιολικών, προγραμματίστηκε από 160MW το 2010 να αυξηθούν σταδιακά σε 1000MW το 2035.

Τα παραπάνω σενάρια, προσαρμόστηκαν τόσο για χωριστή λειτουργία Κρήτης-Δωδεκανήσων, όσο και για ενιαία λειτουργία τους μέσω διασύνδεσης[7]. Τα αποτελέσματα συγκρίθηκαν με τις αντίστοιχες προοπτικές αυτοδύναμης ανάπτυξης Κρήτης και Δωδεκανήσων. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

ΜΕΛΕΤΕΣ	Βέλτιστο Σενάριο Διασύνδεσης	Μοναδιαίο Κόστος Παραγωγής(€/MWh)
Ενιαία Λειτουργία	Σενάριο 2	151,3

Χωριστή Λειτουργία		Σενάριο 4	148,5
Αυτοδύναμη Ανάπτυξη	Κρήτη	-	158,7
	Δωδεκάνησα	-	306,5

Πίνακας 1-1. Συνοπτικά Αποτελέσματα Επικαιροποιημένης Έρευνας ΕΜΠ

Τα βασικά συμπεράσματα των ανωτέρων διερευνήσεων μπορούν να διατυπωθούν ως:

1. Οι διασυνδέσεις αποτελούν σαφέστατα οικονομικά προσφιλέστερες πολιτικές σε σχέση με τις αυτοδύναμες αναπτύξεις. Το μέγεθος της διασύνδεσης δείχνει ότι παίζει δευτερεύοντα ρόλο στην οικονομική αξιολόγηση καθώς το επενδυτικό κόστος είναι μικρό σε σχέση με το συνολικό.
2. Η προοπτική ενιαίας λειτουργίας με διασύνδεση Κρήτης-Δωδεκανήσων κρίθηκε ιδιαίτερα συμφέρουσα.
3. Το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα δεν επηρεάζει σημαντικά την οικονομικότητα της επένδυσης καθώς το κόστος παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ λαμβανόταν υψηλότερο από το κόστος παραγωγής του Διασυνδεδεμένου Συστήματος.
4. Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει η ανάλυση ευαισθησίας που πραγματοποιήθηκε ως προς τις παραμέτρους που αναφέρθηκαν νωρίτερα:
 - Για δύο ακραίες τιμές του κόστους παραγωγής ενέργειας του Ηπειρωτικού συστήματος, 47 και 87 €/MWh, παρουσιάστηκε μεταβολή κόστους κατά 17%.
 - Μεγάλη επιρροή έδειξε να ασκεί η διακύμανση της τιμής του καυσίμου. Για ρυθμούς από 0% έως +7% σε ετήσια βάση, παρουσιάστηκε μεταβολή κόστους κατά 36%.
 - Για μεταβολή του κόστους εξ αιτίας των εκπομπών ρύπων, στο εύρος τιμών από 20-40 €/MWh, παρουσιάστηκε μεταβολή κόστους κατά 8%.
 - Η σχετικά μικρή επίδραση του επενδυτικού κόστους της διασύνδεσης φάνηκε από το γεγονός πως μια διακύμανση \pm 50% της αρχικής τιμής, η μεταβολή του κόστους δεν ξεπέρασε το 7%.

Συνοψίζοντας λοιπόν, παρατηρήθηκε πως η κύρια παράμετρος μεταβολής του κόστους είναι η μεταβολή του κόστους του καυσίμου.

1.4.2 Η μελέτη της Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών της ΔΕΗ

Η μελέτη αυτή βασίστηκε στη λύση της διασύνδεσης με μεταφορική ικανότητα 2x350MW η οποία είχε προταθεί στην Αρχική Μελέτη του ΕΜΠ. Στη μελέτη αυτή προσαρμόστηκαν τα επενδυτικά πλάνα για αύξηση της διείσδυσης των αιολικών ενώ πραγματοποιήθηκε και η απαραίτητη σύγκριση με τα σενάρια Αυτόνομης Ανάπτυξης με ή χωρίς την εισοδο ΦΑ ως καύσιμο για τη συμβατική παραγωγή. Στη συγκεκριμένη μελέτη, θεωρήθηκε η κατασκευή του νέου ΘΗΣ στη Κορακιά και ο εκσυγχρονισμός των ΘΗΣ Χανίων και Αθρινόλακκου, ενώ για τον ΘΗΣ Λινοπεραμάτων προβλεπόταν κατάργηση λειτουργίας. Η μελέτη έγινε με χρήση του μοντέλου WASP με δεδομένα εισόδου τα στατιστικά στοιχεία που συντηρεί η Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών της ΔΕΗ. Περίοδος μελέτης ορίστηκε η 25-ετία 2010-2035. Τα αποτελέσματα της συγκεκριμένης έρευνας παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα όπου παρατίθενται τα διάφορα σενάρια για τις δύο διαφορετικές μελέτες.

ΜΕΛΕΤΕΣ	ΣΕΝΑΡΙΑ			
	ΑΑ/Πετρέλαιο	ΑΑ/ΦΑ	ΔΣ/Πετρέλαιο	ΔΣ/ΦΑ
ΔΠΝ/ΔΕΗ				
Χωρίς ΑΠΕ	14.015	10.275	12.098	10.969
Με ΑΠΕ	13.406	10.516	11.786	11.158
ΕΜΠ				
Χωρίς ΑΠΕ	12.241	10.427	9.835	9.750
Με ΑΠΕ	11.729	10.200	9.395	9.389

Πίνακας 1-2. Συνολικά Κόστη σε Εκ. Ευρώ (2010) για κάθε μελέτη και σενάριο της ΔΠΝ/ΔΕΗ και ΕΜΠ (Αρχική Μελέτη)

(ΑΑ: Αυτοδύναμη Ανάπτυξη, ΔΣ: Διασύνδεση 2x350MW)

Παρά τις πολλές διαφορές στις προσεγγίσεις των δύο φορέων πάνω στις ίδιες μελέτες, δεν συναντάμε μεγάλες διαφορές στα υπολογιζόμενα ποσά. Παράλληλα, παρατηρείται στις μελέτες του ΕΜΠ η είσοδος των ΑΠΕ να μειώνει το συνολικό κόστος σε κάθε σενάριο, πράγμα που δεν ισχύει για τη μελέτη της ΔΕΗ, όπου το κόστος μειώνεται μόνο στη περίπτωση ΑΑ/Πετρέλαιο. Για τη μελέτη της ΔΕΗ, το πιο οικονομικό σενάριο αποτελεί η πραγματοποίηση της διασύνδεσης με εισαγωγή του ΦΑ χωρίς ΑΠΕ, ενώ για την αντίστοιχη του ΕΜΠ η πραγματοποίηση διασύνδεσης με ΑΠΕ (ΦΑ και πετρέλαιο δίνουν ισοδύναμες λύσεις).

1.5 Τοποθέτηση εργασίας στο ζήτημα της Διασύνδεσης

Η ανάπτυξη της Κρήτης, σύμφωνα με τις μελέτες και τα σχέδια που παρατέθηκαν, δεν προχώρησε. Η κατασκευή του νέου ΘΗΣ στη Κορακιά δεν έγινε και συνεπώς η υλοποίηση της διασύνδεσης καταστάθηκε. Συνέπεια της στασιμότητας της κατάστασης στην Κρήτη, αποτελεί το πολύ υψηλό κόστος παραγόμενης ενέργειας που αγγίζει τα 190€/MWh. Πλέον, η διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ, αποτελεί ώριμο έργο, όσον αφορά τη σκοπιμότητα υλοποίησής του, αλλά και αναγκαίο. Η σημασία που έχει η ουσιαστική πρόοδος και πραγματοποίησης του έργου αντικατοπτρίζεται στους παρακάτω παράγοντες:

- Το πολύ υψηλό μεταβλητό κόστος της Κρήτης, λόγω της χρήσης πετρελαίου στους τοπικούς σταθμούς, αντανakλάται σε σημαντικότερη οικονομική επιβάρυνση του συνόλου των καταναλωτών του δικτύου για την κάλυψη των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ), ένα ποσό που ξεπερνάει τα 400 εκατ. Ευρώ ετησίως. Με τον μηχανισμό αυτό, από το 2007, επιτυγχάνεται η αποζημίωση της ΔΕΗ, η οποία είναι αρμόδια για την ηλεκτροδότηση των ΜΔΝ.
- Η Κρήτη αποτελεί το μεγαλύτερο αυτόνομο νησί, στο οποίο συναντάται αρκετά μεγάλος ρυθμός ανάπτυξης και κατά συνέπεια ρυθμός ζήτησης και αύξησης του φορτίου.
- Η ανάπτυξη των τοπικών σταθμών, συναντά τεράστιες δυσκολίες ως προς την εύρεση χώρων και εξασφάλιση αδειοδοτήσεων.

- Η διασύνδεση αποτελεί τη μόνη λύση που θα ανοίξει το δρόμο στην υλοποίηση του ενδιαφέροντος για μεγάλες επενδύσεις των ΑΠΕ στο νησί. Με την υπάρχουσα κατάσταση, μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ δεν είναι ρεαλιστική λόγω τεχνικών περιορισμών, όπως είναι τα σχετικά υψηλά τεχνικά ελάχιστα των μονάδων που βρίσκονται σε λειτουργία και τα προβλήματα αστάθειας του αυτόνομου δικτύου.
- Η διασύνδεση αποτελεί μια ιδιαίτερα αξιόπιστη λύση για την απρόσκοπτη ηλεκτροδότηση του νησιού, στα γνώριμα προβλήματα των τοπικών συστημάτων παραγωγής.
- Τέλος, σύμφωνα με τις νέες Οδηγίες της Ευρωπαϊκής Ένωσης 2010/75/ΕΕ & 2015/2193/ΕΕ, οι οποίες θέτουν αυστηρά όρια λειτουργίας των τοπικών μονάδων λόγω παλαιότητας και αυξημένης εκπομπής ρύπων, η τοπική παραγωγή θα αντιμετωπίσει σημαντικά προβλήματα να καλύψει επαρκώς το φορτίο.

Τα προσδοκώμενα οφέλη μιας τέτοιας διασύνδεσης θα είναι:

- Ενίσχυση της ασφάλειας τροφοδότησης του νησιού.
- Εξοικονόμηση δαπανών από καύσιμα, μείωση του κόστους ΥΚΩ και οικονομική ελάφρυνση στο σύνολο των καταναλωτών.
- Μεγαλύτερη εκμετάλλευση του δυναμικού ΑΠΕ του νησιού.
- Αποφυγή κοστοβόρων επενδύσεων για νέους τοπικούς σταθμούς.
- Μείωση όχλησης και ρύπανσης από τους τοπικούς σταθμούς.

Στην παρούσα εργασία, θα χτιστούν τα σενάρια αυτοδύναμης ανάπτυξης τόσο με πετρέλαιο, όσο και με ΦΑ για να γίνει η σύγκριση με τα σενάρια Διασύνδεσης που θα εξεταστούν.

- Η τεχνολογία που υιοθετείται είναι HVDC VSC, η οποία προκρίνεται της HVAC για υποβρύχιες διασυνδέσεις μεγάλων αποστάσεων.
- Η μεταφορική ικανότητα του καλωδίου, θα εξαρτηθεί από τα σημεία διασύνδεσης που θα επιλεγθούν.

1. Στην περίπτωση διασύνδεσης Πελοποννήσου-Κρήτης, η μεταφορική ικανότητα επιλέγεται $2 \times 350 = 700 \text{ MW}$.

2. Στην περίπτωση διασύνδεσης Αττικής-Κρήτης, η μεταφορική ικανότητα επιλέγεται $2 \times 500 = 1000 \text{ MW}$.
- Σημεία Διασύνδεσης που λαμβάνονται αρχικά:
 1. Η διαδρομή που θα ακολουθήσει η διασύνδεση είναι η εξής: Με εναέριες γραμμές από τον ΚΥΤ Μεγαλόπολης καταλήγουμε στη Μονεμβασιά, που αποτελεί νότιο άκρο της Πελοποννήσου. Από εκεί γίνεται η πόντιση των υποβρύχιων καλωδίων με διαδρομή που καταλήγει στη Κορακιά, όπου υπολογίζεται πως θα κατασκευαστεί νέος θερμοηλεκτρικός σταθμός.
 2. Στο συγκεκριμένο σενάριο, έχει επιλεχτεί ως σημείο σύνδεσης στην Αττική ο ΚΥΤ Κουμουνδούρου ενώ σημείο στη Κρήτη στην ευρύτερη περιοχή των Λινοπεραμάτων (κεντροβαρή σημείο φορτίου του νησιού).

Στη συνέχεια της εργασίας, θα γίνει αναλυτικός προσδιορισμός των σημείων διασύνδεσης βάσει παλαιών μελετών, ώστε να διευκρινιστεί η βέλτιστη επιλογή. Επίσης, σε κάθε περίπτωση διασύνδεσης είναι απαραίτητη η κατασκευή δύο υποσταθμών μετατροπής Συνεχούς ρεύματος σε Εναλλασσόμενο, καθώς οι σταθμοί παράγουν και διακινούν εναλλασσόμενο ρεύμα, ενώ τα υποβρύχια καλώδια διακινούν συνεχές. Παρακάτω θα δοθούν τεχνικές λεπτομέρειες πάνω στο κομμάτι της διασύνδεσης.

Στα πλαίσια της μελέτης που πραγματοποιήθηκε, εξετάστηκε και το ενδεχόμενο να υλοποιηθούν και οι δύο ξεχωριστές διασυνδέσεις σε διαφορετικές στιγμές στο χρονικό ορίζοντα που εξετάζεται. Χρονολογική περίοδος ανάλυσης και μελέτης, λήφθηκε το διάστημα 2017-2050, καθώς σκοπός της εργασίας, αποτέλεσε ένας ουσιαστικός μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός της Κρήτης.

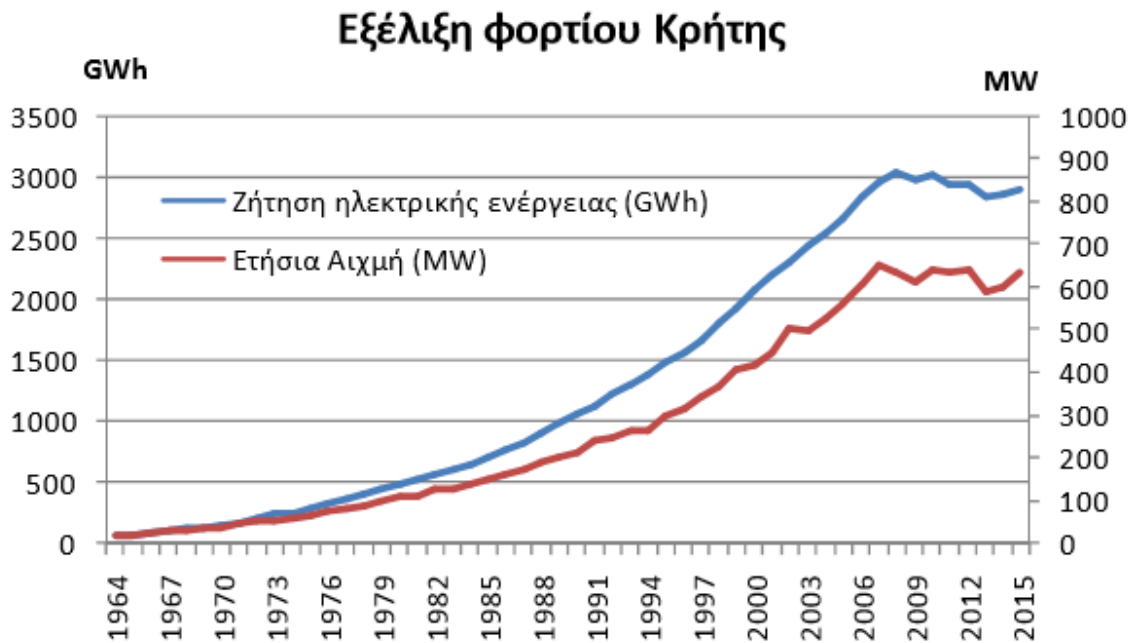
2 Παρούσα Κατάσταση Κρήτης

2.1 Εισαγωγή

Το συγκεκριμένο τμήμα της μελέτης αποσκοπεί στην πλήρη αποτύπωση της υφιστάμενης κατάστασης στο νησί, που θα αποτελέσει και τη βάση για τη διαμόρφωση προβλέψεων και σεναρίων για το χρονικό ορίζοντα της μελέτης.

Η Κρήτη ακολουθεί το ρυθμό ανάπτυξης της οικονομίας της Ελλάδας, ενώ κατά τη περίοδο της οικονομικής ύφεσης, επηρεάστηκε σε μικρότερο βαθμό από το σύνολο της χώρας. Όπως θα δούμε και στη συνέχεια, το ενεργειακό ισοζύγιο του νησιού είναι σαφέστατα εξαρτημένο από το πετρέλαιο, ενώ η συμμετοχή των ΑΠΕ, δεν ξεπερνά το 24% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής.

Ο ρυθμός αύξησης του φορτίου του νησιού, είναι μεγαλύτερος εκείνου του ΕΣΜΗΕ, σύμφωνα με τα ιστορικά στοιχεία. Παρακάτω, παρουσιάζεται ένα διάγραμμα με την εξέλιξη τόσο του φορτίου, όσο και της αιχμής τα τελευταία χρόνια [8].



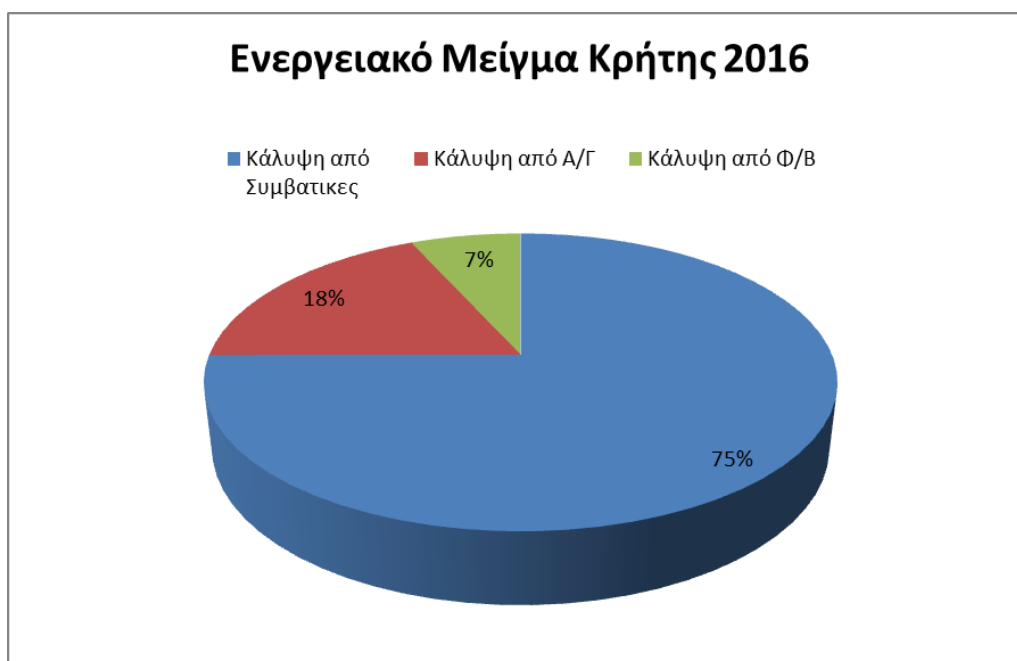
Σχήμα 2-1. Εξέλιξη φορτίου και αιχμής Κρήτης από το 1964 μέχρι το 2015.

Κατά το έτος 2016, η κατάσταση είχε ως εξής:

Συνολική Καθαρή Παραγωγή στη Κρήτη (MWh)	3.028.635
Αύξηση σε σχέση με το έτος 2015 (%)	4.8
Αιχμή του έτους (MW)	600,2
Αύξηση της αιχμής σε σχέση με το 2015 (%)	-2,5

Πίνακας 2-1. Ζήτηση και αιχμή Κρήτης το 2016.

Ενώ ο καταμερισμός της παραγωγής αυτής της ενέργειας είχε ως εξής:

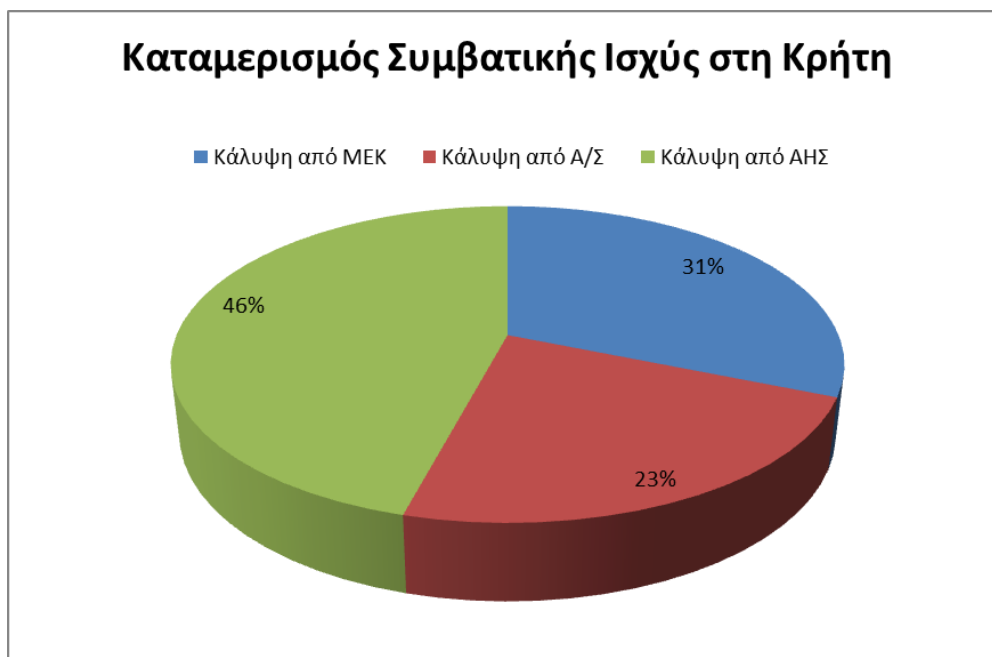


Σχήμα 2-2. Ενεργειακό μείγμα Κρήτης 2016.

2.2 Τοπική Παραγωγή στη Κρήτη

Η κύρια πηγή ηλεκτροδότησης του νησιού είναι οι συμβατικοί σταθμοί που λειτουργούν σε Λινοπεράματα, Χανιά και Αθρινολάκκο. Η καθαρή παραγωγή από συμβατικές μονάδες για το έτος 2016 αποτέλεσε το 75% της συνολικής παραγωγής του συστήματος της Κρήτης.

Για να αποτυπωθεί η συμβολή του κάθε είδους μονάδας στο σύστημα της Κρήτης παρατίθεται το παρακάτω διάγραμμα:



Σχήμα 2-3. Καταμερισμός συμβατικής ισχύς στη Κρήτη το 2016, βάσει το είδος κάθε μονάδας

Στους παρακάτω πίνακες, δίνονται αναλυτικά τα χαρακτηριστικά των μονάδων που λειτουργούν στη Κρήτη, με τον πρώτο πίνακα να ακολουθεί μια ομαδοποίηση κατά σταθμό και να παρουσιάζει τα βασικά χαρακτηριστικά των μονάδων, όπως το καύσιμο που χρησιμοποιείται, την ονομαστική ισχύς και την άδεια παραγωγής [9]. Μάλιστα, από τον συγκεκριμένο πίνακα διακρίνεται πως η πλειονότητα των μονάδων της Κρήτης **πλησιάζει ή διανύει τα 20 χρόνια ζωής**. Το γεγονός αυτό, υποδεικνύει την αναγκαιότητα να υποκατασταθεί σημαντικό ποσοστό της υπάρχουσας συμβατικής παραγωγής έως το 2020.

Ο δεύτερος πίνακας, ακολουθεί ομαδοποίηση κατά είδος μονάδας. Περιέχονται περισσότερο λεπτομερή χαρακτηριστικά για τη λειτουργία των μονάδων, όπως η καθαρή ισχύς, η ειδική κατανάλωση και η καθαρή παραγωγή τα τελευταία έτη για κάθε μονάδα. Στον δεύτερο πίνακα, παρατίθενται προσαρμοσμένες και οι επιτρεπόμενες ώρες λειτουργίας, σύμφωνα με τις νέες οδηγίες της Ευρωπαϊκής Ένωσης που επιβάλλονται για περιβαλλοντικούς λόγους.

Ειδικότερα, σύμφωνα με τις Οδηγίες **2010/75/ΕΕ** και **2015/2193/ΕΕ**, το πρόβλημα της επάρκειας της εγκατεστημένης ισχύος των θερμικών μονάδων στη Κρήτη γίνεται ακόμη πιο κρίσιμο ώστε να επιτυγχάνεται η λειτουργία σύμφωνα με τους περιβαλλοντικούς

περιορισμούς. Βάσει της οδηγίας 2010/75/ΕΕ και πιο συγκεκριμένα του άρθρου 34 αυτής, γίνεται αναφορά για τις μονάδες καύσης που αποτελούν, μέχρι τις 6 Ιανουαρίου το **2011**, τμήμα μικρού απομονωμένου συστήματος και οι οποίες εξαιρούνται από την υποχρέωση συμμόρφωσης ως προς τις οριακές τιμές εκπομπών ρύπων SO_x, NO_x. Αυτό σημαίνει πως μπορούν να λειτουργούν δίχως περιβαλλοντικούς περιορισμούς έως το τέλος του **2019**, ενώ από την **1/1/2020** τίθενται σε καθεστώς περιορισμένης λειτουργίας καθώς καμία από τις Ατμοηλεκτρικές και Αεριοστροβιλικές μονάδες της ΔΕΗ στη Κρήτη δεν εμπίπτει στα όρια ρύπων. Επομένως, από τη **1/1/2020** οι Αεριοστροβιλικές μονάδες θα λειτουργούν μέχρι **500 ώρες** ετησίως και οι Ατμοηλεκτρικές μέχρι **1000**. Αξίζει να αναφερθεί πως για τις μηχανές εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ) δεν έχουν εφαρμοστεί ακόμα κάποια όρια λειτουργίας κι επομένως μπορούν να χρησιμοποιηθούν βραχυπρόθεσμα ως ενεργειακή λύση. Ωστόσο, θεωρείται βέβαιο πως η Ευρωπαϊκή Ένωση θα θέσει ανάλογους περιορισμούς, αντίστοιχης σοβαρότητας με αυτούς των Αεριοστροβιλικών και Ατμοηλεκτρικών Μονάδων.

Επιπλέον, σύμφωνα με την Οδηγία 2015/2193/ΕΕ, επιβάλλονται αυστηροί περιορισμοί ως προς την εκπομπή ρύπων μικρών μονάδων καύσης, κατηγορία που αφορά κατά συντριπτική πλειοψηφία το σύνολο των μονάδων στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Μάλιστα, σύμφωνα με εκτιμήσεις της ΔΕΗ, το σύνολο των νέων μονάδων (μονάδες που θα εγκατασταθούν έως το 2018) θα τεθεί σε περιορισμένη λειτουργία από το **2025** και των υφιστάμενων σε περιορισμένη λειτουργία από το **2030**.

Οι παραπάνω συγκυρίες και συνθήκες, επιδεικνύουν την αναγκαιότητα της ενδελεχούς εξέτασης των πιθανών λύσεων τόσο με οικονομικά όσο και με τεχνικά κριτήρια υλοποίησης. Πιο συγκεκριμένα, η αντιμετώπιση της ενεργοποίησης των άνω περιορισμών, περιλαμβάνει είτε την τεχνολογική αναβάθμιση των υφιστάμενων μονάδων, είτε αντικατάσταση τους από σύγχρονες μονάδες με ενσωματωμένα φίλτρα αντιρρύπανσης, είτε εισαγωγή του ΦΑ στο ενεργειακό μείγμα της Κρήτης, είτε κατασκευή κατάλληλης διασύνδεσης που θα εξασφαλίζει επάρκεια ισχύος.

	ΑΡΧΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΑΔΕΙΑΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ				ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΑΙΤΗΣΕΩΝ ΤΡΟΠΟΠΟΙΗΣΗΣ						ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΗ/ΣΧΟΛΙΑ
	Μονάδα	Καύσιμο	Ισχύς (MW)	Λήξη ΑΠ	Μονάδα	Καύσιμο	Ον. Ισχύς (MW)	Πραγ. Ισχύς (MW)	Λήξη ΑΠ		
ΑΗΣ Λινοπεραμάτων	ΑΤΜ 1	ΜΑΖΟΥΤ	6.25		ΑΤΜ 1	ΜΑΖΟΥΤ				Αίτημα κατάργησης	
	ΑΤΜ 2	ΜΑΖΟΥΤ	15	2011	ΑΤΜ 2	ΜΑΖΟΥΤ	15	14.3	Μέχρι Διασύνδεση	Αίτημα επέκτασης της ΑΠ	
	ΑΤΜ 3	ΜΑΖΟΥΤ	15	2011	ΑΤΜ 3	ΜΑΖΟΥΤ	15	14.3	Μέχρι Διασύνδεση	Αίτημα επέκτασης της ΑΠ	
	ΑΤΜ 4	ΜΑΖΟΥΤ	25	2017	ΑΤΜ 4	ΜΑΖΟΥΤ	25	23.5	Μέχρι Διασύνδεση	Αίτημα επέκτασης της ΑΠ	
	ΑΤΜ 5	ΜΑΖΟΥΤ	25	2021	ΑΤΜ 5	ΜΑΖΟΥΤ	25	23.5	Μέχρι Διασύνδεση	Αίτημα επέκτασης της ΑΠ	
	ΑΤΜ 6	ΜΑΖΟΥΤ	25	2021	ΑΤΜ 6	ΜΑΖΟΥΤ	25	23.5	Μέχρι Διασύνδεση	Αίτημα επέκτασης της ΑΠ	
	Α/Σ 1	ΔΙΕΣΕΛ	16.25	2012	Α/Σ 1	ΔΙΕΣΕΛ	16.25	15	Μέχρι Διασύνδεση	Αίτημα επέκτασης της ΑΠ	
	Α/Σ 2	ΔΙΕΣΕΛ	16.25	2013	Α/Σ 2	ΔΙΕΣΕΛ	16.25	15	Μέχρι Διασύνδεση	Αίτημα επέκτασης της ΑΠ	
	Α/Σ 3	ΔΙΕΣΕΛ	43.337	2027	Α/Σ 3	ΔΙΕΣΕΛ	43.337	42.7	2027		
	Α/Σ 4	ΔΙΕΣΕΛ	14.72	2026	Α/Σ 4	ΔΙΕΣΕΛ	14.72	13.5	2026		
	ΔΙΕΣΕΛ 1	ΜΑΖΟΥΤ	12.28	2019	ΔΙΕΣΕΛ 1	ΜΑΖΟΥΤ	12.28	11	Μέχρι Διασύνδεση	Αίτημα επέκτασης της ΑΠ	
	ΔΙΕΣΕΛ 2	ΜΑΖΟΥΤ	12.28	2019	ΔΙΕΣΕΛ 2	ΜΑΖΟΥΤ	12.28	11	Μέχρι Διασύνδεση	Αίτημα επέκτασης της ΑΠ	
	ΔΙΕΣΕΛ 3	ΜΑΖΟΥΤ	12.28	2019	ΔΙΕΣΕΛ 3	ΜΑΖΟΥΤ	12.28	11	Μέχρι Διασύνδεση	Αίτημα επέκτασης της ΑΠ	
	ΔΙΕΣΕΛ 4	ΜΑΖΟΥΤ	12.28	2019	ΔΙΕΣΕΛ 4	ΜΑΖΟΥΤ	12.28	11	Μέχρι Διασύνδεση	Αίτημα επέκτασης της ΑΠ	
Σύνολο ΑΗΣ Λινοπεραμάτων						244.677	229.3				
ΑΗΣ Χανίων	Α/Σ 1	ΔΙΕΣΕΛ	16.2	2010	Α/Σ 1	ΔΙΕΣΕΛ	16.2	14	Μέχρι Διασύνδεση	Αίτημα επέκτασης της ΑΠ	
	Α/Σ 4	ΔΙΕΣΕΛ	24	2010	Α/Σ 4	ΔΙΕΣΕΛ	24	19.75	Μέχρι Διασύνδεση	Αίτημα επέκτασης της ΑΠ	
	Α/Σ 5	ΔΙΕΣΕΛ	30	2011	Α/Σ 5	ΔΙΕΣΕΛ	30	29.2	Μέχρι Διασύνδεση	Αίτημα επέκτασης της ΑΠ	
	Α/Σ 11	ΔΙΕΣΕΛ	59.4	2023	Α/Σ 11	ΔΙΕΣΕΛ	59.4	58	2023		
	Α/Σ 12	ΔΙΕΣΕΛ	59.4	2023	Α/Σ 12	ΔΙΕΣΕΛ	59.4	58	2023		
	Σ/Κ	ΔΙΕΣΕΛ	132.3	2030	Σ/Κ	ΔΙΕΣΕΛ	132.3	126	2030		
Σύνολο ΑΗΣ Χανίων						321.3	304.95				
ΑΗΣ Αθερινόλακου	ΔΙΕΣΕΛ 1	ΜΑΖΟΥΤ	75-85	2034	ΔΙΕΣΕΛ 1	ΜΑΖΟΥΤ	51.12	49.67	2034	Αίτημα αύξησης Ισχύος	
	ΔΙΕΣΕΛ 2	ΜΑΖΟΥΤ	75-85	2034	ΔΙΕΣΕΛ 2	ΜΑΖΟΥΤ	51.12	49.67	2034	Αίτημα αύξησης Ισχύος	
	ΑΤΜ 1	ΜΑΖΟΥΤ	100-110	2047	ΑΤΜ 1	ΜΑΖΟΥΤ	46.5	43.2	2047	Αίτημα αύξησης Ισχύος	
	ΑΤΜ 2	ΜΑΖΟΥΤ	100-110	2048	ΑΤΜ 2	ΜΑΖΟΥΤ	46.5	43.2	2048	Αίτημα αύξησης Ισχύος	
Σύνολο ΑΗΣ Αθερινόλακου						195.24	185.74				
Σύνολο Κρήτης (MW)						761.217	719.99				

Πίνακας 2-2. Στοιχεία Άδειας Παραγωγής Συμβατικής Ισχύος της Κρήτης

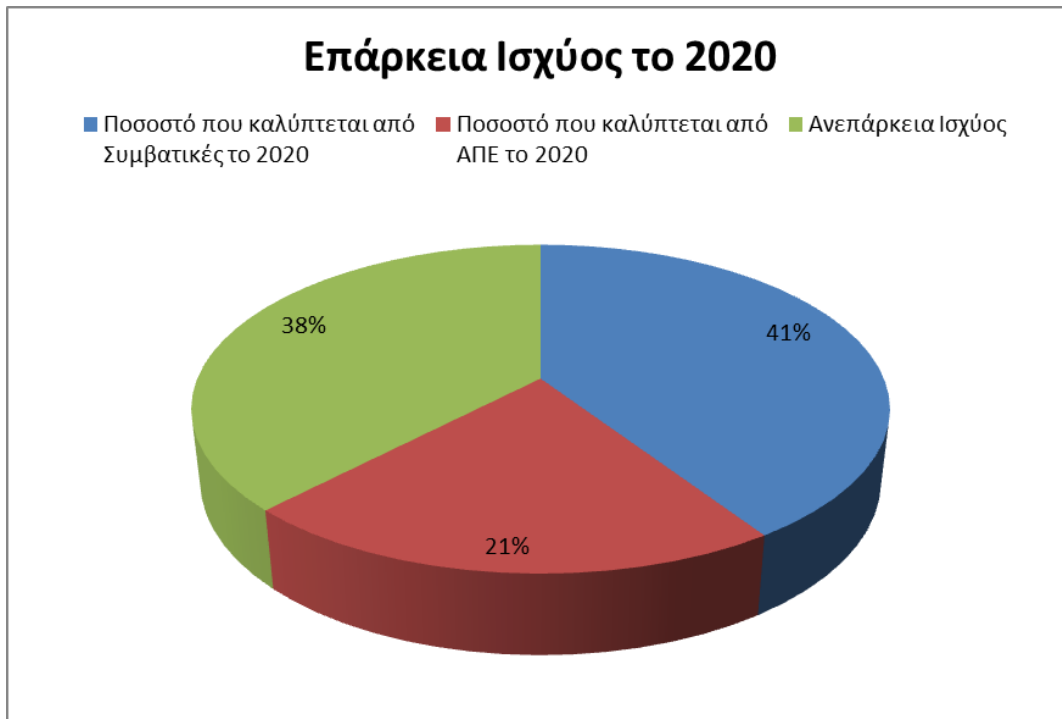
	Μέγιστη Καθαρή Φόρτιση(MW)	Εύρος Μεταβλητού Κόστους(Euro/MWh)	Τεχνικά Ελάχιστα(MW)	Ειδική Κατανάλωση Καυσίμου(kg/MWh)			Καθαρή Ισχύς(MW)
				50%	75%	100%	
ΑΤΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ							
ΑΤΜ 1 ΛΙΝ.							
ΑΤΜ 2 ΛΙΝ.	13.6	144.9	8	328	313	321	14.3
ΑΤΜ 3 ΛΙΝ.	13.7	144.9	8	328	313	321	14.3
ΑΤΜ 4 ΛΙΝ.	23.5	131.4	18	333	309	308	23.5
ΑΤΜ 5 ΛΙΝ.	23.3	131.7	18	311	297	295	23.5
ΑΤΜ 6 ΛΙΝ.	23.7	131.7	18	311	297	295	23.5
ΑΤΜ 1 ΑΘΕΡΙΝ.	44.7	99.35	20	260.5	248.1	234.9	46.5
ΑΤΜ 2 ΑΘΕΡΙΝ.	44.7	94.5	20	260.5	248.1	234.9	46.5
Σύνολο ΑΤΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ	187.2						
Μονάδες DIESEL							
1 ΛΙΝ	10.6	99.35	3	217	209	213	11.8
2 ΛΙΝ	10.7	99.35	3	217	209	213	11.8
3 ΛΙΝ	10.8	99.35	6	217	209	213	11.8
4 ΛΙΝ	10.8	99.35	3	217	209	213	11.8
1 ΑΘΕΡΙΝ.	49.7	101.4	35	200.7	197.7	200	49
2 ΑΘΕΡΙΝ.	48.9	101.4	27	200.7	197.7	200	49
Σύνολο DIESEL	141.5						
Αεριοστροβιλικές Μονάδες							
Α/Σ 1 ΛΙΝ.	12.3	212.95	3	561	490	435	16
Α/Σ 2 ΛΙΝ.	12.3	212.95	3	561	490	435	16
Α/Σ 3 ΛΙΝ.	43	154.55	5	268	228	216	43
Α/Σ 4 ΛΙΝ.	14.1	248.8	3	363	315	293	13.5
Α/Σ 5 ΛΙΝ.	26.3	150.9	5	298	256	243	28
Α/Σ 1 ΧΑΝ.	7.7	124.2	3	641	534	385	16
Α/Σ 4 ΧΑΝ.	16	284.7	3	431	353	326	20
Α/Σ 5 ΧΑΝ.	25.3	281.5	5	432	352	332	29.7
Α/Σ 6 ΧΑΝ.	36.5	SYND	SYND	SYND	SYND	SYND	58
Α/Σ 7 ΧΑΝ.	36.7	SYND	SYND	SYND	SYND	SYND	58
ΣΥΝΔ 1 ΧΑΝ.	33.9	147.8	35	250	218	191	28
Α/Σ 11 ΧΑΝ.	50.1	214.5	10	306	266	249	44.9
Α/Σ 12 ΧΑΝ.	51.8	214.5	10	306	266	249	44.9
Α/Σ 13 ΧΑΝ.	31.8	150.9	5	273	238	221	42
Σύνολο Α/Σ	397.8						
Συνολική Παραγωγή	726.5		277				795.3

Πίνακας 2-3. Τεχνικά Χαρακτηριστικά Μονάδων Κρήτης

	Καθαρή Παραγωγή MWh(2014)	Ώρες Λειτουργίας έτος 2016	Καθαρή Παραγωγή έτος 2016 (MWh)	Επιτρεπόμενα έτος ώρες λειτουργίας από 2020	Καθαρή Παραγωγή MWh(από 2020)	Επιτρεπόμενα έτος ώρες λειτουργίας από 2030	Καθαρή Παραγωγή MWh(από 2030)
ΑΤΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ							
ΑΤΜ 1 ΛΙΝ.							
ΑΤΜ 2 ΛΙΝ.	66,580.60	5553.7	48,804.10		66580.6	500	7150
ΑΤΜ 3 ΛΙΝ.	67,960.30	7036.2	63,357.30		67960.3	500	7150
ΑΤΜ 4 ΛΙΝ.	121,677.10	6273.9	106,995.50	1500	35250	500	11750
ΑΤΜ 5 ΛΙΝ.	130,032.60	6293	113,586.40	1500	35250	500	11750
ΑΤΜ 6 ΛΙΝ.	139,895.10	6763.2	130,330.50	1500	35250	500	11750
ΑΤΜ 1 ΑΘΕΡΙΝ.	258,476.40	7827.3	268,444.60	1500	69750	500	23250
ΑΤΜ 2 ΑΘΕΡΙΝ.	265,871.70	7655.8	261,089.80	1500	69750	500	23250
Σύνολο ΑΤΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ	1,050,493.80		992608.2		379790.9		96050
Μονάδες DIESEL							
1 ΛΙΝ	56,605.80	6590.4	60,382.60		56605.8	1000	11800
2 ΛΙΝ	57,641.50	5258.8	46,536.10		57641.5	1000	11800
3 ΛΙΝ	53,469.90	5527.8	51,067.50		53469.9	1000	11800
4 ΛΙΝ	59,494.40	5568.1	51,253.60		59494.4	1000	11800
1 ΑΘΕΡΙΝ.	244,161.20	6050.3	246,017.20		244161.2	1000	49000
2 ΑΘΕΡΙΝ.	243,460.60	6093.3	249,478.00		243460.6	1000	49000
Σύνολο DIESEL	714,833.40		704735		714833.4		145200
Αεριοστροβιλικές Μονάδες							
Α/Σ 1 ΛΙΝ.	112.1	10.5	28.7	500	8000	500	8000
Α/Σ 2 ΛΙΝ.	8.2	194.6	30.6	500	8000	500	8000
Α/Σ 3 ΛΙΝ.	20,965.80	1041.9	33,129.80	500	21500	500	21500
Α/Σ 4 ΛΙΝ.	1,951.60	265.1	1,833.70	500	6750	500	6750
Α/Σ 5 ΛΙΝ.	3,154.10	453.8	11,397.00	500	14000	500	14000
Α/Σ 1 ΧΑΝ.	21.6	0	0	500	8000	500	8000
Α/Σ 4 ΧΑΝ.	359.9	32.1	47.90	500	10000	500	10000
Α/Σ 5 ΧΑΝ.	2,073.80	289.8	804.60	500	14850	500	14850
Α/Σ 6 ΧΑΝ.	79,008.60	6224.9	148,224.10	500	29000	500	29000
Α/Σ 7 ΧΑΝ.	188,100.90	4867.4	116,061.60	500	29000	500	29000
ΣΥΝΔ 1 ΧΑΝ.	146,876.80	7883.7	146,686.90	500	14000	500	14000
Α/Σ 11 ΧΑΝ.	37,090.10	2273.1	62,743.20	500	22450	500	22450
Α/Σ 12 ΧΑΝ.	45,484.60	1365.9	44,398.50	500	22450	500	22450
Α/Σ 13 ΧΑΝ.	1,710.50	1107.7	7,518.60	500	21000	500	21000
Σύνολο Α/Σ	526918.6		572905.2		229000		229000
Συνολική Παραγωγή	2,292,245.80		2270248.4		1323624.3		470250

Πίνακας 2-4. Επιτρεπόμενη παραγωγή Συμβατικών Μονάδων βάσει οδηγιών της ΕΕ

Από τον τελευταίο πίνακα, διακρίνεται πλέον και με αριθμούς **το πρόβλημα** που θα υπάρξει με την **επάρκεια** ισχύος στη Κρήτη, σε περίπτωση που δεν παρθούν μέτρα εκσυγχρονισμού του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της. Γνωρίζοντας τη μέγιστη διαθέσιμη ισχύ που θα μπορούν να παράγουν οι συμβατικές μονάδες από το 2020 και τη προβλεπόμενη ζήτηση για το έτος 2020, σύμφωνα με προβλέψεις του ΑΔΜΗΕ για τα ΜΔΝ, προκύπτει ο βαθμός στον οποίο οι τοπικοί σταθμοί θα ικανοποιούν τη ζήτηση στο νησί κατά το συγκεκριμένο έτος. Ο βαθμός αυτός, προκύπτει ίσως με 41%, πράγμα που υποδεικνύει την σημασία και την επικαιρότητα του προβλήματος της επάρκειας ισχύος, καθώς γίνεται αναφορά στο έτος 2020. Παρακάτω, παρουσιάζεται γραφικά η κατάσταση.



Σχήμα 2-4. Επάρκεια Ισχύος το 2020 σε περίπτωση απουσίας μέτρων εκσυγχρονισμού

2.3 ΑΠΕ στη Κρήτη

2.3.1 Εισαγωγή

Όπως έχει προαναφερθεί, η Κρήτη είναι ένας τόπος με πλούσιο δυναμικό ΑΠΕ που παρουσίασε εξ αρχής μεγάλο επενδυτικό ενδιαφέρον. Το πρώτο αιολικό πάρκο τέθηκε σε λειτουργία το 1993. Έκτοτε η εγκατεστημένη αιολική ισχύς αυξάνεται σταδιακά ενώ η τεχνολογία των Φ/Β πάρκων εισήχθη στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης το 2010 και συνεχίζει να αναπτύσσεται μέχρι σήμερα. Στον παρακάτω πίνακα, γίνεται η απαραίτητη αναδρομή ώστε να διακρίνουμε την σταδιακή ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Κρήτη.

Έτος	Παραγωγή Α/Π (MWh)	Παραγωγή Φ/Β (MWh)	Συμμετοχή ΑΠΕ στην Η/Π %	Καθαρή Παραγωγή (MWh)
1993	12001.2		0.9%	1299720.4
1994	3796.3		0.3%	1393187.8
1995	4991.5		0.3%	1476004.7
1996	5342.5		0.3%	1562273.2
1997	5122.2		0.3%	1659283.6
1998	37728.9		2.1%	1800925.2
1999	103183.8		5.4%	1924519
2000	203502.2		9.8%	2078547.6
2001	220208.8		10.0%	2191577.4
2002	171806.8		7.5%	2301386.9
2003	226812.3		9.3%	2444727.1
2004	234717.6		9.2%	2544571.7
2005	267086.5		10.1%	2653515
2006	354205		12.5%	2832177.6
2007	392250.9		13.2%	2961001.8
2008	428921.9		14.1%	3046944.8
2009	461606		15.5%	2981279.4
2010	456043.8	21745.6	15.9%	3000371.3
2011	486492.3	83839.6	19.5%	2931469.4
2012	468483.7	123740	20.2%	2936722.3
2013	518198.7	154590.5	23.7%	2837772
2014	429779.2	146053.4	20.1%	2861574.6
2015	500402.7	137613.9	22.1%	2889794.3
2016	553709.6	204202.6	25.0%	3028635.2

Πίνακας 2-5. Ανάπτυξη των ΑΠΕ στο σύστημα της Κρήτης κατά τη διάρκεια 1993-2016

Παρατηρούμε πως τα τελευταία χρόνια, και ειδικότερα από το 2003 μέχρι σήμερα, η συμμετοχή των ΑΠΕ στη σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης παρουσιάζει αύξοντα χαρακτήρα.

2.3.2 Αιολική Ισχύς

2.3.2.1 Αιολικά πάρκα στη Κρήτη

Παρά τη στοχαστικότητα του αέρα ως μέγεθος, η Κρήτη αποτελεί έναν τόπο με εξαιρετικό αιολικό δυναμικό. Το γεγονός αυτό αντικατοπτρίζεται στο γεγονός ότι η κύρια πηγή ηλεκτρικής ενέργειας από τα ανανεώσιμα στο νησί, είναι μακράν η αιολική. Η εγκατεστημένη αιολική ισχύς στο νησί είναι περίπου 200,5 MW, με τη διασπορά των αιολικών να παρατίθεται παρακάτω σε πίνακα.

Η αιολική ισχύς, τροφοδότησε το σύστημα της Κρήτης με το 17,3% της συνολικής παραγωγής το 2015 και με το 18,3% της συνολικής παραγωγής το 2016, ποσοστά που δείχνουν την αξία της αιολικής ισχύος για το ενεργειακό μείγμα του νησιού.

Στον παρακάτω πίνακα[10] παρουσιάζονται αναλυτικά οι ισχύουσες άδειες λειτουργίας αιολικών πάρκων στη Κρήτη, σύμφωνα με τις τελευταίες ενημερώσεις, στις οποίες καταγράφεται η ισχύς του πάρκου καθώς και η θέση του στο χάρτη της Κρήτη.

ΗΜΕΡΟΜΗΝΙΑ ΕΚΔ. ΑΔ.ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΝΟΜΟΣ	ΔΗΜΟΤΙΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ	ΔΗΜΟΣ	ΘΕΣΗ	Ισχύς (MW)
18/06/01	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΒΙΓΛΙ	6.20
18/06/01	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΒΟΥΒΑΛΟΙ/ΜΕΓ. ΜΟΥΡΙ/ΠΛΑΤΥΒΟΛΑ ΚΡΥΩΝ	11.20
18/06/01	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΑΓΡΙΛΙΔΑ/ΒΕΛΗΡΑΣ	11.20
18/06/01	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΛΕΥΚΗΣ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΧΑΝΔΡΑΣ	9.90
16/07/01	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΙΤΑΝΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΠΛΑΚΟΚΕΡΑΤΙΑ ΜΗΤΑΤΟΥ	10.20
16/07/01	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	ΑΓΙΑΣ ΒΑΡΒΑΡΑΣ	ΓΟΡΤΥΝΑΣ	ΝΤΑΓΑ ΣΤΗΝ ΜΕΓΑΛΗ ΒΡΥΣΗ	4.95
16/07/01	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΛΕΥΚΗΣ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΚΑΜΙΝΑΚΙΑ ΧΟΡΔΑΚΙ	0.50
22/10/01	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΑΓΙΟΥ ΝΙΚΟΛΑΟΥ	ΑΓΙΟΥ ΝΙΚΟΛΑΟΥ	ΑΓ. ΙΩΑΝΝΗΣ - ΒΡΟΥΧΑ	7.65
04/12/01	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΛΕΥΚΗΣ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΜΑΡΕ - ΠΕΡΙΟΧΗ ΖΗΡΟΥ	1.20
04/12/01	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΙΤΑΝΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΧΩΝΟΣ	4.50
27/12/01	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	ΚΡΟΥΣΩΝΑ	ΜΑΛΕΒΙΖΙΟΥ	ΒΟΣΚΕΡΟ	5.95
27/12/01	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	ΝΙΚΟΥ ΚΑΖΑΝΤΖΑΚΗ	ΑΡΧΑΝΩΝ - ΑΣΤΕΡΟΥΣΙΩΝ	ΕΠΑΝΩΣΗΦΗ	5.95
27/12/01	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΙΤΑΝΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΠΙΣΚΟΠΙΑΝΕΣ/ΠΙΣΚΟΛΑΚΟΣ ΞΗΡΟΛΙΜΝΗΣ	2.70

27/12/01	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΙΤΑΝΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΞΗΡΟΛΙΜΝΗ	3.00
18/07/02	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΠΛΑΤΥΒΟΛΟ ΑΧΛΑΔΙΩΝ	2.50
18/07/02	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΙΕΡΑΠΕΤΡΑΣ	ΙΕΡΑΠΕΤΡΑΣ	ΣΜΑΙΛΟΓΓΟΣΙ	5.40
18/07/02	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΠΛΑΤΥΒΟΛΑ ΚΡΥΩΝ	3.00
03/12/02	ΧΑΝΙΩΝ	ΚΙΣΣΑΜΟΥ	ΚΙΣΣΑΜΟΥ	ΒΑΡΔΙΑ ΠΙΠΕΡΙΑΝΩΝ	4.25
14/10/03	ΧΑΝΙΩΝ	ΜΟΥΣΟΥΡΩΝ & ΑΝΑΤΟΛΙΚΟΥ ΣΕΛΙΝΟΥ	ΠΛΑΤΑΝΙΑ -ΚΑΝΤΑΝΟΥ ΣΕΛΙΝΟΥ	ΒΑΡΔΙΑ	5.40
06/11/03	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	ΜΟΙΡΩΝ	ΦΑΙΣΤΟΥ	ΑΝΤΙΣΚΑΡΙ	5.25
06/11/03	ΧΑΝΙΩΝ	ΜΟΥΣΟΥΡΩΝ & ΑΝΑΤΟΛΙΚΟΥ ΣΕΛΙΝΟΥ	ΠΛΑΤΑΝΙΑ -ΚΑΝΤΑΝΟΥ ΣΕΛΙΝΟΥ	ΒΑΤΑΛΙ	5.40
06/11/03	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	ΑΓΙΑΣ ΒΑΡΒΑΡΑΣ	ΓΟΡΤΥΝΑΣ	ΠΕΡΔΙΚΟΚΟΡΥΦΗ	14.45
06/11/03	ΧΑΝΙΩΝ	ΚΙΣΣΑΜΟΥ	ΚΙΣΣΑΜΟΥ	ΡΟΒΑΣ	9.35
10/12/03	ΧΑΝΙΩΝ	ΚΟΙΝΟΤΗΤΑ ΑΣΗ ΓΩΝΙΑΣ	ΑΠΟΚΟΡΩΝΟΥ	ΟΜΑΝΙΤΕ	2.40
06/11/03	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	ΛΑΜΠΗΣ	ΑΓΙΟΥ ΒΑΣΙΛΕΙΟΥ	ΝΟΤΙΚΟ -ΚΟΠΡΙΝΟ	7.20
10/12/03	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	ΚΟΥΛΟΥΚΩΝΑ	ΜΥΛΟΠΟΤΑΜΟΥ	ΚΟΥΛΟΥΚΩΝΑΣ	4.80
27/01/04	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΑΓΙΟΥ ΝΙΚΟΛΑΟΥ	ΑΓΙΟΥ ΝΙΚΟΛΑΟΥ	ΑΚΡΩΤΗΡΙΟ ΑΓΙΟΥ ΙΩΑΝΝΗ ΔΗΜΟΤΙΚΟ ΔΙΑΜΕΡΙΣΜΑ ΒΡΟΥΧΑ	4.25
10/02/04	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΒΟΥΒΑΛΙ - ΜΕΓΑΛΟ ΜΟΥΡΙ - ΠΛΑΤΥΒΟΛΑ ΚΡΥΩΝ	1.20
10/02/04	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΑΓΡΙΛΙΔΑ - ΒΕΛΗΡΑΣ	1.20
10/02/04	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΒΙΓΛΙ	1.20
10/02/04	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	ΓΑΖΙΟΥ	ΜΑΛΕΒΙΖΙΟΥ	ΚΑΛΟΓΗΡΟΣ	3.60
10/02/04	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΙΤΑΝΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΓΙΔΑΡΙ/ΒΙΓΛΙ (ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΠΛΑΚΟΚΕΡΑΤΙΑΣ)	4.80
02/06/04	ΧΑΝΙΩΝ	ΚΙΣΣΑΜΟΥ	ΚΙΣΣΑΜΟΥ	ΠΡΟΦΗΤΗΣ ΗΛΙΑΣ-ΠΑΠΟΥΡΑ	6.30
02/06/04	ΧΑΝΙΩΝ	ΚΙΣΣΑΜΟΥ	ΚΙΣΣΑΜΟΥ	ΒΑΡΔΙΑ ΠΙΠΕΡΙΑΝΩΝ	1.70
30/06/04	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	ΓΟΡΤΥΝΑΣ	ΓΟΡΤΥΝΑΣ	ΑΓ. ΚΥΡΙΛΛΟΣ	7.20
27/10/04	ΧΑΝΙΩΝ	ΜΟΥΣΟΥΡΩΝ	ΠΛΑΤΑΝΙΑ	ΣΤΡΟΓΓΥΛΗ ΚΟΥΡΥΦΗ	2.55
24/09/04	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	ΛΑΜΠΗΣ	ΑΓΙΟΥ ΒΑΣΙΛΕΙΟΥ	ΑΚΟΥΜΙΑ	7.20
30/01/04	ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	ΒΙΑΝΝΟΥ	ΒΙΑΝΝΟΥ	ΤΟΥΡΛΟΥ	1.20
10/12/03	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	ΛΑΜΠΗΣ	ΑΓΙΟΥ ΒΑΣΙΛΕΙΟΥ	ΑΣΙΔΕΡΩΤΟ	2.40
19/09/05	ΡΕΘΥΜΝΗΣ	ΦΟΙΝΙΚΑ	ΑΓΙΟΥ ΒΑΣΙΛΕΙΟΥ	ΚΟΥΡΟΥΠΑ	3.60
27/10/08	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΙΤΑΝΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΜΟΝΗ ΤΟΠΛΟΥ	5.10
27/10/08	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΙΤΑΝΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΜΟΝΗ ΤΟΠΛΟΥ	1.00
27/10/08	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΙΤΑΝΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΜΟΝΗ ΤΟΠΛΟΥ	0.50
01/12/08	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΙΤΑΝΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΞΗΡΟΛΙΜΝΗ I	4.80
01/12/08	ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΙΤΑΝΟΥ	ΣΗΤΕΙΑΣ	ΞΗΡΟΛΙΜΝΗ II	5.40

Πίνακας 2-6. Στοιχεία Αιολικών Πάρκων που λειτουργούν στη Κρήτη

Με κόκκινο χρώμα, καταγράφονται οι αιολικοί σταθμοί που δεν συνεισφέρουν πλέον στην ηλεκτροπαραγωγή του νησιού.

Το παρακάτω σχήμα, μας δίνει μια εποπτεία για τη διασπορά των αιολικών στη Κρήτη.



Σχήμα 2-5. Καταμερισμός αιολικής ισχύος ως προς τη τοποθεσία.

2.3.2.2 Χωροταξικό Πλαίσιο για Α/Π στη Κρήτη

Η εξειδικευμένη μελέτη χωροθέτησης και ανάπτυξης αιολικών εγκαταστάσεων στη Κρήτη, πραγματοποιήθηκε από το "Εργαστήριο Ανανεώσιμων και Βιώσιμων Ενεργειακών Συστημάτων" του Πολυτεχνείου Κρήτης το 2011 και αποσκοπούσε στην ήπια παρέμβαση των σταθμών ΑΠΕ στο φυσικό τοπίο της Κρήτης 11.

Για την υλοποίηση της έρευνας, εφαρμόστηκε η παρακάτω μεθοδολογία ώστε να εκτιμηθούν οι περιοχές προτεραιότητας:

1. Προσδιορισμός θέσης και καταγραφή οικισμών, αεροδρομίων, αρχαιολογικών χώρων, μνημείων, παραλίων και άλλων βασικών χώρων που επηρεάζουν την χωροθέτηση των εγκαταστάσεων αιολικής ενέργειας σύμφωνα με το Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης των ΑΠΕ (ΕΠΧΣΑΑ ΑΠΕ).

2. Προσδιορισμός ζωνών αποκλεισμού και εφαρμογή κριτηρίων ελάχιστης απόστασης από συγκεκριμένες περιοχές, σύμφωνα με το ισχύον θεσμικό πλαίσιο που προκύπτει από το ΕΠΧΣΑΑ για τις ΑΠΕ (Υγρότοποι Ramsar, περιοχές Natura 2000 κλπ).
3. Προσδιορισμός των ελάχιστων αποστάσεων, που προκύπτουν αρχικά από το ΕΠΧΣΑΑ για τις ΑΠΕ, από περιοχές με περιβαλλοντικό και αρχαιολογικό ενδιαφέρον, πολιτιστικής κληρονομιάς και από περιοχές που βρίσκονται εγκαταστάσεις παραγωγικών δραστηριοτήτων.

Στην παρούσα εργασία, κατά την εφαρμογή των κριτηρίων χωροθέτησης βάσει του υφιστάμενου θεσμικού πλαισίου, υιοθετήθηκε το Σενάριο που τοποθετεί τους Τόπους Κοινοτικής Σημασίας (ΤΚΣ) του δικτύου Natura 2000 στις περιοχές αποκλεισμού. Το Δίκτυο Natura 2000 αποτελεί ένα Ευρωπαϊκό Οικολογικό Δίκτυο περιοχών, οι οποίες φιλοξενούν φυσικούς τύπους οικοτόπων και οικοτόπους ειδών που είναι σημαντικοί σε ευρωπαϊκό επίπεδο.

4. Προσδιορισμός φέρουσας ικανότητας των Δήμων Κρήτης για την εγκατάσταση αιολικών πάρκων. Ο όρος φέρουσα ικανότητα (*carrying capacity*) αναφέρεται στον μέγιστο αριθμό τυπικών Α/Γ που μπορεί να εγκατασταθεί σε μια περιοχή δίχως να αλλοιώσει τα βασικά χαρακτηριστικά της. Τυπική Α/Γ λαμβάνεται μια με ισχύ 2 MW και διάμετρο ρότορα $D=80-85m$. Η χωρική κάλυψη ανά MW εγκατεστημένης ισχύος που θεωρείται στη μελέτη είναι 75,86 στρεμμ./MW.
5. Σύμφωνα με το άρθρο 8 του ΕΠΧΣΑΑ, για τα κατοικημένα νησιά του Αιγαίου και του Ιονίου και συνεπώς και για τη Κρήτη, ορίζεται η μέγιστη κάλυψη εδαφών από αιολικές εγκαταστάσεις σε επίπεδο πρωτοβάθμιων ΟΤΑ (Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης) στο 4% της συνολικής έκτασης.
6. Έπειτα από τον προσδιορισμό των παραπάνω κριτηρίων προκύπτει μια αρχική εικόνα για τις διαθέσιμες περιοχές προς εγκατάσταση αιολικών σταθμών. Υπάρχουν ωστόσο και κριτήρια, τα οποία δεν εξηγούνται με σαφήνεια στο ΕΠΧΣΑΑ και τα οποία μελετήθηκαν ξεχωριστά με επιστημονικές διερευνήσεις βασισμένες στη διεθνή εμπειρία. Τα κριτήρια αυτά έχουν να κάνουν με την απόσταση από αισθητικά δάση και Τόπους Κοινοτικής Σημασίας του Δικτύου Natura 2000, την απόσταση από ποτάμια, λίμνες, αεροδρόμια, οδικά δίκτυα, Κεραίες, Εγκαταστάσεις Εθνικής Άμυνας, αρχαιολογικούς χώρους καθώς και από

την κλίση του εδάφους αλλά και το αιολικό δυναμικό της περιοχής. Η διαδικασία αυτή οδηγεί στο χαρακτηρισμό της καταλληλότητας μιας περιοχής ως προς την εγκατάσταση των αιολικών (Ιδιαίτερα κατάλληλη, Κατάλληλη, Μέτρια Κατάλληλη, Λιγότερο Κατάλληλη και Ακατάλληλη).

7. Έλεγχος επάρκειας του αιολικού δυναμικού που θα εξασφαλίσει τη βιωσιμότητα του πάρκου αλλά και την ενθάρρυνση των επενδύσεων στο τομέα των Α/Π.

Από τη διαδοχική εφαρμογή των παραπάνω κριτηρίων, προκύπτει εν τέλει ο επιτρεπόμενος, μέγιστος αριθμός τυπικών ανεμογεννητριών αλλά και η μέγιστη εγκατεστημένη ισχύς ανά περιφερειακή ενότητα και παρουσιάζεται στη συνέχεια.

Περιφερειακή Ενότητα Χανίων	
Συνολική Έκταση (στρέμματα)	2339760
Τελική προσφερόμενη έκταση (στρέμματα)	93590.4
Μέγιστη παραγόμενη ισχύς από τυπικές Α/Γ(MW)	1234
Αριθμός τυπικών Α/Γ	617

Περιφερειακή Ενότητα Ηρακλείου	
Συνολική Έκταση (στρέμματα)	2641440
Τελική προσφερόμενη έκταση (στρέμματα)	105657.6
Μέγιστη παραγόμενη ισχύς από τυπικές Α/Γ(MW)	1393
Αριθμός τυπικών Α/Γ	696

Περιφερειακή Ενότητα Ρεθύμνης	
Συνολική Έκταση (στρέμματα)	1494392
Τελική προσφερόμενη έκταση (στρέμματα)	59775.7
Μέγιστη παραγόμενη ισχύς από τυπικές Α/Γ(MW)	788
Αριθμός τυπικών Α/Γ	394

Περιφερειακή Ενότητα Λασιθίου	
Συνολική Έκταση (στρέμματα)	1827600
Τελική προσφερόμενη έκταση (στρέμματα)	68104
Μέγιστη παραγόμενη ισχύς από τυπικές Α/Γ(MW)	898
Αριθμός τυπικών Α/Γ	449

Πίνακας 2-7. Υπολογισμός μέγιστου αριθμού τυπικών Α/Γ ανά περιφερειακή ενότητα της Κρήτης σύμφωνα με το χωροταξικό πλαίσιο και τα κριτήρια 1-5 (ΕΠΧΣΑΑ)

Στους παραπάνω 4 πίνακες παρουσιάζεται η διαθέσιμη έκταση και η μέγιστη ισχύς προς εγκατάσταση που προκύπτει από την εφαρμογή της μεθοδολογίας και των κριτηρίων που έχουν τεθεί ανά δημοτική κοινότητα. Το σημαντικότερο κριτήριο εκ των άνω, αποτελεί το όριο του 4% της συνολικής έκτασης ανά ΟΤΑ, καθώς είναι λίγες οι περιπτώσεις στις οποίες το κριτήριο αυτό δεν καλύπτει τη βιωσιμότητα των προς μελέτη εγκαταστάσεων. Στους παρακάτω 4 τελικούς πίνακες, έχουν προσαρμοσθεί στα κριτήρια 1-5 και τα κριτήρια 6,7 με αποτέλεσμα να εμφανίζεται το σύνολο των βιώσιμων περιοχών ανά περιφερειακή ενότητα, που σημαίνει περιοχές που δεν ξεπερνούν το 4% της συνολικής έκτασης ανά ΟΤΑ, έχουν προτεραιότητα άνω του 60% και το αιολικό δυναμικό προκύπτει μεγαλύτερο από 8 m/s.

Περιφερειακή Ενότητα Χανίων	
Συνολική Έκταση (στρέμματα)	2339760
Τελική προσφερόμενη έκταση (στρέμματα)	83707
Μέγιστη παραγόμενη ισχύς από τυπικές Α/Γ (MW)	1103
Αριθμός τυπικών Α/Γ	552

Περιφερειακή Ενότητα Ηρακλείου	
Συνολική Έκταση (στρέμματα)	2641440
Τελική προσφερόμενη έκταση (στρέμματα)	84529
Μέγιστη παραγόμενη ισχύς από τυπικές Α/Γ (MW)	1114
Αριθμός τυπικών Α/Γ	557

Περιφερειακή Ενότητα Ρεθύμνης	
Συνολική Έκταση (στρέμματα)	1494392
Τελική προσφερόμενη έκταση (στρέμματα)	45798
Μέγιστη παραγόμενη	604

Περιφερειακή Ενότητα Λασιθίου	
Συνολική Έκταση (στρέμματα)	1827600
Τελική προσφερόμενη έκταση (στρέμματα)	67914
Μέγιστη παραγόμενη	895

ισχύς από τυπικές Α/Γ(MW)	
Αριθμός τυπικών Α/Γ	302

ισχύς από τυπικές Α/Γ(MW)	
Αριθμός τυπικών Α/Γ	448

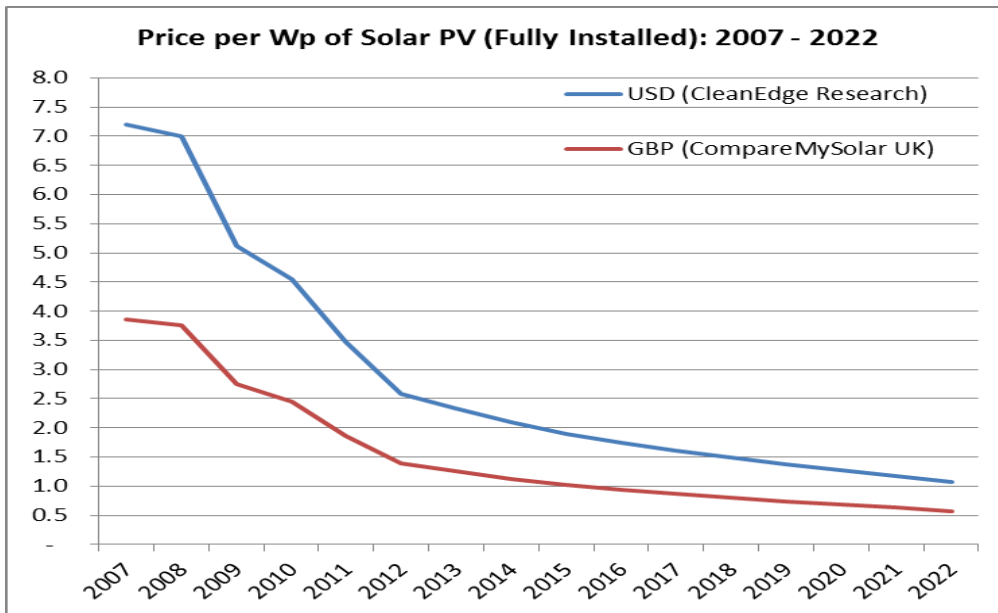
Πίνακας 2-8. Υπολογισμός μέγιστου αριθμού εγκατάστασης τυπικών Α/Γ και μέγιστης ισχύος ανά Περιφερειακή Ενότητα σύμφωνα με το σύνολο των κριτηρίων 1-7.

Τελικά, δηλαδή, προέκυψε πως για το σύνολο της περιφέρειας της Κρήτης, τα διαθέσιμα στρέμματα είναι **281.948** και η μέγιστη ισχύς που μπορεί να εγκατασταθεί **3.717 MW**. Η τιμή αυτή της ισχύος, καθώς και οι περιορισμοί ανά νομό, θα τηρηθούν στη συνέχεια της μελέτης και στα σενάρια διερεύνησης ως προς την αιολική ισχύ.

2.3.3 Ισχύς από Φωτοβολταϊκά

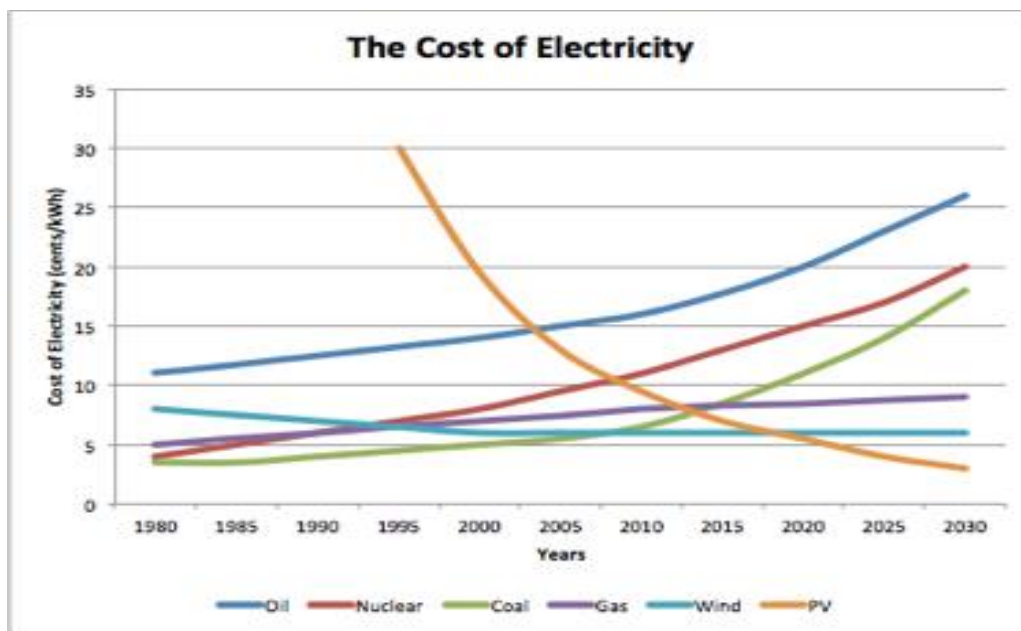
2.3.3.1 Γενικά

Η τεχνολογία των φωτοβολταϊκών, βρίσκει μεγάλο ενδιαφέρον στον ελληνικό χώρο, χάρη στο εξαιρετικό ηλιακό δυναμικό της χώρας. Μάλιστα, το ενδιαφέρον εγκατάστασης δεν περιορίζεται μόνο στην αδειοδότηση και κατασκευή Φ/Β πάρκων αλλά και στην εισαγωγή της Φ/Β τεχνολογίας στη κλίμακα των αυτόνομων κατοικιών. Ενώ η τεχνολογία των φωτοβολταϊκών στα αρχικά χρόνια αποτέλεσε αρκετά ακριβή τεχνολογία, η πρόοδος στο τομέα καταδεικνύει μια ραγδαία πτώση στο κόστος, που κάνει τις συγκεκριμένες επενδύσεις προσφιλέστερες στους ενδιαφερόμενους. Αυτό φαίνεται ξεκάθαρα και στο παρακάτω σχήμα που προέκυψε από δύο διαφορετικές μελέτες.



Σχήμα 2-6. Κόστος τεχνολογίας Φ/Β στο πέρασμα των χρόνων

Στο παρακάτω σχήμα, παρουσιάζονται οι τάσεις στο κόστος παραγωγής για διάφορες ενεργειακές πηγές.



Σχήμα 2-7. Πρόβλεψη κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για διάφορες ενεργειακές πηγές

Από το παραπάνω σχήμα, συμπεραίνεται πως τα επόμενα χρόνια, το κόστος παραγωγής από Φ/Β θα είναι συγκρίσιμο με τις υπόλοιπες μορφές ενέργειας και θα μπορεί συνεπώς να προχωρήσει η μαζική παραγωγή από Φ/Β που σήμερα δεν είναι βιώσιμη. Η κοστολόγηση της ενέργειας από επενδύσεις Φ/Β από ιδιώτες πραγματοποιείται έως το 2016 με το μηχανισμό feed-in-tariffs, όπως άλλωστε ισχύει και για την αιολική ισχύ. Ο μηχανισμός αυτός αποσκοπεί στην αποζημίωση των ιδιωτών επενδυτών και στην εξασφάλιση της βιωσιμότητας των επενδύσεων τους.

Το πρόβλημα που προέκυψε με την εγκατάσταση υψηλής ισχύος φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα, ήταν πως η ραγδαία εγκατάσταση σταθμών, ξεπέρασε την τεχνολογική ωρίμανση των Φ/Β αλλά και τις συνθήκες της οικονομίας της χώρας, με αποτέλεσμα να επικρατήσει συμφόρηση επενδύσεων γύρω από τα Φ/Β. Οι αρχικές “ταρίφες” που εισήχθησαν στο σύστημα, ήταν αρκετά μεγάλες (της τάξεως των 400€/MWh) ώστε να εξασφαλιστεί το οριακό συμφέρον της επένδυσης. Ωστόσο το γεγονός της συμφόρησης γύρω από τα Φ/Β οδήγησε σε διαδοχικές υπουργικές αποφάσεις μέσω των ΦΕΚ, οι οποίες έριξαν κατά πολύ αυτές τις ταρίφες και προκάλεσαν δυσανασχέτηση αλλά και ζημία στους επενδυτές. Οι σημερινές fiTs έχουν “κάσει” σε τιμές αποζημίωσης κάτω των 60 €/MWh, τιμές που δεν εξασφαλίζουν βιωσιμότητα για επενδύσεις.

Για να ενισχυθεί η θέση των ΑΠΕ στον ελληνικό χώρο, ψηφίστηκε νέος μηχανισμός για τα Φ/Β Συστήματα με ισχύ >500 kWp ο οποίος δεν θα έχει ισχύ για τα ΜΔΝ της Ελλάδας. Οι νέοι φωτοβολταϊκοί σταθμοί θα συμμετάσχουν στην ενεργειακή αγορά και θα λάβουν μεταβλητή πριμοδότηση (variable premium) έναντι της κανονικής τιμής αγοράς για την παραγόμενη πράσινη ενέργεια. Το ποσό της πριμοδότησης για μονάδες παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές θα εξαρτηθεί από ορισμένες μεταβλητές της αγοράς (π.χ. το σύστημα οριακών τιμών) και από τιμολόγιο που θα καθοριστεί μέσω ανταγωνιστικών προσφορών. Το νέο αυτό σχήμα φέρει την ονομασία feed-in-premium. Τα συστήματα μικρότερης ισχύς (10-500kW), θα παραμείνουν στον μηχανισμό των feed-in-tariffs.

2.3.3.2 Φωτοβολταϊκοί σταθμοί στη Κρήτη

Όπως προαναφέρθηκε, η τεχνολογία των φωτοβολταϊκών εισήχθη στο σύστημα της Κρήτης το 2010 και από τότε αναπτύσσεται έχοντας ολοένα και πιο μεγάλο ρόλο στην

ηλεκτροπαραγωγή της Κρήτης. Το έτος 2016, η ισχύς που παράχθηκε από Φ/Β αποτέλεσε το 6.7% της συνολικής καθαρής παραγωγής.

Η διασπορά των φ/β σταθμών στο σύστημα της Κρήτης έχει ως εξής:

Νομοί	Ισχύς (kW)
Ηρακλείου	35914,81
Χανίων	14750,56
Ρεθύμνης	18254,75
Λασιθίου	19903,64
Σύνολο	88823,76

Πίνακας 2-9. Ομαδοποίηση Φ/Β Ισχύος ανά Περιφερειακή Ενότητα Κρήτης.

2.3.3.3 Χωροταξικό πλαίσιο για τους Φ/Β σταθμούς στη Κρήτη

Η μελέτη και χωροθέτηση των Φ/Β σταθμών στη Κρήτη εντάσσεται στην ίδια μελέτη με την αντίστοιχη χωροθέτηση των αιολικών σταθμών και έχει ακριβώς τον ίδιο σκοπό, να διερευνηθεί δηλαδή η ανάπτυξη ηλιακών συστημάτων παραγωγής ενέργειας με αποφυγή αλλοίωσης των φυσικών και βασικών χαρακτηριστικών του τόπου. Με την σωστή καταγραφή κριτηρίων που εξασφαλίζουν τα παραπάνω, γίνεται ο υπολογισμός της μέγιστης ισχύς σε MW φωτοβολταϊκών που μπορούν να εγκατασταθούν σε κάθε περιοχή. Στην μελέτη, περιλαμβάνεται και το ενδεχόμενο εγκατάστασης των φ/β σε οικιστικές στέγες.[12]

Τα κριτήρια που χρησιμοποιήθηκαν έχουν ως εξής:

1. Προσδιορισμός θέσης και καταγραφή οικισμών, αεροδρομίων, αρχαιολογικών χώρων, μνημείων, παραλίων και άλλων βασικών χώρων που επηρεάζουν την χωροθέτηση των εγκαταστάσεων ηλιακής ενέργειας σύμφωνα με το Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης των ΑΠΕ (ΕΠΧΣΑΑ ΑΠΕ).
2. Προσδιορισμός ζωνών αποκλεισμού και εφαρμογή κριτηρίων ελάχιστης απόστασης από συγκεκριμένες περιοχές, σύμφωνα με το ισχύον θεσμικό πλαίσιο που προκύπτει από το ΕΠΧΣΑΑ για τις ΑΠΕ (προστατευόμενοι φυσικοί χώροι, εθνικοί δρυμοί, περιοχές Natura 2000 κλπ). Στη συγκεκριμένη μελέτη

υιοθετείται το σενάριο όπου όλες οι “ιδιαιτερές” περιοχές του νησιού (ΤΚΣ) προστίθενται στις περιοχές αποκλεισμού.

3. Στη συνέχεια των παραπάνω κριτηρίων, προστίθεται μια πιο εξειδικευμένη διερεύνηση που συνυπολογίζει την ελάχιστη απόσταση των εγκαταστάσεων από: οικισμούς, μνημεία, αρχαιολογικούς χώρους, κολυμβητικές ακτές, αεροδρόμια, λιμάνια, το οδικό δίκτυο, το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και καλλιέργειες-αγροτικές περιοχές. Άλλα στοιχεία που συμπεριλήφθηκαν στη μελέτη είναι: στοιχεία του εδάφους (κλίση, βλάστηση, υψόμετρο), δείκτης κορεσμού και ο προσανατολισμός.
4. Στη συνέχεια, έγινε έλεγχος ηλιακού δυναμικού με μετρήσεις της μέσης ετήσιας ηλιακής ακτινοβολίας ώστε να διερευνηθεί η βιωσιμότητα ενός Φ/Β σταθμού. Περιοχές βιώσιμης χωροθέτησης χαρακτηρίστηκαν:
 - a. Οι περιοχές που τηρούν τα κριτήρια 1-3.
 - b. Περιοχές με μέγεθος μεγαλύτερο των 1200 m² για Φ/Β πάρκα ισχύος 60kW.
 - c. Περιοχές που αξιολογούνται με ποσοστό προτεραιότητας άνω του 80%.
 - d. Περιοχές με μέση ετήσια ακτινοβολία μεγαλύτερη από 1400kWh/m²/year.
5. Τέλος, όσον αφορά την εγκατάσταση φ/β πάνελ σε στέγες, γίνεται αφαίρεση, από το σύνολο της έκτασης του οικισμού, των εκτάσεων των δικτύων κυκλοφορίας και των χώρων πρασίνου. Οι εκτάσεις αυτές λαμβάνονται: 15% της έκτασης των πόλεων της Κρήτης, 7% της έκτασης των οικισμών για τα δίκτυα, 8m²/κάτοικο για τους ελεύθερους χώρους της πόλης, 1m²/κάτοικο για τους ελεύθερους χώρους των οικισμών.

Για τα φ/β πάρκα, έπειτα και από την εφαρμογή των κριτηρίων 1-4, προκύπτει:

Περιφερειακή Ενότητα Χανίων	
Τελική προσφερόμενη έκταση(στρεμματα)	1129000
Εφαρμογή μετά το ποσοστό προτεραιότητας (στρέμματα)	31870
Φ/Β πάρκα των 60 kW	26558

Περιφερειακή Ενότητα Ηρακλείου	
Τελική προσφερόμενη έκταση(στρεμματα)	1795000
Εφαρμογή μετά το ποσοστό προτεραιότητας(στρεμματα)	84000
Φ/Β πάρκα των 60 kW	70000

Συνολική Ισχύς Φ/Β πάρκων(MW)	1593.5
--------------------------------------	--------

Συνολική Ισχύς Φ/Β πάρκων(MW)	4200
--------------------------------------	------

Περιφερειακή Ενότητα Ρεθύμνης	
Τελική προσφερόμενη έκταση(στρέμματα)	875000
Εφαρμογή μετά το ποσοστό προτεραιότητας (στρέμματα)	16110
Φ/Β πάρκα των 60 kW	13425
Συνολική Ισχύς Φ/Β πάρκων(MW)	805.5

Περιφερειακή Ενότητα Λασιθίου	
Τελική προσφερόμενη έκταση (στρέμματα)	956000
Εφαρμογή μετά το ποσοστό προτεραιότητας (στρέμματα)	109300
Φ/Β πάρκα των 60 kW	91083.33333
Συνολική Ισχύς Φ/Β πάρκων(MW)	5465

Πίνακας 2-10. Χωροθέτηση φ/β πάρκων ανά περιφερειακή ενότητα στη Κρήτη.

Ενώ για τις φ/β εγκαταστάσεις πάνω σε οικιστικές στέγες:

Δυναμικό εγκατάστασης μικρών Φ/Β συστημάτων σε στέγες και κτίρια	
Πόλεις (στρέμματα)	22000
Οικισμοί (στρέμματα)	152000
Πόλεις (Πάρκα των 60kW)	18333
Οικισμοί (Πάρκα των 60kW)	126667
Πόλεις (Σύνολο MW)	1111
Οικισμοί (Σύνολο σε 60kW)	7609
Συνολική παραγωγή σε στέγες(MW)	8720

Πίνακας 2-11. Χωροθέτηση φ/β σε στέγες (πόλεις + οικισμοί)

Επομένως, συνολικά για τη Κρήτη, η δυνάμενη εγκατάσταση ισχύς σε φ/β πάρκα είναι 12.633MW ενώ η αντίστοιχη ισχύς σε φ/β σε στέγες 8720MW.

Το συμπέρασμα που προκύπτει εύλογα, είναι πως παρά την αυστηρότητα των κριτηρίων που τέθηκαν για την υλοποίηση του χωροταξικού πλαισίου, οι βιώσιμες περιοχές είναι πολλές και θεωρητικά, θα μπορούσαν να εγκατασταθούν στη Κρήτη πάνω από 210.000 Φ/Β πάρκα των 60 kW, ένας αριθμός τεράστιος για τα δεδομένα της υφιστάμενης κατάστασης στο νησί αλλά και στη χώρα.

2.3.4 Διασύνδεση Κρήτης

2.3.4.1 Πιθανές θέσεις Διασύνδεσης

Όπως έχει σημειωθεί, όλα τα σενάρια διασύνδεσης της Κρήτης χωρίζονται σε δυο διαφορετικές βασικές διαδρομές. Η πρώτη διαδρομή αφορά τη διασύνδεση της Κρήτης με τη Πελοπόννησο ενώ η δεύτερη τη διασύνδεση με την Αττική.

- Σύνδεση Πελοποννήσου στο νότιο άκρο (Μονεμβασιά) και όδευση με εναέρια Γ.Μ. DC ως τον ΚΥΤ Μεγαλόπολης.
- Σύνδεση με τον ΚΥΤ Αχαρνών η Κουμουνδούρου (Αττική).

Για τα σημεία προσαιγιάλωσης των υποβρυχίων καλωδίων στην Κρήτη, έχουν εξεταστεί δύο περιπτώσεις:

- Η θέση Κορακιά-Γαληνών των Ν. Ρεθύμνου Ηρακλείου, η οποία έχει κεντροβαρή θέση ως προς τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης ενέργειας του νησιού (Ηράκλειο, Χανιά, Ρέθυμνο).
- Μια θέση στα Χανιά (ακρωτήρι Σπάθας ή Γραμβούσας), Β.Δ. δηλαδή του νησιού, η οποία παρουσιάζει το πλεονέκτημα της ελαχιστοποίησης της διαδρομής της υποβρύχιας διασύνδεσης. Η λύση αυτή μάλιστα προκρίθηκε έπειτα και από την μελέτη που πραγματοποιήθηκε σε συνεργασία του ΑΔΜΗΕ με το Τμήμα Γεωλογίας του Πανεπιστημίου Πατρών ως προς τη μορφολογία του βυθού και τη καταλληλότητα πόντισης υποβρύχιων καλωδίων.

2.3.4.2 Σενάρια Διασύνδεσης του Νησιού

Ενώ έχουν μελετηθεί και σενάρια διασύνδεσης με σύνδεσμο AC, στη παρούσα εργασία μελετάται η περίπτωση DC συνδέσμου, που παρουσιάζει κάποια βασικά πλεονεκτήματα. Τα σενάρια που έχουν κατά καιρούς προταθεί και μελετηθεί παρουσιάζονται συγκεντρωμένα στον παρακάτω πίνακα.

ΣΠ	Σενάριο 1α: Κρήτη - Αττική (Κορακιά -ΚΥΤ Κουμουνδούρου) 700MW ΣΠ
	Σενάριο 1β: Κρήτη - Αττική (Κορακιά -ΚΥΤ Κουμουνδούρου) 1000MW ΣΠ
	Σενάριο 2α: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 700MW ΣΠ
	Σενάριο 2β: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 1000MW ΣΠ
	Σενάριο 3α: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Ραβδούχα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 700MW ΣΠ
	Σενάριο 3β: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Δαμάστα - Μολάσι - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 700MW ΣΠ
ΕΠ	Σενάριο 4: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×600MVA ΕΡ 400kV
	Σενάριο 5: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Ραβδούχα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×600MVA ΕΡ 400kV
	Σενάριο 6α: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Αντικύθηρα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×600MVA ΕΡ 220kV
	Σενάριο 6β: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Ραβδούχα - Αντικύθηρα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×600MVA ΕΡ 220kV
	Σενάριο 7α: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Αντικύθηρα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×300MVA ΕΡ 220kV
	Σενάριο 7β: Κρήτη - Πελοπόννησος (Κορακιά - Ραβδούχα - Αντικύθηρα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×300MVA ΕΡ 220kV
	Σενάριο 8α: Κρήτη - Πελοπόννησος (Χανιά - Ραβδούχα - Αντικύθηρα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×200MVA ΕΡ 150kV
	Σενάριο 8β: Κρήτη - Πελοπόννησος (Χανιά - Ραβδούχα - Αντικύθηρα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 2×200MVA ΕΡ 150kV
	Σενάριο 9: Κρήτη - Πελοπόννησος (Χανιά - Ραβδούχα - Αντικύθηρα - Μαλέας - ΚΥΤ Μεγαλόπολης) 1×200MVA ΕΡ 150kV

Σχήμα 2-8. Εναλλακτικά Σενάρια Διασύνδεσης που έχουν προταθεί

Στην παρούσα εργασία, μελετώνται λεπτομερώς ως προς τα κριτήρια που έχουν αναφερθεί και θα αναλυθούν στη συνέχεια, τα παρακάτω σενάρια:

Σενάρια Διασύνδεσης	Σενάριο Α1: Κρήτη-Πελοπόννησος ΣΠ 2x350MW (Χανιά - Μαλέας- ΚΥΤ Μεγαλόπολης) το 2020
	Σενάριο Α2: Κρήτη-Αττική ΣΠ 2x500 MW (Κορακιά-ΚΥΤ Κουμουνδούρου) το 2020
	Σενάριο Γ: Κρήτη-Πελοπόννησος ΣΠ 2x350MW το 2020 και Κρήτη-Αττική ΣΠ 2x500 MW το 2030.
Σενάρια Αυτόνομης Ανάπτυξης	Σενάριο Β (Με πετρέλαιο)
	Σενάριο Δ (Με Φυσικό Αέριο)

Πίνακας 2-12. Εξεταζόμενα Σενάρια Ανάπτυξης στην παρούσα εργασία

3 Τεχνικό Μοντέλο Επίλυσης

3.1 Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο, γίνεται η ανάλυση του τρόπου επίλυσης τεχνικών ζητημάτων για τα σενάρια ανάπτυξης. Περιγράφεται λεπτομερώς η διαδικασία προσομοίωσης των διαφορετικών σεναρίων διασύνδεσης ενώ η μοντελοποίηση έγινε με τη χρήση του εργαλείου VBA-excel.

Αρχικά, πραγματοποιήθηκε η επιλογή των σεναρίων διασύνδεσης που θα εξεταστούν. Ο σκοπός ήταν να προσδιοριστούν οι διαδρομές που θα ακολουθήσουν τα καλώδια που θα ποντιστούν (σημεία εκκίνησης και τερματισμού), τα είδη συνδέσμου ως προς τη τεχνολογία (HVDC στη παρούσα εργασία), η μεταφορική ικανότητα του καλωδίου (εξαρτάται από τα διαφορετικά σενάρια διασύνδεσης) αλλά και λοιπά τεχνικά στοιχεία και στοιχεία αξιοπιστίας των καλωδίων.

Εν συνεχεία, εισάγονται στο μοντέλο οι χρονοσειρές ζήτησης του νησιού, οι οποίες μάλιστα προσαρμόζονται για τη περίοδο μελέτης 2020-2050 με κατάλληλες προβλέψεις. Με κατάλληλη διαμόρφωση του μοντέλου, γίνεται ακριβής υπολογισμός του ενεργειακού μείγματος του νησιού, που μοιράζεται στην ενέργεια που προσφέρει η διασύνδεση, οι συμβατικές μονάδες και οι μονάδες ΑΠΕ στο νησί.

Στα παραπάνω χαρακτηριστικά, προστίθεται η μελέτη αξιοπιστίας ως προς την τροφοδότηση του νησιού από τις διασυνδέσεις αλλά και η θέσπιση και διασφάλιση κριτηρίων εφεδρείας.

3.2 Ενεργειακό Μοντέλο

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο αναλύεται η μοντελοποίηση της ροής της ενέργειας από και προς το σύστημα της Κρήτης. Στόχος είναι να μελετηθεί η ενεργειακή επάρκεια του νησιού τόσο ωριαία, όσο και συνολικά κατά τη διάρκεια ολόκληρου έτους. Για την επίτευξη του σκοπού αυτού, επιχειρείται η όσο το δυνατόν πιο ρεαλιστική προσέγγιση

και μοντελοποίηση της λειτουργίας των σταθμών ΑΠΕ στο νησί και στη συνέχεια η ανάπτυξη τους σύμφωνα με το χρονοδιάγραμμα που θα τεθεί.

Η ροή της ενέργειας εκφράζεται με μια σειρά από εξισώσεις που παρατίθενται στη συνέχεια. Στην αυτόνομη ανάπτυξη, το ενεργειακό μείγμα αποτελείται από τις μονάδες τοπικής παραγωγής και τους σταθμούς ΑΠΕ, ενώ στα σενάρια διασύνδεσης υπεισέρχεται στο μείγμα και η ενέργεια που παρέχεται από το καλώδιο.

3.2.1 Αυτοδύναμη Ανάπτυξη

Για τα σενάρια **αυτόνομης ανάπτυξης** (σενάρια Β και Δ), οι εξισώσεις που εκφράζουν το μείγμα ενέργειας και υπολογίζονται ωριαία από το μοντέλο είναι:

$$E_{T.P.} = E_{ζήτησης} - E_{ΑΠΕ} \quad (3.1)$$

$$E_{T.P.} = E_{τεχν.ελ.} + E_{επ.} \quad (3.2)$$

Όπου για τους συμβολισμούς,

$E_{T.P.}$ = Ενέργεια που παρέχεται από τους σταθμούς τοπικής παραγωγής.

$E_{ζήτησης}$ = Το φορτίο ζήτησης του νησιού.

$E_{ΑΠΕ}$ = Ενέργεια που καλύπτεται από τις ΑΠΕ στο νησί, τηρώντας τα όρια μέγιστης στιγμιαίας διείσδυσης.

$E_{τεχν.ελ.}$ = Ενέργεια που καλύπτεται αποκλειστικά και μόνο από τη λειτουργία των τοπικών μονάδων στα τεχνικά τους ελάχιστα.

$E_{επ.}$ = Επιπλέον ενέργεια που καλύπτεται από τις τοπικές μονάδες, πέραν αυτής των τεχνικών τους ελαχίστων.

Επομένως, η σειρά προτεραιότητας τροφοδοσίας του νησιού την οποία αξιοποιεί το τεχνικό μοντέλο έχει ως εξής:

Πρωταρχικά, η κάλυψη του φορτίου γίνεται από τη λειτουργία των τοπικών μονάδων στα τεχνικά τους ελάχιστα, η οποία είναι απαραίτητη για την ομαλή λειτουργία των σταθμών παραγωγής. Εν συνεχεία, σύμφωνα με τους περιορισμούς που θα τεθούν παρακάτω, η κάλυψη γίνεται από τους σταθμούς ΑΠΕ του νησιού και τέλος, για το υπολειπόμενο φορτίο, αξιοποιείται η λειτουργία των τοπικών μονάδων σύμφωνα με τη

σειρά προτεραιότητας τους. Η παραπάνω υπολογιστική διαδικασία γίνεται ωριαία για το σύνολο του έτους.

3.2.2 Ανάπτυξη με Διασύνδεση

Για τα **σενάρια Διασύνδεσης** (Σενάρια A1, A2) οι εξισώσεις που διέπουν το ωριαίο υπολογιστικό μοντέλο επίλυσης είναι:

Εάν η διασύνδεση επαρκεί για την ηλεκτροδότηση του νησιού:

$$E_{\text{διασ.}} = E_{\text{ζήτησης}} - E_{\text{ΑΠΕ}} \quad (3.3)$$

Εάν η διασύνδεση δεν επαρκεί για την ηλεκτροδότηση του νησιού:

$$E_{\text{T.Π.}} = E_{\text{ζήτησης}} - E_{\text{ΑΠΕ}} - E_{\text{διασ.}} \quad (3.4)$$

Εάν η παραγωγή ΑΠΕ ξεπερνά τη ζήτηση του νησιού ωριαία κι έχουμε **αντιστροφή της ροής ενέργειας**:

$$E_{\text{ΑΠΕ}_{\text{over}}} = E_{\text{ΑΠΕ}} - E_{\text{ζήτησης}} \quad (3.5)$$

Όπου:

$E_{\text{διασ.}}$: ποσό ζήτησης που καλύπτεται από το κομμάτι της διασύνδεσης

$E_{\text{ΑΠΕ}}$: ενέργεια που παρέχεται από τους σταθμούς ΑΠΕ

$E_{\text{ζήτησης}}$: φορτίο ζήτησης φορτίου του νησιού

$E_{\text{ΑΠΕ}_{\text{over}}}$: περισσευούμενη ενέργεια από ΑΠΕ που διοχετεύεται στο ΕΣΜΗΕ

Από τα παραπάνω αξίζει να σημειωθεί η σειρά προτεραιότητας που ακολουθείται για την κάλυψη του φορτίου του νησιού. Στα σενάρια διασύνδεσης, πρωταρχική κάλυψη ενέργειας του φορτίου γίνεται από τις μονάδες ΑΠΕ του νησιού, για τις οποίες δεν προβλέπεται κάποιο ανώτατο όριο διείσδυσης. Εν συνεχεία, σε περίπτωση που δεν αρκεί η ενέργεια των ΑΠΕ, η υποβρύχια διασύνδεση καλύπτει το υπολειπόμενο φορτίο, ενώ εάν και τότε δεν σημειώνεται πλήρη κάλυψη του φορτίου, οι τοπικοί σταθμοί, που έχουν εντελώς εφεδρικό χαρακτήρα, αναλαμβάνουν την εξασφάλιση της διαρκούς ηλεκτροδότησης του νησιού. Οι παραπάνω υπολογισμοί πραγματοποιούνται ωριαία καθ'

όλη τη διάρκεια του έτους. Να τονιστεί πως σε περίπτωση που η παραγωγή των ΑΠΕ ξεπερνά το φορτίο ωριαία, **η ροή ενέργειας του καλωδίου αντιστρέφεται**, έχουμε δηλαδή ροή ενέργειας από τη Κρήτη στο ΕΣΜΗΕ, γεγονός που ευνοεί τη μεγάλη ανάπτυξη των ΑΠΕ στο νησί.

Για το **σενάριο διασύνδεσης Γ**, καθώς από κάποιο έτος κι έπειτα λειτουργούν και τα 2 καλώδια, είναι απαραίτητη η μερική τροποποίηση της μεθοδολογίας που περιγράφηκε. Έτσι οι μετατροπές που ακολουθούν την ένταξη του δεύτερου ανεξάρτητου σκέλους της διασύνδεσης έχουν να κάνουν με:

- Η κάλυψη της ζήτησης από ΕΣΜΗΕ στο νησί γίνεται κυρίως από το πρώτο σκέλος διασύνδεσης, αυτό δηλαδή που διασυνδέει τη Κρήτη με τη Πελοπόννησο.
- Η περισσευούμενη ενέργεια που παράγεται από τους σταθμούς ΑΠΕ στο νησί διοχετεύεται στο ΕΣΜΗΕ μέσω του 2^{ου} σκέλους διασύνδεσης, αυτό που διασυνδέει την Κρήτη με την Αττική.
- Η πρώτη παραδοχή, συμβαίνει καθώς το σύστημα της Πελοποννήσου είναι ιδιαίτερα κορεσμένο οπότε δεν παρουσιάζει προτεραιότητα στο να παραλάβει ενέργεια από τη Κρήτη. Η μόνη περίπτωση να αντιστραφεί η ροή του συγκεκριμένου καλωδίου, είναι η περισσευούμενη ενέργεια από ΑΠΕ στο νησί να ξεπερνά τη μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης που διοχετεύει με προτεραιότητα ενέργεια από τη Κρήτη στο Διασυνδεδεμένο. Επιπλέον, αυτή η παραδοχή εξυπηρετεί και τον νέο ΚΥΤ στη Μεγαλόπολη, που έχει δυνατότητες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας πολύ μεγαλύτερες από την ανάγκη για τη κάλυψη της ζήτησης στη Πελοπόννησο.
- Έτσι, η δεύτερη παραδοχή συμβαίνει καθώς το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής με έδρα την Αττική έχει μεγαλύτερη εμβέλεια δικτύου και μπορεί να αξιοποιήσει σε μεγαλύτερο βαθμό την περισσευούμενη ενέργεια από ΑΠΕ. Το σκέλος αυτό της διασύνδεσης, προσφέρει ενέργεια στη Κρήτη μόνο στις ώρες του έτους όπου το 1^ο σκέλος δεν επαρκεί για τη κάλυψη της ζήτησης στο νησί.

Για να περιγραφούν τα παραπάνω με εξισώσεις, έστω:

$E_{\text{διασ1}}$: ενέργεια από το 1^ο σκέλος της διασύνδεσης (Πελοπόννησος- Κρήτη)

$E_{\text{διασ2}}$: ενέργεια από το 2^ο σκέλος της διασύνδεσης (Αττική- Κρήτη)

$E_{\text{MAXδιασ1}}$: Μέγιστη μεταφορική ικανότητα που ορίζεται από το 1^ο σκέλος της διασύνδεσης (Πελοπόννησος- Κρήτη)

$E_{MAX\delta\alpha\sigma 2}$: Μέγιστη μεταφορική ικανότητα που ορίζεται από το 2^ο σκέλος της διασύνδεσης (Αττική- Κρήτη)

Τώρα λοιπόν διαχωρίζονται οι περιπτώσεις:

- Εάν $E_{ζήτησης} - E_{ΑΠΕ} < -E_{MAX\delta\alpha\sigma 1} - E_{MAX\delta\alpha\sigma 1}$. Τότε,

$$E_{\delta\alpha\sigma 1} = -E_{MAX\delta\alpha\sigma 1} \text{ και } E_{\delta\alpha\sigma 2} = -E_{MAX\delta\alpha\sigma 2}$$

- Εάν $-E_{MAX\delta\alpha\sigma 1} - E_{MAX\delta\alpha\sigma 1} < E_{ζήτησης} - E_{ΑΠΕ} < -E_{MAX\delta\alpha\sigma 1}$. Τότε,

$$E_{\delta\alpha\sigma 1} = E_{ζήτησης} - E_{ΑΠΕ} + E_{MAX\delta\alpha\sigma 2} \text{ και } E_{\delta\alpha\sigma 2} = -E_{MAX\delta\alpha\sigma 2}$$

- Εάν $-E_{MAX\delta\alpha\sigma 2} < E_{ζήτησης} - E_{ΑΠΕ} < 0$ τότε,

$$E_{\delta\alpha\sigma 1} = 0 \text{ και } E_{\delta\alpha\sigma 2} = E_{ζήτησης} - E_{ΑΠΕ}$$

- Εάν $0 < E_{ζήτησης} - E_{ΑΠΕ} < E_{MAX\delta\alpha\sigma 1}$. Τότε,

$$E_{\delta\alpha\sigma 1} = E_{ζήτησης} - E_{ΑΠΕ} \text{ και } E_{\delta\alpha\sigma 2} = 0$$

- Εάν $E_{MAX\delta\alpha\sigma 1} < E_{ζήτησης} - E_{ΑΠΕ} < E_{MAX\delta\alpha\sigma 2} + E_{MAX\delta\alpha\sigma 1}$.

$$E_{\delta\alpha\sigma 1} = E_{MAX\delta\alpha\sigma 1} \text{ και } E_{\delta\alpha\sigma 2} = E_{ζήτησης} - E_{ΑΠΕ} - E_{MAX\delta\alpha\sigma 1}$$

- Εάν $E_{ζήτησης} - E_{ΑΠΕ} > E_{MAX\delta\alpha\sigma 2} + E_{MAX\delta\alpha\sigma 1}$. Τότε,

$$E_{\delta\alpha\sigma 1} = E_{MAX\delta\alpha\sigma 1} \text{ και } E_{\delta\alpha\sigma 2} = E_{MAX\delta\alpha\sigma 2}$$

Οι παραπάνω υπολογισμοί γίνονται ωριαία από το μοντέλο για το σύνολο του έτους καταγράφοντας τα αποτελέσματα.

3.3 Μεθοδολογία που ακολουθείται για τις ΑΠΕ

Η ρεαλιστική απεικόνιση και μοντελοποίηση της παραγωγής ενέργειας από τους σταθμούς ΑΠΕ του νησιού, υφιστάμενους αλλά και προς εγκατάσταση, αποτελεί σημαντική παράμετρο στην παρούσα μελέτη. Είναι σημαντικό, σε κάθε σενάριο και σε κάθε παράμετρο διερεύνησης που ακολουθεί στη συνέχεια, να υπάρχει προσεγγιστικά

έγκυρη εικόνα για τις μονάδες ΑΠΕ, ώστε να γίνει δυνατός ο υπολογισμός του μέγιστου αλλά και βέλτιστου ενεργειακού μείγματος ΑΠΕ, φωτοβολταϊκών και αιολικών.

Η δυσκολία στην απεικόνιση ρεαλιστικής εικόνας στον τομέα των αιολικών έγκειται στη μεγάλη στοχαστικότητα που εμφανίζει ο άνεμος σαν φαινόμενο. Τα ανεμολογικά δεδομένα τυπικού έτους μπορεί να δίνουν μια λύση στη μοντελοποίηση της παραγωγής ισχύος, ωστόσο δεν μπορούν να χαρακτηριστούν απολύτως αξιόπιστα για κάθε έτος της μελέτης που πραγματοποιείται. Αντιθέτως, η παραγωγή από Φ/Β σταθμούς θεωρείται απολύτως προβλέψιμη καθώς η ηλιακή ακτινοβολία δεν παρουσιάζει μεγάλη στοχαστικότητα.

3.3.1 Διαχείριση Αιολικής Ισχύος

Μεγάλη σημασία στην προσέγγιση της παραγωγής αιολικής ισχύος έχει η υπάρχουσα ισχύς των ορίων διείδυσης, για το διάστημα τουλάχιστον που το νησί της Κρήτης παραμένει μη διασυνδεδεμένο. Για τον λόγο αυτό, χρησιμοποιούνται δύο διαφορετικές μεθοδολογίες μοντελοποίησης των αιολικών σταθμών, ανάλογα με τη διασύνδεση ή όχι του νησιού και παρατίθενται στη συνέχεια.

3.3.1.1 Εισαγωγή Αιολικής Ισχύος στο Μοντέλο στην περίπτωση Αυτοδύναμης Ανάπτυξης

Αρχικά αναλύεται το πώς έγινε η μοντελοποίηση της *υπάρχουσας κατάστασης* αιολικών στο νησί. Το κομμάτι αυτό αποτελεί κοινό τόσο για την Αυτοδύναμη, όσο και για την περίπτωση διασύνδεσης του νησιού με το ηπειρωτικό σύστημα.

1. Αρχικά, απαραίτητη προϋπόθεση ήταν η συλλογή των στοιχείων κάθε αιολικού πάρκου που βρίσκεται σε λειτουργία στο νησί, τα οποία και παρατέθηκαν στο προηγούμενο κεφάλαιο.
2. Στη συνέχεια, έγινε η λήψη ανεμολογικών δεδομένων από **9 σημεία** στο νησί (*Κίσσαμο, Σφακιά, Ελούντα, Τοπλού, Ζίρος, Μόχλος, Ψηλορείτης, Μάλια, Ν. Ηράκλειο*).
3. Έπειτα, χρησιμοποιήθηκε η καμπύλη ισχύος **τυπικής** Ανεμογεννήτριας (Vestas90 2MW) ώστε να υπολογιστεί κατά προσέγγιση η παραγωγή ισχύος από τις γεννήτριες του νησιού. Για κάθε ανεμογεννήτρια του νησιού, προσαρμόζονται

ανεμολογικά δεδομένα από τα 9 σημεία, ανάλογα με το ποια τοποθεσία είναι κοντινότερη στο αιολικό πάρκο. Έτσι, διαθέτοντας ανεμολογικά στοιχεία για τις 8760 ώρες τυπικού έτους, υπολογίστηκε ωριαία η παραγωγή ισχύος από κάθε αιολικό πάρκο και συνεπώς η συνολική ετήσια παραγωγή αιολικής ισχύος του νησιού της Κρήτης.

Παρακάτω, παρατηρούνται τα ανεμολογικά στοιχεία του νησιού σύμφωνα με το μεσοκλιματικό μοντέλο των 9 σημείων.

	Χανιά		Λασιθί				Ρέθυμνο	Ηράκλειο	
	Κίσσαμος	Σφακιά	Ελούντα	Τοπλού	Ζίρος	Μόχλος	Ψηλορείτης	Μάλια	Ν.Ηράκλειο
$V_{μέση}$	6.7	8	7.2	6.9	8.6	9	7.4	8	6.7
V_{max}	22.7	24.6	22.9	16.8	27.1	31	22.9	25.5	23.1
c	7.53	8.97	8.13	7.82	9.67	10.2	8.38	9.07	7.57
k	1.93	1.73	2.34	2.45	2.2	1.89	1.93	2.12	2.01

Πίνακας 3-1. Ανεμολογικά δεδομένα για τα 9 σημεία στο νησί.

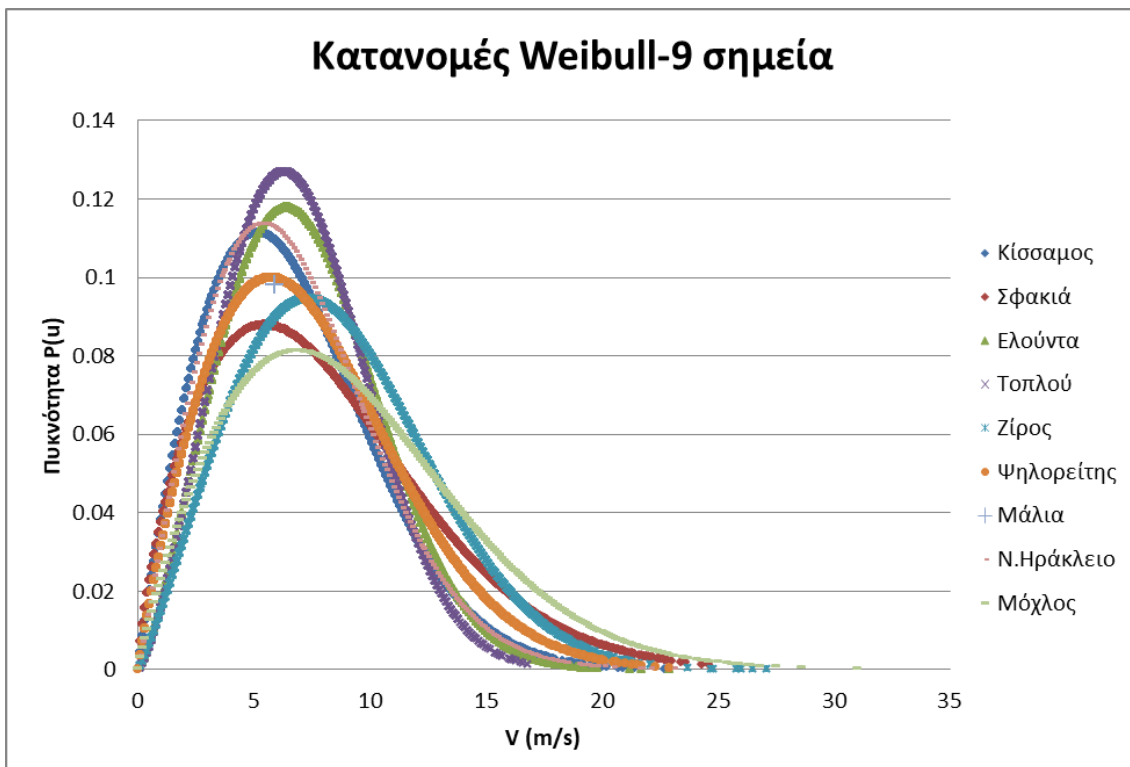
Στον παραπάνω πίνακα παρατηρούνται τα βασικά χαρακτηριστικά που προέκυψαν από τις 9 χρονοσειρές ανέμου. Παρατίθενται η μέση αλλά και η μέγιστη ταχύτητα σε κάθε σημείο, αλλά και οι σταθερές c, k που χρησιμεύουν στην κατασκευή Weibull (καμπύλη διάρκειας ανέμου) και υπολογίζονται από τους τύπους:

$$c = \frac{2 \cdot V_{μέση}}{\sqrt{\pi}} \quad (3.6)$$

$$k = \left(\frac{s.dev.}{V_{μέση}} \right)^{-1.086} \quad (3.7)$$

Στη συνέχεια παρατίθεται και το σχήμα που δίνει συγκεντρωμένες τις κατανομές πυκνότητας Weibull για τα 9 σημεία του νησιού, βάσει του θεωρητικού τύπου:

$$f(V) = \left(\frac{k}{c} \right) \cdot \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} \cdot \exp \left[- \left(\frac{V}{c} \right)^k \right] \quad (3.8)$$



Σχήμα 3-1. Πιθανοτικές Κατανομές Weibull για τα 9 σημεία της Κρήτης

Η κατανομή Weibull είναι εκείνη η κατανομή συχνοτήτων του ανέμου που προσεγγίζει καλύτερα από όλες τα υπάρχοντα ανεμολογικά δεδομένα. Παρατηρείται πως εάν λαμβανόταν υπόψη μια μόνο καμπύλη Weibull για την εύρεση της παραγόμενης ισχύος θα ήταν υπεραπλουστευμένη προσέγγιση καθώς σε διάφορα σημεία της Κρήτης, ο άνεμος παρουσιάζει διαφορετική συμπεριφορά. Αυτό οφείλεται κυρίως στο μεγάλο μέγεθος του νησιού, που δεν επιτρέπει την προσέγγιση των ανεμολογικών δεδομένων με μία καμπύλη Weibull, όπως μπορεί να συμβεί σε μικρότερα νησιά.

Εφόσον από τα 3 πρώτα βήματα έχει υπολογιστεί η παραγόμενη ισχύς από Α/Π, απομένει να γίνει η *εισαγωγή της χρονοσειράς των αιολικών* στο μοντέλο. Η παραγόμενη αιολική ισχύς δεν απορροφάται εξ ολοκλήρου από το ηλεκτρικό σύστημα κυρίως για δύο λόγους [13]:

- i. Το ζήτημα των *τεχνικών ελαχίστων* των τοπικών μονάδων που έχουν προτεραιότητα στην κάλυψη του φορτίου. Επομένως, ενδέχεται να μην υπάρχει ανάγκη απορρόφησης αιολικής ενέργειας από το σύστημα για κάλυψη της ζήτησης.
- ii. Τα *όρια στιγμιαίας διείσδυσης* που τίθενται για λόγους ευστάθειας, διατήρησης συχνότητας και ασφάλειας του συστήματος (30%-50%). Επομένως ακόμη και να

υπάρχει ανάγκη για απορρόφηση αιολικής ενέργειας, δεν θα απορροφηθεί περισσότερο από το ανώτατο όριο στιγμιαίας διείσδυσης.

Στην συνέχεια των 3^{ων} πρώτων βημάτων που περιγράφηκαν λοιπόν, σημειώνεται:

4. Γνωρίζοντας τη ζήτηση και τα τεχνικά ελάχιστα για κάθε ώρα του έτους, υπολογίζεται η διαφορά τους, η οποία καλείται να καλυφθεί από τους σταθμούς ΑΠΕ.
5. Ως ενέργεια με μεγαλύτερη αξιοπιστία, αυτή των Φ/Β σταθμών έχει προτεραιότητα για την κάλυψη του φορτίου που περιγράφηκε στο βήμα 4. Εάν η παραγωγή των Φ/Β είναι μεγαλύτερη του υπολειπόμενου φορτίου, τότε έχουμε περικοπή της ισχύος από Φ/Β. Σε αντίθετη περίπτωση, αφαιρείται και η χρονοσειρά Φ/Β ισχύος από το υπολειπόμενο φορτίο.
6. Η δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος τελικώς προκύπτει δεδομένων των τεχνικών ελαχίστων των συμβατικών μονάδων, της παραγωγής ισχύος από Φ/Β σταθμούς και της μέγιστης στιγμιαίας επιτρεπόμενης συμμετοχής αιολικών. Συνεπώς, η δυνατότητα απορρόφησης αιολικής ισχύος δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερη από τη διαφορά της ισχύος του φορτίου και της ισχύος που πρέπει υποχρεωτικά να αναλάβουν οι ενταγμένες συμβατικές μονάδες, αλλά ούτε και από τη μέγιστη επιτρεπόμενη στιγμιαία διείσδυση των αιολικών.

Εισάγοντας τις παραπάνω συνθήκες στο μοντέλο με τη μορφή εξισώσεων, υπολογίζεται ωριαία για το σύνολο του έτους πόση ισχύς από Φ/Β σταθμούς και από Α/Π απορροφάται αλλά και πόση *περικόπτεται*. Επίσης υπολογίζεται η κάλυψη της ισχύος που πραγματοποιείται από τις συμβατικές μονάδες του νησιού.

3.3.1.2 Εισαγωγή Αιολικής Ισχύος στο Μοντέλο στα Σενάρια Διασύνδεσης

Όλα τα σενάρια διασύνδεσης που σχηματίστηκαν στη παρούσα μελέτη, έχουν έναρξη λειτουργίας το έτος 2020. Επομένως, μέχρι τότε, ισχύει ότι αναλύθηκε για την αυτόνομη ανάπτυξη.

Επιπλέον, τα βήματα 1-3 και η ανάλυση που αναφέρθηκε ως προς τα ανεμολογικά δεδομένα του νησιού ισχύουν και στη συγκεκριμένη περίπτωση. Η διαφοροποίηση έγκειται στα βήματα που αναλύονται στη συνέχεια:

4) Σε αυτή τη περίπτωση, το υπολειπόμενο φορτίο υπολογίζεται από τη διαφορά του φορτίου από την ισχύ που προσφέρουν τα φωτοβολταϊκά, που έχουν προτεραιότητα στο ενεργειακό μείγμα.

5) Το υπολειπόμενο αυτό φορτίο, καλύπτεται από τις μονάδες αιολικών στο νησί χωρίς περιορισμό στο όριο στιγμιαίας διείσδυσης.

6) Σε περίπτωση που τα Φ/Β και τα Α/Π δεν επαρκούν για την ηλεκτροδότηση του νησιού, τότε λειτουργεί η παροχή ενέργειας από το ΕΣΜΗΕ στη Κρήτη μέσω της διασύνδεσης. Εάν δεν συναντάται ούτε τότε πλήρης κάλυψη της ζήτησης του φορτίου, το υπόλοιπο του φορτίου αναλαμβάνουν να καλύψουν οι συμβατικές μονάδες που βρίσκονται σε κατάσταση εφεδρείας.

7) Τονίζεται πως στη περίπτωση που ωριαία η παραγωγή από τους σταθμούς των ΑΠΕ ξεπερνά τη ζήτηση του νησιού, η περισσευούμενη ισχύς **δεν περικόπτεται**, αλλά διοχετεύεται στο ΕΣΜΗΕ μέσω της διασύνδεσης. Περικοπή της ισχύος από ΑΠΕ, σημειώνεται μόνο όταν η περισσευούμενη ισχύς ΑΠΕ **ξεπερνά** τη μεταφορική ικανότητα του καλωδίου. Τότε έχουμε περικοπή που ισούται με τη διαφορά της περισσευούμενης ισχύος από τη μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης.

Έτσι λοιπόν, σχηματίζεται το μοντέλο στο οποίο εισέρχεται η χρονοσειρά της αιολικής ισχύος και γίνονται οι απαραίτητοι υπολογισμοί. Το ενεργειακό μοντέλο είναι πλέον πλήρως σχηματισμένο και αυτό που απομένει είναι να επεξηγηθεί αλλά και να διερευνηθεί είναι η διαφοροποίηση στη κατασκευή της μελλοντικής χρονοσειράς των αιολικών, σε σχέση με την χρονοσειρά παρούσας κατάστασης.

3.3.1.3 Επιλογή Κατάλληλων Α/Γ για την κατασκευή της χρονοσειράς των αιολικών

Για την μοντελοποίηση της ισχύουσας χρονοσειράς στο σύστημα της Κρήτης, όπως αναφέρθηκε, λαμβάνεται ως παραδοχή η λειτουργία με Α/Γ τυπικές, ισχύος δηλαδή 2MW και διάμετρο ρότορα 80-85m, καθώς θα ήταν αδύνατο να συλλεχθούν όλες οι διαφορετικές Α/Γ που βρίσκονται σε λειτουργία.

Για τα σενάρια ανάπτυξης ωστόσο, στα πλαίσια της παρούσας εργασίας, γίνεται η διερεύνηση γύρω από το ποια Α/Γ δίνει βέλτιστη απόδοση ενέργειας, προσαρμοσμένη

στα ανεμολογικά δεδομένα της Κρήτης. Έτσι, για κάθε περιοχή της Κρήτης, θα υπάρχει η δυνατότητα επιλογής της κατάλληλης Α/Γ προς εγκατάσταση.

Όπως είναι γνωστό, οι ανεμογεννήτριες χωρίζονται σε 4 κλάσεις (I,II,III,IV) με κύριο γνώρισμα που χαρακτηρίζει κάθε κλάση, το πεδίο ταχυτήτων ανέμου που λειτουργεί με τη βέλτιστη απόδοση. Αυτό καθορίζεται κατά βάση, από τον ξεχωριστό σχεδιασμό για κάθε κλάση στα πτερύγια μιας τουρμπίνας.

Στη συνέχεια της εργασίας, θα εξεταστούν διάφοροι τύποι Α/Γ από διαφορετικές κλάσεις ώστε να βρεθεί η βέλτιστη λύση. Η βέλτιστη λύση θα χαρακτηρίζεται από τον υψηλότερο συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας ανάμεσα στις διαφορετικές τουρμπίνες. Η επεξήγηση του συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας (Capacity Factor) δίνεται παρακάτω, στα ενεργειακά κριτήρια αξιολόγησης.

Για να δοθεί μια εικόνα για την αναλογία μέσης ταχύτητας ανέμου και κλάσης μιας ανεμογεννήτριας δίνεται το παρακάτω γράφημα από την εταιρία Vestas.

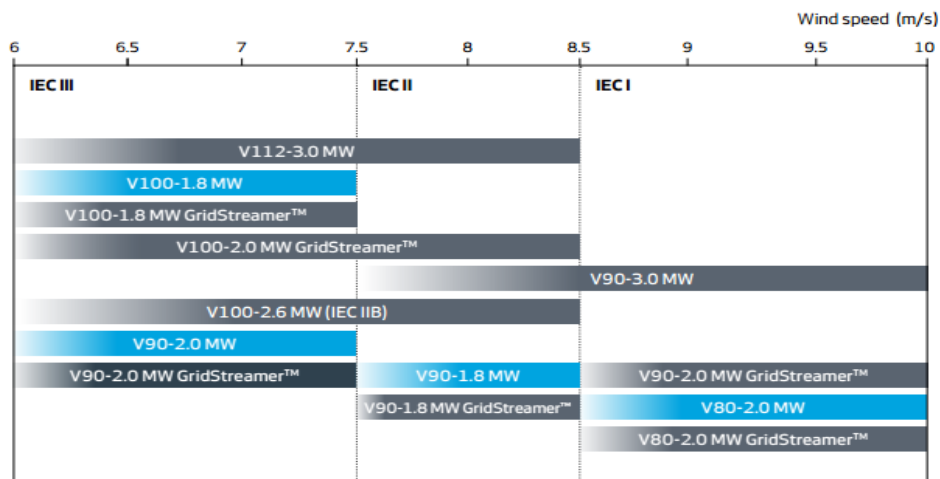


Fig 1: Overview of Vestas wind turbines operating in the various wind classes

Σχήμα 3-2. Διαχωρισμός κλάσεων Α/Γ της εταιρίας Vestas σύμφωνα με τη ταχύτητα του ανέμου

Στα πλαίσια της παρούσας εργασίας, μελετήθηκαν οι παρακάτω 10 Ανεμογεννήτριες:

Ty -pical (2MW)	V110- 2MW*IECIIIA	V100- 2MW*IECIIIB	V126- 3.3MW*IEC IIA	V117- 3.3MW*IECIIA	V105- 3.3MW*IEC IA	V90- 1.8MW*IEC II	V80 - 2MW IEC I	V90- 3MW IEC I	V112- 3MW IEC II- III
-----------------------	----------------------	----------------------	---------------------------	-----------------------	--------------------------	-------------------------	-----------------------	----------------------	-----------------------------

Πίνακας 3-2. Ανεμογεννήτριες που μελετήθηκαν για ένταξη στο σύστημα της Κρήτης

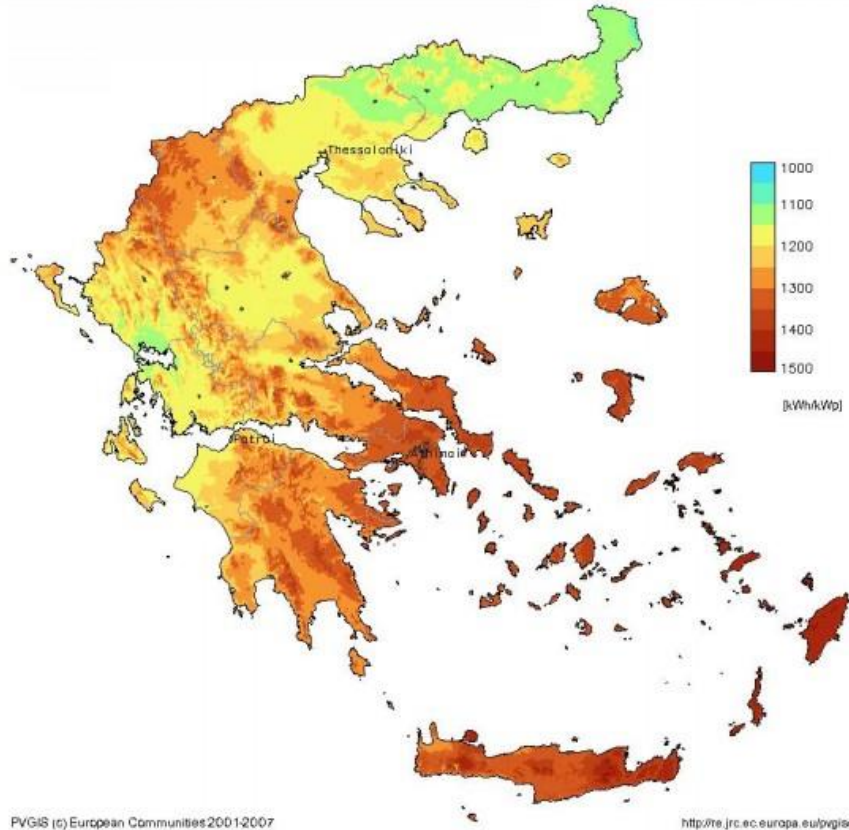
Ανακεφαλαιώνοντας, ο τρόπος που θα επιλεγεί η βέλτιστη Α/Γ για κάθε περιοχή στη Κρήτη είναι ακολουθώντας τα εξής βήματα:

1. Άντληση στοιχείων από τεχνικά φυλλάδια της εταιρίας Vestas και του ειδικά διαμορφωμένου λογισμικού wind-data.ch[14] για την κατασκευή των καμπύλων ισχύος των 10 Α/Γ που τέθηκαν προς μελέτη.
2. Εύρεση της αδιαστατοποιημένης ισχύος κάθε Α/Γ (P/P_R) όπου P η παραγόμενη ισχύς και P_R η ονομαστική ισχύς της Α/Γ.
3. Προσαρμογή καθεμίας από τις 10 αδιαστατοποιημένες καμπύλες των Α/Γ στα ανεμολογικά δεδομένα των 9 περιοχών της Κρήτης. Δημιουργία ετήσιας ωριαίας χρονοσειράς αδιαστατοποιημένης ισχύος για τα 9 σημεία στο νησί και για κάθε διαφορετική Α/Γ.
4. Υπολογισμός του ιδανικού συντελεστή εκμεταλλευσιμότητας για την εύρεση της βέλτιστης ζητούμενης λύσης (μεγιστοποίηση του $C.F_{th}$).

3.3.2 Εισαγωγή της χρονοσειράς των Φ/Β στο Ενεργειακό Μοντέλο

Η παραγωγή ενέργειας από τους Φ/Β σταθμούς μπορεί να χαρακτηριστεί περισσότερο προβλέψιμη από αυτή των Α/Π. Στην περίπτωση της Αυτοδύναμης Ανάπτυξης, τα όρια διείσδυσης των Φ/Β στο μείγμα του νησιού δεν μπορεί να είναι απεριόριστα καθώς η παραγωγή των Φ/Β σταθμών συμβαίνει σε συγκεκριμένο χρονικό διάστημα μέσα στη μέρα και η συμφόρηση μεγάλης ισχύος θα οδηγούσε και σε υψηλές περικοπές. Στην περίπτωση βέβαια της διασύνδεσης κάτι τέτοιο δεν ισχύει, όπως θα φανεί και στη συνέχεια. Ο τρόπος που έγινε ο υπολογισμός και η εισαγωγή της χρονοσειράς Φ/Β ισχύος στο μοντέλο είναι κοινός για όλα τα σενάρια και επεξηγείται στα παρακάτω απλά βήματα:

- i. Αρχικά έγινε η συλλογή της χρονοσειράς αδιαστατοποιημένης παραγωγής Φ/Β ισχύος από το ΚΑΠΕ (kWh ανά εγκατεστημένο kWp) για συγκεκριμένα σημεία στην Ελλάδα (πχ Λαύριο).
- ii. Στη συνέχεια, η συγκεκριμένη χρονοσειρά μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την εύρεση της αντίστοιχης χρονοσειράς σε οποιοδήποτε άλλο μέρος στην Ελλάδα. Για να επιτευχθεί αυτό είναι αναγκαία η αξιοποίηση των χαρτών ηλιακού δυναμικού από το PVGIS [15].



Σχήμα 3-3. Χάρτης PVGIS για υπολογισμό ηλιακής φωτοβολταϊκής ισχύος

Από τον συγκεκριμένο χάρτη, είναι προσεγγιστικά σωστό να ειπωθεί πως η Κρήτη στο σύνολο της παρουσιάζει αδιαστατοποιημένη φωτοβολταϊκή ισχύς 1500 kWh/kWp. **Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας** του νησιού λοιπόν είναι ίσος με $1500/8760=17.12\%$.

Στο σημείο αυτό να διευκρινιστεί πως ο ετήσιος συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας ορίζεται ως το πηλίκο της συνολικής πραγματικής παραγωγής ισχύος της μονάδας προς τη συνολική παραγόμενη ισχύς, εάν η μονάδα δούλευε 8760 ώρες στο ονομαστικό της

φορτίο. Επομένως για μια περιοχή, πχ η Κρήτη, που ανά εγκατεστημένο kWp παράγονται 1500 kWh ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας υπολογίζεται ως το πηλίκο 1500/8760. Τέλος, το μέγεθος αυτό συμβολίζεται ως: **C.F.**

- iii. Όμοια, για το Λαύριο υπολογίζεται ο αντίστοιχος συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας ίσος με 17.79%. Ο τρόπος με τον οποίο η χρονοσειρά που αναφέρεται στο Λαύριο μετατρέπεται σε χρονοσειρά αναφοράς της Κρήτης είναι μέσω του τύπου:

$$PV_{crete} = PV_{lavrio} \cdot \frac{CF_{crete}}{CF_{lavrio}} \quad (3.9)$$

Όπου,

PV_{crete} , PV_{lavrio} οι χρονοσειρές για Κρήτη και Λαύριο αντιστοίχως,

CF_{crete} , CF_{lavrio} οι συντελεστές εκμεταλλευσιμότητας για Κρήτη και Λαύριο αντιστοίχως.

- iv. Έτσι, διαθέτοντας την αδιαστατοποιημένη ως προς kWp φωτοβολταϊκή ισχύς, πολλαπλασιάζοντας με την εκάστοτε συνολική εγκατεστημένη ισχύς Φ/Β, υπολογίζεται η συνολικά παραγόμενη ενέργεια από Φ/Β.

Με την ολοκλήρωση και του βήματος 4 έχουμε τη χρονοσειρά Φ/Β που εισάγεται στο μοντέλο που έχει περιγραφεί προηγουμένως. Όπως έχει προαναφερθεί, τα Φ/Β στην αυτοδύναμη ανάπτυξη είναι δεύτερα σε προτεραιότητα για την κάλυψη του φορτίου, μετά τα τεχνικά ελάχιστα. Αντιθέτως, στα σενάρια διασύνδεσης, είναι η πρώτη χρονοσειρά που αφαιρείται από τη ζήτηση για την κάλυψη του φορτίου.

3.4 Παράγοντας Εφεδρείας στο Νησί

Στα σενάρια που μελετήθηκαν, εξετάστηκε και ο παράγοντας της εφεδρείας στο νησί. Με τον όρο εφεδρεία, εννοείται το σύνολο των συμβατικών μονάδων που υπάρχουν στο νησί είτε για μεγάλη συμμετοχή στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής (αυτοδύναμη ανάπτυξη) είτε για ασφάλεια σε περίπτωση απώλειας της ισχύος διασύνδεσης ή αιχμής που είναι αδύνατο να καλυφθεί από τις υπόλοιπες μονάδες παροχής ηλεκτρισμού (σενάρια διασύνδεσης).

Κατά την *αυτοδύναμη ανάπτυξη* το κριτήριο που τίθεται είναι η συνολική εγκατεστημένη συμβατική ισχύς σε MW στο νησί, να μην είναι ποτέ μικρότερη της προβλεπόμενης αιχμής του έτους. Οι προβλέψεις για το φορτίο και την αιχμή της Κρήτης παρουσιάζονται στο κεφάλαιο 5. Μ' αυτό το κριτήριο λοιπόν, πραγματοποιείται ο σχεδιασμός του ενεργειακού χάρτη του νησιού στα σενάρια Β και Δ.

Κατά την *ανάπτυξη με διασύνδεση* του νησιού, τα σενάρια εφεδρείας διαφοροποιούνται. Κάθε σενάριο από τα Α1, Α2, Γ εμφανίζει τη δικιά του μορφοποίηση ως προς το μείγμα συμβατικών μονάδων στο νησί. Η επίδραση της επιλογής του συστήματος υποβρύχιας καλωδίωσης που θα πραγματοποιηθεί αποτελεί καθοριστικό παράγοντα στη παραπάνω επιλογή. Η αναλυτική προσέγγιση θα γίνει στο κεφάλαιο 5, όταν και θα έχει παρουσιαστεί το λεπτομερές πλάνο υλοποίησης της διασύνδεσης.

3.5 Ενεργειακή Αξιολόγηση του Νησιού

Στην παρούσα ενότητα, θα δοθεί ένας τρόπος ενεργειακής αξιολόγησης του μοντέλου, μέσα από κάποια μεγέθη. Είναι σημαντικό, πέραν του οικονομικού στοιχείου που θα εξεταστεί στη συνέχεια, να έχουμε και κάποιο κριτήριο που θα εμπλέκει τις δυνατότητες παραγωγής κάθε μορφής ενέργειας με τις δυνατότητες απορρόφησης της από το σύστημα του νησιού αλλά και τελικά τη συμμετοχή της στο ενεργειακό μείγμα.

3.5.1 Περικοπές Παραγόμενης Ενέργειας

Είναι προφανές πως οι περικοπές ενέργειας που αφορά τις Ανανεώσιμες μορφές ενέργειας, είναι ένα μέγεθος που επιθυμείται να βρίσκεται σε όσο πιο χαμηλά επίπεδα γίνεται. Όπως έχει αναλυθεί στη μεθοδολογία εισαγωγής των ΑΠΕ στο υπολογιστικό μοντέλο, οι περικοπές είναι απαραίτητες καθώς η δυνατότητα παραγωγής ενέργειας των σταθμών ΑΠΕ **δεν ταυτίζεται** με τη δυνατότητα απορρόφησης της από το σύστημα. Σε αυτό παίζουν ρόλο τα όρια στιγμιαίας διείσδυσης, τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων και η εκάστοτε ζήτηση στο νησί.

Ο πρώτος τρόπος αξιολόγησης λοιπόν των επενδύσεων, είναι το ποσό της ενέργειας που περικόπεται από το σύστημα, που μετράται ως ποσοστό της συνολικά παραγόμενης. Για διάφορες τιμές του μείγματος ισχύος από Φ/Β και Α/Π μετράται το ποσοστό αυτό, που δεν μπορεί να γίνει ποτέ ίσο με μηδέν στα σενάρια Αυτοδύναμης Ανάπτυξης. Για να υπάρξει μέτρο σύγκρισης ανάμεσα στις επενδύσεις, θα τεθεί ένα ανώτατο όριο το οποίο θα κρίνει εάν το εκάστοτε μείγμα Φ/Β και Α/Π δεν ‘συμφέρει’ ενεργειακά και δεν προσφέρει επί της ουσίας στην παραγωγή του νησιού. Είναι προφανές πως όσο μεγαλώνει η ισχύς των ΑΠΕ στο νησί στα σενάρια διερεύνησης, το ποσοστό περικοπών θα παραμένει ίσο ή θα μεγαλώνει.

3.5.2 Συντελεστής Εκμεταλλευσιμότητας

Ο θεωρητικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας συμβολίζεται με **C.F._{ideal} (Capacity Factor)** και αναπαριστά το κλάσμα που στον αριθμητή την ενέργεια που παράγεται από τον εκάστοτε σταθμό σε διάστημα ενός έτους και παρονομαστή την ενέργεια που θα παρήγαγε ο εκάστοτε σταθμός σε έναν χρόνο, εάν λειτουργούσε και τις 8760 ώρες στο ονομαστικό του φορτίο.

$$C.F_{th} = \frac{\text{Ετήσια Πραγματικά Παραγόμενη Ενέργεια}}{\text{Ετήσια παραγόμενη Ενέργεια (8760 ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό φορτίο)}} \quad (3.10)$$

Ορίζεται και ο πραγματικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας και συμβολίζεται με **C.F._{real}**. Διαφέρει με τον θεωρητικό συντελεστή καθώς εφαρμόζεται μετά τις περικοπές της αιολικής και της φ/β ισχύος. Έχει να κάνει, δηλαδή, με το ποσό της ενέργειας που παράγεται από το σταθμό και απορροφάται από το ηλεκτρικό σύστημα του νησιού.

$$C.F_{real} = \frac{\text{Ετήσια Απορροφούμενη Ενέργεια}}{\text{Ετήσια παραγόμενη Ενέργεια (8760 ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό φορτίο)}} \quad (3.11)$$

Οι δύο παραπάνω συντελεστές θα χρησιμεύσουν στην αξιολόγηση των διαφόρων σεναρίων διερεύνησης για την εύρεση του ιδανικού μείγματος Φ/Β-Α/Π στο νησί. Ο **θεωρητικός συντελεστής** εξαρτάται αποκλειστικά από το αιολικό και το ηλιακό δυναμικό της εκάστοτε περιοχής και δεν επηρεάζεται το μέγεθος της ισχύς εγκατάστασης. Επομένως αποτελεί περισσότερο έναν συντελεστή αξιολόγησης του δυναμικού της περιοχής. Αντιθέτως, ο **πραγματικός συντελεστής** μετρά την ετήσια απορροφούμενη ενέργεια, επηρεάζεται από τις περικοπές του συστήματος και συνεπώς

από το μέγεθος της ισχύος που μελετάται προς εγκατάσταση. Για συγκεκριμένη περιοχή, τίθεται **κατώτατο όριο** για το οποίο η επένδυση αιολικών ή/και φ/β κρίνεται συμφέρουσα.

Επιπλέον, οι συντελεστές αυτοί ορίζονται τόσο για τα Α/Π όσο και για τους Φ/Β σταθμούς. Τέλος ορίζεται και ο ενιαίος συντελεστής για το σύνολο των ΑΠΕ στο νησί.

$C.F_{th_w}, C.F_{real_w}$ οι συντελεστές για την αιολική ισχύ

$C.F_{th_{pv}}, C.F_{real_{pv}}$ οι συντελεστές για την Ισχύ από Φ/Β σταθμούς

$C.F_{th_{ΑΠΕ}}, C.F_{real_{ΑΠΕ}}$, οι συντελεστές συνολικά για την Ισχύ από ΑΠΕ

3.5.3 Συντελεστής Απορρόφησης

Ο τελευταίος συντελεστής ενεργειακής αξιολόγησης, είναι ο **συντελεστής απορρόφησης ενέργειας (absorption rate)**. Ορίζεται ως το πηλίκο της απορροφούμενης ενέργειας από κάποιο σταθμό, προς την παραγόμενη ενέργεια από τον σταθμό αυτό.

$$AR = \frac{\text{Ετήσια Παραγόμενη Ενέργεια}}{\text{Ετήσια Απορροφούμενη Ενέργεια}} \quad (3.12)$$

Με τον συντελεστή αυτό, συσχετίζονται δύο μεγάλης σημασίας μεγέθη, με το ποσοστό που προκύπτει να δίνει εικόνα για το βέλτιστο μείγμα αιολικών-φωτοβολταϊκών στο μείγμα του νησιού. Και πάλι τίθεται κατώτατο όριο στη τιμή του A.R. για τη σύγκριση των εναλλακτικών σεναρίων επένδυσης γύρω από τις ΑΠΕ. Ορίζονται όπως και πριν,

AR_w , ο συντελεστής για την αιολική ισχύ

AR_{pv} , ο συντελεστής για την Ισχύ από Φ/Β σταθμούς

$AR_{ΑΠΕ}$, ο συντελεστής συνολικά για την Ισχύ από ΑΠΕ

3.6 Παρουσίαση και μοντελοποίηση τεχνικών στοιχείων καλωδίου διασύνδεσης

Η υποβρύχια διασύνδεση της Κρήτης είναι ένα έργο το οποίο, όπως έχει αναλυθεί στο κεφάλαιο 1, παρουσιάζει σημαντικά πλεονεκτήματα. Για να επιτευχθεί ωστόσο μια έγκυρη και ολοκληρωμένη ανάλυση του έργου, είναι απαραίτητη μια μελέτη ως προς τα τεχνικά στοιχεία των καλωδίων που αξιοποιούνται σε τέτοια έργα αλλά και μια διερεύνηση ως προς την αξιοπιστία αυτών των συστημάτων όσον αφορά την αδιάκοπη ηλεκτροδότηση του νησιού.

3.6.1 Γενικά στοιχεία για την HVDC διασύνδεση

Αρχικά, είναι απαραίτητο να επεξηγηθεί ο λόγος που στη παρούσα μελέτη εξετάζεται αποκλειστικά η διασύνδεση του νησιού με καλωδίωση συνεχούς ρεύματος [16].

Για την *τεχνολογία εναλλασσόμενου ρεύματος* ισχύει πως:

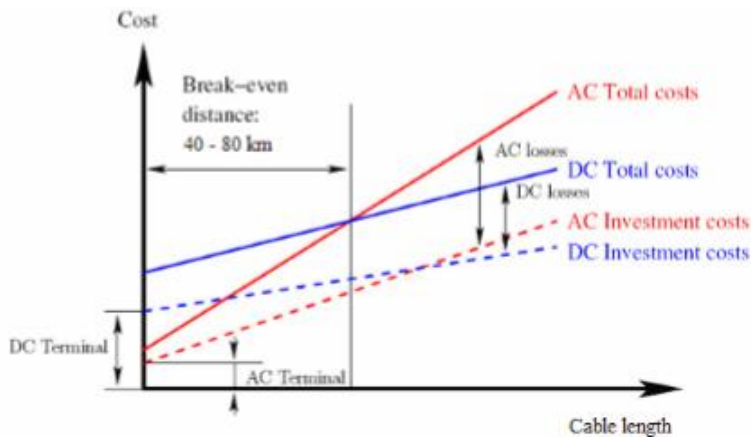
- Παραμένει η προσφορότερη τεχνικά και οικονομικά λύση για τάσεις μέχρι 150kV και για μικρές σχετικά αποστάσεις και ισχύεις. Σημειώνεται πάντως ότι δεν κατέστη δυνατόν να βρεθούν στοιχεία που να επιβεβαιώνουν την αξιόπιστη εγκατάσταση ΥΒΚ AC σε μεγάλα σχετικά βάθη και μήκη, ήτοι άνω των 500m και 80km, αντίστοιχα.
- Η ανάγκη εγκαταστάσεως μέσω αντιστάθμισης της χωρητικότητας τους καθώς και οι σχετικά μεγάλες απώλειες, παραμένουν βασικά μειονεκτήματα και μετά τις δυνατότητες που προσφέρει η χρήση των νέων μέσων αντιστάθμισης με ηλεκτρονικά ισχύος.

Αυτά τα δύο στοιχεία σε συνδυασμό με τα στοιχεία που παρουσιάζονται παρακάτω κάνουν προσφιλέστερη επιλογή αυτή *του συνεχές ρεύματος HVDC* (High Voltage Direct Current):

- Δεν έχει πρακτικώς περιορισμούς λόγω μήκους και κερδίζει συνεχώς έδαφος έναντι της AC λόγω των πλεονεκτημάτων τους, όπως κυρίως είναι η δυνατότητα ελέγχου της ροής ισχύος (ενεργού και άεργου). Στο **Σχήμα 3-3**, φαίνεται και ο οικονομικός λόγος πρόκρισης των συγκεκριμένων καλωδίων.
- Στην περίπτωση σύνδεσης εγκαταστάσεων οι οποίες περιλαμβάνουν μη πλήρως ελεγχόμενες πηγές παραγωγής, όπως οι αιολικές, τα πλεονεκτήματα λόγω της δυνατότητας ελέγχου είναι μεγαλύτερα. Αυτό ισχύει ιδίως αν εγκαθίστανται

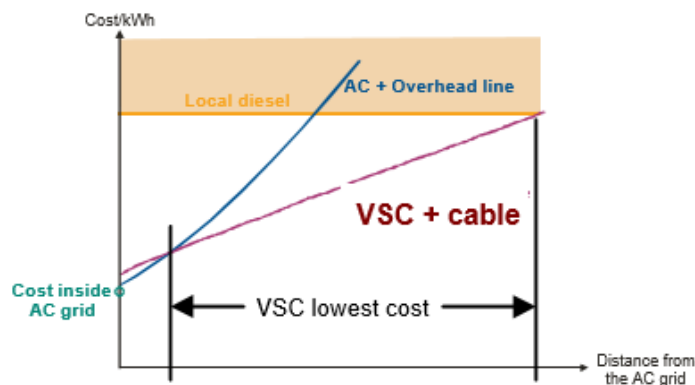
Μετατροπείς AC/DC και DC/AC πηγής τάσεως (VSC) αντί των κλασικών Μετατροπέων μεταγωγής από την γραμμή δικτύου (LCC).

- Στις περιπτώσεις σύνδεσης νησιών στα οποία θα μπορεί ενίοτε να λειτουργεί παράλληλα τοπική συμβατική παραγωγή, όπως συμβαίνει και στη Κρήτη, και συνεπώς η διασύνδεση θα πρέπει να λειτουργεί και σε μηδενική μεταφορά ισχύος καθώς και με την δυνατότητα συχνής αντιστροφής της ροής ισχύος, οι απαιτήσεις ελέγχου είναι ιδιαίτερα αυξημένες και πιθανώς μόνο με Μετατροπείς VSC μπορούν να ικανοποιηθούν πλήρως.



Σχήμα 3-4. Οικονομική σύγκριση συστημάτων HVDC και HVAC σε συνάρτηση με το μήκος διασύνδεσης.

Ενώ στο επόμενο γράφημα παρατηρείται πως το σύστημα HVDC βασισμένο σε VSC είναι η καλύτερη εναλλακτική λύση οικονομικά όταν συγκρίνεται είτε με ένα σύστημα εναλασσόμενου ρεύματος υψηλής τάσης είτε με μια τοπική συμβατική πηγή ενέργειας στο κέντρο φόρτωσης του νησιού (π.χ. ντιζελογεννήτριες).



Σχήμα 3-5. Σύγκριση VSC-HVDC με HVAC υψηλής τάσης και συμβατικές μονάδες [17].

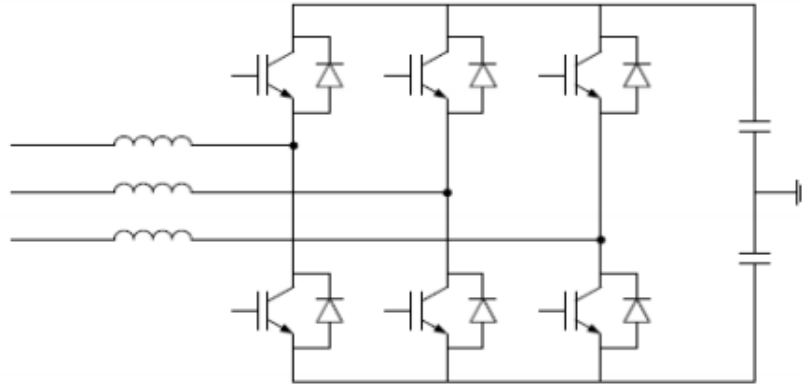
Έργα Διασύνδεσης με HVDC σύστημα [18] που έχουν πραγματοποιηθεί παρατίθενται στον επόμενο πίνακα, με τη πρώτη διασύνδεση να έχει υλοποιηθεί το 1954.

Διασύνδεση	Χώρα	Μήκος(km)	Volt (kV)	Χωρητικότητα (MW)	Χρονιά	Κατασκευαστής
Gotland I	Swe	96	±100	20	1954	ABB
Corsica-Sardinia	Fr-It	119	200	200	1965	Pirelli, GEC Alsth.
Vancouver	Canada	3*33	300	312	1969	Nexans, ABB
Kontek	Den-Ger	170	450	600	1995	ABB
Cheju island	Korea	2*101	±180	300	1992	Pirelli & Nexans
Italy-Greece	It-Gre	160	400	500	2000	Pirelli

Πίνακας 3-3. Υποβρύχιες Διασυνδέσεις HVDC που έχουν υλοποιηθεί

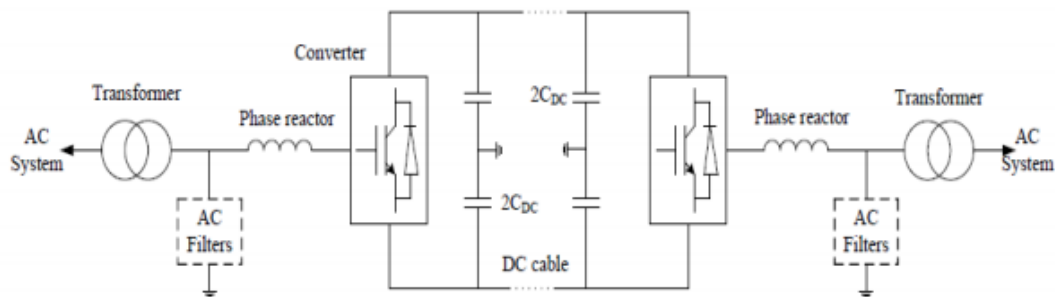
Επομένως, το σύστημα που επιλέγεται είναι το **HVDC με μετατροπείς VSC**. Η κύρια λειτουργία ενός τέτοιου συστήματος είναι η μετατροπή του εναλλασσόμενου ρεύματος του δικτύου σε συνεχές (AC σε DC) στην αρχή της μεταφορικής γραμμής και η επαναφορά του σε εναλλασσόμενο στο τέλος της, επιστρέφοντας το στο δίκτυο.

Η διπλή αυτή μετατροπή που αναφέρθηκε πραγματοποιείται στην περίπτωση μας από τον μετατροπέα εξαναγκαστικής μεταγωγής VSC. Η μετατροπή επιτυγχάνεται χρησιμοποιώντας ηλεκτρονικές ημιαγωγίμες βαλβίδες υψηλής τάσης. Οι ημιαγωγίμες αυτές βαλβίδες (thyristor valves για τα κλασσικά HVDC , IGBTs για τα VSC HVDC) βοηθούν στη μετατροπή από AC σε DC (ανορθωτής) και αντίστροφα (Αντιστροφέας) μέσα από ένα σύστημα ελέγχου εγκατεστημένο σε υπολογιστές. Το γεγονός αυτό επιτρέπει τον ακριβή έλεγχο της μεταφερόμενης ισχύος και αποτελεί μοναδικό χαρακτηριστικό της τεχνολογίας HVDC (Στην τεχνολογία AC αυτό δεν μπορεί να ελεγχθεί άμεσα διότι εξαρτάται από εξωτερικούς παράγοντες). Οι μετατροπείς συνδέονται με το AC δίκτυο μέσω μετασχηματιστών. Ένας μετατροπέας VSC αναπαρίσταται μονογραμμικά:



Σχήμα 3-6. Βασική Διάταξη μετατροπέα πηγής τάσης

Η ανάλυση ενός πλήρους συστήματος HVDC-VSC θα μπορούσε να απεικονιστεί ως εξής:



Σχήμα 3-7. Τυπική Διάταξη συστήματος HVDC-VSC

Το σύστημα αποτελείται από δυο VSC ο ένας εκ των οποίων λειτουργεί ως ανορθωτής και ο άλλος ως αντιστροφέας, μετασχηματιστές, αυτεπαγωγές, ac φίλτρα, πυκνωτές στη dc πλευρά και dc καλώδια.

3.6.2 Εισαγωγή της αξιοπιστίας της HVDC διασύνδεσης στο ενεργειακό μοντέλο

Σκοπός του παρόντος κεφαλαίου είναι να εισάγει στο μοντέλο την πιθανότητα η διασύνδεση που θα επιλεγεί να μην είναι διαθέσιμη για κάποιο διάστημα μέσα στο χρόνο εξ αιτίας βλαβών. Όπως γίνεται εύκολα αντιληπτό, η απόφαση της υλοποίησης

της διασύνδεσης ενός τόσο μεγάλου νησιού με μεγάλη ζήτηση, πρέπει να διασφαλίζεται από αξιοπιστία και σιγουριά απρόσκοπτης ηλεκτροδότησης.

Για την αξιοπιστία λοιπόν του καλωδίου και την εισαγωγή της πιθανότητας απώλειας της διασύνδεσης, πραγματοποιείται ανάλυση βασισμένη στη μεθοδολογία που έχει αναπτυχθεί σε συνεργασία της εταιρίας παραγωγής καλωδίων υψηλής τάσης ABB και της συμβουλευτικής εταιρίας STRI, η οποία ειδικεύεται σε δοκιμές για δίκτυα υψηλής τάσης [19]. Στόχος της μελέτης είναι να προσδιορίσει τις πιθανότητες η διαθεσιμότητα του καλωδίου να είναι 100%(δηλαδή πλήρως διαθέσιμο), 50%(δηλαδή μεταφορική ικανότητα στο ήμισυ της Ονομαστικής) και 0%(το καλώδιο αδυνατεί να μεταφέρει ισχύς ανάμεσα στους δύο συνδέσμους).

Να σημειωθεί πως όλα τα σενάρια διασύνδεσης, είναι με διπολική διασύνδεση διπλού καλωδίου, ούτως ώστε ακόμη και αν χαθεί η μεταφορική ικανότητα του ενός καλωδίου λόγω βλάβης, να συνεχίζει να διακινείται 50% της μεταφορικής ικανότητας της διασύνδεσης.

Παρακάτω, παρουσιάζεται ο πίνακας με τα αναλυτικά στοιχεία μιας HVDC-VSC διασύνδεσης τα οποία μπορεί να πάθουν βλάβη. Οι αριθμητικές τιμές των μεταβλητών βασίζονται σε στατιστικές μετρήσεις βλαβών και επιδιορθώσεων αντίστοιχων διασυνδέσεων.

Η προκύπτουσα *μη-διαθεσιμότητα* σε ώρες/έτος που παρουσιάζεται στον πίνακα υπολογίζεται πολλαπλασιάζοντας το ποσοστό αποτυχίας με τον αντίστοιχο χρόνο επισκευής.

Στοιχεία Κυκλώματος	Ρυθμός Αποτυχίας	Χρόνος επιδιόρθωσης	Μη-Διαθεσιμότητα	Μη-Διαθεσιμότητα
	(1/yr)	(h)	(h/yr)	%
Μετασηματιστής	0.024	2160	51.84	0.592%
Διακόπτης	0.075	3	0.225	0.003%
μετατροπέας	1.4	4.1	5.74	0.066%
Μετατροπέας-Κοινή Βλάβη, έλεγχος και προστασία	0.063	6	0.378	0.004%
Μετατροπέας-Κοινή Μορφή Βλάβης στον εξοπλισμό	0.015	12	0.18	0.002%
1000χλμ-Βλάβη σε μονοπολικό συνδ.	0.4	24	9.6	0.110%
1000χλμ-Βλάβη σε διπολικό συνδ.	0.03	168	5.04	0.058%

Πίνακας 3-4. Συγκεντρωτικός Πίνακας στοιχείων αξιοπιστίας HVDC-VSC διασύνδεσης

Αναλυτική επεξήγηση του κάθε στοιχείου της ηλεκτρικής διασύνδεσης που παρουσιάζει πιθανότητα βλάβης θα δοθεί στη συνέχεια.

Από τον πίνακα προκύπτει πως, εάν ορίσουμε από τα αρχικά κάθε μεγέθους τις μεταβλητές (δηλαδή F =failure rate, R =repair time, U =unavailability), έχουμε:

$$U(h/yr) = F(1/yr) \times R(h) \quad (3.13)$$

Στις παρακάτω εκφράσεις η μη διαθεσιμότητα U των επιμέρους συστατικών χρησιμοποιείται σε συνδυασμό με τις αναλυτικές εκφράσεις για τον υπολογισμό της πιθανότητας κάθε ενδεχομένου μεταφορικής ικανότητας του καλωδίου(0%, 50%, 100%).

Για τη διπολική διασύνδεση HVDC έχουμε:

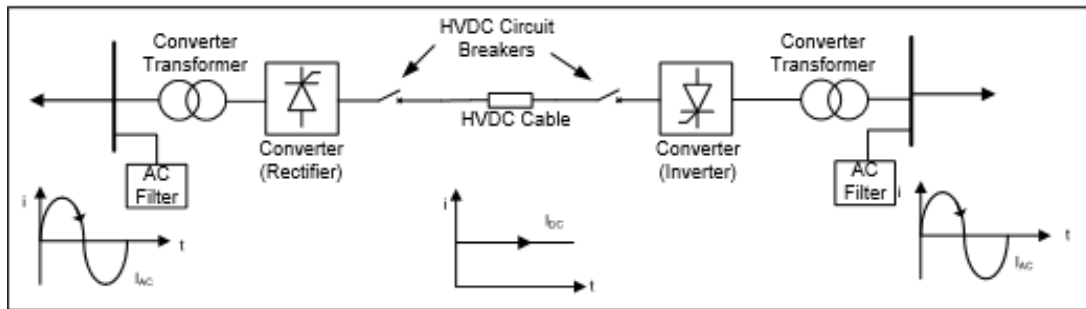
Η μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης είναι 0 όταν οποιοδήποτε από τα παρακάτω συμβεί:

- Και οι δύο πόλοι δεν είναι διαθέσιμοι λόγω βλάβης που επηρεάζει και τους δύο πόλους.
- Και οι δύο πόλοι δεν είναι διαθέσιμοι, λόγω αλληλεπικαλυπτόμενης διακοπής, για παράδειγμα ένας μετασχηματιστής και η γραμμή στον άλλο πόλο.
- Και οι δύο πόλοι δεν είναι διαθέσιμοι, λόγω βλάβης κοινής μορφής για τον έλεγχο και τη προστασία των δύο μετατροπέων.
- Και οι δύο πόλοι δεν είναι διαθέσιμοι, λόγω βλάβης κοινής μορφής στον εξοπλισμό DC.

Η πιθανότητα η μεταφορική ικανότητα να' ναι 0 δίνεται από τη παρακάτω έκφραση:

$$P_0 = (2U_{transf} + 2U_{conv} + 2U_{CB} + U_{line})^2 + 2U_{CP-cm} + 2U_{dcE-cm} + U_{line-cm} \quad (3.14)$$

Οι όροι της εξίσωσης γίνονται πιο κατανοητοί βλέποντας στη παρακάτω εικόνα πως έχει ένα τέτοιο κύκλωμα.



Σχήμα 3-8. Θεμελιώδη στοιχεία ενός HVDC σχήματος.

Επεξήγηση όρων εξίσωσης:

U_{transf} : Όρος μη-διαθεσιμότητας μετασχηματιστή.

U_{conv} : Όρος μη-διαθεσιμότητας μετατροπέα.

U_{CB} : Όρος μη-διαθεσιμότητας διακοπών κυκλώματος.

U_{CP-cm} : Όρος μη-διαθεσιμότητας λόγω βλάβης κοινής μορφής για τον έλεγχο και τη προστασία των δύο μετατροπέων.

U_{dcE-cm} : Όρος μη-διαθεσιμότητας λόγω βλάβης κοινής μορφής στον εξοπλισμό DC.

$U_{line-cm}$: Όρος μη-διαθεσιμότητας της γραμμής λόγω βλάβης περισσοτέρων του ενός στοιχείων (βλάβη κοινής μορφής).

Η μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης είναι 50% όταν οποιοδήποτε από τα παρακάτω συμβεί:

- Οποιοσδήποτε από τους 4 μετασχηματιστές δεν είναι διαθέσιμος.
- Οποιοσδήποτε από τους 4 μετατροπέες δεν είναι διαθέσιμος.
- Οποιοσδήποτε από τους 4 διακόπτες του κυκλώματος δεν είναι διαθέσιμος.
- Οποιαδήποτε από τις 2 γραμμές δεν είναι διαθέσιμη.

Η πιθανότητα η μεταφορική ικανότητα να' ναι 50% δίνεται από τη παρακάτω έκφραση:

$$P_{50} = 4 U_{transf} + 4U_{conv} + 4U_{CB} + 2U_{line} \quad (3.15)$$

Η πιθανότητα η μεταφορική ικανότητα να' ναι 100% δίνεται από τη παρακάτω έκφραση:

$$P_{100} = 1 - P_{50} - P_0 \quad (3.16)$$

Επομένως με τις παραπάνω εκφράσεις και τα στοιχεία του Πίνακα 3-3 μπορούμε να υπολογίσουμε τις πιθανές καταστάσεις μεταφορικής ικανότητας του καλωδίου. Με αυτό τον τρόπο εξασφαλίζεται μια ρεαλιστική αλλά και ακριβής προσέγγιση της διασύνδεσης και του τρόπου που αυτή εισάγεται στο ενεργειακό μοντέλο.

Σ' αυτό το σημείο αναλύεται και **ο τρόπος** που τα παραπάνω θα εισέλθουν στο υπολογιστικό μας μοντέλο.

Αρχικά, όταν η διασύνδεση λειτουργεί κατά **το ήμισυ (50%)**, με το εργαλείο που έχουμε διαμορφώσει στο Excel, συγκρίνουμε ωριαία και υπολογίζουμε σε πρώτη φάση την υπολειπόμενη ζήτηση που δεν μπορεί να καλύψει το καλώδιο για το νησί.

Το μαθηματικό μοντέλο υπολογίζει διαδοχικά και ωριαία σε αυτή τη περίπτωση:

$$- \text{Εάν } \frac{E_{\text{διασ.}}}{2} < E_{\text{ζήτησης}} - E_{\text{ΑΠΕ}} \text{ και } E_{\text{ζήτησης}} - E_{\text{ΑΠΕ}} > 0$$

τότε το ποσό της ζήτησης που καταγράφεται πως δεν καλύπτεται είναι:

$$(E_{\text{ζήτησης}} - E_{\text{ΑΠΕ}}) - \frac{E_{\text{διασ.}}}{2}$$

-Σε κάθε άλλη περίπτωση καταγράφει 0.

Αθροίζοντας τις τιμές που προκύπτουν για ολόκληρο το έτος, προκύπτει η ετήσια Ενέργεια Διασύνδεσης που χάνεται από τη τροφοδοσία του νησιού εάν έχουμε 50% ικανότητα μετάδοσης ισχύος. Έστω $E_{\Delta_{50\%}}$ ο συμβολισμός της. Πολλαπλασιάζοντας το αποτέλεσμα με τη πιθανότητα εμφάνισης αυτής της κατάστασης προκύπτει η πραγματική ετήσια απώλεια ενέργειας διασύνδεσης ($E_{\Delta_{50\%}}$) εξ αιτίας βλαβών που οδηγούν σε 50% μεταφορική ικανότητα.

$$E_{\Delta_{50\%}} = P_{50\%} \cdot E_{\Delta_{50\%}} \quad (3.17)$$

Για λόγους πληρότητας και χρησιμότητας στη διαχείριση κόστους που θα παρουσιαστεί στη συνέχεια υπολογίζουμε και την αντίστοιχη ενέργεια που χάνεται ετησίως ακολουθώντας την αντίστροφη πορεία (από Κρήτη στο ΕΣΜΗΕ).

$$- \text{Εάν } \frac{E_{\text{διασ.}}}{2} \geq E_{\text{ζήτησης}} - E_{\text{ΑΠΕ}} \text{ και } E_{\text{ζήτησης}} - E_{\text{ΑΠΕ}} < 0$$

τότε το ποσό της ισχύος που καταγράφεται πως δεν διοχετεύεται στο ΕΣΜΗΕ είναι:

$$\frac{E_{\text{διασ.}}}{2} - (E_{\text{ζήτησης}} - E_{\text{ΑΠΕ}})$$

-Σε κάθε άλλη περίπτωση καταγράφει 0.

Η αντίστροφη πορεία του καλωδίου θα εκφράζεται στις εξισώσεις με τα μεγέθη **τονούμενα**. Έτσι η χαμένη διοχετευμένη ενέργεια στο ΕΣΜΗΕ εκφράζεται με αντίστοιχες διαδικασίες:

$$E\Delta'_{50\%} = P_{50\%} \cdot E\Delta_{50\%} \quad (3.18)$$

Όταν η διασύνδεση έχει 0% μεταφορική ικανότητα υπολογίζουμε τα αντίστοιχα μεγέθη προς και από τη Κρήτη:

$$E\Delta_{0\%} = P_{0\%} \cdot E\Delta_{0\%} \quad (3.19)$$

$$E\Delta'_{0\%} = P_{0\%} \cdot E\Delta'_{0\%} \quad (3.20)$$

Κλείνοντας το κομμάτι της αξιοπιστίας του HVDC-VSC κυκλώματος, να επισημανθεί πως η ενέργεια που δεν καλύπτεται λόγω μη διαθεσιμότητας, θα πρέπει να μπορεί άμεσα να καλυφθεί από την **εφεδρεία** που θα σχεδιαστεί για το νησί. Οι περιπτώσεις όπου η πλεονάζουσα ενέργεια ΑΠΕ δεν καταφέρνει να διοχετευτεί στο ΕΣΜΗΕ δεν 'ενοχλεί' τους υπολογισμούς, καθώς το διασυνδεδεμένο σύστημα διαθέτει πολύ μεγαλύτερη ευστάθεια στην ηλεκτροπαραγωγή με αποτέλεσμα να μην επηρεάζεται πρακτικά από αυτή την απώλεια.

4 Οικονομική Αξιολόγηση του Μοντέλου

Ενώ στο προηγούμενο κεφάλαιο περιγράφηκε αναλυτικά το τεχνικό-ενεργειακό μοντέλο της εργασίας, στο παρόν κεφάλαιο γίνεται η οικονομική προσέγγιση των επενδύσεων που μελετήθηκαν. Η επέκταση αυτή του μοντέλου που αναλύθηκε, γίνεται με τη βοήθεια του εργαλείου VBA-Excel.

Στη συνέχεια, θα γίνει η προσπάθεια προσέγγισης του κόστους των διαφορετικών επενδύσεων τόσο στο σύνολο τους, όσο και στα αποτελούμενα μέρη τους. Η ανάλυση κόστους θα έχει δυναμικό χαρακτήρα, καθώς θα γίνουν και οι απαραίτητες μελλοντικές προβλέψεις για κάθε παράγοντα, λαμβάνοντας υπόψη κάθε στοιχείο που επηρεάζει τους υπολογισμούς.

Κατόπιν, γίνεται η σύγκριση των σεναρίων με τον οικονομικό δείκτη LCoE (σταθμισμένο κόστος ενέργειας), που αποτελεί τον ιδανικότερο τρόπο σύγκρισης επενδύσεων διαφορετικού χαρακτήρα. Το LCoE θα αποτελέσει λοιπόν το κριτήριο που θα υποδείξει ποια επένδυση είναι σε βάθος χρόνου περισσότερο συμφέρουσα.

4.1 Εισαγωγή

Για τα σεναρία διασύνδεσης, η κοστολόγηση των έργων βασίστηκε σε ξένη βιβλιογραφία και αναλύσεις παρόμοιων έργων που έχουν υλοποιηθεί στο εξωτερικό. Για την αντιδιαστολή με τα σεναρία αυτόνομης ανάπτυξης, ακολουθήθηκε η συμβατική διαδικασία κοστολόγησης για την περίπτωση της ανάπτυξης με πετρέλαιο. Αντιθέτως, για την περίπτωση εισαγωγής του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μείγμα του νησιού, κρίθηκε απαραίτητη η μελέτη παρόμοιων έργων ώστε να γίνει πλήρης κοστολόγηση της επένδυσης.

Για την πραγματοποίηση των αναλυτικών υπολογισμών, ήταν απαραίτητη η συλλογή οικονομικών στοιχείων αλλά και η διαμόρφωση κατάλληλων προβλέψεων για την εξέλιξη των τιμών στο χρονικό ορίζοντα:

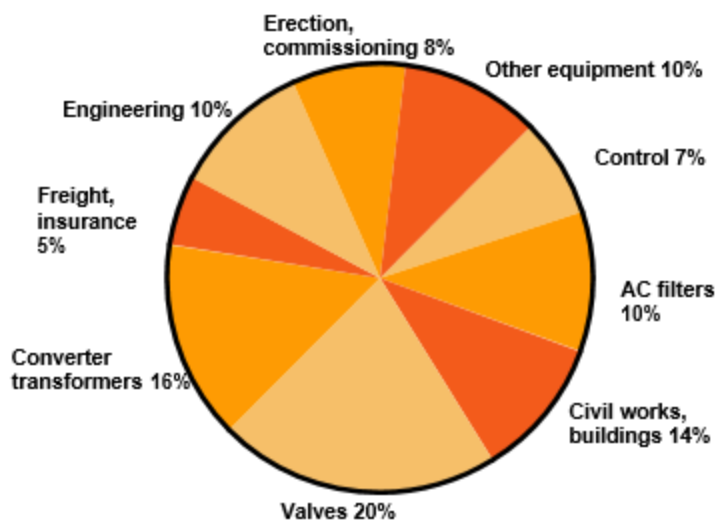
- Συλλογή της χρονοσειράς της ΟΤΣ (Οριακής Τιμής Συστήματος). Απλουστευτικά, η ΟΤΣ είναι η τιμή στην οποία κοστολογείται η ενέργεια στο ΕΣΜΗΕ και η οποία αλλάζει για κάθε ώρα του έτους.
- Συλλογή όλων των πρόσφατων ΦΕΚ και αποφάσεων για τις τιμές των ΑΠΕ. Μετάβαση από τον μηχανισμό των feed-in-tariffs σε αυτόν των feed-in-premium. Κατάλληλη πρόβλεψη για τη κίνηση των τιμών ΑΠΕ στο νησί σε περίπτωση διασύνδεσης, έργων μεγάλης ανάπτυξης κλπ.
- Εκτίμηση Μεταβλητού (τιμές καυσίμων και δικαιωμάτων CO2 κυρίως) και Σταθερού Κόστους (συντήρηση, αποσβέσεις, αναλώσιμα) του νησιού ώστε να γίνει η κατάλληλη διαμόρφωση στη κοστολόγηση των ωρών που οι συμβατικές μονάδες λειτουργούν. Κατάλληλη πρόβλεψη της εξέλιξης των τιμών των συμβατικών καυσίμων ακολουθώντας τις τάσεις του πετρελαίου.

Με την συλλογή των παραπάνω στοιχείων και με την εισαγωγή τους στο ωριαίο μοντέλο επίλυσης, το κομμάτι των υπολογισμών διαμορφώνεται και ως προς την οικονομική αξιολόγηση των επενδύσεων. Στη συνέχεια, αναλύονται διεξοδικά όλα τα μέρη στα οποία διαχωρίζεται το κόστος τόσο στα σενάρια διασύνδεσης όσο και σε αυτά της αυτόνομης ανάπτυξης.

4.2 Κόστος υλοποίησης της Διασύνδεσης

Όπως έχει προαναφερθεί, η λύση της HVDC διασύνδεσης είναι για αρκετούς λόγους προτιμητέα εκείνης διατάξεων εναλλασσόμενου ρεύματος. Η κοστολόγηση ωστόσο μιας τέτοιας επένδυσης είναι μια δύσκολη διαδικασία, καθώς κάθε έργο έχει τις δικές του ιδιαιτερότητες που συνθέτουν ένα πολύπλοκο πρόβλημα προς επίλυση. Πιο συγκεκριμένα, οι κύριοι παράγοντες που επηρεάζουν είναι η μεταφορική ισχύς που μεταδίδεται, ο τύπος του μέσου μετάδοσης, οι περιβαλλοντικές συνθήκες και άλλες απαιτήσεις ασφάλειας. Ακόμη και όταν υπάρχουν διαθέσιμες ενδείξεις για τα προηγούμενα, οι διαθέσιμες επιλογές για βέλτιστο σχεδιασμό (Τεχνικές μεταγωγής, ποικιλία φίλτρων, μετασχηματιστές κ.λπ.) καθιστούν δύσκολη την στοιχειοθέτηση κόστους για ένα σύστημα HVDC.

Για τον σταθμό μετατροπής, τα κύρια μέρη του κόστους έχουν ως εξής:



Σχήμα 4-1. Διαμερισμός Κόστους ενός σταθμού μετατροπής HVDC συστήματος

Η προσέγγιση λοιπόν που λαμβάνεται για το επενδυτικό κόστος της διασύνδεσης έχει ως βασικά μέρη:

4.2.1 Κόστος Μεταφοράς (Αγορά και Πόντιση των Καλωδίων)

Για τον υπολογισμό του συγκεκριμένου κόστους, συλλέχθηκαν πληροφορίες και δεδομένα από παρόμοιας μορφής έργα. Επιπλέον έγινε η συγκέντρωση στοιχείων και από μελέτες που είχαν ως σκοπό να εξαγάγουν εμπειρικές σχέσεις υπολογισμού του κόστους βάσει της μεταφορικής ικανότητας αλλά και του μήκους της διαδρομής των υποβρύχιων καλωδίων. Βάσει των παραπάνω, έγινε η επιλογή, το κόστος διασύνδεσης να γίνει εναλλακτικά βάσει τριών διαφορετικών μεθοδολογιών.

- i. Ο πρώτος τρόπος βασίζεται σε μια μελέτη του 2017 [20] που διαχωρίζει το ζητούμενο κόστος σε κόστος επένδυσης (*Capex*) και ετήσιο κόστος συντήρησης (*Opex*) και καταλήγει στις εξής σχέσεις για τεχνολογία HVDC-VSC:

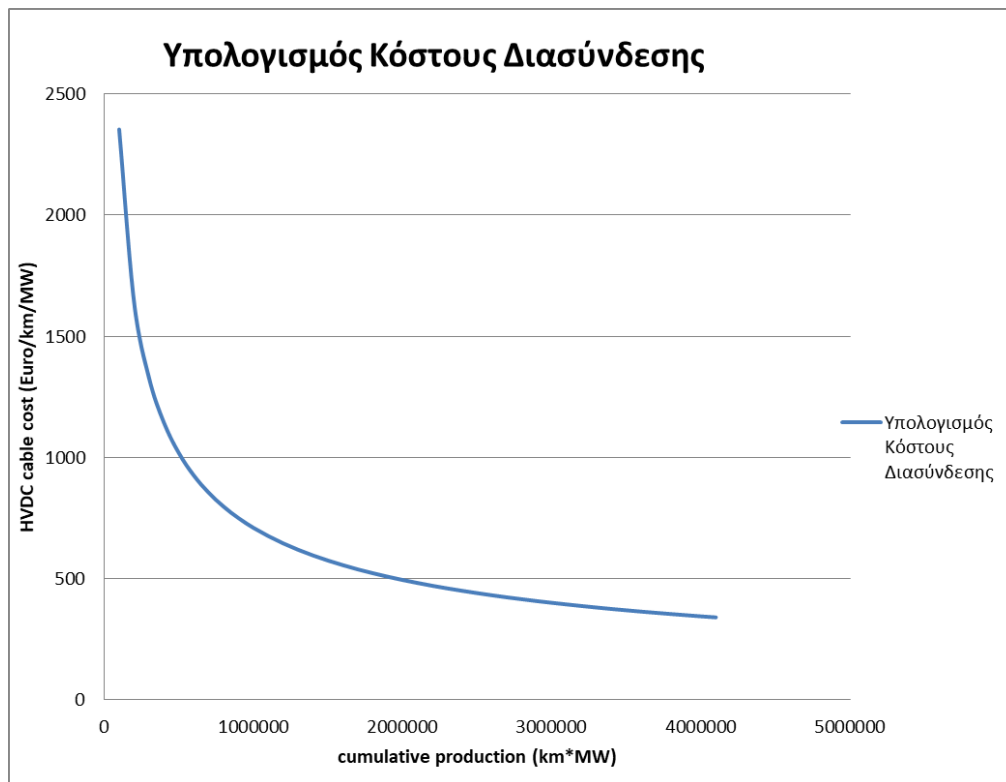
$$Capex [\text{€}/(\text{kW}_{NTC} \cdot \text{km})] = 0.992 \quad (4.1)$$

$$Opex [\text{€}/(\text{kW}_{NTC} \cdot \text{km} \cdot \text{a})] = 0.0010 \quad (4.2)$$

Όπου στη 3.18 το υπολογιζόμενο κόστος επένδυσης υπολογίζεται σε ευρώ ανά kW μεταφορικής ικανότητας καλωδίου και απόστασης υποβρύχιας διασύνδεσης

μετρούμενης σε km. Αντίστοιχα, στις ίδιες μονάδες υπολογίζεται και το κόστος συντήρησης ανά έτος.

- ii. Η διαφοροποίηση της δεύτερης μεθοδολογίας υπολογισμού του κόστους επένδυσης της διασύνδεσης, έχει να κάνει με τη προσέγγιση ως προς το μήκος υποβρύχιας καλωδίωσης και τη μεταφορική ικανότητα των καλωδίων. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, οι 2 αυτές παράμετροι διαφοροποιούνται σε σχέση με τον προηγούμενο τρόπο ως προς την εισαγωγή τους στο μοντέλο. Ενώ κατά τον πρώτο τρόπο έγινε η υπόθεση πως υπάρχει μια γραμμική σχέση του κόστους με το γινόμενο *μήκους διασύνδεσης (x) μεταφορική ικανότητα* (km*MW), κατά τον δεύτερο τρόπο γίνεται η προσέγγιση με μια εκθετική καμπύλη[18].



Σχήμα 4-2. Υπολογισμός κόστους υλοποίησης διασύνδεσης συναρτήσει της σωρευτικής παραγωγής

Στο παραπάνω γράφημα, παρατηρούμε πως το κόστος μειώνεται εκθετικά συναρτήσει της σωρευτικής παραγωγής (μήκος διασύνδεσης x μεταφορική ικανότητα).

- iii. Κατά τον τρίτο τρόπο, θα εφαρμοστεί η μεθοδολογία του Lundberg κατά την οποία εξήχθη ένας τύπος που υπολογίζει το κόστος αγοράς των καλωδίων, μετρούμενο στο σουηδικό νόμισμα [21].

$$Cost = 0.286 + 0.00969P \text{ (4.3) σε MSEK.}$$

Στην παραπάνω φόρμουλα [22], το P συμβολίζει το ποσό μεταφερόμενης ισχύος. Το παραπάνω κόστος αφορά αποκλειστικά την αγορά των καλωδίων και όχι την εγκατάσταση. Κατά την ίδια μελέτη, ορίζεται κόστος εγκατάστασης του ενός καλωδίου ίσο με 100000€/km.

Επομένως, ο υπολογισμός του κόστους διασύνδεσης, ένα έργο για το οποίο δεν μπορεί να γίνει με απόλυτη ακρίβεια οικονομική αξιολόγηση, θα υπολογιστεί και με τους τρεις διαφορετικούς τρόπους. Έτσι, θα σχηματιστεί και μια εικόνα για το κατά πόσο επηρεάζεται η αξιολόγηση του έργου από τη διακύμανση του επενδυτικού κόστους της διασύνδεσης.

4.2.2 Κόστος Σταθμού Μετατροπής VSC

Για τον υπολογισμό του κόστους των σταθμών μετατροπής θα αξιοποιηθεί η πρόσφατη μελέτη του 2017 η οποία αξιοποιήθηκε και στον υπολογισμό του κόστους καλωδίωσης. Επομένως, γίνεται η εκτίμηση για το κόστος επένδυσης αλλά και συντήρησης ενός ζευγαριού μετατροπέων HVDC-VSC.

$$Capex [\text{€}/(kW_{NTC})] = 180 \text{ (4.4)}$$

$$Opex[\text{€}/(kW_{NTC} \cdot a)] = 1.8 \text{ (4.5)}$$

Εναλλακτικά, μπορεί να γίνει και η χρήση της αρχικής μελέτης του ΑΔΜΗΕ για τη διασύνδεση της Κρήτης, κατά την οποία δίνονται έτοιμα τα μοναδιαία κόστη επένδυσης των σταθμών μετατροπής για κάθε σενάριο και θα δοθούν λεπτομερώς στην εισαγωγή των δεδομένων εισόδου στο μοντέλο.

Επομένως, από τα παραπάνω γίνεται να προκύψει ένας γενικός τύπος υπολογισμού του κόστους διασύνδεσης που θα συνοψίζει το αποτέλεσμα των μελετών που αναφέρθηκαν και μελετήθηκαν.

Cable Cost =

$$N_{cables} \cdot (Cost_{install} + Cost_{purchase}) + N_{poles} \cdot Cost_{VSC_{pair}} + Cost_{overhead.cables} + Cost_{opex} \text{ (4.6)}$$

Όπου:

N_{cables} : Ο αριθμός καλωδίων προς εγκατάσταση.

$Cost_{install}$: Το κόστος για την εγκατάσταση των καλωδίων.

$Cost_{purchase}$: Το κόστος μόνο για την αγορά των καλωδίων.

N_{poles} : Ο αριθμός πόλων του σταθμού διασύνδεσης.

$Cost_{overhead.cables}$: Το κόστος αγοράς και εγκατάστασης των απαραίτητων εναέριων γραμμών μεταφοράς, από τους σταθμούς μετατροπής έως τους σταθμούς διανομής ρεύματος.

$Cost_{VSC_{pair}}$: Κόστος ενός ζευγαριού μετατροπέων AC-DC.

$Cost_{opex}$: Ετήσιο κόστος συντήρησης τόσο των καλωδίων, όσο και των σταθμών μετατροπής.

4.3 Κόστος Κάλυψης Ζήτησης

4.3.1 Εισαγωγή

Στη συνέχεια του κεφαλαίου, γίνεται ο υπολογισμός του κόστους εξυπηρέτησης του φορτίου τόσο για την αυτοδύναμη ανάπτυξη, όσο και για τα σενάρια διασύνδεσης.

Για να επιτευχθεί ο παραπάνω σκοπός, γίνεται η εισαγωγή εννοιών όπως η *ΟΤΣ*, οι *ΥΚΩ*, *ταρίφες ΑΠΕ*, *ΜΜΚ*, *Σταθερό Κόστος Παραγωγής κλπ.*

Η ΟΤΣ είναι η Οριακή Τιμή Συστήματος και ορίζεται ως η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και είναι η τιμή που εισπράττουν όλοι οι όσοι εγχέουν ενέργεια στο Σύστημα και πληρώνουν όλοι όσοι ζητούν ενέργεια από το Σύστημα. Συγκεκριμένα, η Οριακή Τιμή του Συστήματος διαμορφώνεται από τον συνδυασμό των προσφορών τιμών και ποσοτήτων που υποβάλλουν κάθε μέρα οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και του ωριαίου φορτίου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, που διαμορφώνεται σε καθημερινή βάση από τους καταναλωτές. Επιχειρώντας μια απλή περιγραφή του τρόπου υπολογισμού της Οριακής Τιμής του Συστήματος, σύμφωνα με τις βασικές αρχές της μικροοικονομικής θεωρίας, μπορεί να

αναφερθεί ότι οι μονάδες παραγωγής κατατάσσονται αναλόγως των προσφορών τους σε αύξουσα σειρά, ξεκινώντας από την χαμηλότερη προσφερόμενη τιμή για ορισμένη ποσότητα ενέργειας και καταλήγοντας στην υψηλότερη προσφερόμενη τιμή. Στο σημείο, όπου οι προσφερόμενες ποσότητες ενέργειας εξυπηρετούν το ζητούμενο φορτίο, καθορίζεται και η Οριακή Τιμή του Συστήματος. Στην ουσία, η Οριακή τιμή του Συστήματος συμπίπτει με την προσφορά της τελευταίας μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση.

Οι ΥΚΩ, Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας, αποτελεί τμήμα του πληρωτέου λογαριασμού στη ΔΕΗ, πέραν των χρεώσεων για την κατανάλωση ρεύματος. Η κύρια χρήση των ΥΚΩ αποτελεί η παροχή ρεύματος για τους κατοίκους των απομονωμένων νησιών, σε ίδιες τιμές με αυτές των κατοίκων της ηπειρωτικής χώρας, παρά το γεγονός ότι το κόστος παραγωγής ρεύματος στα νησιά είναι κατά πολύ υψηλότερο.

Το ΜΜΚ για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, αποτελεί συντομογραφία για το μέσο μεταβλητό κόστος κι εξαρτάται κυρίως από το κόστος καυσίμου των τοπικών σταθμών. Υπολογίζεται ανά τρίμηνο από τον διαχειριστή των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων και κινείται περί τα 190€/MWh. Αναλυτικός υπολογισμός του θα γίνει στη συνέχεια του κεφαλαίου. Αντιθέτως, όπως προαναφέρθηκε, το ΜΜΚ για το διασυνδεδεμένο σύστημα υπολογίζεται καθημερινά και αντανακλάται στην Οριακή Τιμή Συστήματος (περί τα 60€/MWh).

Για τους **σταθμούς ΑΠΕ**, η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από Παραγωγό ή Αυτοπαραγωγό μέσω σταθμού χρήσης ΑΠΕ - εκτός Φωτοβολταϊκών - ή μέσω ΣΗΘΥΑ ή από υβριδικό σταθμό και απορροφάται από το Σύστημα ή το Δίκτυο, τιμολογείται σε ευρώ ανά μεγαβατώρα (€/MWh) σύμφωνα με συγκεκριμένο πίνακα. Οι τιμές αυτές αποτελούν τις *“ταρίφες”* ΑΠΕ. Ο μηχανισμός αυτός πρόκειται να αντικατασταθεί από τον εξελιγμένο μηχανισμό feed-in-premium, μηχανισμός μεταβλητής πριμοδότησης και ανταγωνιστικών προσφορών μέσω τιμολογίων διαφόρων παραγωγών.

Χρησιμοποιώντας τις παραπάνω έννοιες κόστους και υπολογίζοντας τις ανάλογα τις εκάστοτε παραμέτρους, γίνεται η κατάλληλη εισαγωγή τους στο υπολογιστικό μοντέλο.

4.3.2 Εισαγωγή Κόστους Εξυπηρέτησης Φορτίου στο Μοντέλο

4.3.2.1 Κόστος ενέργειας που παρέχεται μέσω Διασύνδεσης

Το ποσό της ενέργειας που καλύπτεται από το καλώδιο διασύνδεσης κοστολογείται σύμφωνα με την Οριακή Τιμή του συστήματος. Ο υπολογισμός γίνεται **ωριαία** σύμφωνα με το μοντέλο ωριαίων χρονοσειρών που έχει στηθεί. Η εξίσωση που εκφράζει τα παραπάνω έχει ως εξής:

$$K_{\text{διασ.}} = OT\Sigma \cdot E_{\text{διασ.}} \quad (4.7)$$

Και για τον υπολογισμό του συνολικού ετήσιου κόστους προκύπτει:

$$K_{\text{διασ.annual}} = \sum_1^{8760} (OT\Sigma \cdot E_{\text{διασ.}}) \quad (4.8)$$

Επιπλέον, για τον υπολογισμό του συνολικού κόστους ηλεκτρικής ενέργειας μέσω διασύνδεσης για το σύνολο των ετών της επένδυσης:

$$K_{\text{διασ.total}} = \sum_{n=1}^{30} [\sum_1^{8760} (OT\Sigma \cdot E_{\text{διασ.}})] \quad (4.9)$$

Να σημειωθεί πως για την εισαγωγή της ωριαίας χρονοσειράς της OTΣ χρησιμοποιήθηκαν πραγματικά στοιχεία και διαμορφώθηκαν και κατάλληλες προβλέψεις οι οποίες θα αναλυθούν στη συνέχεια.

4.3.2.2 Κόστος ενέργειας που παρέχεται από σταθμούς ΑΠΕ

Η ενέργεια που παρέχεται από τις ΑΠΕ με τα δεδομένα έως το 2016 παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα:

Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)		
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα	Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις ισχύος > 50 kW	87.85	99.45	
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με εγκαταστάσεις ισχύος ≤ 50 kW	250		
Κόστος ενέργειας από Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς (πλην ειδικού προγράμματος) ανά έτος	A	B	Γ
	>100 kW	≤100 kW	Ανεξαρτήτως Ισχύος

2012	180,00	225,00	225,00
2013	164,16	205,21	205,21
2014	149,72	187,15	187,15
Για κάθε έτος ν από το 2015 και μετά	1,3 x μΟΤΣ _{ν-1}	1,4 x μΟΤΣ _{ν-1}	1,4 x μΟΤΣ _{ν-1}

Πίνακας 4-1. Κόστος Ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ.

Για την περαιτέρω ισχυροποίηση της παραγωγής τόσο των αιολικών σταθμών όσο και των φωτοβολταϊκών σταθμών απαιτείται εισαγωγή κατάλληλου μηχανισμού στήριξης.

4.3.2.2.1 Διαχείριση Κόστους από Αιολικά Πάρκα

Για τη στήριξη ανάπτυξης των αιολικών σταθμών υιοθετείται η πρόταση της *ΕΛΕΤΑΕΝ* για έναν πιο αγοραίο μηχανισμό στήριξης της αιολικής παραγωγής ισχύος. Γενικά, ένα αιολικό πάρκο ενταγμένο στο νέο μηχανισμό στήριξης, θα χιτίζει τα έσοδα του από δύο ροές. Τα έσοδα από την αγορά και τα έσοδα από το μηχανισμό στήριξης.

Με βάση τη σημερινή οργάνωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (υποχρεωτικός ΗΕΠ από τον οποίο καθορίζεται η ΟΤΣ και εκκαθάριση των αποκλίσεων στην ΟΤΑ), ένα αιολικό πάρκο προτείνεται να εισπράττει κάθε ώρα την Οριακή Τιμή Αποκλίσεων και ένα μεταβλητό premium έτσι ώστε κάθε ώρα το έσοδο του να ισούται με τιμή στόχο. Η επιλογή ως τιμής αναφοράς ενός μέσου όρου των εσόδων των αιολικών πάρκων από την αγορά σε ένα χρονικό διάστημα μεγαλύτερο της ώρας (π.χ. ένας μήνας) με ταυτόχρονη διατήρηση σταθερής της συνολικής αμοιβής όλων των αιολικών πάρκων κατά το διάστημα αυτό (όπως συμβαίνει στη Γερμανία) μπορεί να μην είναι η προτιμότερη ωστόσο υιοθετείται στη παρούσα εργασία για λόγους απλότητας και χρηστικότητας του μοντέλου.

4.3.2.2.2 Διαχείριση Κόστους από Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς

Αντίστοιχα, περί φωτοβολταϊκών, υιοθετήθηκε η πρόταση της *Helarco* [23] για εφικτές και βιώσιμες νέες επενδύσεις φωτοβολταϊκών σταθμών. Όπως είναι γνωστό, δύο μέτρα επηρέασαν αρνητικά τις εξελίξεις: το πάγωμα αδειοδότησης νέων έργων που ίσχυσε για 20 μήνες (από τον Αύγουστο 2012 έως και τον Μάρτιο 2014) και ο καθορισμός εξαιρετικά χαμηλών αποζημιώσεων για την παραγόμενη από νέα φωτοβολταϊκά

ενέργεια από το 2015 και μετά, τόσο χαμηλών, που δεν οδηγούν σε βιώσιμες επενδύσεις.

Γι' αυτό το λόγο, εξετάστηκαν πιο ρεαλιστικά σενάρια, στα οποία η αποζημίωση των μεγάλων Φωτοβολταϊκών ακολουθεί μια γραμμική ετήσια μείωση από 90 €/MWh για το έτος 2015 σε 70 €/MWh για το έτος 2030, και τα μικρομεσαία συστήματα υποστηρίζονται αποκλειστικά μέσω του net-metering (αυτοπαραγωγή με ενεργειακό συμψηφισμό).

Οι παραπάνω επενδυτικές προτάσεις, συνάδουν και με την απαιτούμενη τάση για αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή για την κάλυψη εθνικών και ευρωπαϊκών στόχων.

Όσον αφορά το μοντέλο που έχει δημιουργηθεί, όπως έχει σημειωθεί παραπάνω, η ενέργεια που παράγεται από τους σταθμούς ΑΠΕ στο νησί, είτε αξιοποιείται σε αυτό, είτε μεταπωλείται στο ΕΣΜΗΕ καθώς υπερβαίνει την ζήτηση του νησιού. Με τη μορφή εξισώσεων λοιπόν:

Ωριαία γίνεται ο εξής υπολογισμός:

$$K_{ΑΠΕ} = FiT_{ΑΠΕ} \cdot E_{ΑΠΕ} \quad (4.10)$$

$$K_{ΑΠΕ_{over}} = OTΣ \cdot E_{ΑΠΕ_{over}} \quad (4.11)$$

Ενώ το συνολικό ετήσιο κόστος υπολογίζεται:

$$K_{ΑΠΕ_{annual}} = \sum_1^{8760} (FiT_{ΑΠΕ} \cdot E_{ΑΠΕ}) \quad (4.12)$$

$$K_{ΑΠΕ_{over_{annual}}} = \sum_1^{8760} (OTΣ \cdot E_{ΑΠΕ_{over}}) \quad (4.13)$$

Όπου,

$K_{ΑΠΕ}$ το κόστος ενέργειας που καλύπτεται από ΑΠΕ

$FiT_{ΑΠΕ}$, η ταρίφα ΑΠΕ σύμφωνα με την οποία γίνεται η τιμολόγηση

$K_{ΑΠΕ_{over}}$, το κόστος ενέργειας που διοχετεύεται μέσω της διασύνδεσης στο ΕΣΜΗΕ

$OTΣ$, η οριακή Τιμή Συστήματος, σύμφωνα με την οποία γίνεται η τιμολόγηση της ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ

4.3.2.3 Διαχείριση κόστους συμβατικής παραγωγής

Για τη συμβατική παραγωγή και το κόστος της γίνεται ο διαχωρισμός σε σταθερό και μεταβλητό. Όπως έχει αναφερθεί, το μεταβλητό μέρος είναι το MMK (μέσο μεταβλητό κόστος) και εξαρτάται κατά κύριο λόγο από τις τιμές των καυσίμων και δευτερευόντως από τις τιμές των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂. Τα δύο αυτά μέρη, συνθέτουν το πλήρες μεταβλητό κόστος.

Πιο συγκεκριμένα, σύμφωνα με την μεθοδολογία που έχει θέσει η ΡΑΕ, κάθε τρίμηνο υπολογίζονται τα απαραίτητα μεγέθη για την πλήρη εικόνα του κόστους στα μη διασυνδεδεμένα νησιά. Αρχικά, γίνεται ο υπολογισμός του συνολικού κόστους καυσίμου θερμικών μονάδων παραγωγής σε Μ€ και η συνολική παραγωγή τους σε GWh. Στη συνέχεια υπολογίζεται το μέσο πρόσθετο μεταβλητό κόστος των θερμικών μονάδων που σε συνδυασμό με τα προηγούμενα δίνει το μοναδιαίο κόστος καυσίμου (MMK) για κάθε νησί σε €/MWh. Τέλος, υπολογίζεται το πλήρες μοναδιαίο μεταβλητό κόστος (Πλ.ΜΜΚ) παραγωγής από συμβατικές μονάδες στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, συμπεριλαμβανομένου κόστους καυσίμου, κόστους δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ και λοιπών στοιχείων πρόσθετου μεταβλητού κόστους.

Για να γίνει πλήρως αντιληπτός ο τρόπος παρουσίασης του κόστους στα νησιά παρουσιάζεται το παράδειγμα για το έτος 2013.

		Κρήτη	Ρόδος	Λοιπά ΜΔΝ	Σύνολο
Συνολικό κόστος καυσίμου θερμικών μονάδων παραγωγής (εκατ. €)	Α' Τρίμηνο 2013	88,316	19,096	50,402	157,814
	Β' Τρίμηνο 2013	94,782	26,833	53,978	175,593
	Γ Τρίμηνο 2013	118,529	48,694	76,641	243,864
	Δ' Τρίμηνο 2013	85,864	21,431	48,744	156,039
	Σύνολο 2013	387,491	116,055	229,765	733,311
Μέσο πρόσθετο μεταβλητό κόστος θερμικών μονάδων (€/MWh)	Α' Τρίμηνο 2013	3,77	0,3	4,96	
	Β' Τρίμηνο 2013	2,77	0,11	5,32	
	Γ Τρίμηνο 2013	1,28	0,27	4,21	
	Δ' Τρίμηνο 2013	3,12	0	5,55	
Συνολική παραγωγή ενέργειας από θερμικές μονάδες (GWh)	Α' Τρίμηνο 2013	476,075	112,867	331,824	920,766
	Β' Τρίμηνο 2013	535,033	160,542	363,616	1.059,191
	Γ Τρίμηνο 2013	659,273	258,631	512,820	1.430,724
	Δ' Τρίμηνο 2013	502,061	130,296	330,030	962,387
	Σύνολο 2013	2.172,443	662,336	1.538,290	4.373,069

		Κρήτη	Ρόδος	Λοιπά ΜΔΝ
Μοναδιαίο κόστος καυσίμου (€/MWh)	Α' Τρίμηνο 2013	185,51	169,19	151,89
	Β' Τρίμηνο 2013	177,15	167,14	148,45
	Γ Τρίμηνο 2013	179,79	188,28	149,45
	Δ' Τρίμηνο 2013	171,02	164,48	147,70
Πλήρες μοναδιαίο μεταβλητό κόστος (€/MWh)	Α' Τρίμηνο 2013	192,65	172,86	160,23
	Β' Τρίμηνο 2013	183,29	170,62	157,14
	Γ Τρίμηνο 2013	184,44	191,92	157,03
	Δ' Τρίμηνο 2013	177,51	167,85	156,62

Πίνακας 4-2. Υπολογισμός του Πλήρους Μοναδιαίου Κόστους στα μη Διασυνδεδεμένα Νησιά [24]

Η εισαγωγή των παραπάνω στο ωριαίο μοντέλο επίλυσης και υπολογισμών γίνεται με τις παρακάτω εξισώσεις:

$$K_{T,\Pi} = MMK_{\text{πλήρες}} \cdot E_{T,\Pi} \quad (4.14)$$

Όπου $K_{T,\Pi}$ το κόστος της τοπικής παραγωγής και $E_{T,\Pi}$ η ενέργεια που προσφέρεται στο νησί από τις τοπικές θερμικές μονάδες. Εάν υπολογιστεί το συνολικό ετήσιο κόστος:

$$K_{T,\Pi} = \sum_1^{8760} (MMK_{\text{πλήρες}} \cdot E_{T,\Pi}) \quad (4.15)$$

4.3.3 Διαχείριση παράγοντα Κόστους Εφεδρείας

Για την αξιόπιστη και συνεχή ηλεκτροδότηση ενός νησιού με το μέγεθος της Κρήτης είναι απαραίτητη η λήψη αυστηρών μέτρων εφεδρείας όπως έχει αναφερθεί και στην αντίστοιχη ενότητα της μελέτης. Τόσο στα σενάρια Αυτοδύναμης Ανάπτυξης, όσο και στα σενάρια Διασύνδεσης, εκπονήθηκε κατάλληλος σχεδιασμός εφεδρείας που θα καλύπτει πλήρως με ρεύμα το νησί σε κάθε ενδεχόμενο.

Καθώς οι περισσότερες μονάδες στη Κρήτη είναι αυξημένης παλαιότητας, ο προγραμματισμός απένταξης τους στο εγγύς μέλλον δημιουργεί την ανάγκη εκσυγχρονισμού του ηλεκτρικού συστήματος. Καθώς ακόμα και στα σενάρια διασύνδεσης η ανάγκη για διατήρηση μέρους της τοπικής παραγωγής παραμένει, η ένταξη νέων μονάδων, είτε αεριοστροβιλικών, είτε συνδυασμένου κύκλου, είτε Diesel, προγραμματίζεται στη παρούσα εργασία και τοποθετείται στον χρονικό ορίζοντα 2020-2050. Έτσι ο πρώτος όρος που προστίθεται στον υπολογισμό του κόστους εφεδρείας, είναι το επενδυτικό κόστος των νέων μονάδων που θα προστεθούν στον υπολογισμό του κόστους εφεδρείας. Ο υπολογισμός του συγκεκριμένου όρου, ανάγεται σε Μ€ ετησίως.

Σε συνέχεια της προηγούμενης υποενότητας, πέραν του μεταβλητού κόστους της τοπικής παραγωγής, πρέπει να υπολογιστεί και το σταθερό κόστος της. Στον παράγοντα σταθερού κόστους, περιλαμβάνονται οι μισθοδοσίες των υπαλλήλων, τα διάφορα αναλώσιμα, οι συντηρήσεις, τα κόστη κεφαλαίου και οι αποσβέσεις, στοιχεία που δίνονται απολογιστικά κάθε χρόνο από τον διαχειριστή μη Διασυνδεδεμένων Νήσων. Αυτός είναι ο δεύτερος όρος που περιλαμβάνεται στο κόστος εφεδρείας που υπολογίζεται και εισάγεται στο μοντέλο. Ο συγκεκριμένος όρος ανάγεται σε € ανά MW εγκατεστημένης ισχύος θερμικής παραγωγής.

Με τη μορφή εξίσωσης έχουμε ετησίως:

$$K_{εφεδρ.} = K_{επενδ.} + K_{σταθ.παραγ.} \cdot P_{T.Π} \quad (4.16)$$

Όπου,

$K_{εφεδρ.}$ το συνολικό κόστος εφεδρείας σε Μ€

$K_{σταθ.παραγ.}$ το σταθερό κόστος της τοπικής παραγωγής σε €/MW

$P_{T.Π}$ η εγκατεστημένη ισχύς της υπάρχουσας θερμικής παραγωγής στο νησί σε MW

Να σημειωθεί πως οι παραπάνω υπολογισμοί γίνονται σε ετήσια βάση με αναπροσαρμογή της υπάρχουσας τοπικής παραγωγής και συνεπώς του σταθερού κόστους (αποσβέσεις).

4.3.4 Διαχείριση Κόστους στην περίπτωση Αυτοδύναμης Ανάπτυξης με ΦΑ

Ενώ το ενεργειακό μοντέλο ωριαίων χρονοσειρών δεν διαφέρει ανάμεσα σε αυτοδύναμη ανάπτυξη με ΦΑ και αυτοδύναμη ανάπτυξη με πετρέλαιο, η οικονομική αξιολόγηση των δύο επενδύσεων παρουσιάζει σημαντικές διαφορές. Αυτό συμβαίνει καθώς το ΦΑ δεν έχει εισχωρήσει ακόμη στο σύστημα της Κρήτης, οπότε ο σχεδιασμός ένταξης του στο ενεργειακό μείγμα πρέπει να γίνει με ιδιαίτερη προσοχή.

Η εφαρμογή στο σύστημα της Κρήτης θα βασιστεί σε έργα παρόμοιας μορφής. Γίνεται η θεώρηση πως μια τέτοια σύγχρονη μονάδα λειτουργεί με βαθμό απόδοσης 60%. Η ετήσια λειτουργία του σταθμού εξαρτάται από τη ζήτηση που καλείται να καλύψει ωστόσο γίνεται η θεώρηση πως υπάρχει ανώτατο όριο για τη μέγιστη ετήσια διείσδυση της μονάδας που θα εγκατασταθεί (συντελεστής χρήσης= Σ.Χ.). Δηλαδή μέγιστη παραγωγή ετησίως από την μονάδα:

$$E_{\max} = \Sigma.Χ. \cdot 8760 \cdot P_{\Phi A}$$

Όπου

Σ.Χ.: Ο Συντελεστής Χρήσης της μονάδας προς εγκατάσταση

$P_{\Phi A}$: Η ισχύς της μονάδας που θα εγκατασταθεί

Απαραίτητη είναι η δημιουργία ενός τερματικού σταθμού, με προτιμότερο σημείο εκείνο της Κορακιάς. Ένας τερματικός αποτελείται από το λιμάνι τις αποθήκες ΥΦΑ (Υγροποιημένου φυσικού Αερίου) τους αεριοποιητές και τον ΘΗΣ.

Η οικονομική ανάλυση χωρίζεται σε 2 μέρη [25]:

- **Μέρος 1^ο**: Μονάδα παραλαβής και αεριοποίησης του ΥΦΑ
- **Μέρος 2^ο**: Μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Ο συνδυασμός των 2 παραπάνω, θα δώσει το συνολικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς θα είναι διαθέσιμο και το κόστος φυσικού αερίου και το κόστος της μονάδας παραγωγής.

4.3.4.1 Μονάδα παραλαβής και αεριοποίησης του ΥΦΑ

Για τον υπολογισμό του πρώτου παράγοντα κόστους θα πρέπει να γίνει η εύρεση κόστους για το λιμάνι τις δεξαμενές αποθήκευσης και τους αεριοποιητές.

Το κόστος επένδυσης του λιμανιού λαμβάνεται ως γνωστό και ίσο με 40Μ€ ενώ για τις δεξαμενές αποθήκευσης αξιοποιούνται στοιχεία από τον ΔΕΣΦΑ για την κατασκευή δεξαμενής ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα [26] μεγέθους 95.000m³ που κόστισε 115Μ€. Θεωρείται πως το κόστος επένδυσης των δεξαμενών είναι εκθετική συνάρτηση του όγκου με εκθετικό συντελεστή ίσο με 0,67.

$$\text{Κόστος Δεξαμενών} = 2 \cdot 115 \cdot \left(\frac{V_{\delta.α.}}{95.000} \right)^{0,67}$$

Όπου,

$V_{\delta.α.}$: Το μέγεθος της δεξαμενής προς εγκατάσταση

Τα **κόστη επένδυσης των αεριοποιητών** με τις βοηθητικές εγκαταστάσεις και παροχές θεωρείται γνωστό και ίσο με 75 Μ€.

Πέραν από τα κόστη απόκτησης, υπάρχουν και τα **κόστη λειτουργίας** της μονάδας παραλαβής και αεριοποίησης του ΥΦΑ. Σ' αυτά περιλαμβάνονται:

- Μισθοδοσίες
- Ιδιοχρήσεις
- Αναλώσιμα και πρώτες ύλες
- Ασφάλιστρα
- Συντήρηση

Τέλος, ορίζεται το **Κόστος προμήθειας και μεταφοράς** του ΥΦΑ μέχρι το λιμάνι της Κορακιάς το οποίο κυμαίνεται στα 26-30 €/MWh_{th}.

Το κόστος κεφαλαίου λαμβάνεται από τη θεώρηση 20ετούς αποπληρωμής με επιτόκιο αναγωγής 8%.

Έτσι, η ετήσια δόση αποπληρωμής υπολογίζεται από τον τύπο:

$$\Delta = K \frac{i(i+1)^n}{(i+1)^n - 1}$$

Όπου,

Δ = ετήσια δόση

K= συνολικό ποσό της επένδυσης

i= επιτόκιο αναγωγής

n= διάρκεια της επένδυσης

4.3.4.2 Μονάδα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΘΗΣ)

Για την εύρεση του **κόστους επένδυσης** ενός συνδυασμένου κύκλου που χρησιμοποιεί ως καύσιμο ΦΑ γίνεται έρευνα σε ξένη βιβλιογραφία.

Επιλέγεται για το σύστημα της Κρήτης τιμή ανέγερσης συνδυασμένου κύκλου **800€/kW**.

Έπειτα, υπάρχει και το λειτουργικό κόστος ενός σταθμού το οποίο *περιλαμβάνει την εργασία, τη συντήρηση, τα ασφάλιστρα και λοιπά σταθερά και γενικά έξοδα*.

Στο κεφάλαιο εισαγωγής των οικονομικών δεδομένων στο μοντέλο δίνονται οι τιμές όλων των παραμέτρων κόστους που αναφέρθηκαν και είναι απαραίτητες για την επίλυση του μοντέλου.

4.3.5 Διαχείριση παράγοντα Κόστους Αξιοπιστίας

Στο προηγούμενο κεφάλαιο, εισήχθη η έννοια της αξιοπιστίας του συστήματος VSC-HVDC και η πιθανότητα η διασύνδεση που έχει επιλεγεί να μελετηθεί και να υλοποιηθεί, κάποιες ώρες του έτους να είναι εκτός λειτουργίας. Τα δύο διαφορετικά ενδεχόμενα που τέθηκαν, ήταν η διασύνδεση να είναι εκτός λειτουργίας κατά το ήμισυ (50%) και κατά το 100% της μεταφορικής της ικανότητας.

Έπειτα, σε κάθε ένα από τα δύο ενδεχόμενα διερευνήθηκε και υπολογίστηκε ετησίως το ποσό της ζήτησης που δεν καλύπτεται εξ αιτίας της απώλειας διασύνδεσης και

συμβολίστηκε με $EAD_{50\%}$ και $EAD_{100\%}$ για απώλεια διασύνδεσης 50% και 100% αντίστοιχα. Η ενέργεια αυτή, όπως έχει προαναφερθεί, θα πρέπει να καλυφθεί από τις τοπικές θερμικές μονάδες του νησιού. Επομένως, το Κόστος Αξιοπιστίας αφορά τη παραγωγή από θερμικές μονάδες για τις ώρες που η διασύνδεση δεν καλύπτει τη ζήτηση του νησιού λόγω βλάβης. Με εξίσωση αυτό εκφράζεται ετησίως:

$$K_{αξιοπιστίας_{50\%,100\%}} = EAD_{50\%,100\%} \cdot MMK_{πλήρες} \quad (4.17)$$

Όπου το $K_{αξιοπιστίας_{50\%}}$ είναι το κόστος αξιοπιστίας σε περίπτωση απώλειας του 50% της διασύνδεσης και $K_{αξιοπιστίας_{100\%}}$ το κόστος αξιοπιστίας σε περίπτωση απώλειας του 100% αυτής.

Το $MMK_{πλήρες}$ είναι το πλήρες μέσο μεταβλητό κόστος των τοπικών θερμικών μονάδων και ο υπολογισμός του έχει αναλυθεί παραπάνω.

Για την αποτύπωση του Κόστους Αξιοπιστίας στη συνολική διάρκεια της υπό μελέτη επένδυσης (30 έτη) έχουμε:

$$K_{αξιοπιστίας_{50\%,100\%}} = \sum_{n=1}^{N=30} (EAD_{50\%,100\%} \cdot MMK_{πλήρες}) \quad (4.18)$$

Στην παραπάνω εξίσωση, υπολογίζεται αθροιστικά για 30 έτη το κόστος που προκύπτει λόγω της μερικής η ολικής απώλειας μεταφορικής ικανότητας διασύνδεσης.

Τέλος για λόγους πληρότητας δίνεται και ο τύπος που υπολογίζει το συνολικό κόστος αξιοπιστίας:

$$K_{αξιοπιστίας_{total}} = K_{αξιοπιστίας_{50\%}} + K_{αξιοπιστίας_{100\%}} \quad (4.19)$$

4.3.6 Συγκέντρωση όλων των παραγόντων Κόστους

Για να γίνει στη συνέχεια η χρηματοοικονομική αξιολόγηση της επένδυσης, είναι απαραίτητο να υπάρχει συγκεντρωτική εικόνα όλων των παραγόντων που συμβάλλουν στον παράγοντα κόστους. Με εξίσωση μπορεί να εκφραστεί αυτό σε ετήσια βάση ως:

$$K_{total_{ann.}} = K_{διασ_{ann.}} + K_{ΑΠΕ_{ann.}} + K_{ΑΠΕ_{over_{ann.}}} + K_{T.Π_{ann.}} + K_{εφεδρ_{ann.}} + K_{αξιοπιστίας_{total_{ann.}}} \quad (4.20)$$

Όπου,

$K_{\text{διασ.ann.}}$, το Κόστος εξυπηρέτησης φορτίου από το ΕΣΜΗΕ στη Κρήτη που χρεώνεται με την ΟΤΣ.

$K_{\text{ΑΠΕann.}}$, το Κόστος κάλυψης της ζήτησης από τους σταθμούς ΑΠΕ στο νησί. Χρέωση βάσει του μηχανισμού κοστολόγησης των σταθμών ΑΠΕ.

$K_{\text{ΑΠΕoverann.}}$, το Κόστος της ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ που μεταπωλείται στο ΕΣΜΗΕ. Χρέωση με την ΟΤΣ καθώς υποκαθιστά μέρος της ενεργείας που παράγεται στο διασυνδεδεμένο και χρεώνεται στην ΟΤΣ.

$K_{\text{T.Πann.}}$, Κόστος για την παράγωγη ενέργειας από τις τοπικές μονάδες του νησιού, όταν η διασύνδεση δεν επαρκεί για την ηλεκτροδότηση του νησιού.

$K_{\text{εφεδρ.ann.}}$, Επενδυτικό κόστος και κόστος συντήρησης για μονάδες απαραίτητες για την κάλυψη των κριτηρίων εφεδρείας.

$K_{\text{αξιοπιστίαςtotalann.}}$, Κόστος για την κάλυψη της ζήτησης σε περίπτωση απώλειας μέρους της διασύνδεσης.

Για την μελέτη της Αυτοδύναμης Ανάπτυξης ο παραπάνω τύπος απλοποιείται και γίνεται:

$$K_{\text{totalann.}} = K_{\text{ΑΠΕann.}} + K_{\text{T.Πann.}} + K_{\text{εφεδρ.ann.}} \quad (4.21)$$

4.3.7 Δείκτης Οικονομικής Αξιολόγησης της Επένδυσης

4.3.7.1 Εισαγωγή

Η αξιολόγηση ως προς την οικονομική οπτική των επενδύσεων που μελετήθηκαν πραγματοποιήθηκε βάσει του δείκτη LCoE. Η επιλογή του συγκεκριμένου δείκτη αξιολόγησης έγινε καθώς αποτελεί έναν συγκεντρωτικό δείκτη που αφορά το σύνολο της επένδυσης και διευκολύνει στη σύγκριση εναλλακτικών επενδύσεων (διαφορετικού χρονικού ορίζοντα ή κλίμακας).

Το LCoE (Levelised Cost of Energy) υπολογίζει το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh) κατά τη διάρκεια ζωής μιας επένδυσης σταθμού παραγωγής, ενσωματώνοντας όλα τα επί μέρους κόστη (επένδυσης, λειτουργίας, καυσίμου, συντήρησης) εκφρασμένα σε παρούσα αξία [27].

4.3.7.2 Υπολογισμός

Το LCoE, εκφράζει την τιμή στην οποία πρέπει να αποζημιωθεί η παραγόμενη από το σταθμό ενέργεια, ώστε να εξοφληθεί το συνολικό κόστος επένδυσης (κεφάλαιο, συντήρηση, λειτουργία). Το κλάσμα υπολογισμού του έχει στον αριθμητή το συνολικό κόστος της επένδυσης καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της (total life expenses) και στον παρονομαστή τη συνολική παραγωγή ενέργειας του σταθμού (total expected output), όλα εκφρασμένα σε Καθαρά Παρούσα Αξία (Net Present Value).

$$LCoE = \frac{(total\ life\ expenses)}{(total\ expected\ output)} [28]$$

Η τιμή του LCoE αντιστοιχεί στην ελάχιστη αποδεκτή τιμή πώλησης της παραγόμενης ενέργειας, προκειμένου η επένδυση να είναι βιώσιμη. Στον υπολογισμό της τιμής αυτής, πολύ σημαντικό ρόλο παίζει το χρησιμοποιούμενο επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία. Ο τύπος που θα αξιοποιηθεί για τον υπολογισμό του δείκτη από το μοντέλο είναι:

$$LCoE = \frac{\left(\sum_t^N \frac{I_t + \Delta t}{(1+k_{tot})^t} \right) - \frac{YA_N}{(1+k_{tot})^N}}{\sum_t^N \frac{E_{gen,t}}{(1+k_{tot})^t}} \quad (4.22)$$

Όπου,

I_t : το κόστος επένδυσης κατά το έτος t

$E_{gen,t}$: η ετήσια παραγωγή ενέργειας

N : η διάρκεια της επένδυσης σε έτη

YA_N : Υπολειμματική Αξία στο τέλος του έτους N

Δt : Οι λειτουργικές δαπάνες της επένδυσης που περιλαμβάνουν τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (O&M - Operation and Maintenance), τα ασφαλιστικά κόστη, τα μισθολογικά κλπ.

k_{tot} : είναι το μέσο Σταθμικό κόστος των ιδίων και ξένων κεφαλαίων της επιχείρησης. Επειδή επιδιώκουμε την αξιολόγηση των επενδύσεων στο σύνολο τους έτσι ώστε να είναι συγκρίσιμη με κάποια άλλη επένδυση, ως επιτόκιο αναγωγής λαμβάνεται το μέσο Σταθμικό Κόστος. Στην συγκεκριμένη μελέτη, ταυτίζεται με το επιτόκιο αναγωγής που θα επιλεγεί στη συνέχεια.

5 Δεδομένα εισόδου υπολογιστικού μοντέλου

5.1 Εισαγωγή

Στον παρόν κεφάλαιο, δίνονται τα δεδομένα εισόδου του μοντέλου σε αριθμητική μορφή. Παρουσιάζονται τα σενάρια που μελετώνται με πλήρη ανάλυση στο χρονικό ορίζοντα καθώς και οι τοπικές μονάδες-σταθμοί ΑΠΕ που θα εγκατασταθούν. Στη περίπτωση αυτή γίνεται ανάλυση της διασποράς αιολικών που τοποθετούνται και πλάνο ένταξης-απένταξης θερμικών μονάδων. Παρατίθενται οι χρονοσειρές ζήτησης και ΟΤΣ που αξιοποιούνται για τις απαραίτητες προβλέψεις και υπολογισμούς.

Πέραν της χρονοσειράς της ΟΤΣ, γίνονται οι απαραίτητες χρηματοοικονομικές προβλέψεις που θα αξιοποιηθούν στο οικονομικό σκέλος του μοντέλου. Λαμβάνονται στοιχεία για τα κόστη των καυσίμων αλλά και την εξέλιξη τους. Παρατίθεται με τιμές ο τρόπος οικονομικής αξιολόγησης των ΑΠΕ που αναλύθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο.

Γενικότερα, οποιοδήποτε μέγεθος αναλύθηκε ή αναφέρθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο, θα εισαχθεί στη παρούσα ενότητα με τις αριθμητικές τιμές του.

5.2 Δεδομένα Εισόδου Ενεργειακού Μοντέλου

5.2.1 Η ζήτηση του νησιού και η εξέλιξη της

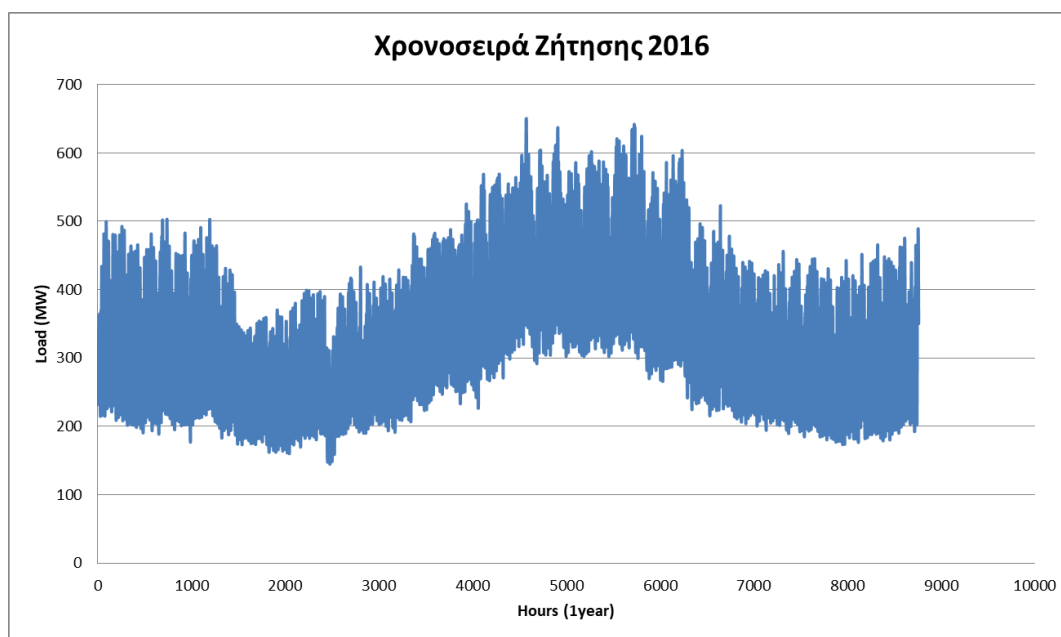
Από ιστορικά στοιχεία Ζήτησης της Κρήτης από τη ΔΕΗ είναι διαθέσιμη η χρονοσειρά ζήτησης φορτίου του νησιού για το έτος 2006. Αξιοποιούνται επίσης οι ετήσιους ρυθμοί ανάπτυξης της ζήτησης του νησιού μέχρι και το έτος 2015, οπότε προσαρμόζοντας τα παραπάνω στοιχεία, διαμορφώνονται οι ωριαίες χρονοσειρές για τα έτη 2006-2015.

Σαν περίοδος μελέτης, όπως έχει αναφερθεί, θεωρείται η 30ετία 2020-2050. Η εξέλιξη της ζήτησης του νησιού πάνω στις οποίες θα βασιστούν τα σενάρια μελέτης θεωρείται

ότι συνάδει με την εξέλιξη της ζήτησης του ΕΣΜΗΕ , σύμφωνα με τις προβλέψεις του ΑΔΜΗΕ [29], μέχρι το έτος 2020. Από το 2020 κι έπειτα έχουμε την αναθεώρηση της μελέτης από ΡΑΕ-ΔΕΗ για την εξέλιξη της ζήτησης. Μέχρι το 2020 λοιπόν, παρουσιάζεται ετήσια αύξηση της ζήτησης **κατά 1.5%** (σενάριο αναφοράς ΑΔΜΗΕ) ενώ για τη δεκαετία 2020-2029 ετήσια αύξηση της ζήτησης **κατά 2.7%**. Στην επόμενη δεκαετία, 2030-2039 παρουσιάζεται μια αύξηση της τάξεως **του 2.1%** ενώ για όλα τα υπόλοιπα χρόνια μελέτης θεωρείται ετήσιος ρυθμός αύξησης της ζήτησης **1.5%** [30]. Έτσι διαμορφώνονται οι ετήσιες ωριαίες χρονοσειρές που θα αξιοποιηθούν ως δεδομένα εισόδου στα σενάρια τόσο διασύνδεσης, όσο και αυτοδύναμης ανάπτυξης.

Το παραπάνω σενάριο εξέλιξης ζήτησης αποτελεί και το *Σενάριο Αναφοράς*. Βάσει αυτού του σεναρίου, στο κεφάλαιο που αναπτύσσονται οι διερευνήσεις, θα μελετηθούν δύο ακόμη σενάρια εναλλακτικής ανάπτυξης.

Παρακάτω, παρουσιάζεται η χρονοσειρά της ζήτησης του 2016.



Σχήμα 5-1. Χρονοσειρά ζήτησης για το έτος 2016 για τη Κρήτη από στοιχεία της ΔΕΗ

Στη συνέχεια, παρατηρείται πως η ζήτηση εξελίχθηκε και προβλέπεται να εξελιχθεί κατά τα επόμενα έτη.

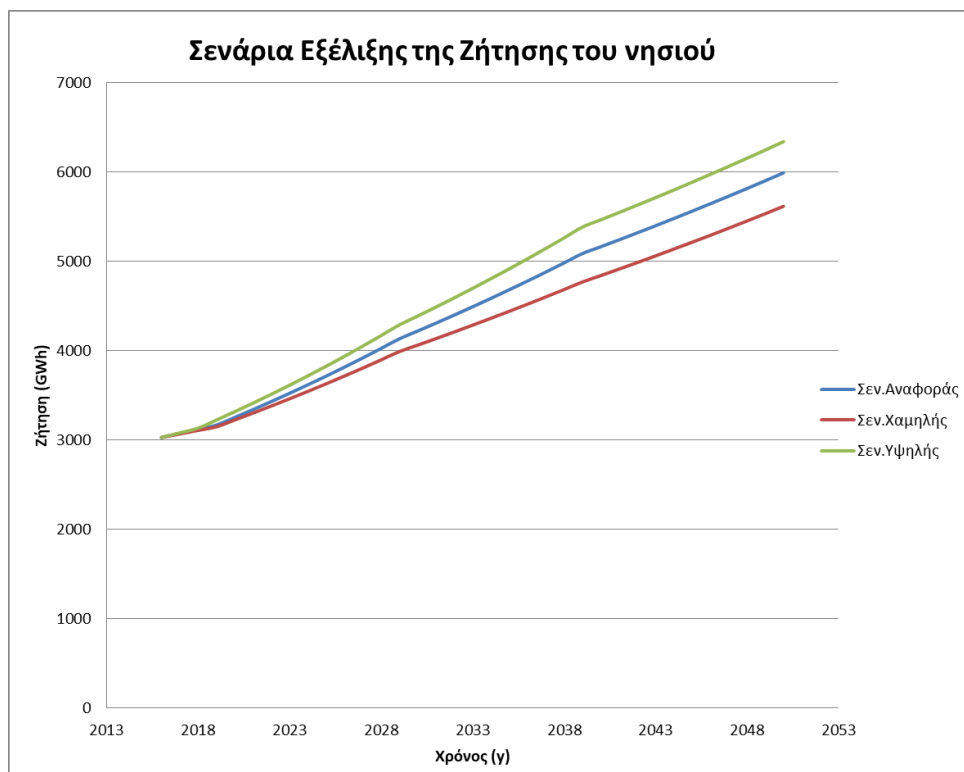
Έτος	Ζήτηση (MWh)	Ετήσια Μεταβολή (%)	Ωριαία Αιχμή (MW)	Ετήσια Μεταβολή (%)
2000	2078		418	

2001	2192	5.5	448	7.3
2002	2301	5.0	506	12.9
2003	2445	6.3	498	-1.5
2004	2545	4.1	529	6.2
2005	2654	4.3	560	5.9
2006	2832	6.7	605	8
2007	2961	4.5	650	7.4
2008	3047	2.9	633	-2.6
2009	2989	-1.9	618	-2.4
2010	3014	0.8	638	3.2
2011	2758	-9	559	-12
2012	2668	-3	563	1
2013	2854	7	564	0
2014	2880	1	582	3
2015	2883			
2016	3029	4.8	600,2	-2,5

Πίνακας 5-1. Ιστορικά στοιχεία ζήτησης της Κρήτης από τη ΔΕΗ

Από την εξέλιξη των μεγεθών ζήτησης στη Κρήτη, παρατηρείται η ανάπτυξη του νησιού μέχρι και την αρχή της οικονομικής κρίσης το 2009. Από εκεί και μέχρι το 2012 παρατηρείται μια ύφεση η οποία αρχίζει και εξομαλύνεται, με τη ζήτηση να παρουσιάζει τα τελευταία χρόνια αύξουσα τάση. Όσον αφορά τη μέση ωριαία αιχμή, τα πράγματα είναι πιο μπερδεμένα καθώς εξαρτάται από τις συγκυριακές συνθήκες κάθε ξεχωριστού έτους (πχ ένας παρατεταμένος καύσωνας).

Στη συνέχεια παρουσιάζουμε τις προβλέψεις για την ανάπτυξη της ζήτησης στο νησί σύμφωνα με τις μελέτες του ΑΔΜΗΕ σε συνδυασμό με αυτές των ΡΑΕ-ΔΕΗ.



Σχήμα 5-2. Εξέλιξη της ζήτησης στο νησί της Κρήτης σύμφωνα με μελέτες ΑΔΜΗΕ, ΔΕΗ-ΡΑΕ

Σύμφωνα με τις προβλέψεις που παρουσιάζονται στο γράφημα, γίνεται και η διαμόρφωση των ωριαίων χρονοσειρών ζήτησης από το 2020 έως το 2050 που εισάγονται στο μοντέλο επίλυσης. Είναι αντιληπτό πως οι τάσεις δείχνουν εμφανή ανάπτυξη για το νησί στα επόμενα χρόνια, με το μέγεθος της ζήτησης να παρουσιάζει σχεδόν διπλασιασμό στο τέλος της 30ετούς μελέτης.

5.2.2 Στοιχεία για τη Διασύνδεση

Αναφέρονται τα τελικά σενάρια διασύνδεσης που μελετήθηκαν με τις λεπτομέρειες του τρόπου κατασκευής αυτών. Σημειώνεται πως για τη διασύνδεση, προτιμήθηκε η υιοθέτηση του συστήματος HVDC-VSC με σύνδεσμο υβριδικής φύσης καθώς:

Αποτελείται από 2 αγωγούς Υ.Τ., ένα καλώδιο Μ.Τ. και δύο μετατροπείς σε κάθε άκρο του συνδέσμου. Ο σύνδεσμος αυτός είναι συνδυασμός δύο απλών συνδέσμων, ενός με

θετική και ενός με αρνητική πολικότητα σε σχέση με το καλώδιο Μ.Τ. Με τη συνδεσμολογία αυτή η κάθε μονοπολική πλευρά μπορεί να λειτουργήσει μόνη της και ανεξάρτητα από την άλλη. Έτσι σε κανονική λειτουργία οι δύο αγωγοί στους δύο πόλους λειτουργούν με το ίδιο ονομαστικό ρεύμα με αποτέλεσμα το ρεύμα επιστροφής στο καλώδιο Μ.Τ. να μηδενίζεται, ενώ σε περίπτωση βλάβης στον ένα πόλο, το καλώδιο Μ.Τ. μπορεί να χρησιμοποιηθεί βραχυπρόθεσμα ως επιστροφή έτσι ώστε ο δεύτερος πόλος να συνεχίσει να λειτουργεί μεταφέροντας πάνω από το ήμισυ της ονομαστικής του ισχύος. Η δυνατότητα αυτή αυξάνει σημαντικά την αξιοπιστία του εν λόγω συνδέσμου.

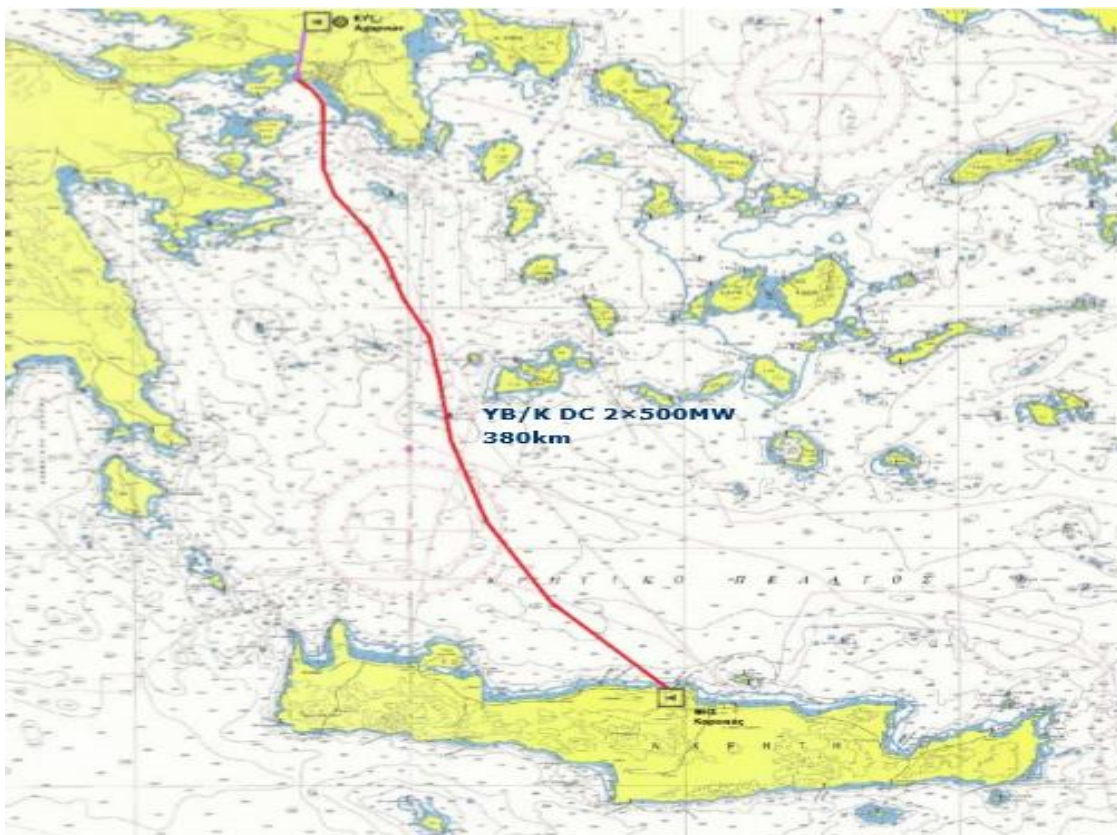
- **Σενάριο Α1.** Κατά το σενάριο αυτό, προβλέπεται η διασύνδεση της Κρήτης με τη Πελοπόννησο με έναν υβριδικό σύνδεσμο ικανότητας $2 \times 350 \text{ MW} = 700 \text{ MW}$. Θα έχει μήκος 370 km, θα εκκινεί από την Κορακιά και με υποβρύχια διαδρομή μήκους 250 km καταλήγει στη Μονεμβασιά. Έπειτα με εναέρια Γ.Μ. μήκους 120 km φτάνει στον ΚΥΤ Μεγαλόπολης.



Σχήμα 5-3. Σενάριο Α1 για τη Διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ

- **Σενάριο Α2.** Σε αυτό το σενάριο, διερευνάται η διασύνδεση της Κρήτης με ΚΥΤ της Αττικής (ΚΥΤ Αχαρνών ή ΚΥΤ Κουμουνδούρου) με υβριδικό

σύνδεσμο DC ικανότητας $2 \times 500 \text{ MW} = 1000 \text{ MW}$. Σημείο εκκίνησης αποτελεί και πάλι το κεντροβαρή σημείο για το ηλεκτρικό Σύστημα της Κρήτης στη Κορακιά απ' όπου με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 380 km θα γίνεται η κατάληξη στην Αττική. Από εκεί με υπόγεια η εναέρια Γ.Μ. θα γίνει η σύνδεση με κάποιον ΚΥΤ της περιοχής.



Σχήμα 5-4. Σενάριο Α2 για τη Διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ

- **Σενάριο Γ.** Κατά το σενάριο αυτό, προβλέπεται η διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική και την Πελοπόννησο σε δύο στάδια με δύο απλούς συνδέσμους DC ικανότητας $2 \times 500 \text{ MW} = 1000 \text{ MW}$ και $2 \times 350 \text{ MW} = 700 \text{ MW}$ αντίστοιχα. Ο 1^{ος} σύνδεσμος θα εκκινεί από ΒΔ σημείο της Κρήτης (κοντά στα Χανιά), θα φτάνει με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 250 km μέχρι την Μονεμβασιά και από εκεί θα συνεχίζει με εναέρια Γ.Μ. μήκους 120 km έως τον ΚΥΤ Μεγαλόπολης. Ο 2^{ος} σύνδεσμος, ο οποίος προβλέπεται να εγκατασταθεί σε 2^ο στάδιο πάνω στον χρονικό ορίζοντα της μελέτης, θα ξεκινά από την Κορακιά και θα φτάνει με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 380km στην Αττική, απ' όπου θα καταλήγει με εναέριας ή υπόγειες Γ.Μ. σε κάποιον ΚΥΤ της Αττικής. Η κατασκευή του 2^{ου}

συνδέσμου είναι συνυφασμένη με την ανάπτυξη του νησιού αλλά και την πορεία των επενδυτικών σχεδίων ΑΠΕ στο νησί.



Σχήμα 5-5. Σενάριο Γ, Διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ σε δύο φάσεις

5.2.3 Είσοδος ΑΠΕ στο Μοντέλο

Ο τρόπος με τον οποίο εισήχθησαν οι χρονοσειρές των ΑΠΕ στο μοντέλο, περιγράφηκε αναλυτικά στο κεφάλαιο 3. Στην παρούσα ενότητα, θα αναλυθεί το μέγεθος διείσδυσης ΑΠΕ σε κάθε σενάριο και θα παρουσιαστούν κάποιες χρονοσειρές έπειτα από τη μοντελοποίηση τους.

Στον παρακάτω πίνακα, δίνονται τα βασικά σχέδια ανάπτυξης των ΑΠΕ που μελετώνται στη παρούσα εργασία.

Σενάρια	Αιολική Ισχύς(MW)			Φωτοβολταϊκή Ισχύς(MW)			Συνολική Ισχύς ΑΠΕ (σαν % της αιχμής του N-1 έτους)		
	χρονιά			χρονιά			χρονιά		
	2020	2030	2040	2020	2030	2040	2020	2030	2040
A1	265	1000	1200	250	400	500	76	158	153
A2	265	1300	1500	250	500	600	76	203	189
Γ	265	1020	1800	300	800	1000	83	205	253
Αυτόνομη (πετρέλαιο)	265	444	515	178	222	257	65	75	70
Αυτόνομη (Φ.Α.)	265	444	515	178	222	257	65	75	70

Πίνακας 5-2. Μέγεθος Επένδυσης των ΑΠΕ για κάθε σενάριο

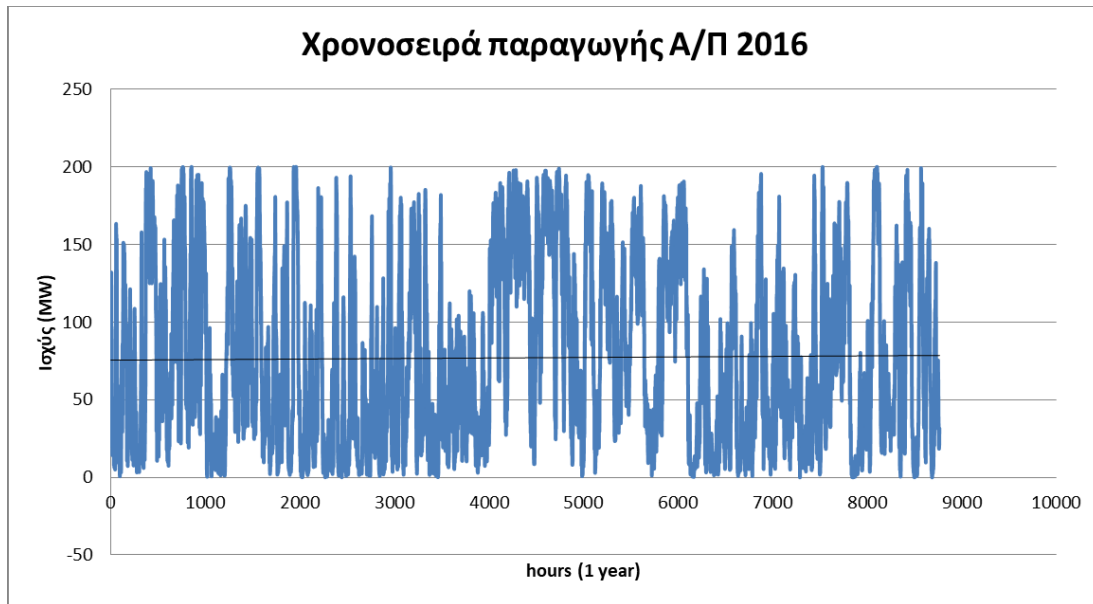
Στον παραπάνω πίνακα, παρατηρείται ο σχεδιασμός της ανάπτυξης των ΑΠΕ στο νησί πάνω στο χρονικό ορίζοντα που έχει τεθεί για την παρούσα μελέτη. Η ανάπτυξη σταθμών ΑΠΕ και η ενίσχυση της παραγωγής ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας **συνδέεται** άρρηκτα με τη διασύνδεση του νησιού. Η πραγματοποίηση της διασύνδεσης, επιτρέπει τη διείσδυση μεγάλης κλίμακας ισχύος ΑΠΕ, καθώς αυξάνεται η ευστάθεια του συστήματος και μειώνεται η ενέργεια που περικόπτεται, εφόσον υπάρχει η δυνατότητα μεταπώλησης στο ΕΣΜΗΕ. Η δυνατότητα αυτή, κάνει τις επενδύσεις στις ΑΠΕ να φαντάζουν ιδιαίτερα ελκυστικές, καθώς το ποσοστό της ενέργειας που θα παράγεται από τους σταθμούς, θα αξιοποιείται σε πολύ μεγαλύτερο βαθμό και συνεπώς οι επενδυτές θα αποζημιώνονται για τις επενδύσεις τους.

Στον σχεδιασμό της ανάπτυξης των Αιολικών Πάρκων στη Κρήτη, συνυπολογίζεται και η χορήγηση αδειών που έχει πραγματοποιηθεί από τη ΡΑΕ σε μεγάλους επενδυτές. Πιο συγκεκριμένα, έχει χορηγηθεί άδεια στην Κ.ΣΑΡΡΑΣ & ΣΙΑ - ΘΕΣΗ ΧΑΣΙΟΥ ΚΟΡΥΦΗ ΟΜΟΡΡΥΘΜΟΣ ΕΤΑΙΡΕΙΑ για εγκατάσταση αιολικών πάρκων συνολικής ισχύος 1010MW και στη ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ για Α/Π ισχύος 873MW.

Αντιθέτως, στην περίπτωση που το σύστημα της Κρήτης παραμείνει αυτόνομο, η διείσδυση των ΑΠΕ στο νησί θα παραμείνει σε περιορισμένο ποσοστό, καθώς τα όρια στιγμιαίας διείσδυσης δεν μπορούν να ξεπεράσουν μια τιμή της τάξης των **40-50%**. Σε αυτό συμβάλλουν και τα τεχνικά ελάχιστα των συμβατικών μονάδων που λειτουργούν στο νησί. Πολύ μεγάλη διείσδυση αιολικής και φωτοβολταϊκής ισχύος θα σήμαινε ακόμη μεγαλύτερη περικοπή ενέργειας. Έτσι, η διείσδυση τους περιορίζεται σαν ποσοστό της αιχμής του προηγούμενου έτους, με την ισχύουσα νομοθεσία να θέτει ανώτατο όριο το 40% (το οποίο μελλοντικά θεωρείται πως αυξάνεται). Επιπλέον, η τιμολόγηση της

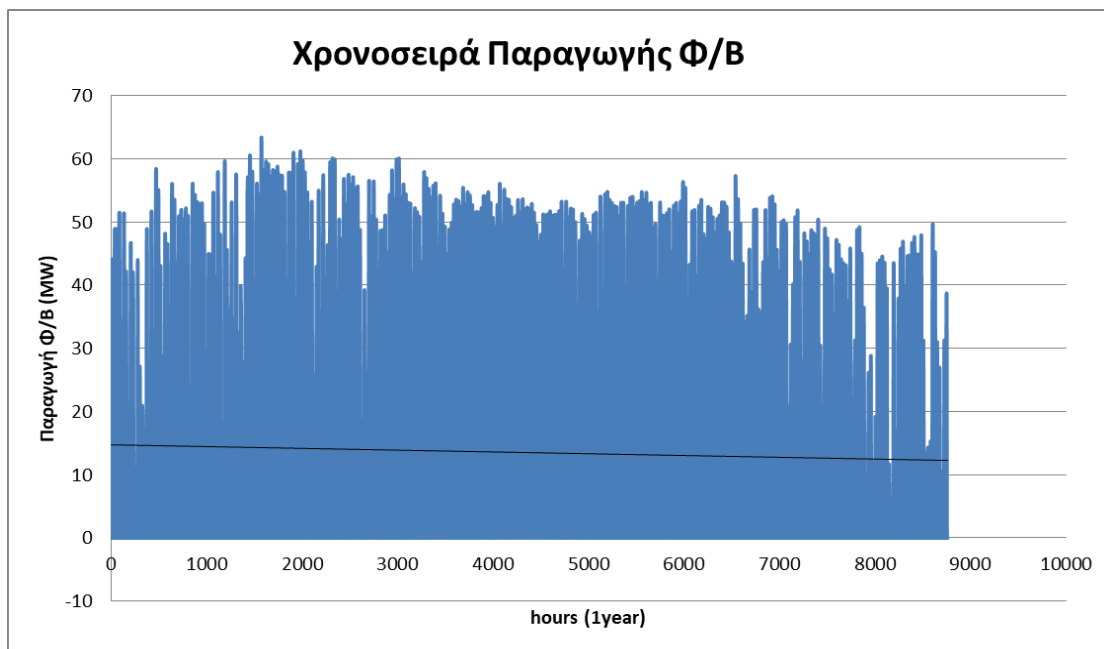
παραγόμενης ενέργειας γίνεται σε υψηλότερες αποζημιώσεις (Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα), κάνοντας τις επενδύσεις λιγότερο συμφέρουσες.

Στη συνέχεια, παρουσιάζεται η χρονοσειρά παραγωγής από Α/Π, όπως μοντελοποιήθηκε για το έτος 2016. Σχηματίζεται και η μέση γραμμή, ώστε να φαίνονται οι μεγάλες διακυμάνσεις που παρουσιάζει το μέγεθος της αιολικής παραγωγής.



Σχήμα 5-6. Χρονοσειρά παραγωγής Α/Π για το 2016

Ενώ παρακάτω, παρατίθεται η χρονοσειρά παραγωγής από Φ/Β σταθμούς (χωρίς τα Φ/Β που είναι εγκατεστημένα σε στέγες) για το 2016 στη Κρήτη, με τον τρόπο που μοντελοποιήθηκε στο κεφάλαιο 3. Η παραγωγή από Φ/Β είναι περισσότερο προβλέψιμη σε σχέση με την αιολική ισχύ, καθώς η ηλιακή ακτινοβολία δεν παρουσιάζει τόσες διακυμάνσεις όσο η δύναμη του ανέμου.



Σχήμα 5-7. Χρονοσειρά Παραγωγής Φ/Β σταθμών για το 2016

Στα παραπάνω σενάρια Ανάπτυξης, ο σχεδιασμός που αφορά τους σταθμούς ΑΠΕ, πραγματοποιήθηκε αποκλειστικά για Φ/Β πάρκα και Α/Π καθώς και αποτελούν τη συντριπτική πλειοψηφία της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανανεώσιμης μορφής στο νησί. Σε άλλες μελέτες, έχει ενδιαφέρον να διερευνηθεί η δυνατότητα ανάπτυξης και άλλων ΑΠΕ στο νησί σε μεγάλη κλίμακα, όπως Υδροηλεκτρικά Έργα, Γεωθερμικοί Σταθμοί, Συστήματα Αντλιοσταμιευτήρων κλπ.

Τέλος, είναι σημαντικό να αναφερθούμε στη **γεωγραφική διασπορά** που λήφθηκε υπόψη στις κατανομές των αιολικών σταθμών. Όπως έχει αναλυθεί, τα σημεία από τα οποία λήφθηκαν ανεμολογικά δεδομένα, ήταν 9 (Χανιά, Σφακιά, Τοπλού, Ελούντα, Ζίρος, Μόχλος, Ψηλορείτης, Μάλια, Ν. Ηράκλειο) και βρίσκονταν σε διάσπαρτες θέσεις στο νησί. Ορισμένα από αυτά τα σημεία, παρουσίαζαν μεγαλύτερο αιολικό δυναμικό από κάποια άλλα, ωστόσο στον σχεδιασμό αύξησης της διείσδυσης των αιολικών στο μείγμα του νησιού, η τοποθέτηση των σταθμών έγινε και στα 9 σημεία. Η επιλογή αυτή έχει να κάνει με την απαραίτητη διασπορά των αιολικών για τους εξής λόγους:

- Αρχικά “διευκολύνεται” η τήρηση του Χωροταξικού Πλαισίου και οι περιορισμοί που θέτει όσον αφορά τον μέγιστο αριθμό Α/Γ ανά ΟΤΑ.
- Καθιστά πιο απλό τον καθημερινό προγραμματισμό του συστήματος της Κρήτης.

- Η εγγυημένη ισχύς (Capacity Credit) είναι μεγαλύτερη στη περίπτωση που υπάρχει μεγάλη διασπορά.
- Η συσσώρευση αιολικών πάρκων σε περιορισμένες περιοχές, συμβάλλει στις αυξημένες απώλειες δικτύου, γεγονός που αποδεικνύει την σημασία της διασποράς.

Επομένως τώρα, παρουσιάζονται ο τρόπος που κατανομήθηκε η αύξηση της αιολικής ισχύος στο νησί στον χρονικό ορίζοντα της μελέτης και για κάθε σενάριο. Στους παρακάτω πίνακες, παρουσιάζεται η κατανομή της αιολικής ισχύος τόσο ανά νομό όσο και ανά περιοχή, έχοντας ως βάση προσαρμογής τα 9 σημεία από τα οποία αντλήθηκαν ανεμολογικά δεδομένα. Επομένως, η εγκατάσταση Α/Γ που παρουσιάζεται γίνεται στα 9 σημεία, εννοώντας όμως τις 9 διαφορετικές περιοχές γύρω από τα 9 σημεία.

Έτος	Χανιά		Λασιθί				Ρέθυμνο-Ηράκλειο			Κρήτη (total MW)
	Κίσσαμος	Σφακιά	Ελούντα	Τοπλού	Ζίρος	Μόχλος	Ψηλορείτης	Μάλια	Ν,Ηρακλ.	
2016	29	0	18.1	72.3	11.6	0	42	9.55	17.4	200
2020	5	10	5	5	5	10	5	10	10	265
2022	100	100	0	0	0	100	0	100	100	765
2025	40	0	40	40	40	0	40	0	35	1000
2040	50	50	0	0	50	50	0	0	0	1200
Σύνολο	224	160	63	117	107	160	87	120	162	1200

Πίνακας 5-3. Γεωγραφική Διασπορά Αιολικής Ισχύος (σε MW) για το Σενάριο Α1

Έτος	Χανιά		Λασιθί				Ρέθυμνο-Ηράκλειο			Κρήτη (total MW)
	Κίσσαμος	Σφακιά	Ελούντα	Τοπλού	Ζίρος	Μόχλος	Ψηλορείτης	Μάλια	Ν,Ηρακλ.	
2016	29	0	18.1	72.3	11.6	0	42	9.55	17.4	200
2020	5	10	5	5	5	10	5	10	10	265
2022	100	100	0	0	0	150	50	50	95	810
2025	70	70	70	70	70	0	70	0	70	1300

2040	50	50	0	0	50	50	0	0	0	1500
Σύνολο	254	230	93	147	137	210	167	70	192	1500

Πίνακας 5-4. Γεωγραφική Διασπορά Αιολικής Ισχύος (σε MW) για το Σενάριο Α2

Έτος	Χανιά		Λασιθί				Ρέθυμνο-Ηράκλειο			Κρήτη (total MW)
	Κίσσαμος	Σφακιά	Ελούντα	Τοπλού	Ζίρος	Μόχλος	Ψηλορείτης	Μάλια	Ν,Ηρακλ.	
2016	29	0	18.1	72.3	11.6	0	42	9.55	17.4	200
2020	5	10	5	5	5	10	5	10	10	265
2022	100	100	50	50	50	105	100	100	100	1020
2030	60	60	50	50	50	100	10	100	100	1600
2040	50	50	0	0	50	50	0	0	0	1800
Σύνολο	244	220	123	177	167	265	157	220	227	1800

Πίνακας 5-5. Γεωγραφική Διασπορά Αιολικής Ισχύος (σε MW) για το Σενάριο Γ

Έτος	Χανιά		Λασιθί				Ρέθυμνο-Ηράκλειο			Κρήτη (total MW)
	Κίσσαμος	Σφακιά	Ελούντα	Τοπλού	Ζίρος	Μόχλος	Ψηλορείτης	Μάλια	Ν,Ηρακλ.	
2016	29	0	18.1	72.3	11.6	0	42	9.55	17.4	200
2020	5	10	5	5	5	10	5	10	10	265
2022	0	50	0	0	0	0	0	40	0	355
2030	0	0	0	0	49	40	0	0	0	444
2040	10	10	10	10	10	10	11	0	0	515
Σύνολο	44	70	33	87	76	60	58	60	27	515

Πίνακας 5-6. Γεωγραφική Διασπορά Αιολικής Ισχύος (σε MW) για τα Σενάρια Β,Δ (Αυτοδύναμης Ανάπτυξης)

Στους παραπάνω πίνακες, η αιολική ισχύς που είναι εγκατεστημένη το 2016 αλλά και που θα εγκατασταθεί μέχρι το 2020, ημερομηνία έναρξης των διερευνήσεων της παρούσας μελέτης, είναι ίδια για όλα τα σενάρια. Συγκεκριμένα μέχρι το 2020 θεωρείται

πως θα εγκατασταθεί συγκεκριμένο μέγεθος αιολικής ισχύος που εισάγεται σταδιακά κι ετησίως στο μείγμα του νησιού. Το ποσό αυτό εξάγεται ως ένας μέσος όρος από τις υπάρχουσες αδειοδοτήσεις και τις τάσεις γύρω από τα αιολικά. Εν συνεχεία και σε κάθε γραμμή που αντιστοιχεί σε κάποιο έτος (πχ. 2022, 2030 κλπ) αναγράφεται πόση ισχύς προστίθεται στο υπάρχον μείγμα και στο τέλος εξάγεται η συνολική εγκατεστημένη αιολική ισχύς τόσο ανά περιοχή όσο και συνολικά στο νησί.

5.2.4 Στοιχεία Τοπικής Παραγωγής

Αντίστοιχα με τον σχεδιασμό των ΑΠΕ στο νησί, πραγματοποιείται και ο σχεδιασμός για την ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικές μονάδες. Διαθέτοντας το παρόν θερμοηλεκτρικό μείγμα του νησιού με λεπτομέρειες για την λειτουργία των μονάδων και για τις άδειες παραγωγής τους, λαμβάνει χώρα πρόγραμμα ανάπτυξης του συστήματος συμβατικής παραγωγής του νησιού, διαφορετικός για κάθε ένα από τα εξεταζόμενα σενάρια.

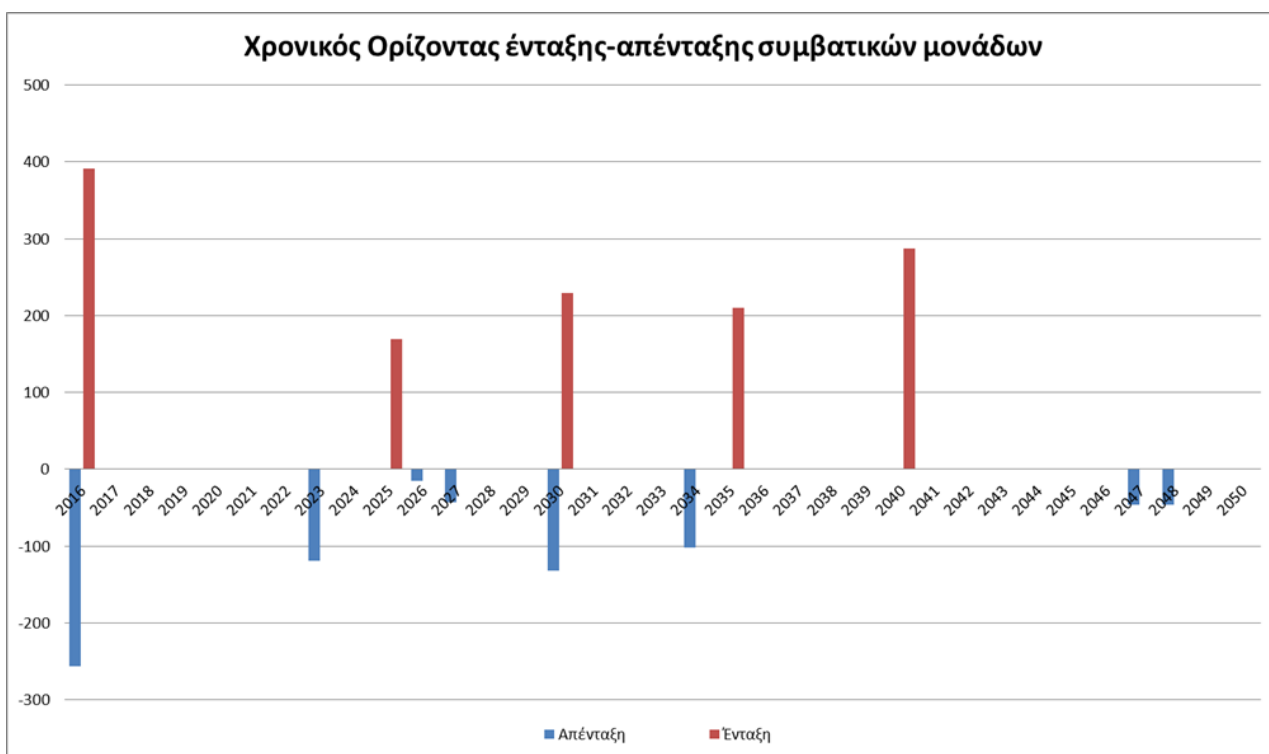
5.2.4.1 Τοπική Παραγωγή στην Αυτοδύναμη Ανάπτυξη

Στους πίνακες 2.2-2.4 δίνονται αναλυτικά στοιχεία για την ονομαστική αλλά και την πραγματική παραγωγή κάθε μονάδας που λειτουργεί στο νησί, αλλά και για τις ημερομηνίες που λήγουν οι άδειες παραγωγής τους και επιβάλλεται η απένταξη τους.

Πιο συγκεκριμένα, στην αυτοδύναμη ανάπτυξη με πετρέλαιο, έχει τεθεί ως κριτήριο εφεδρείας να υπάρχει εγκατεστημένη θερμική παραγωγή στο νησί, ονομαστικής ισχύος ίση με την προβλεπόμενη αιχμή του έτους. Ο συνδυασμός **κριτηρίου εφεδρείας και προγράμματος απένταξης μονάδων της ΔΕΗ** αποτελεί τη βάση του ενεργειακού σχεδιασμού θερμικής παραγωγής που ακολουθεί.

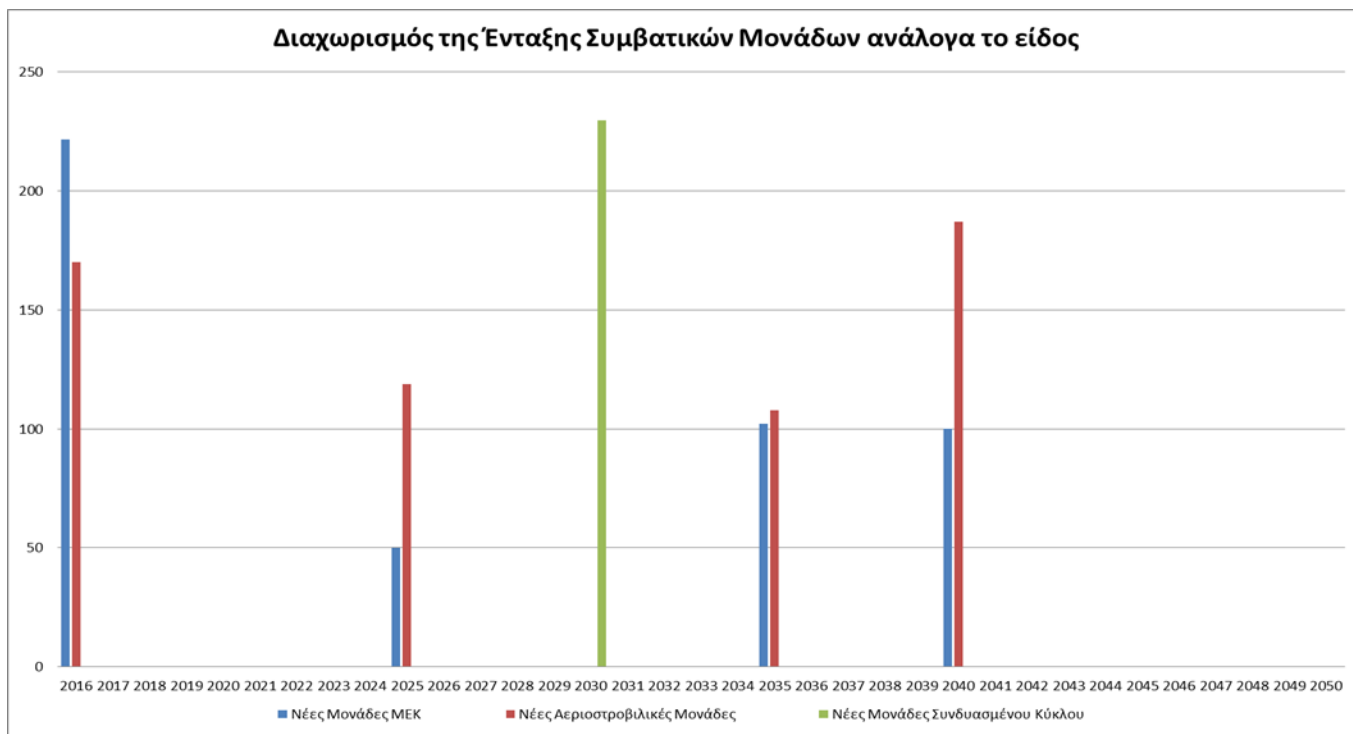
Αρχικά, οι μονάδες που προγραμματίζονται να ενταχθούν στην περίπτωση αυτοδύναμης ανάπτυξης είναι *μονάδες MEK (diesel), αεριοστροβιλικές (GT) και Συνδυασμένου Κύκλου (CCGT)*. Το μέγεθος και ο χρονικός ορίζοντας της ένταξης για κάθε είδος μονάδας, εξαρτάται από το πρόγραμμα απένταξης που αναφέρθηκε παραπάνω. Στη συνέχεια, παρουσιάζεται γραφικά ο χρονικός ορίζοντας της επένδυσης σε νέες συμβατικές

μονάδες σε συνδυασμό με το χρονικό ορίζοντα απένταξης υπαρχόντων μονάδων, ενώ παρακάτω θα δοθεί και αναλυτικά με τη μορφή πίνακα.



Σχήμα 5-8. Χρονικός Ορίζοντας ένταξης-απένταξης Συμβατικών Μονάδων για το Σενάριο Β (Αυτοδύναμη με πετρέλαιο)

Για να φανεί κατά την ένταξη τι είδους μονάδες χρησιμοποιούνται παρουσιάζεται το αντίστοιχο γράφημα.



Σχήμα 5-9. Ένταξη Μονάδων στον χρονικό ορίζοντα με κατάταξη ανά είδος (Α.Α. με πετρέλαιο)

5.2.4.2 Τοπική Παραγωγή στα σενάρια Διασύνδεσης

Στη συγκεκριμένη περίπτωση, η τοπική παραγωγή του νησιού έχει πιο περιορισμένο ρόλο δίχως όμως να χάνει τη σημασία της στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής.

Η σημασία αυτή των θερμικών μονάδων έγκειται:

- Στην συνεισφορά ηλεκτρικής ενέργειας στη περίπτωση που οι ενεργειακές πηγές προτεραιότητας (ΑΠΕ και Διασύνδεση) δεν επαρκούν για την κάλυψη της ζήτησης στο νησί.
- Στον απαραίτητο εφεδρικό ρόλο τους στο νησί, σύμφωνα με τα κριτήρια εφεδρείας που έχουν αναφερθεί για ενδεχόμενη ξαφνική ή μη, μη διαθεσιμότητα του καλωδίου διασύνδεσης.

Επομένως και στη συγκεκριμένη περίπτωση, τα διαφορετικά κριτήρια εφεδρείας και το υπάρχον πρόγραμμα απένταξης της ΔΕΗ συνθέτουν το πρόβλημα του σχεδιασμού πορείας της τοπικής παραγωγής στον ορίζοντα της Κρήτης.

Στον σχεδιασμό της εφεδρείας του νησιού, το είδος των μονάδων που απεντάσσονται από το σύστημα της Κρήτης, δεν επηρεάζουν ως προς το είδος των μονάδων που θα ενταχθούν σταδιακά, ανάλογα με τις ανάγκες, στο σύστημα. Οι μονάδες που επιλέγονται, είναι **αποκλειστικά αεριοστροβιλικές** καθώς έχουν τον μικρότερο χρόνο απόκρισης από κάθε άλλο είδος μονάδας. Αυτό συμβαίνει καθώς αποτελούν κατά βάση μονάδες αιχμής. Στην περίπτωση διασύνδεσης, το ενδεχόμενο να υπάρχει ανάγκη για σχετικά μικρά ποσά ενέργειας εξ αιτίας ανεπάρκειας των υπολοίπων πηγών ηλεκτροδότησης είναι υπαρκτό. Σε αυτή τη περίπτωση, η πιο συμφέρουσα λύση είναι αυτή των αεριοστροβίλων. Το μεγάλο μεταβλητό κόστος που παρουσιάζουν σε σχέση με τα υπόλοιπα είδη συμβατικών μονάδων δεν επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό καθώς ο βαθμός συμμετοχής τους στο σύστημα θα είναι κυρίως εφεδρικός και κατά δεύτερο λόγο ενεργός. Οι ώρες λειτουργίας, λοιπόν, θα είναι αρκετά περιορισμένες.

Να σημειωθεί πως στα σενάρια διασύνδεσης, ως έτος εκκίνησης της λειτουργίας θεωρείται το 2020. Επομένως, η προγραμματισμένη απένταξη των μονάδων πριν το 2020 μετατίθεται για το 2020, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η ομαλή λειτουργία του συστήματος της Κρήτης.

Επιπλέον, το σενάριο εφεδρείας που έχει εισαχθεί στο μοντέλο υπαγορεύει η εγκατεστημένη ισχύς στο νησί να διέπεται από τη σχέση:

$$P_{εφεδρείας} = P_{peak} - 50\%P_{διασύνδεσης}$$

Όπου,

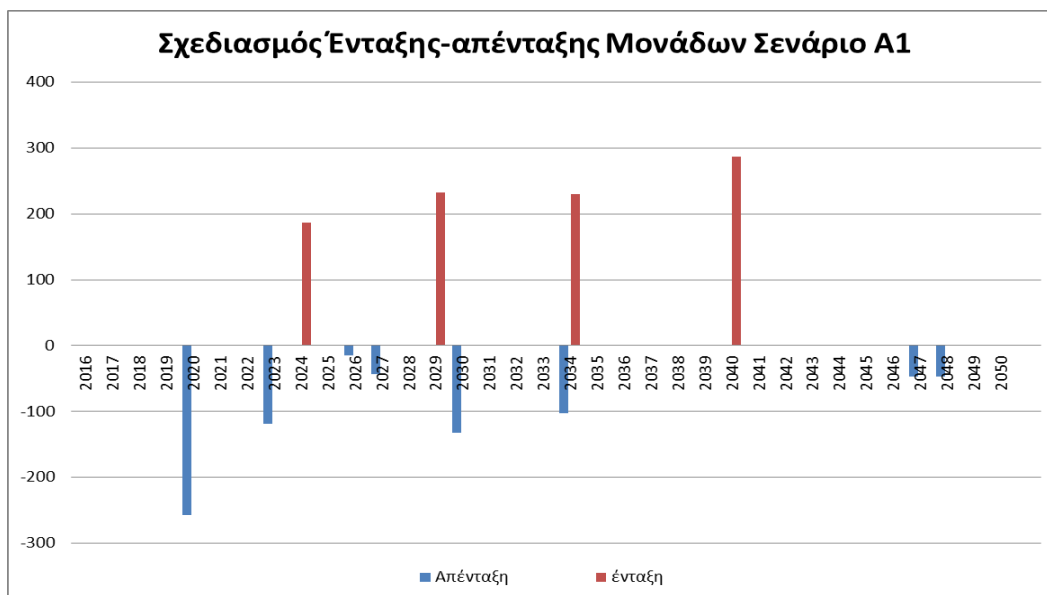
$P_{εφεδρείας}$, η ονομαστική ισχύς της εγκατεστημένης εφεδρείας στο νησί σε MW

P_{peak} , η μέση ωριαία ετήσια αιχμή του νησιού σε MW

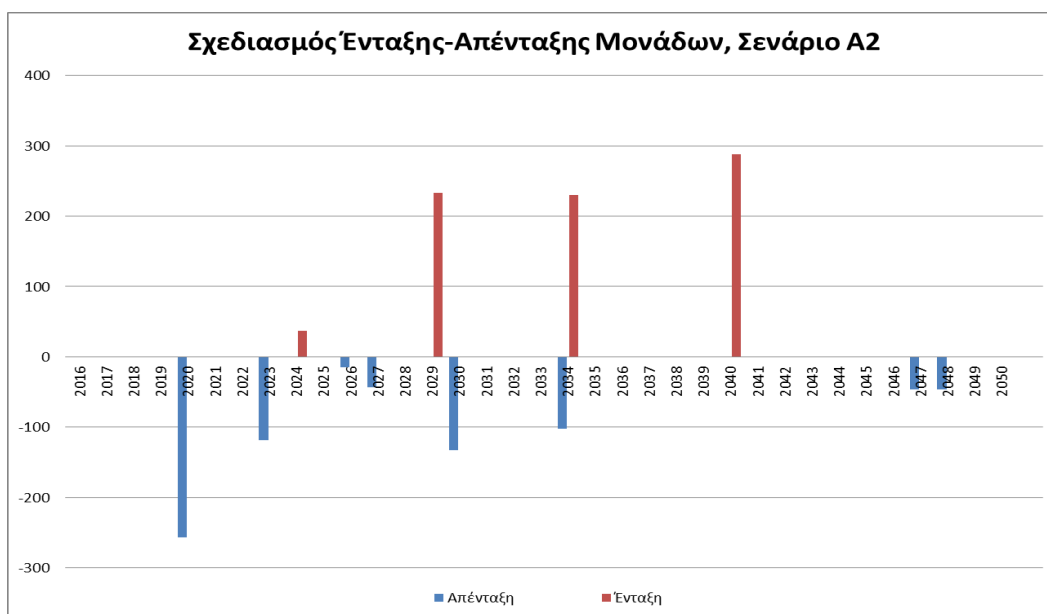
$P_{διασύνδεσης}$, η μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης σε MW

Ο λόγος που δεν χρειάζεται το 100% της αιχμής για εφεδρεία στο νησί, αποτελεί η αυξημένη αξιοπιστία του συστήματος HVDC-VSC με υβριδικής φύσεως σύνδεσμο που, όπως έχει αναφερθεί, σε περίπτωση βλάβης στον ένα πόλο, ο δεύτερος πόλος συνεχίζει να λειτουργεί μεταφέροντας το ήμισυ της ονομαστικής του ισχύος. Η πιθανότητα να παρουσιάσουν ταυτόχρονα βλάβη και οι δύο πόλοι υπολογίζεται στη συνέχεια, ωστόσο αποτελεί αμελητέα ποσότητα.

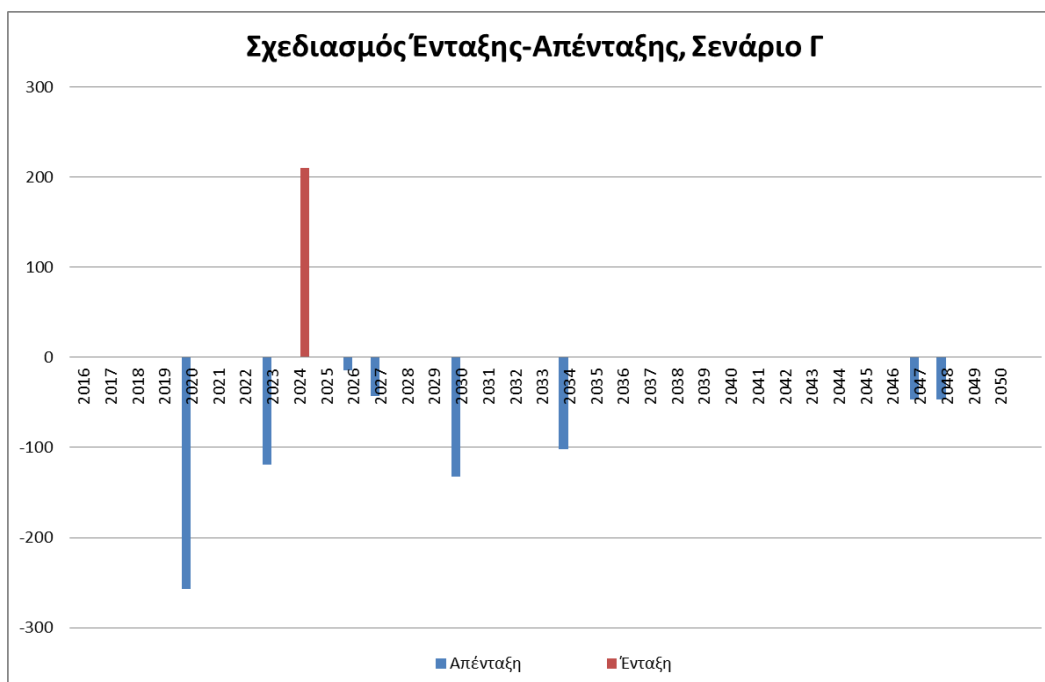
Στα παρακάτω γραφήματα, εμφανίζεται το πρόγραμμα ένταξης-απένταξης συμβατικών μονάδων (Ισχύς σε MW) για τα διαφορετικά σενάρια διασύνδεσης. Η απένταξη όπως απεικονίζεται, είναι κοινή σε όλες τις περιπτώσεις.



Σχήμα 5-10. Σχεδιασμός Εφεδρείας στο νησί, Σενάριο A1



Σχήμα 5-11. Σχεδιασμός Εφεδρείας στο Νησί, Σενάριο A2



Σχήμα 5-12. Σχεδιασμός Εφεδρείας στο Νησί, Σενάριο Γ.

Παρατηρείται πως στα σενάρια A1 και A2 δεν υπάρχουν μεγάλες διαφορές στο μέγεθος ένταξης νέων μονάδων. Αντιθέτως, στο σενάριο διπλής διασύνδεσης, η ένταξη νέων μονάδων είναι εμφανώς περιορισμένη καθώς από το 2030 που τίθεται σε λειτουργία το δεύτερο σκέλος διασύνδεσης, η συμβατική παραγωγή δεν χρειάζεται ούτε ως εφεδρική λύση.

5.2.5 Σύνοψη Υποθέσεων Ενεργειακού Μοντέλου

Για την πλήρη κατανόηση των όσων αναφέρθηκαν παρουσιάζονται με συνοπτική μορφή τα σενάρια ανάπτυξης και οι ενεργειακές παράμετροι στο καθένα.

Παράμετρος/Έτος	Σενάριο	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Ζήτηση (MWh)	-	3251	3714	4219	4681	5163	5991
Αιχμή (MW)	-	698	798	906	1005	1109	1287
	AA (oil)	178	178	222	222	257	257

Φ/Β (MW)	A1	150	400	400	400	500	500
	A2	150	500	500	500	600	600
	Γ	200	800	800	800	1000	1000
Α/Π (MW)	AA (oil)	265	355	444	444	515	515
	A1	265	1000	1000	1000	1200	1200
	A2	265	1300	1300	1300	1500	1500
	Γ	265	1020	1600	1600	1800	1800
Συμβατική Ισχύς (MW)	AA (oil)	896	946	1117	1093	1380	1287
	A1	761	572	747	743	1030	937
	A2	761	422	597	593	880	787
	Γ	761	596	0	0	0	0
Ισχύς Διασύνδεσης (MW)	A1	2x350					
	A2	2x500					
	Γ	2x350		2x350 + 2x500			
Απαιτούμενη Εφεδρεία (MW)	AA (oil)	698	798	906	1005	1109	1287
	A1	348	448	556	655	759	937
	A2	198	298	406	505	609	787
	Γ	348	448	0	0	0	0
Εφεδρεία (Σχέση Υπολογισμού)	AA (oil)	$P_{\text{εφεδρείας}} = P_{\text{peak}}$					
	A1	$P_{\text{εφεδρείας}} = P_{\text{peak}} - 50\% * P_{\text{διασύνδεσης}}$					
	A2						
	Γ	$P_{\text{εφεδρείας}} = P_{\text{peak}} - 50\% * P_{\text{διασ.}}$		0			

Πίνακας 5-7. Σύνοψη Παραμέτρων και Σεναρίων προς μελέτη

Όπως παρατηρείται από τον παραπάνω πίνακα, ο σχεδιασμός της εφεδρείας σε όλα τα σενάρια γίνεται με τέτοιο τρόπο ώστε να έχουμε μηδενικό περίσσειμα εγκατεστημένης συμβατικής ισχύος στο τέλος του χρονικού ορίζοντα της μελέτης (2050).

5.3 Εισαγωγή Οικονομικών Δεδομένων

5.3.1 Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο, γίνεται η παρουσίαση των οικονομικών παραμέτρων που εισήχθησαν στο μοντέλο, βάσει της μεθοδολογίας που αναλύθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο.

Για την επίτευξη των παραπάνω, απαραίτητο ρόλο είχε ο ορισμός συγκεκριμένων χρηματοοικονομικών παραδοχών όπως και η διαμόρφωση των Χρονοσειρών ΟΤΣ, των τιμών των καυσίμων, των τιμών χρέωσης ΑΠΕ αλλά και λοιπών σταθερών και μεταβλητών εξόδων.

5.3.2 Χρηματοοικονομικές παραδοχές

Για την πραγματοποίηση της μελέτης χρησιμοποιήθηκαν ορισμένες παραδοχές.

- Αρχικά, η περίοδος μελέτης αποτέλεσε την 30ετία **2020-2050** (διάρκεια ζωής της επένδυσης).
- Έπειτα, το επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία (i) λήφθηκε ίσο με 8%. Η αναγωγή σε παρούσα αξία έγινε με χρονιά αναφοράς το 2017.

Το επιτόκιο αναγωγής [31], είναι το μέσον με το οποίο μετατρέπουμε μια μελλοντική χρηματοροή σε ισοδύναμη του σήμερα. Η διαδικασία αυτή ονομάζεται **προεξόφληση**. Με την προεξόφληση αξίες που αναφέρονται σε κάποια χρονική στιγμή στο μέλλον, ανάγονται σε σημερινές τιμές. Εφαρμόζεται για τον προσδιορισμό της παρούσας αξίας μιας χρηματοροής C , ή μιας σειράς χρηματοροών $C_0, C_1, C_2 \dots C_n$. Αν έχουμε C την αξία μιας χρηματοροής ή το κόστος μιας επένδυσης που θα πραγματοποιηθεί μετά από t έτη

(χρονική περίοδος), i το δεδομένο επιτόκιο και P_0 την αξία σήμερα (παρούσα αξία) της χρηματοροής C ισχύει:

$$P_0 = C \cdot (1+i)^{-t}$$

Το $(1+i)^t$ καλείται συντελεστής κεφαλαιοποίησης ή ανατοκισμού.

5.3.3 Κόστος Διασύνδεσης

Στο προηγούμενο κεφάλαιο, παρουσιάστηκαν οι διάφορες προσεγγίσεις για το κόστος της διασύνδεσης. Στην παρούσα ενότητα, δίνονται συνοπτικά τα μοναδιαία κόστη επένδυσης αλλά και τα συνολικά κόστη για την υλοποίηση της διασύνδεσης, τα οποία και χρησιμοποιούνται ως δεδομένα εισόδου του οικονομικού μοντέλου. Η αποπληρωμή του κόστους διασύνδεσης, θεωρείται πως γίνεται καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης σύμφωνα με τον συντελεστή ετήσιας επιβάρυνσης R σύμφωνα με τη σχέση:

$$(\text{Ετήσια πληρωμή Διασύνδεσης}) = (\text{Συνολικό Κόστος}) \times R \text{ όπου το } R = \frac{i}{[1-(1+i)^{-N}]}$$

	Σενάρια	A1	A1(M.Ευρώ)	A2	A2(M.Ευρώ)
Κόστος ΥΒΚ (Ευρώ/km/MW)	<i>1^{ος} τρόπος</i>	1984	174	1984	377
	<i>2^{ος} τρόπος</i>	2523	221	1686	320
	<i>3^{ος} τρόπος</i>	-	156	-	301
Κόστος σταθμού μετατροπής VSC(ME/kW/conv.)	<i>1^{ος} τρόπος</i>	180	252	180	360
	<i>2^{ος} τρόπος</i>	-	200	-	240
Κόστος εναέριων καλωδίων (kE/km)		240	28.8	240	4.8

Πίνακας 5-8. Παρουσίαση παραγόντων κόστους διασύνδεσης για κάθε σενάριο

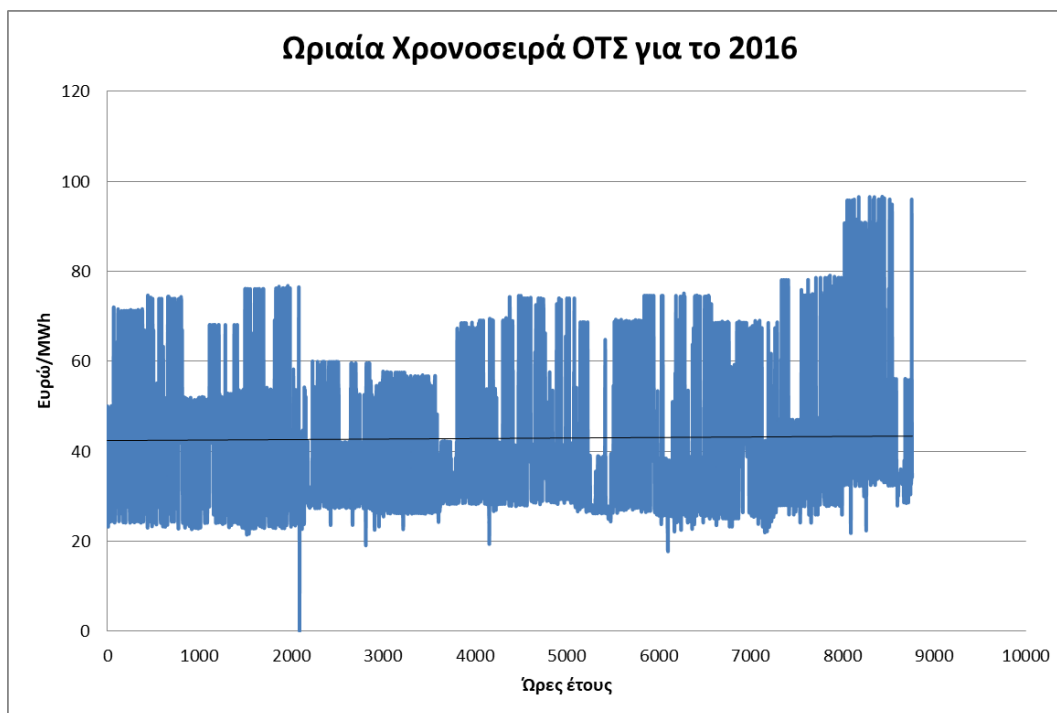
Παρατηρείται πως για τα διάφορα σενάρια, οι διάφοροι τρόποι προσέγγισης του επενδυτικού κόστους διασύνδεσης δίνουν αποτελέσματα τα οποία διαφέρουν και μάλιστα σε μεγάλο βαθμό σε πολλές περιπτώσεις, ιδίως για το κόστος των ΥΒΚ (υποβρύχιων καλωδίων). Όπως έχει προαναφερθεί, το γεγονός αυτό οφείλεται στην δυσκολία εξαγωγής σχέσεων και συσχετίσεων μεταξύ τέτοιων έργων, καθένα από τα οποία διαθέτει ξεχωριστές δυσκολίες και χαρακτηριστικά. Οι παρεκκλίσεις μεταξύ των διαφόρων τρόπων επίλυσης αυτού του κομματιού της οικονομικής ανάλυσης, μπορεί με πρώτη ματιά να προκαλεί την αμφισβήτηση ως προς την εγκυρότητα των αποτελεσμάτων, ωστόσο θα αποτελέσει έναν καλό τρόπο για ανάλυση της ευαισθησίας των τελικών λύσεων της μελέτης ως προς το επενδυτικό κόστος της επένδυσης.

5.3.4 Οριακή Τιμή Συστήματος

Η εισαγωγή της χρονοσειράς της ΟΤΣ που αποτελεί απαραίτητο εργαλείο για την κοστολόγηση της παρεχόμενης ενέργειας από τα καλώδια διασύνδεσης, περιγράφηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο.

Η χρονοσειρά πάνω στην οποία και βασίστηκε η μελέτη, είναι εκείνη του 2009. Η προσαρμογή της ώστε να δημιουργηθεί εκείνη του 2016 έγινε ακολουθώντας την εξής μεθοδολογία. Από τον ΛΑΓΗΕ [32] δίνονται πληροφορίες για την μέγιστη, ελάχιστη και μέση μηνιαία οριακή τιμή για κάθε έτος. Έτσι, η χρονοσειρά του 2009 τροποποιήθηκε κατά τέτοιον τρόπο ώστε να ταυτίζονται οι μηνιαίες τιμές από τον ΛΑΓΗΕ με τις αντίστοιχες τιμές της διαθέσιμης προς επεξεργασία και εισαγωγή χρονοσειράς.

Τα αποτελέσματα φαίνονται στο παρακάτω γράφημα:



Σχήμα 5-13. Ωριαία Χρονοσειρά ΟΤΣ για το 2016

Για την προσαρμογή της ωριαίας χρονοσειράς ΟΤΣ για όλη τη διάρκεια της μελέτης είναι απαραίτητη η πρόβλεψη για την εξέλιξη της συγκεκριμένης χρονοσειράς. Στην παρούσα μελέτη θα θεωρηθεί ετήσια αύξηση κατά 1% της ΟΤΣ ενώ αργότερα θα γίνει και η ανάλυση ευαισθησίας γύρω από τη συγκεκριμένη θεώρηση.

5.3.5 Εισαγωγή Δεδομένων Κοστολόγησης Ενέργειας από ΑΠΕ

Στο προηγούμενο κεφάλαιο αναλύθηκε ο τρόπος με τον οποίο θα γίνει η κοστολόγηση της ενέργειας παραγόμενης από ΑΠΕ στο νησί. Το “πρόβλημα” της εύρεσης ενός μηχανισμού που θα είναι ωφέλιμος και για τις δύο πλευρές (αυτές του καταναλωτή και του παραγωγού) είναι πολυσύνθετο γι’ αυτό και η επιλογή έγινε συνυπολογίζοντας το σημερινό σύστημα τιμολόγησης, τις τάσεις για ανάπτυξη μεγάλων έργων ΑΠΕ, την εξέλιξη της τεχνολογίας, τις προβλέψεις για την ΟΤΣ αλλά και τις προτάσεις των ΕΛΕΤΑΕΝ, Helarco.

Η επιλογή που έγινε για την τιμολόγηση της παραγωγής των σταθμών ΑΠΕ έχει ως βάση τον παρακάτω πίνακα:

	Feed in Tariffs-Feed in Premium		
Έτος	2016	2030	2040
Φ/Β(Eur/MWh)	90	70	70
Α/Π(Eur/MWh)	98	70	70

Πίνακας 5-9. Τιμολόγηση σταθμών ΑΠΕ, προτεινόμενο μοντέλο για τις περιπτώσεις διασύνδεσης.

	Feed in Tariffs-Feed in Premium		
Έτος	2016	2030	2040
Φ/Β(Eur/MWh)	108	84	84
Α/Π(Eur/MWh)	118	84	84

Πίνακας 5-10. Τιμολόγηση σταθμών ΑΠΕ, προτεινόμενο μοντέλο για την περίπτωση Αυτοδύναμης Ανάπτυξης.

Λαμβάνοντας υπόψη όλες τις παραπάνω παραμέτρους, έγινε η επιλογή τιμολόγησης βάσει ενός γραμμικού μοντέλου ετήσιας μείωσης της μέσης τιμής κόστους ΑΠΕ, με αρχική τιμή την σημερινή θεσμοθετημένη για τα αιολικά, και την προτεινόμενη από τους παραγωγούς για τα φωτοβολταϊκά. Η γραμμική μείωση λαμβάνει χώρα κατά τη περίοδο 2016-2030, ενώ για τη συνέχεια, εφόσον δεν υπάρχουν μακροπρόθεσμες προβλέψεις, θεωρείται σταθεροποίηση των τιμών κατά την περίοδο 2030-2050.

5.3.6 Δεδομένα Κόστους της Τοπικής Θερμικής Παραγωγής

Όπως έχει αναλυθεί, το κόστος τοπικής παραγωγής του νησιού περιλαμβάνει τη λειτουργία των συμβατικών μονάδων αλλά και τη συντήρηση-διατήρηση τους. Διαχωρίζεται, λοιπόν, σε σταθερό και μεταβλητό κόστος, το οποίο πρέπει να υπολογιστεί και να διαμορφωθεί κατά τέτοιον τρόπο ώστε να εισαχθεί και ως έγκυρο δεδομένο στο μοντέλο.

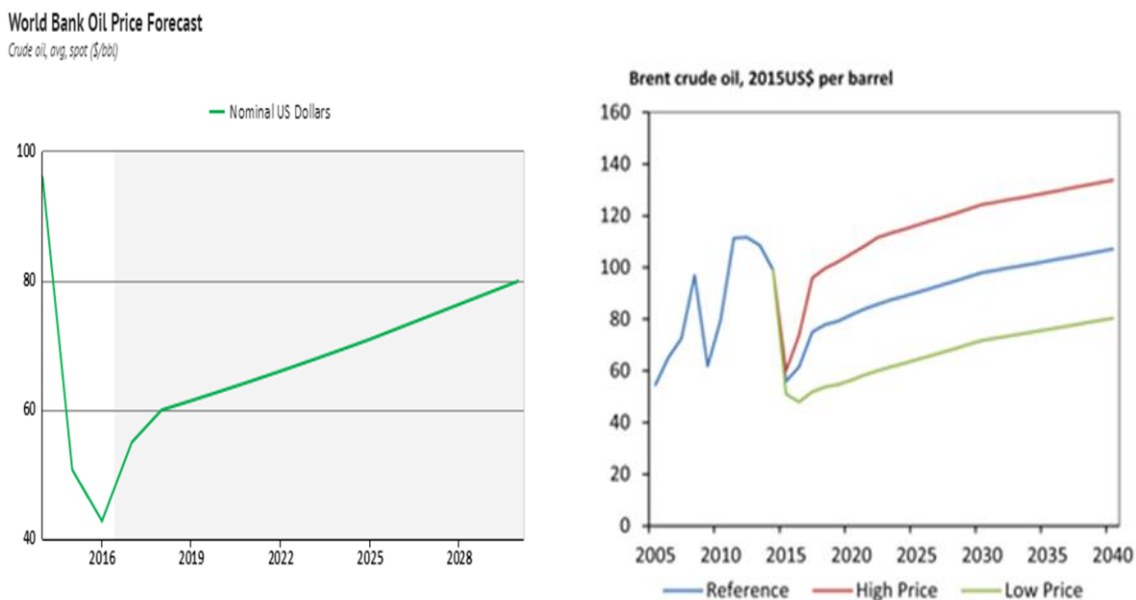
Η συλλογή των απαραίτητων στοιχείων για την διεκπεραίωση του παραπάνω στόχου, περιλάμβανε απολογιστικά στοιχεία των ΔΕΗ και ΡΑΕ για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά.

5.3.6.1 Μεταβλητό Κόστος

Αυτός ο παράγοντας κόστους, αναφέρεται κυρίως στο κόστος καυσίμου των μονάδων αλλά και στο κόστος δικαιωμάτων εκπομπών CO₂. Τα απολογιστικά στοιχεία της ΔΕΗ για το ΜΜΚ έχουν δοθεί στην αντίστοιχη ενότητα. Το μεταβλητό κόστος για τη Κρήτη, έχει άμεση σύνδεση με την πορεία της συμβατικής παραγωγής στο χρονικό ορίζοντα της μελέτης και συνεπώς στα εναλλακτικά σενάρια ανάπτυξης του νησιού. Συνεπώς, το είδος και η παλαιότητα μιας μονάδας παίζει ρόλο στην εξαγωγή του μεσοσταθμικού μεταβλητού κόστους.

Αρχικά θα γίνουν θεωρήσεις για την εξέλιξη της τιμής του πετρελαίου σύμφωνα με διαγράμματα και τις τάσεις οι οποίες έχουν εξαχθεί από στοχευμένες έρευνες. Να σημειωθεί πως είναι αναγκαίο η βάση σε αυτό το κομμάτι να γίνει σε όσο το δυνατόν πιο σύγχρονες μελέτες, καθώς αντίστοιχες του παρελθόντος θεωρούνται επί της ουσίας άστοχες έπειτα από τη μεγάλη πτώση των τιμών το 2015.

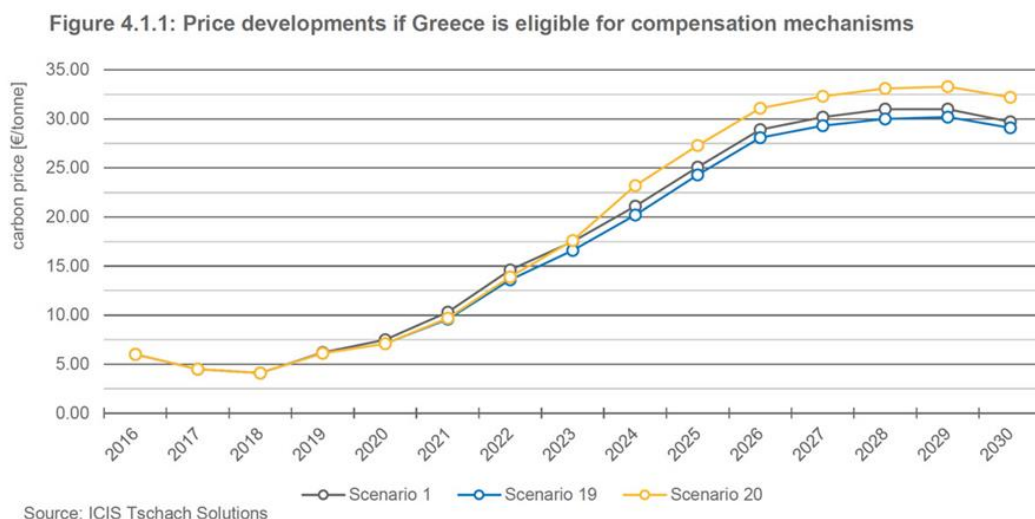
Παρακάτω βλέπουμε μια πρόβλεψη για την μεσοπρόθεσμη εξέλιξη της τιμής του.



Σχήμα 5-14. Τάση εξέλιξης τιμής του μαζούτ από δύο διαφορετικές μελέτες, μια μεσοπρόθεσμου και μια μακροπρόθεσμου χαρακτήρα

Σε συνδυασμό με τα παραπάνω, πρέπει να συνυπολογιστεί και το προστιθέμενο κόστος λόγω δικαιωμάτων των εκπομπών των ρύπων. Παρακάτω παρατίθεται μια

πρόβλεψη για την εξέλιξη των τιμών των δικαιωμάτων στην Ελλάδα σύμφωνα με διάφορα σενάρια.



Σχήμα 5-15. Σενάρια εξέλιξης τιμών δικαιωμάτων

Τέλος, για την πληρότητα των στοιχείων που διατίθενται για τους υπολογισμούς, δίνεται η αναλυτική παρουσίαση του μοναδιαίου μεταβλητού κόστους για τις συμβατικές μονάδες του διασυνδεδεμένου συστήματος για το έτος 2010 [33].

2010	Καύσιμο Μαζούτ		Καύσιμο Diesel	
	Diesel	Atmoelectric	C.C.	Gas Turbines
Μεταβλητό Κόστος Ρύπων (Ευρώ/MWh)	17.6	21.3	18	22.6
Μεταβλητό Κόστος Καυσίμου (Ευρώ/MWh)	92	94	114	145
Μεταβλητό Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης (Ευρώ/MWh)	5.4	5.4	4.3	4.3
Συνολικό Μεταβλητό Κόστος (Ευρώ/MWh)	115	120.7	136.3	171.9

Πίνακας 5-11. Ανάλυση μεταβλητού κόστους στα μέρη του και ανά είδος συμβατικής μονάδας

Τώρα είναι δυνατή η παρουσίαση της διαμόρφωσης του μέσου μεταβλητού κόστους για τα σενάρια διασύνδεσης αλλά και για τα σενάρια αυτοδύναμης ανάπτυξης.

5.3.6.1.1 Μεταβλητό Κόστος στη περίπτωση διασύνδεσης

Στη συγκεκριμένη περίπτωση, το μεταβλητό κόστος αφορά εξ ολοκλήρου τη λειτουργία των αεριοστροβιλικών μονάδων, οι οποίες χρησιμοποιούνται αποκλειστικά όποτε είναι απαραίτητο για την επάρκεια ισχύος στο νησί. Το αρκετά υψηλότερο μεταβλητό κόστος του συγκεκριμένου είδους μονάδων αντισταθμίζεται από τις ελάχιστες ώρες λειτουργίας που καλούνται να παρέχουν ενέργεια.

Με Διασύνδεση	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
%μεταβολή στο καύσιμο		37%	-1.50%	1%	-10%	-40%	9%	9%	8%	7%	7%
Κόστος Καυσίμου(Ευρώ/Mwh)	145	199	196	198	178	107	117	127	137	147	157
%στο κόστος ρύπων	0%	5%	3%	3%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Κόστος Ρύπων(Ευρώ/Mwh)	23	24	24	25	25	26	26	26	26	27	27
Συνολικό Μεταβλητό(Ευρώ/Mwh)	172	227	224	227	208	137	147	158	168	178	188
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
%μεταβολή στο καύσιμο	5%	3.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	
Κόστος Καυσίμου(Ευρώ/Mwh)	168	173	177	180	184	187	191	195	199	203	
%στο κόστος ρύπων	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	
Κόστος Ρύπων(Ευρώ/Mwh)	28	28	29	29	30	30	31	32	32	33	
Συνολικό Μεταβλητό(Ευρώ/Mwh)	200	206	210	214	218	222	226	231	235	240	
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
%μεταβολή στο καύσιμο	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	0.50%	
Κόστος Καυσίμου(Ευρώ/Mwh)	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	
%στο κόστος ρύπων	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	
Κόστος Ρύπων(Ευρώ/Mwh)	33	33	33	34	34	34	34	34	34	35	
Συνολικό Μεταβλητό(Ευρώ/Mwh)	244	245	247	248	249	250	252	253	254	255	

Πίνακας 5-12. Διαμόρφωση μεταβλητού κόστους στα σενάρια διασύνδεσης της Κρήτης

Στον παραπάνω πίνακα, φαίνεται η διαμόρφωση του MMK καθώς και οι τάσεις, αυξητικές ή μειωτικές τόσο του κόστους καυσίμου, όσο και του κόστους των ρύπων.

5.3.6.1.2 Μεταβλητό Κόστος στη περίπτωση Αυτόνομης Ανάπτυξης

Στη συγκεκριμένη περίπτωση Ανάπτυξης, είναι πιο σύνθετες οι παράμετροι οι οποίες πρέπει να συμπεριληφθούν στην εξαγωγή του MMK.

- Αρχικά, είναι απαραίτητη η γνώση του υπάρχοντος μείγματος καθώς και η σειρά ένταξης και προτεραιότητας των συμβατικών μονάδων.
- Έπειτα, βάσει του σχεδιασμού, είναι απαραίτητη η συσχέτιση του MMK με τα προγράμματα ένταξης και απένταξης συμβατικών μονάδων στο νησί. Το MMK λοιπόν, είναι άμεσα συνυφασμένο με το εκάστοτε μείγμα θερμικής παραγωγής του νησιού.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
MMK(υρω/Mwh)	113	124	134	144	155	163	169	172	175	178	181	184	186	190
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
	193	196	197	200	201	204	208	209	210	211	212	215	218	222
	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050							
	225	228	232	235	239	242	246							

Πίνακας 5-13. MMK στην περίπτωση αυτοδύναμης ανάπτυξης του νησιού με βάση πετρέλαιο

Παρατηρείται, όπως αναμενόταν, πως το MMK για την αυτοδύναμη ανάπτυξη είναι μικρότερο εκείνου των σεναρίων διασύνδεσης, γεγονός που οφείλεται στην ύπαρξη αποκλειστικά αεριοστροβλικών μονάδων που έχουν το υψηλότερο μεταβλητό κόστος σε σχέση με τα υπόλοιπα είδη μονάδων.

5.3.6.2 Σταθερό Κόστος Τοπικής Παραγωγής

Το σταθερό κόστος της τοπικής παραγωγής, υπολογίζεται από στοιχεία που δίνει στη δημοσιότητα η ΔΕΗ για τα ΜΔΝ. Πιο συγκεκριμένα, δίνοντας το συνολικό κόστος και το μεταβλητό κόστος για τη Κρήτη, πολύ εύκολα υπολογίζεται και το σταθερό κόστος με μια απλή αφαίρεση.

Το σταθερό κόστος μιας παραγωγής περιέχει τις αποσβέσεις, τα κόστη κεφαλαίου, τα αναλώσιμα, τις μισθοδοσίες όπως και διάφορους άλλους μικρούς παράγοντες που συμβάλλουν (πχ ενοίκια, ασφάλιστρα κλπ).

Σκοπός της συγκεκριμένης ενότητας είναι να εξαχθεί το σταθερό κόστος συναρτήσει της εκάστοτε εγκατεστημένης συμβατικής ισχύος στο νησί.

5.3.6.2.1 Κόστος από ένταξη νέων μονάδων

Το συγκεκριμένο κομμάτι του σταθερού κόστους παραγωγής περιλαμβάνει τα επενδυτικά κόστη για την ένταξη νέων μονάδων με την οποία εξασφαλίζεται η επαλήθευση των κριτηρίων εφεδρείας που έχουν θεσπιστεί για το νησί σε κάθε περίπτωση.

Αντιστοίχως, σύμφωνα με το πρόγραμμα απένταξης της ΔΕΗ, κάθε μονάδα που αφαιρείται από το σύστημα της Κρήτης, αφαιρούνται και τα αντίστοιχα κόστη κεφαλαίου και οι αποσβέσεις.

Το επενδυτικό κόστος κάθε είδους μονάδας που εισάγεται στο σύστημα, αντλείται από τον παρακάτω πίνακα [34]:

	Επενδυτικό Κόστος (Ευρώ/kW)	Λειτουργικό Κόστος (% επένδυσης)
A/Σ	650	3%
Συνδυασμένου Κύκλου(CCGT)	800	2.5%
Μονάδες MEK	1300	2%

Πίνακας 5-14. Επενδυτικό και Λειτουργικό Κόστος συμβατικών μονάδων παραγωγής

Όπως παρατηρείται και στον πίνακα, δίνεται και λειτουργικό κόστος των μονάδων σε ετήσια βάση, ως ποσοστό της αρχικής επένδυσης.

Ο υπολογισμός του **κόστους κεφαλαίου** έγινε με θεώρηση πως η επένδυση έχει διάρκεια ζωής 20 χρόνια με επιτόκιο αναγωγής 8%.

Για την ετήσια δόση αποπληρωμής του δανείου ισχύει:

$$\Delta = K \frac{i(i+1)^n}{(i+1)^n - 1}$$

Όπου,

Δ = ετήσια δόση αποπληρωμής

K = συνολικό ποσό της επένδυσης

i = επιτόκιο αναγωγής

n = διάρκεια της επένδυσης

5.3.6.2.2 Λοιπά μέρη σταθερού Κόστους.

Από στοιχεία του τμήματος διαχείρισης νήσων της ΔΕΗ είναι διαθέσιμος ο καταμερισμός του σταθερού κόστους για τη Κρήτη το έτος 2014.

2014	Παράγοντες του Σταθερού Κόστους για Κρήτη (Ευρώ/MWh)
Μισθοδοσίες	10.4
Συντηρήσεις	1.1
Υλικά/Αναλώσιμα	1.8
Αποσβέσεις	8.3
Κόστος Κεφαλαίου	13.5
Συνολική Παραγωγή (MWh)	2292245.8
Σταθερό Κόστος (Εκατομ.Ευρώ)	80.2
Σταθερό Κόστος (Εκατομ.Ευρώ/MW)	0.1

Πίνακας 5-15. Παράγοντες σταθερού κόστους για Κρήτη το 2014

Γνωρίζοντας τον διαμερισμό του κόστους σε Euro/MWh, και τη συνολική παραγωγή για το έτος 2014 σε MWh, εύκολα υπολογίζεται το *συνολικό σταθερό κόστος σε Εκατομμύρια Ευρώ*. Στη συνέχεια, ξέροντας πόση είναι η συνολικά εγκατεστημένη συμβατική ισχύς στο νησί με μια απλή διαίρεση εξάγεται το σταθερό κόστος στις επιθυμητές μονάδες (Ευρώ/MW εγκατεστημένης ισχύος). Έτσι επετεύχθη η ζητούμενη “αδιαστατοποίηση” του σταθερού κόστους ώστε να γίνει δυνατός ο υπολογισμός του σε κάθε έτος της μελέτης.

Στο τέλος του κεφαλαίου, **παρατίθενται πίνακες για τα διαφορετικά σενάρια μελέτης με συνοπτικά στοιχεία για την εξέλιξη της συμβατικής παραγωγής και του κόστους της σε όλο τον χρονικό ορίζοντα της εργασίας.**

5.3.7 Εισαγωγή τιμών Κόστους για τη περίπτωση ανάπτυξης ΦΑ

Η συγκεκριμένη επένδυση της ένταξης του ΦΑ, αποτελεί ξεχωριστό κομμάτι υπολογισμών εξ αιτίας της ιδιομορφίας του έργου. Το μοντέλο οικονομικής επίλυσης για την ανάπτυξη ολοκληρωμένου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής στο νησί με ΦΑ έχει παρουσιαστεί στο προηγούμενο κεφάλαιο, ενώ τώρα θα παρουσιαστούν αναλυτικά οι τιμές όλων των οικονομικών δεδομένων.

Οι μονάδες που θα εντάσσονται στο σύστημα της Κρήτης θα είναι ισχύος 300MW, με ετήσιο μέγιστο συντελεστή χρήσης ίσο με 70%.

Εγκατάσταση Μονάδας(MW)	300
Συντελεστής Χρήσης (%)	70%
B.Απόδοσης Μονάδας(%)	60%

Πίνακας 5-16. Στοιχεία Λειτουργίας Μονάδας ΦΑ

Η οικονομική ανάλυση διασπάστηκε σε δύο μέρη. Στο **A μέρος**, μελετήθηκε το κόστος της μονάδας παραλαβής και αεριοποίησης του ΥΦΑ ενώ στο **B μέρος** το κόστος της μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Για το A μέρος υπολογίστηκαν το κόστος μονάδας παραλαβής και αεριοποίησης του ΥΦΑ, τα λειτουργικά έξοδα του τερματικού και το κόστος προμήθειας και μεταφοράς του ΥΦΑ:

Κόστος Λιμανιού (Ευρώ)	40.000.000	
Κόστος Δεξαμενών (Ευρώ)	298.235.134	
Κόστος Αεριοποιητών και λοιπών Υποδομών (Ευρώ)	75.000.000	<u>Ετήσιο Κόστος Κεφαλαίου(Ευρώ)</u>

Συνολικό κόστος επένδυσης της μονάδας παραλαβής και αεριοποίησης ΥΦΑ	413.235.134	42.088.911
--	-------------	-------------------

Πίνακας 5-17. Υπολογισμός Κόστους μονάδας παραλαβής και αεριοποίησης ΥΦΑ

Ο υπολογισμός του κόστους δεξαμενών, έγινε για δεξαμενές χωρητικότητας 140.000m³, 2 στον αριθμό.

Κατόπιν, για τα λειτουργικά έξοδα του τερματικού σταθμού συλλέχθηκαν [35] τα εξής:

Μισθοδοσία (Ευρώ)	2.500.000
Ηλ.Ενέργεια (Ευρώ)	2.600.000
Ιδιοχρησιμοποίηση ΦΑ (Ευρώ)	2.000.000
Συντήρηση (Ευρώ)	780.000
Γενικά Έξοδα (Ευρω)	450.000
Διάφορα (αναλώσιμα, νερό, κλπ.)	250.000
Συνολικά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα Τερματικού Σταθμού (Ευρώ)	8.580.000

Πίνακας 5-18. Υπολογισμός λειτουργικών εξόδων τερματικού σταθμού

Τέλος, εκτιμάται το κόστος προμήθειας και μεταφοράς ΥΦΑ στα 30€/MWh_{th}, παραγωγής από την μονάδα φυσικού αερίου, που μεταφράζεται για μια μονάδα 300 MW βαθμού απόδοσης 60% και μέγιστου συντελεστή χρήσης 70% στα 18 €/MWh_{el}.

Για το Β μέρος υπολογίστηκε το κόστος επένδυσης και λειτουργίας από την ανέγερση ενός ΘΗΣ.

Κόστος Κεφαλαίου CCGT Natural Gas(EUR/kW)	800
Ετήσιο Κόστος Κεφαλαίου(Ευρώ)	24.444.530
Μοναδιαίο Κόστος Λειτουργίας (€/MWh)	6.2

Πίνακας 5-19. Επενδυτικό και λειτουργικό κόστος ενός ΘΗΣ

Κατόπιν, υπάρχουν και κάποιοι παράγοντες κόστους μεταβλητού χαρακτήρα που πρέπει να λογιστούν υπόψη, όπως το κόστος εκπομπών CO₂. Για τον υπολογισμό του κόστους εκπομπών, λαμβάνεται υπόψη πως μια μονάδα συνδυσμένου κύκλου φυσικού αερίου εκπέμπει περίπου 350kg/MWh CO₂. Η τιμή των δικαιωμάτων CO₂ παρουσιάζει αυξητική τάση και είναι δύσκολο να προσδιορισθεί με ακρίβεια. Θεωρώντας μια τιμή στα 7€/tn προκύπτει μοναδιαίο κόστος επιβάρυνσης για την επένδυση στα **2,5€/MWh**.

Τέλος, σύμφωνα με τα θεσμικά πλαίσια που καθορίζουν την ενεργειακή αγορά στην Ελλάδα, λαμβάνονται υπόψη και τα ΑΔΙ (Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος) οι πιστώσεις των οποίων αφαιρούνται από το συνολικό κόστος [36]. Με τα ΑΔΙ πιστοποιείται ο ιδιοκτήτης του ΘΗΣ ότι μπορεί ανά πάσα στιγμή να συνεισφέρει ένα συγκεκριμένο ποσό MW στο σύστημα και για αυτή τη δυνατότητα χρηματοδοτείται από τον διαχειριστή με ένα ποσό της τάξεως των 45.000 € για κάθε MW που έχει τη δυνατότητα να παράξει σε οποιαδήποτε δεδομένη στιγμή.

Επομένως η πίστωση από ΑΔΙ λογίζεται στα 300x45.000€ = 13.500.000 €. Για να υπολογιστεί η μοναδιαία πίστωση από ΑΔΙ λαμβάνεται η ετήσια μέγιστη παραγωγή από μια μονάδα των 300MW. Στη πορεία των υπολογισμών, γίνεται προσαρμογή αναλόγως τον ορίζοντα ένταξης μονάδων Φυσικού Αερίου στο νησί.

Μοναδιαία πίστωση αφαίρεσης κόστους ΑΔΙ από μονάδα 300 MW:

$$\text{ΑΔΙ} = \frac{300\text{MW} \cdot 45.000\text{€}}{300 \cdot 0.7 \cdot 8760\text{MWh}} = 7,34\text{€/MWh} .$$

Παρακάτω παρουσιάζεται συνοπτικά ο πίνακας με τις συνολικές προσεγγίσεις και υπολογισμούς που έχουν πραγματοποιηθεί για την πληρότητα της μελέτης γύρω από την ένταξη του ΘΗΣ που θα λειτουργεί με Φυσικό Αέριο στη Κρήτη, ισχύος 300 MW:

Είδος Κόστους	Ύψος Κόστους (Μ€)	Μοναδιαίο Κόστος (€/MWh)
Για το Μέρος Α (παραλαβή και αεριοποίηση ΥΦΑ, επενδυτικά και λειτουργικά κόστη)		
Κόστος Επένδυσης		
Λιμάνι	40	

Δεξαμενές Αποθήκευσης	298	
Αεριοποιητές και λοιπές υποδομές	75	
<i>Συνολικό κόστος επένδυσης της μονάδας παραλαβής και αεριοποίησης ΥΦΑ</i>	413	
Ετήσιο Κόστος Κεφαλαίου	42	22,83 (€/MWel)
Κόστος Λειτουργίας		
Μισθοδοσία	2,5	
Ηλ.Ενέργεια	2,6	
Ιδιοχρησιμοποίηση ΦΑ	2	
Συντήρηση	0,78	
Γενικά Έξοδα	0,45	
Διάφορα (αναλώσιμα, νερό, κλπ.)	0,25	
<i>Συνολικά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα Τερματικού Σταθμού</i>	8,58	4,66 (€/MWel)
Κόστος προμήθειας+ μεταφοράς ΥΦΑ		18 (€/MWel)
Συνολικό		45,49
Για το Β Μέρος (επένδυση και λειτουργία ΘΗΣ στην Κορακιά)		
Ετήσιο Κόστος Κεφαλαίου	24,44	13,29 (€/MWel)
Μοναδιαίο Κόστος Λειτουργίας		6,2 (€/MWel)
Κόστος δικαιωμάτων εκπομπών CO2		2,5 (€/MWel)
Πίστωση από ΑΔΙ		-7,34 (€/MWel)
Κόστος Καυσίμου		75 (€/MWel)
Συνολικό		89,65

Πίνακας 5-20. Συνοπτικός Πίνακας Διαχείρισης Κόστους στη περίπτωση ανάπτυξης με ΦΑ.

ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΚΡΗΤΗΣ		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ζήτηση(GWh)		3251	3339	3429	3521	3617	3714	3814	3917	4023	4132	4219	4307	4398	4490	4584	4681	4779	4879	4982	5086	5163	5240	5319	5398	5479	5562	5645	5730	5816	5903	5991
Ααμμή(MWh)		698	717	737	756	777	798	819	842	864	888	906	925	945	965	985	1005	1027	1048	1070	1093	1109	1126	1143	1160	1177	1195	1213	1231	1249	1268	1287
Εγκ.Τοπική Παραγωγή (MW)		504	504	504	504	385	385	385	370	327	327	327	195	195	195	195	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	46	0	0	
Αποξήλωση Τοπικών Μονάδων (MW)		0	0	0	119	0	0	15	43	0	0	132	0	0	0	102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	46.5	46.5	0	0
Πραγματική Εγκατάσταση Νέων Μονάδων (MW)		0	0	0	0	0	169	0	0	0	0	229	0	0	0	0	210	0	0	0	0	287	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Νέα Τοπική Παραγωγή(MW)		896	896	896	896	777	946	946	931	888	888	1117	985	985	985	985	1093	1093	1093	1093	1093	1380	1380	1380	1380	1380	1380	1380	1334	1287	1287	
Συμβατική Παραγωγή(MWh)		2623044	2663928	2618110	2657371	2544880	2821783	2869432	2902070	2909056	2975351	3214017	3045256	3090935	3139391	3190843	3400883	3450656	3503662	3560057	3619884	3575096	3617961	3662753	3709320	3757784	3808130	3860250	3914368	3970456	4028436	4088533
Νέες Μονάδες ΜΕΚ(MW)		0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	102	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Νέες Μονάδες GT(MW)		0	0	0	0	0	119	0	0	0	0	0	0	0	0	108	0	0	0	0	0	187	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Συνδυασμένου Κύκλου(MW)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	229	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Επενδυτικό κόστος Νέων Μονάδων(Εκατομ.Ευρώ)		41	41	41	41	41	55.1	55.1	55	55	55	73.8	74	74	74	74	97.5	57	57	57	57	94.4	94	94	94	94	80	80	80	80	80	80
Σταθερό Κόστος Παραγωγής (Εκατομ.Ευρώ)		94	94	94	94	82	100	100	98	93	93	118	104	104	104	104	115	115	115	115	115	145	145	145	145	145	145	145	145	140	136	136

Πίνακας 5-21. Χρονικός ορίζοντας ανάπτυξης συμβατικής ισχύος και διαμερισμός κόστους τοπικής παραγωγής στην περίπτωση ΑΑ με πετρέλαιο (Σενάριο Β).

ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΚΡΗΤΗΣ		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ζήτηση(GWh)		3251	3339	3429	3521	3617	3714	3814	3917	4023	4132	4219	4307	4398	4490	4584	4681	4779	4879	4982	5086	5163	5240	5319	5398	5479	5562	5645	5730	5816	5903	5991
Ααμμή(MWh)		698	717	737	756	777	798	819	842	864	888	906	925	945	965	985	1005	1027	1048	1070	1093	1109	1126	1143	1160	1177	1195	1213	1231	1249	1268	1287
Εγκατεστημένη Αισιλική Ισχύς (MW)		265	265	765	765	765	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Εγκατεστημένη Φ/Β Ισχύς (MW)		150	250	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Εγκατεστημένη Τοπική Παραγωγή (MW)		761	504	504	504	385	385	385	370	327	327	327	195	195	195	195	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	46	0	0	
Αποξήλωση Τοπικών Μονάδων (MW)		257	0	0	119	0	0	15	43	0	0	132	0	0	0	102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47	47	0	0
Απαιτούμενη Ψυχρή Εφεδρεία (MW)		348	367	387	406	427	448	469	492	514	538	556	575	595	615	635	655	677	698	720	743	759	776	793	810	827	845	863	881	899	918	937
Πραγματική Εγκατάσταση Νέων Μονάδων (MW)		0	0	0	0	187	0	0	0	0	233	0	0	0	0	230	0	0	0	0	0	287	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Νέα Τοπική Παραγωγή(MW)		761	504	504	504	572	572	572	558	514	747	747	615	615	615	845	743	743	743	743	743	743	1030	1030	1030	1030	1030	1030	1030	984	937	937
Πλεόνασμα Τοπικής Παραγωγής (MW)		413	137	117	98	145	124	103	66	0	209	191	39	20	0	210	87	66	44	22	0	271	254	238	220	203	185	167	149	84	19	0
Νέες Μονάδες GT(MW)		0	0	0	0	187	0	0	0	0	233	0	0	0	0	230	0	0	0	0	0	287	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Επενδυτικό κόστος Νέων Μονάδων(Εκατομ.Ευρώ)		0	0	0	0	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	27.8	27.8	27.8	27.8	27.8	45.3	45.3	45.3	45.3	45.3	45.3	45.3	73.1	73.1	73.1	73.1	60.7	60.7	60.7	60.7	43.2	0.0
Επενδυτικό Κόστος Διασ. (Με σε Ε 2017)		32.0	29.7	27.5	25.4	23.6	21.8	20.2	18.7	17.3	16.0	14.8	13.7	12.7	11.8	10.9	10.1	9.4	8.7	8.0	7.4	6.9	6.4	5.9	5.5	5.1	4.7	4.3	4.0	3.7	3.4	3.2
Λειτουργικά Κόστη Διασύνδεσης (ΜΕ σε Ε 2017)		1.14	1.05	0.98	0.90	0.84	0.78	0.72	0.66	0.62	0.57	0.53	0.49	0.45	0.42	0.39	0.36	0.33	0.31	0.29	0.26	0.24	0.23	0.21	0.19	0.18	0.17	0.15	0.14	0.13	0.12	0.11
Σταθερό Κόστος Παραγωγής (Εκατομ.Ευρώ)		80	53	53	53	60	60	60	59	54	79	79	65	65	65	89	78	78	78	78	78	78	109	109	109	109	109	109	109	104	99	99

Πίνακας 5-22. Συμβατική Ισχύς, σχεδιασμός εφεδρείας και διαμερισμός κόστους τοπικής παραγωγής για το σενάριο Α1

ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΚΡΗΤΗΣ		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	
Ζήτηση(GWh)		3251	3339	3429	3521	3617	3714	3814	3917	4023	4132	4219	4307	4398	4490	4584	4681	4779	4879	4982	5086	5163	5240	5319	5398	5479	5562	5645	5730	5816	5903	5991	
Αρχή(MWh)		698	717	737	756	777	798	819	842	864	888	906	925	945	965	985	1005	1027	1048	1070	1093	1109	1126	1143	1160	1177	1195	1213	1231	1249	1268	1287	
Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς (MW)		265	265	810	810	810	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	
Εγκατεστημένη Φ/Β Ισχύς (MW)		150	250	400	400	400	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	
Εγκατεστημένη Τοπική Παραγωγή (MW)		761	504	504	504	385	385	385	370	327	327	327	195	195	195	195	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	
Αποξήλωση Τοπικών Μονάδων (MW)		257	0	0	119	0	0	15	43	0	0	132	0	0	0	102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47	47	0	0	
Απαιτούμενη Ψυχρή Εφεδρεία (MW)		198	217	237	256	277	298	319	342	364	388	406	425	445	465	485	505	527	548	570	593	609	626	643	660	677	695	713	731	749	768	787	
Πραγματική Εγκατάσταση Νέων Μονάδων (MW)		0	0	0	0	37	0	0	0	0	233	0	0	0	0	230	0	0	0	0	0	287	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Νέα Τοπική Παραγωγή(MW)		761	504	504	504	422	422	422	408	364	597	597	465	465	465	695	593	593	593	593	593	880	880	880	880	880	880	880	880	834	787	787	
Πλεόνασμα Τοπικής Παραγωγής (MW)		563	287	267	248	145	124	103	66	0	209	191	39	20	0	210	87	66	44	22	0	271	254	238	220	203	185	167	149	84	19	0	
Νέες Μονάδες GT(MW)		0	0	0	0	37	0	0	0	0	233	0	0	0	0	230	0	0	0	0	0	287	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Επενδυτικό κόστος Νέων Μονάδων(Εκατομ.Ευρώ)		0	0	0	0	24	0	0	0	0	15	15.4	15.4	15.4	15.4	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	32.9	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	60.7	27.8	0.0	
Επενδυτικό Κόστος Διασ. (ΜΕ σε Ε 2017)		52.3	48.4	44.8	41.5	38.4	35.6	33.0	30.5	28.3	26.2	24.2	22.4	20.8	19.2	17.8	16.5	15.3	14.1	13.1	12.1	11.2	10.4	9.6	8.9	8.2	7.6	7.1	6.5	6.1	5.6	5.2	
Λειτουργικά Κόστη Διασύνδεσης (ΜΕ σε Ε 2017)		1.60	1.48	1.37	1.27	1.18	1.09	1.01	0.93	0.87	0.80	0.74	0.69	0.64	0.59	0.55	0.51	0.47	0.43	0.40	0.37	0.34	0.32	0.29	0.27	0.25	0.23	0.22	0.20	0.19	0.17	0.16	
Σταθερό Κόστος Παραγωγής (Εκατομ.Ευρώ)		80	53	53	53	44	44	44	43	38	63	63	49	49	49	73	62	62	62	62	62	93	93	93	93	93	93	93	88	83	83	83	

Πίνακας 5-23. Συμβατική Ισχύς, σχεδιασμός εφεδρείας και διαμερισμός κόστους τοπικής παραγωγής για το σενάριο Α2

ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΚΡΗΤΗΣ		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050		
Ζήτηση(GWh)		3251	3339	3429	3521	3617	3714	3814	3917	4023	4132	4219	4307	4398	4490	4584	4681	4779	4879	4982	5086	5163	5240	5319	5398	5479	5562	5645	5730	5816	5903	5991		
Αρχή(MWh)		698	717	737	756	777	798	819	842	864	888	906	925	945	965	985	1005	1027	1048	1070	1093	1109	1126	1143	1160	1177	1195	1213	1231	1249	1268	1287		
Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς (MW)		265	265	1020	1020	1020	1020	1020	1020	1020	1020	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800		
Εγκατεστημένη Φ/Β Ισχύς (MW)		200	300	400	400	400	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000		
Εγκατεστημένη Τοπική Παραγωγή (MW)		761	504	504	504	385	385	385	370	327	327	327	195	195	195	195	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93		
Αποξήλωση Τοπικών Μονάδων (MW)		257	0	0	119	0	0	15	43	0	0	132	0	0	0	102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47	47	0	0		
Απαιτούμενη Ψυχρή Εφεδρεία (MW)		348	367	387	406	427	448	469	492	514	538	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Πραγματική Εγκατάσταση Νέων Μονάδων (MW)		0	0	0	0	210	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Νέα Τοπική Παραγωγή(MW)		761	504	504	504	596	596	596	581	538	538	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Πλεόνασμα Τοπικής Παραγωγής (MW)		413	137	117	98	169	148	126	89	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Νέες Μονάδες GT(MW)		0	0	0	0	210	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Επενδυτικό κόστος Νέων Μονάδων(Εκατομ.Ευρώ)		0	0	0	0	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	
Επενδυτικό Κόστος Διασ. (σε ΜΕ του '17)		32.0	29.7	27.5	25.4	23.6	21.8	20.2	18.7	17.3	16.0	14.6	13.5	12.5	11.5	10.5	9.5	8.5	7.5	6.5	5.5	4.5	3.5	2.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
Λειτουργικά Κόστη Διασύνδεσης (ΜΕ σε Ε 2017)		1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5	1.2	1.1	1.1	1.0	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
Σταθερό Κόστος Παραγωγής (Εκατομ.Ευρώ)		80	53	53	53	63	63	63	61	57	57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Πίνακας 5-24. Συμβατική Ισχύς, σχεδιασμός εφεδρείας και διαμερισμός κόστους τοπικής παραγωγής για το σενάριο Γ

ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΚΡΗΤΗΣ		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
	Ζήτηση(GWh)	3251	3339	3429	3521	3617	3714	3814	3917	4023	4132	4219	4307	4398	4490	4584	4681	4779	4879	4982	5086	5163	5240	5319	5398	5479	5562	5645	5730	5816	5903	5991
	Αχμμή(MWh)	698	717	737	756	777	798	819	842	864	888	906	925	945	965	985	1005	1027	1048	1070	1093	1109	1126	1143	1160	1177	1195	1213	1231	1249	1268	1287
	Εγκατεστημένη Αιολική Ισχύς (MW)	265	265	355.0	355.0	355.0	355.0	355.0	355.0	355.0	355.0	444.0	443.6	443.6	443.6	443.6	443.6	443.6	443.6	443.6	443.6	515.0	515.0	514.8	514.8	514.8	514.8	514.8	514.8	514.8	514.8	
	Εγκατεστημένη Φ/Β Ισχύς (MW)	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178	221.8	221.8	221.8	221.8	221.8	221.8	221.8	221.8	221.8	221.8	221.8	257.4	257.4	257.4	257.4	257.4	257.4	257.4	257.4	257.4	
	Εγκατεστημένη Τοπική Πετρ. Παραγωγή (MW)	504	504	504	504	385	385	385	370	327	327	327	195	195	195	195	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	93	46	0	0
	Αποξήλωση Τοπικών Μονάδων (MW)	0	0	0	119	0	0	15	43	0	0	132	0	0	0	102	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47	47	0	0
	Πραγματική Εγκατάσταση Νέων Μονάδων ΦΑ (MW)	0	0	0	0	300	0	0	0	0	0	0	600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Νέα Τοπική Παραγωγή(MW)	804	804	804	804	985	985	985	970	927	927	927	1395	1395	1395	1395	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1293	1246	1200	1200	
	Πλεόνασμα Τοπικής Παραγωγής (MW)	106	87	67	48	208	187	166	129	63	40	21	470	450	430	410	287	266	244	222	200	184	167	150	133	116	98	80	62	0	0	0
	Σταθερό Κόστος Παραγωγής Πετρ. (Εκατομ.Ευρώ)	53	53	53	53	41	41	41	39	34	34	34	21	21	21	21	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	5	0	0	
	Επενδυτικό κόστος Νέων Μονάδων ΦΑ(Εκατομ.Ευρώ)	24.4	24.4	24.4	24.4	48.9	48.9	48.9	48.9	48.9	48.9	48.9	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	73.3	73.3	73.3	73.3	73.3	73.3	73.3	73.3	48.9	48.9	48.9	48.9	48.9	48.9	48.9
	Κόστος Παραλαβής και Αεριοποίησης (Εκατομ.Ευρώ)	42.1	42.1	42.1	42.1	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	168.4	168.4	168.4	168.4	168.4	126.3	126.3	126.3	126.3	126.3	126.3	126.3	126.3	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2	84.2

Πίνακας 5-25. Συμβατική Ισχύς, σχεδιασμός εφεδρείας και διαχείριση κόστους τοπικής παραγωγής στο σενάριο Α.Α. με Φ.Α. (Σενάριο Δ)

6 Αποτελέσματα, Συμπεράσματα και περαιτέρω διερεύνηση

6.1 Εισαγωγή

Στα προηγούμενα κεφάλαια, πραγματοποιήθηκε πλήρως το χτίσιμο του μοντέλου για την ενεργειακή και οικονομική αξιολόγηση των εναλλακτικών επενδύσεων που τέθηκαν προς μελέτη. Δόθηκαν οι σχέσεις και οι εξισώσεις που θα τρέξουν στο μοντέλο ενώ επίσης παρουσιάστηκαν αναλυτικά και τα δεδομένα εισόδου που θα χρησιμοποιηθούν για την εξαγωγή αποτελεσμάτων.

Τα αποτελέσματα που αναμένονται από τη σωστή λειτουργία του μοντέλου θα καταδείξουν ποιες επενδύσεις ενισχύουν τη θέση των ΑΠΕ στο νησί μέσω των συντελεστών ενεργειακής αξιολόγησης που έχουμε θέσει, τον συντελεστή απορρόφησης (absorption rate) και τον συντελεστή εκμετάλλευσης (Capacity Factor). Έπειτα, γίνεται και η σύγκριση των επενδύσεων ως προς την οικονομικότητα τους, χρησιμοποιώντας ως κριτήριο σύγκρισης τον συντελεστή αξιολόγησης LCoE. Παράλληλα, γίνεται σύγκριση και ως προς το συνολικό κόστος που έχει κάθε επένδυση.

Στη συνέχεια, μέσα από τα αποτελέσματα που έχουν διαμορφωθεί, διατυπώνονται τα απαραίτητα συμπεράσματα από τα κύρια ερωτήματα της εργασίας.

Με τη βασική μελέτη λοιπόν να έχει πραγματοποιηθεί, ακολουθεί μια διερευνητική διαδικασία ως προς βασικές παραμέτρους του προβλήματος. Η διερεύνηση αυτή χαρακτηρίζεται ως ανάλυση ευαισθησίας της μελέτης. Οι παράμετροι αυτοί έχουν να κάνουν ως προς ορισμένες παραδοχές που έχουν ληφθεί. Τέτοιες είναι ο ρυθμός εξέλιξης της χρονοσειράς της ΟΤΣ, η εξέλιξη των τιμών των καυσίμων αλλά ακόμη και η εξέλιξη της ζήτησης στο νησί. Επιπλέον, για κάθε σενάριο γίνεται η διερεύνηση βέλτιστου μείγματος ΑΠΕ (Φ/Β-Α/Π) στο νησί. Κάνοντας αλλαγές σε αυτές τις συγκεκριμένες παραμέτρους ελέγχεται κατά πόσο επηρεάζονται τα αποτελέσματα. Διερευνάται, λοιπόν, η ευαισθησία των αποτελεσμάτων στις βασικές θεωρήσεις παραδοχές της μελέτης.

6.2 Τελική Επιλογή Α/Γ για βέλτιστη παραγωγή ενέργειας

Στην παράγραφο 3.3.1.3 τέθηκε το θέμα επιλογής κατάλληλης Α/Γ για την μελλοντική ένταξη στα Αιολικά Πάρκα. Το κριτήριο βάσει του οποίου επιλέχθηκε να γίνει η σύγκριση των ανεμογεννητριών είναι ο θεωρητικός συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας (**C.F._{ideal}**). Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε έχει περιγραφεί πλήρως στην αντίστοιχη ενότητα.

Έτσι καταλήγουμε στον εξής πίνακα:

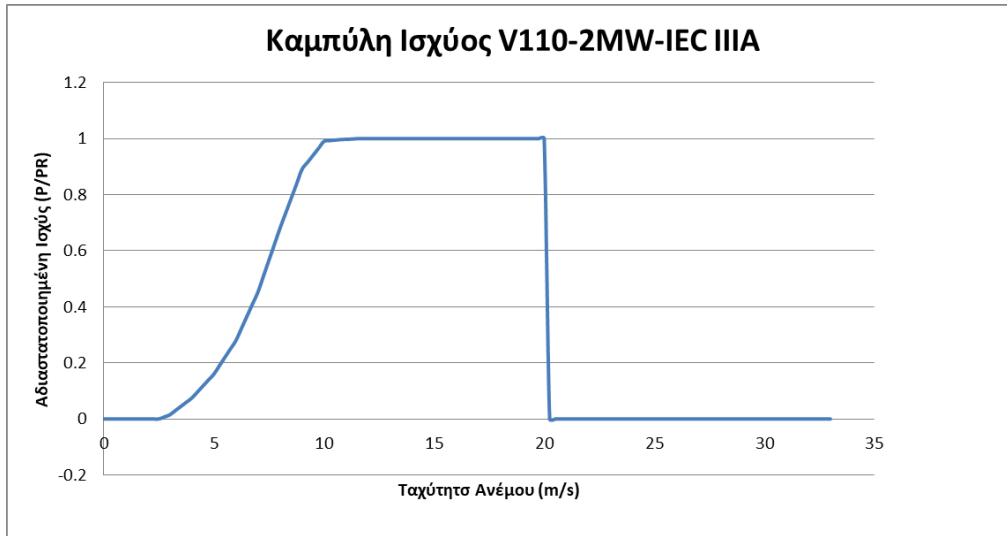
Τυποι Α/Γ	Κίσσαμος	Σφακιά	Ελούντα	Τοπλού	Ζίρος	Μόχλος	Ψηλορείτης	Μάλια	Ν.Ηράκλειο	Crete-Average
V90-2MW	33.7%	44.9%	39.5%	36.3%	51.6%	53.2%	41.4%	46.1%	33.9%	42.3%
V110-2MW*IECIII A	43.3%	51.9%	51.2%	47.8%	60.8%	59.5%	50.1%	56.2%	43.6%	51.6%
V100-2MW*IECII B	39.4%	49.4%	46.5%	43.1%	57.3%	57.5%	46.7%	52.3%	39.7%	48.0%
V126-3.3MW*IECII A	37.4%	47.9%	44.0%	40.7%	55.4%	56.1%	44.9%	50.1%	37.7%	46.0%
V117-3.3MW*IECII A	34.6%	45.6%	40.5%	37.3%	52.4%	54.0%	42.2%	47.0%	34.9%	43.2%
V105-3.3MW*IECII A	30.4%	42.2%	35.2%	32.1%	48.0%	50.6%	38.1%	42.1%	30.7%	38.8%
V90-1.8MW*IECII	36.8%	47.4%	43.2%	40.0%	54.7%	55.7%	44.2%	49.5%	37.1%	45.4%
V80 2MW IEC I	29.7%	41.3%	34.2%	31.2%	47.0%	49.7%	37.2%	41.1%	29.9%	37.9%
V90-3MW IEC I	26.1%	38.0%	29.8%	27.0%	42.7%	46.2%	33.4%	36.8%	26.3%	34.0%
V112-3MW IEC II-III	35.8%	46.7%	42.0%	38.7%	53.7%	55.0%	43.4%	48.4%	36.1%	44.4%

Πίνακας 6-1. Υπολογισμός C.F._{ideal} για κάθε τύπο Α/Γ σε κάθε σημείο από τα 9 που διατίθενται ανεμολογικά δεδομένα

Δίνοντας βάση στη διασπορά του νησιού, ο υπολογισμός του C.F. έγινε για κάθε Α/Γ και σε κάθε ένα από τα 9 σημεία που διατίθενται με ανεμολογικά δεδομένα. Μ' αυτό τον τρόπο, επιτυγχάνεται η επιλογή της βέλτιστης Α/Γ για την κάθε περιοχή στην οποία θα εγκατασταθούν Α/Γ.

Όπως παρατηρείται και έχει υπογραμμιστεί με κίτρινο χρώμα στον πίνακα, ο τύπος Α/Γ από αυτές που δοκιμάστηκαν και που δίνει για όλο το νησί της Κρήτης βέλτιστο C.F. είναι η V110-2MW-IEC IIIA.

Επομένως, το χτίσιμο της χρονοσειράς των αιολικών μελλοντικής εγκατάστασης βασίζεται στην καμπύλη ισχύος της παραπάνω Α/Γ.



Σχήμα 6-1. Καμπύλη Ισχύος που επιλέγεται για το σύστημα της Κρήτης

Από τους υπολογισμούς μας, προέκυψε πως αυτή η 1 Α/Γ δίνει βέλτιστα αποτελέσματα για όλα τα σημεία στο νησί. Αυτό δεν είναι παράλογο συμπέρασμα, καθώς παρά τη μεγάλη διασπορά και τις διαφορετικές ανεμολογικές καταστάσεις στο νησί, η γενική συμπεριφορά του ανέμου είναι παρόμοια παντού.

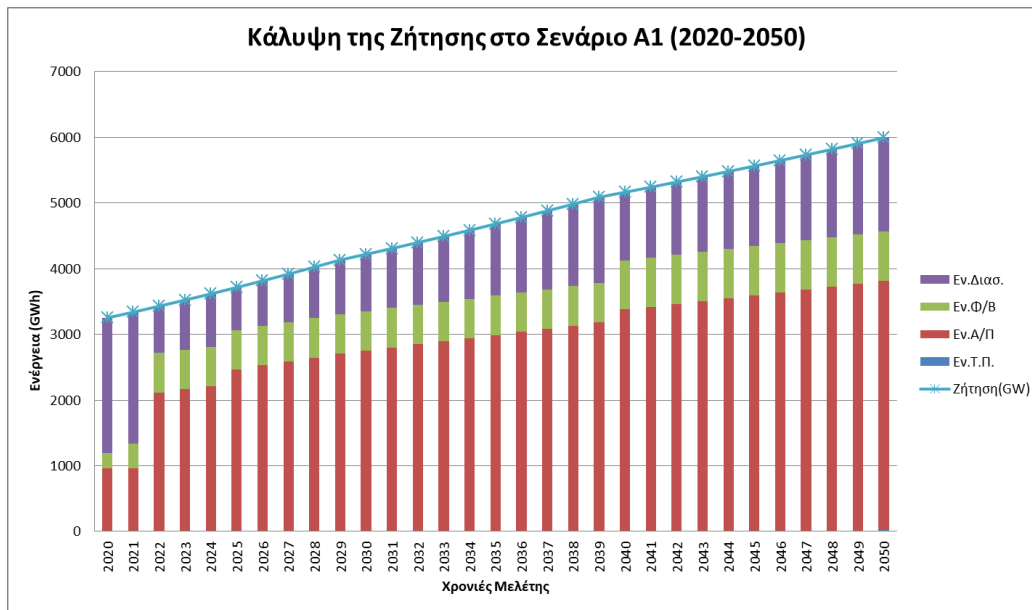
Κάτι ακόμα που έχει ενδιαφέρον, είναι η χαμηλή ταχύτητα αποκοπής που παρουσιάζει ο συγκεκριμένος τύπος Α/Γ, χαρακτηριστικό των νέων μοντέλων Α/Γ της Vestas που ανήκουν στην 3^η (III) κλάση, κλάση που αντιπροσωπεύει κυρίως δεδομένα με όχι τόσο υψηλή ταχύτητα ανέμου.

6.3 Γενικοί Ενεργειακοί Υπολογισμοί

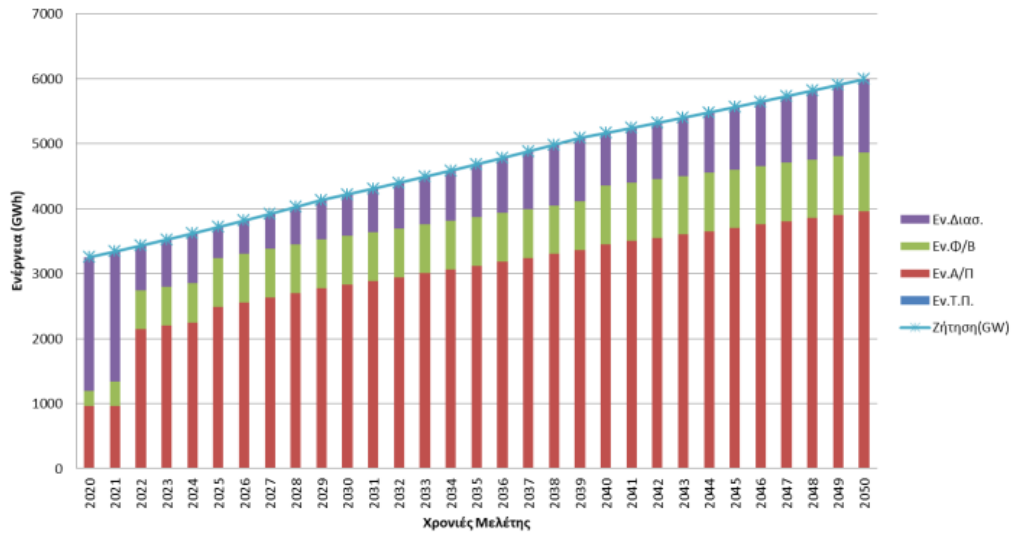
6.3.1 Στοιχεία Κάλυψης Ζήτησης

Στον πίνακα 5.7 του προηγούμενου κεφαλαίου παρουσιάστηκαν τα σενάρια προς μελέτη μαζί με τις κύριες παραμέτρους μελέτης, όπως είναι ο σχεδιασμός εφεδρείας και ανάπτυξης των ΑΠΕ.

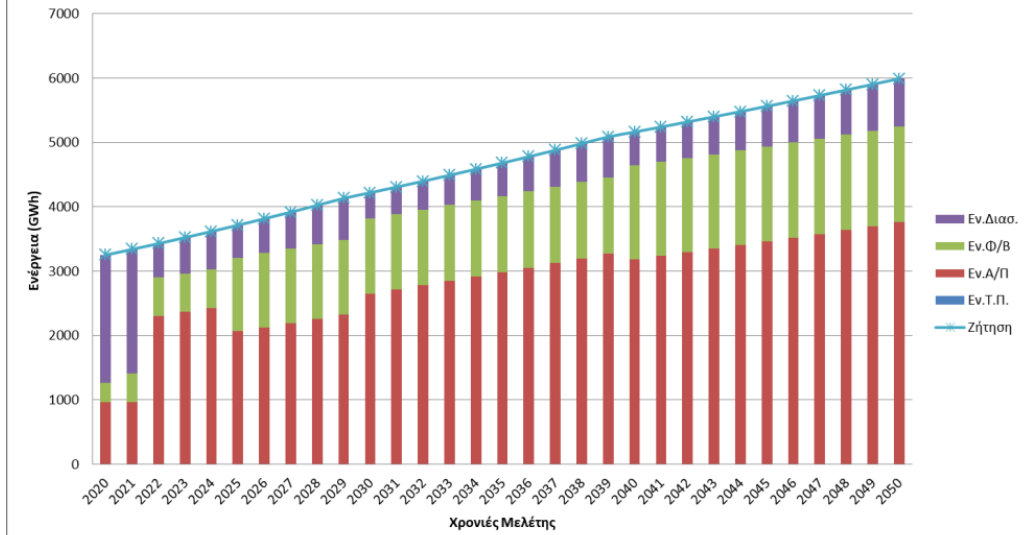
Τρέχοντας το μοντέλο χρονοσειρών για τα έτη 2017(ή 2020)-2050, βγαίνουν χρήσιμα συμπεράσματα από κάποια βασικά ενεργειακού χαρακτήρα αποτελέσματα, για τον σχεδιασμό που έχει πραγματοποιηθεί.



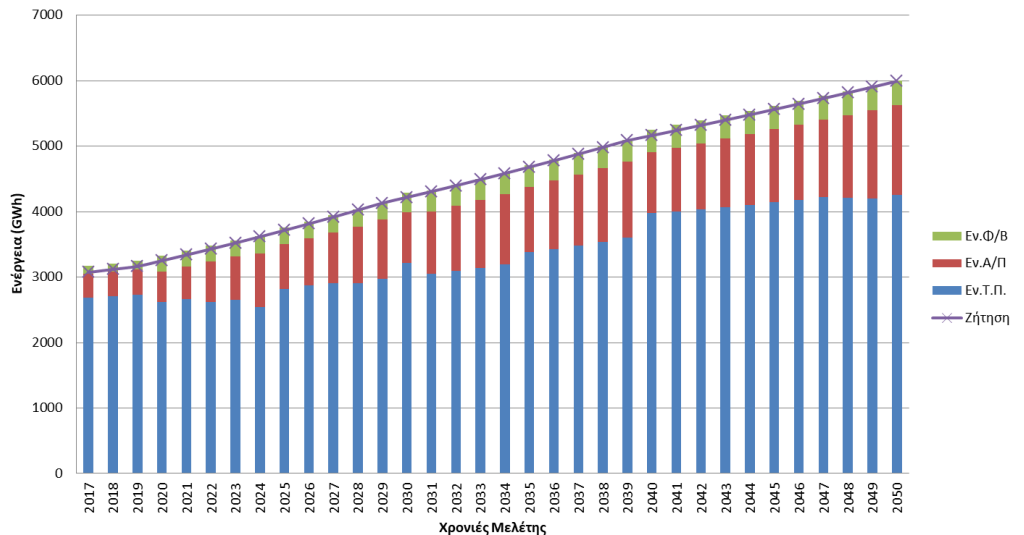
Κάλυψη της Ζήτησης στο Σενάριο Α2 (2020-2050)



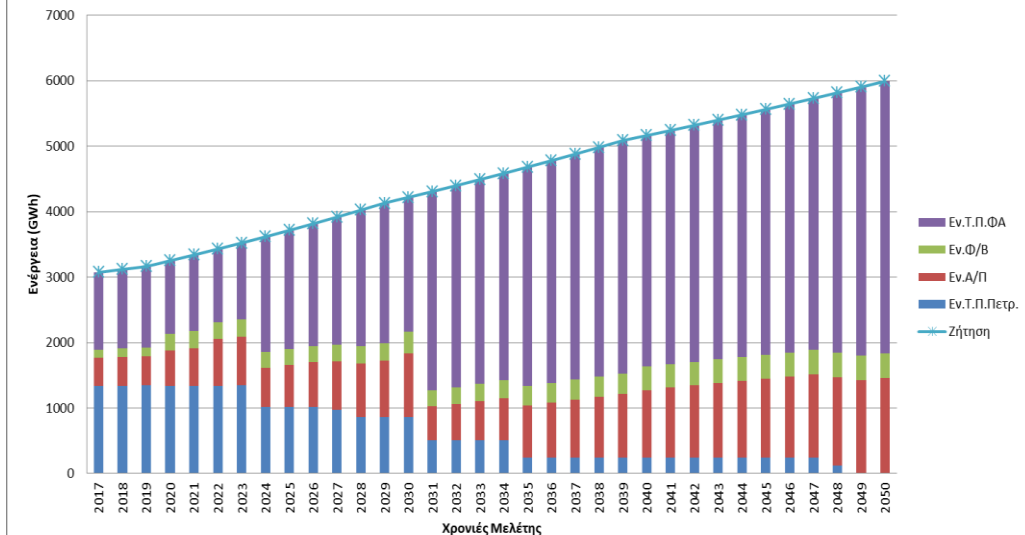
Κάλυψη της Ζήτησης στο Σενάριο Γ (2020-2050)



Κάλυψη της Ζήτησης στο Σενάριο Β (2017-2050)



Κάλυψη της Ζήτησης στο Σενάριο ΦΑ (2017-2050)



Σχήμα 6-2. Γραφήματα Κάλυψης της Ζήτησης από τις εναλλακτικές πηγές ηλεκτρικής ενέργειας για όλα τα Σενάρια μελέτης

Στα παραπάνω γραφήματα παρουσιάζεται η εξέλιξη της ζήτησης στο νησί, σε συνδυασμό με την κάλυψη της από τις διαφορετικές πηγές ενέργειας που αξιοποιούνται σε κάθε σενάριο ξεχωριστά. Έτσι, ισχύει για τους συμβολισμούς στα γραφήματα:

Εν.Τ.Π.: Ενέργεια Τοπικής Παραγωγής με Πετρέλαιο

Εν. Α/Π: Ενέργεια που παράγεται από τα Α/Π της Κρήτης και απορροφάται από το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής του νησιού

Εν. Φ/Β: Ενέργεια που παράγεται από τους Φωτοβολταϊκούς σταθμούς του νησιού και απορροφάται από το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής

Εν. Διασ.: Ενέργεια που προσφέρεται από το ΕΣΜΗΕ στο σύστημα της Κρήτης μέσω της υποβρύχιας διασύνδεσης

Εν.Τ.Π.ΦΑ: Ενέργεια Τοπικής Παραγωγής με Φυσικό Αέριο

Αρχικά, για τα σενάρια διασύνδεσης παρατηρείται πως κύριο ρόλο στη κάλυψη ζήτησης του νησιού έχουν **οι ΑΠΕ** και ως επί των πλείστων η αιολική ισχύς. “Απελευθερωμένα” ουσιαστικά από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής και τα τεχνικά τους ελάχιστα, αλλά και από τα αυστηρά όρια στιγμιαίας διείσδυσης, τα Α/Π κυριαρχούν στην ηλεκτροπαραγωγή του νησιού, στον βαθμό που έχει επιλεχθεί η ανάπτυξη τους μέσω επενδύσεων. Οι απότομες αυξήσεις στη καμπύλη των αιολικών, συμβαίνει στα έτη που τίθενται σε λειτουργία τα καινούρια Α/Π. Ενδιαφέρον παρουσιάζει και η σειρά προτεραιότητας που αποκαλύπτεται μέσα από τα διαγράμματα. Παρατηρείται πως **στο Σενάριο Γ (Διπλής Διασύνδεσης) το 2025** που έχει προγραμματισθεί μεγάλη ένταξη φωτοβολταϊκής ισχύος, η απορρόφηση αιολικής ισχύος μειώνεται απότομα, προτού συνεχίσει την ανοδική της πορεία στη συνέχεια. Αυτό συμβαίνει καθώς στο μοντέλο που έχει δημιουργηθεί η χρονοσειρά των Φ/Β έχει προτεραιότητα αφαίρεσης από την χρονοσειρά ζήτησης. Απότομες μειωτικές τάσεις παρουσιάζονται και στη καμπύλη της Εν.Διασ. τα έτη που πραγματοποιείται εισαγωγή ΑΠΕ μεγάλης ισχύος στο μείγμα του νησιού, καθώς έχει μικρότερη προτεραιότητα στην κάλυψη της ζήτησης.

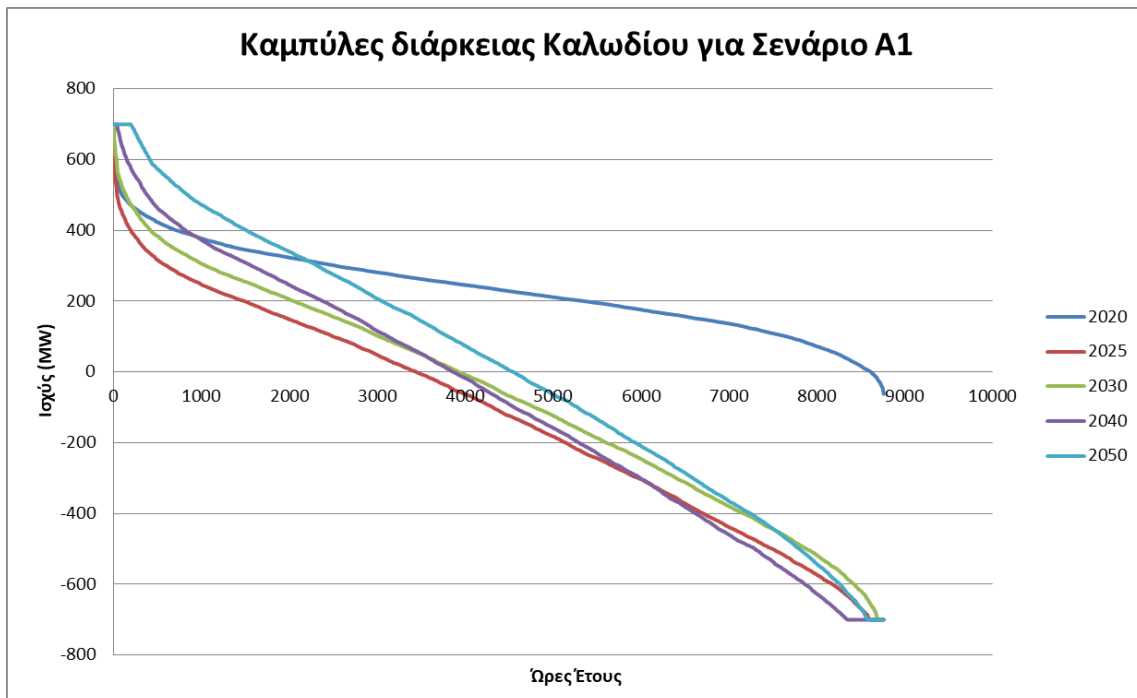
Αντιθέτως, στην αυτόνομη ανάπτυξη με βάση το πετρέλαιο, ενδιαφέρον παρουσιάζει η εξάρτηση της απορροφούμενης αιολικής ισχύος με την ισχύ που παράγεται από τις τοπικές μονάδες. Παρατηρείται πως, σύμφωνα με το πρόγραμμα απένταξης μονάδων

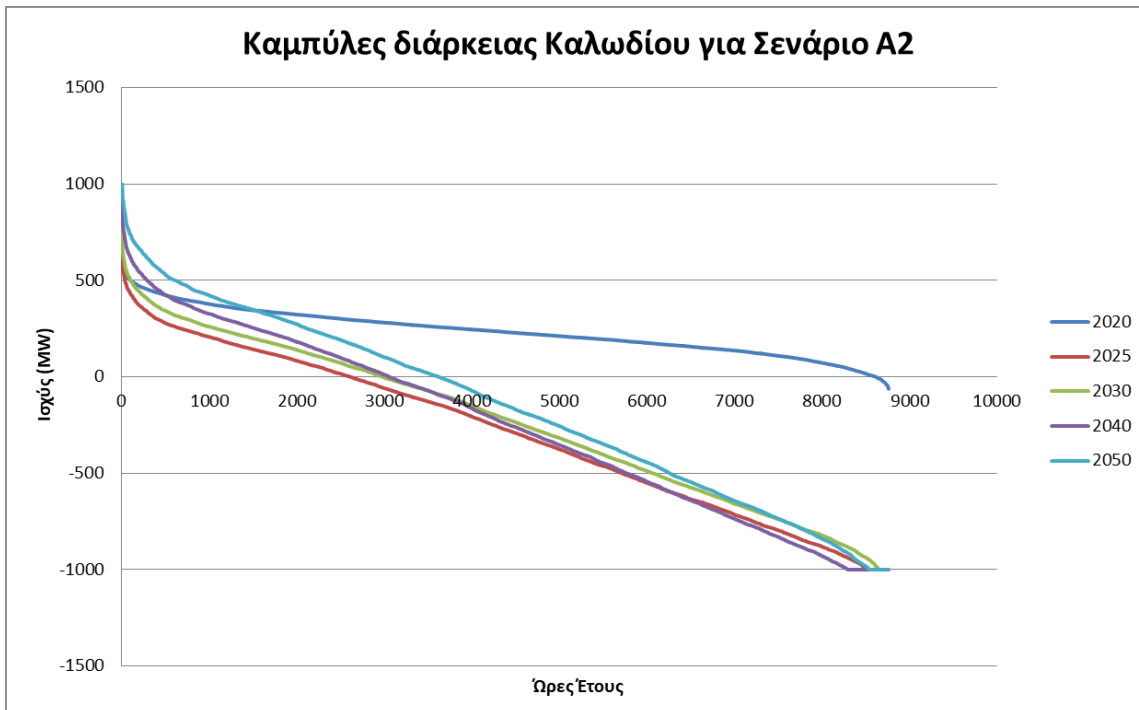
της ΔΕΗ, τα έτη που αφαιρούνται μονάδες από το σύστημα δίχως να παραβιάζονται τα κριτήρια εφεδρείας, η αιολική απορροφούμενη ισχύς αυξάνει σημειακά. Αντίστροφα, όταν υπάρχει προγραμματισμένη μεγάλη ένταξη συμβατικών μονάδων για τη κάλυψη της εφεδρείας σε βραχυπρόθεσμο διάστημα, η αιολική ισχύς που απορροφάται μειώνεται ανάλογα.

Ανάλογα είναι και τα συμπεράσματα στην Αυτοδύναμη Ανάπτυξη με Φ.Α. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, ναι μεν έχουμε σταδιακή απεξάρτηση από το πετρέλαιο, η ανάπτυξη των ΑΠΕ ωστόσο παραμένει σχετικά *περιορισμένη* λόγω των υπαρχόντων τεχνικών ελαχίστων και την απουσία διασύνδεσης. Ανάλογη με πριν είναι η σχέση απορροφούμενης ισχύος ΑΠΕ με την συμβατική ισχύ στο νησί.

6.3.2 Διάρκεια Καλωδίων

Για να μελετηθεί η ροή των καλωδίων, σχηματίζονται τα αντίστοιχα γραφήματα-καμπύλες διάρκειας των καλωδίων για τα εναλλακτικά σενάρια διασύνδεσης σε συγκεκριμένα έτη του χρονικού ορίζοντα της μελέτης.





Σχήμα 6-3. Καμπύλες διάρκειας καλωδίων για τα εναλλακτικά σενάρια διασύνδεσης

Παρατηρώντας τις καμπύλες διάρκειας ισχύος στο πέρασμα των ετών της μελέτης, μπορούν να εξαχθούν μερικά χρήσιμα συμπεράσματα.

- Αρχικά να σημειωθεί πως η μετάβαση της καμπύλης κάτω από τον άξονα του 0, σηματοδοτεί την αλλαγή στη κατεύθυνση ροής του καλωδίου από ΕΣΜΗΕ→ Κρήτη σε Κρήτη → ΕΣΜΗΕ.
- Εάν εξαιρεθεί το έτος 2020, όπου τα μεγάλα έργα ανάπτυξης των ΑΠΕ δεν έχουν εκκινήσει ακόμη, για **τα σενάρια A1 και A2**, παρατηρείται πως η ροή στο καλώδιο αναστρέφεται για μεγαλύτερο διάστημα από το 50% του εκάστοτε έτους. Επομένως, γίνεται αντιληπτή η ικανότητα μεγάλης ανάπτυξης των ΑΠΕ, που δεν έχουν πλέον ως σκοπό την τροφοδότηση αποκλειστικά του νησιού, αλλά και την τροφοδότηση του ΕΣΜΗΕ, τις ώρες το νησί είναι καλυμμένο ενεργειακά.
- Παρατηρείται η πολύ μικρή εξάρτηση από τις συμβατικές πηγές ενέργειας. Το συμπέρασμα αυτό είναι εύκολο να εξαχθεί παρατηρώντας πως οι ώρες όπου το καλώδιο λειτουργεί στο μέγιστο της μεταφορικής του ικανότητας από ΕΣΜΗΕ→ Κρήτη, είναι ελάχιστες για όλα τα έτη και σενάρια. Η λήψη της μέγιστης τιμής μεταφορικής ικανότητας, σημαίνει πως *είτε το νησί καλύπτεται οριακά, είτε χρειάζεται περαιτέρω ενέργεια που θα δοθεί από τους θερμικούς σταθμούς εφεδρείας.*
- Για την κατανόηση των αποτελεσμάτων από το σενάριο Γ, γίνεται η παραπομπή στην ενότητα 3.3 όπου εξηγείται αναλυτικά ο τρόπος με τον οποίο λειτουργεί η διπλή διασύνδεση. Παρατηρούμε πως αρκετές ώρες του έτους η μεταφορά ισχύος μέσω των διασυνδέσεων είναι 0. Αυτό προφανώς δεν συμβαίνει ταυτόχρονα και για τα δυο καλώδια αλλά:
 - 1) Η ενέργεια διασύνδεσης για το 1^ο σκέλος ($E_{\text{διασ.1}}$) είναι ίση με 0 όταν ισχύει η εξής σχέση για το ενεργειακό ισοζύγιο του νησιού:

$$-E_{\text{ΜΑΧ διασ.2}} < E_{\text{ζήτησης}} - E_{\text{ΑΠΕ}} < 0$$
 - 2) Η ενέργεια διασύνδεσης για το 2^ο σκέλος ($E_{\text{διασ.2}}$) είναι ίση με 0 όταν ισχύει η εξής σχέση για το ενεργειακό ισοζύγιο του νησιού:

$$0 < E_{\text{ζήτησης}} - E_{\text{ΑΠΕ}} < E_{\text{ΜΑΧ διασ.1}}$$

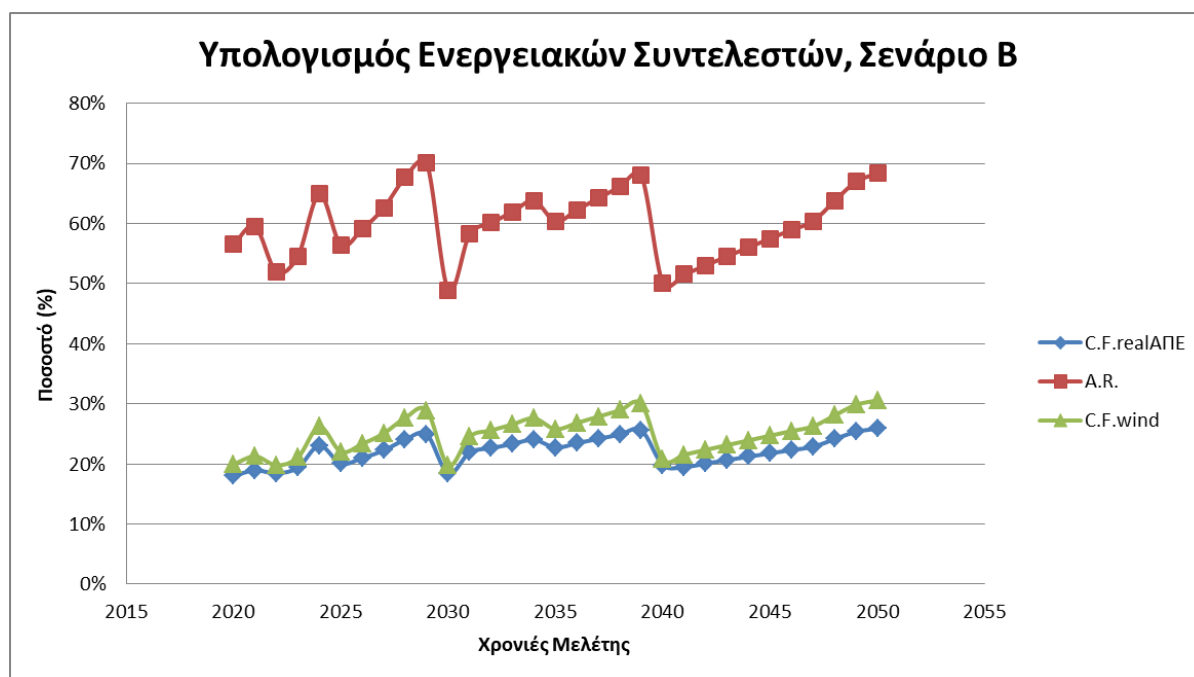
Η πρώτη συνθήκη λαμβάνει χώρα όταν το αποτέλεσμα της αφαίρεσης της ζήτησης από την παραγωγή των ΑΠΕ είναι αρνητικό (ροή από Κρήτη προς Αττική) και μικρότερο κατ' απόλυτη τιμή από την μέγιστη μεταφορική ικανότητα του 2^{ου} σκέλους Διασύνδεσης.

Η δεύτερη συνθήκη λαμβάνει χώρα όταν το αποτέλεσμα της αφαίρεσης της ζήτησης από την παραγωγή των ΑΠΕ είναι θετικό και μικρότερο από τη μέγιστη μεταφορική ικανότητα του 1^{ου} σκέλους της διασύνδεσης.

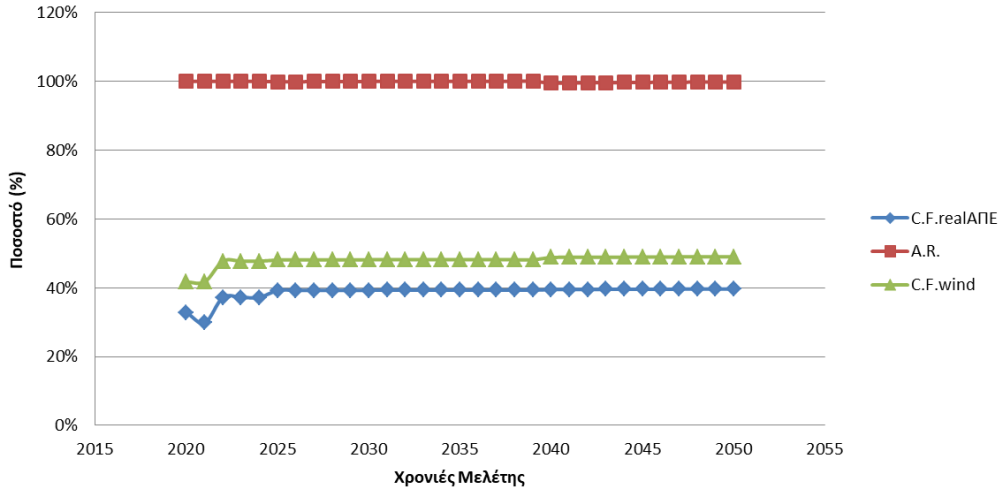
6.3.3 Ενεργειακοί Δείκτες Αξιολόγησης

Στην παρούσα ενότητα, οι επενδύσεις συγκρίνονται ως προς τους ενεργειακούς συντελεστές Capacity Factor (C.F._{real}) και Absorption Rate (A.R.), οι ορισμοί των οποίων έχουν δοθεί στο Κεφάλαιο 3 (εξισώσεις 3.10-3.12).

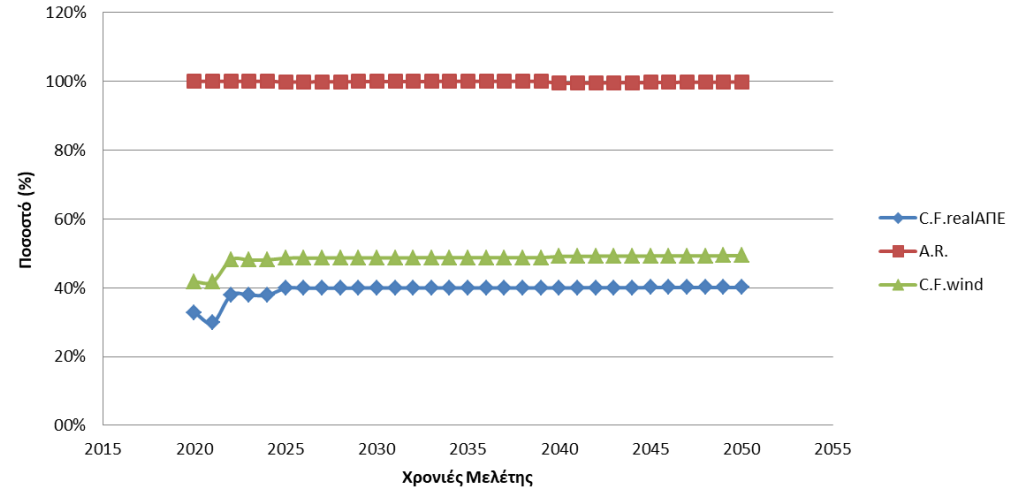
Πιο συγκεκριμένα, υπολογίζεται το C.F. τόσο για τη συνολική παραγωγή των ΑΠΕ, όσο και εξειδικευμένα για την αιολική ισχύ. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται με γραφήματα για όλα τα σενάρια σε ετήσια βάση.



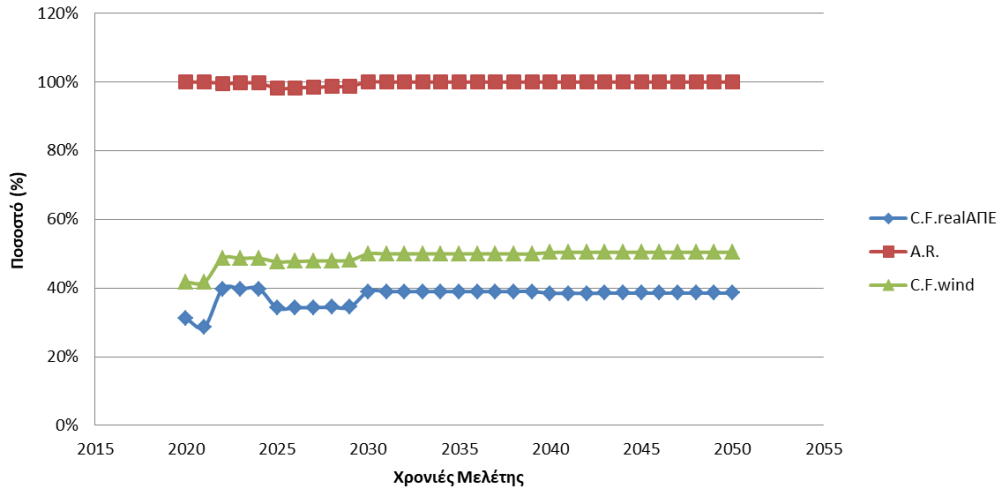
Υπολογισμός Ενεργειακών Συντελεστών, Σενάριο Α1



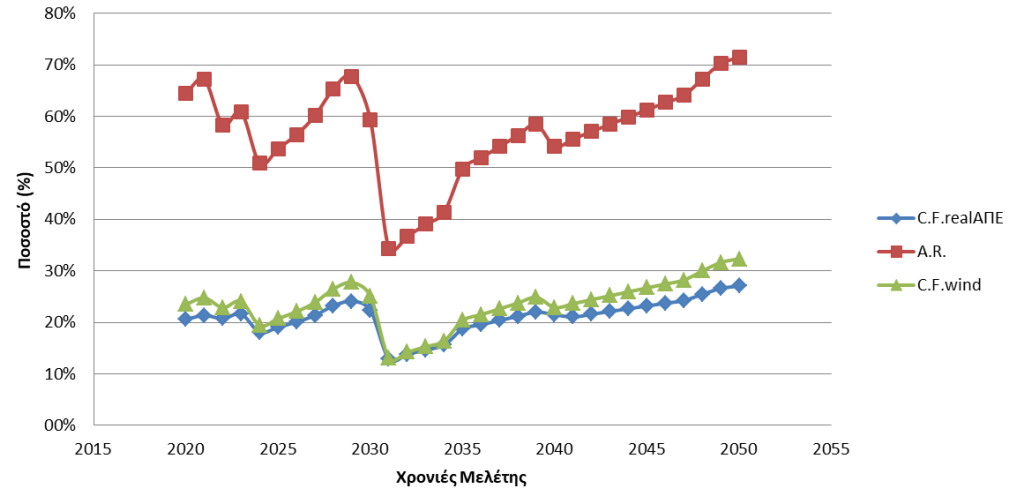
Υπολογισμός Ενεργειακών Συντελεστών, Σενάριο Α2



Υπολογισμός Ενεργειακών Συντελεστών, Σενάριο Γ



Υπολογισμός Ενεργειακών Συντελεστών, Σενάριο Δ



Σχήμα 6-4. Γραφήματα παρουσίασης των ενεργειακών συντελεστών αξιολόγησης για όλα τα σενάρια προς μελέτη

Παρατηρώντας τα παραπάνω γραφήματα και κατανοώντας τα μεγέθη που απεικονίζονται, προκύπτουν ορισμένα χρήσιμα συμπεράσματα:

- Αρχικά, στα σενάρια διασύνδεσης, παρατηρείται ο σχεδόν 100% λόγος του A.R., γεγονός που καταδεικνύει πως οι περικοπές των ΑΠΕ, στα σενάρια διασύνδεσης που έχουν σχεδιασθεί, είναι ελάχιστες.
- Ο συντελεστής εκμεταλλευσιμότητας των ΑΠΕ, δείχνει να σταθεροποιείται από κάποια στιγμή κι έπειτα, πράγμα που δικαιολογείται εάν αναλογιστεί κανείς πως όση ενέργεια είναι δυνατόν να παραχθεί, σε πολύ μεγάλο βαθμό δύναται να απορροφηθεί από το σύστημα. Από εκεί και πέρα, περαιτέρω αύξηση του C.F. είναι αδύνατη, καθώς εξαρτάται τόσο από το ηλιακό, όσο και από το αιολικό δυναμικό.
- Στα σενάρια αυτοδύναμης Ανάπτυξης, παρατηρείται η κοινή συμπεριφορά όλων των συντελεστών, γεγονός που δικαιολογείται αφού εκφράζουν παρόμοια μεγέθη. Πιο συγκεκριμένα, τόσο στο σενάριο Β όσο και στο σενάριο Δ, οι απότομες βυθίσεις που παρατηρούνται οφείλονται στη μεγάλη εγκατάσταση συμβατικής ισχύος στο νησί, στα πλαίσια εξασφάλισης της ενεργειακής αλλά και εφεδρειακής επάρκειας. Αυξάνοντας απότομα τη συμβατική ισχύ, μειώνεται απότομα και η δυνατότητα απορρόφησης ενέργειας ΑΠΕ (κυρίως αιολικής) από το σύστημα. Στη συνέχεια, παρατηρείται εκ νέου αύξηση των συντελεστών, καθώς η ζήτηση αυξάνει, αυξάνει επομένως και η δυνατότητα απορρόφησης ανανεώσιμης μορφής ενέργειας.

Στον παρακάτω πίνακα, αναφέρονται συνοπτικά στοιχεία-αποτελέσματα για τα βασικά σενάρια που μελετήθηκαν. Τα μεγέθη που υπολογίζονται είναι η Συμμετοχή των ΑΠΕ στην Η/Π της Κρήτης (Συμ.) ως % της συνολικής ζήτησης, οι περικοπές των ΑΠΕ (Περ.) ως % της συνολικής παραγόμενης ενέργειας ΑΠΕ και η μεταπώληση της ενέργειας ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ (Μετ.), ως % της ζήτησης στο νησί.

ΈΤΟΣ	2020			2025			2030			2035			2040			2045			2050		
	Συμ. (%)	Περ. (%)	Μετ. (%)	Συμ. (%)	Περ. (%)	Μετ. (%)	Συμ. (%)	Περ. (%)	Μετ. (%)	Συμ. (%)	Περ. (%)	Μετ. (%)	Συμ. (%)	Περ. (%)	Μετ. (%)	Συμ. (%)	Περ. (%)	Μετ. (%)	Συμ. (%)	Περ. (%)	Μετ. (%)
A1	37	0.0	0	83	0.1	47	79	0.0	35	77	0.0	26	80	0.5	34	78	0.3	28	76	0.2	23
A2	37	0.0	0	87	0.2	82	85	0.1	64	83	0.0	52	82	0.0	50	83	0.4	50	81	0.2	42
Γ	39	0.0	0	86	1.9	61	91	0.0	104	89	0.0	86	90	0.0	93	89	0.0	81	87	0.0	70
B	22	43	-	25	44	-	25	51	-	28	40	-	25	50	-	26	42	-	29	32	-
Δ	25	36	-	24	46	-	31	41	-	23	50	-	27	46	-	28	39	-	31	29	-

Πίνακας 6-2. Παρουσίαση των στοιχείων συμμετοχής στην Η/Π, περικοπών και μεταπτώσης στο ΕΣΜΗΕ των ΑΠΕ για τα βασικά σενάρια

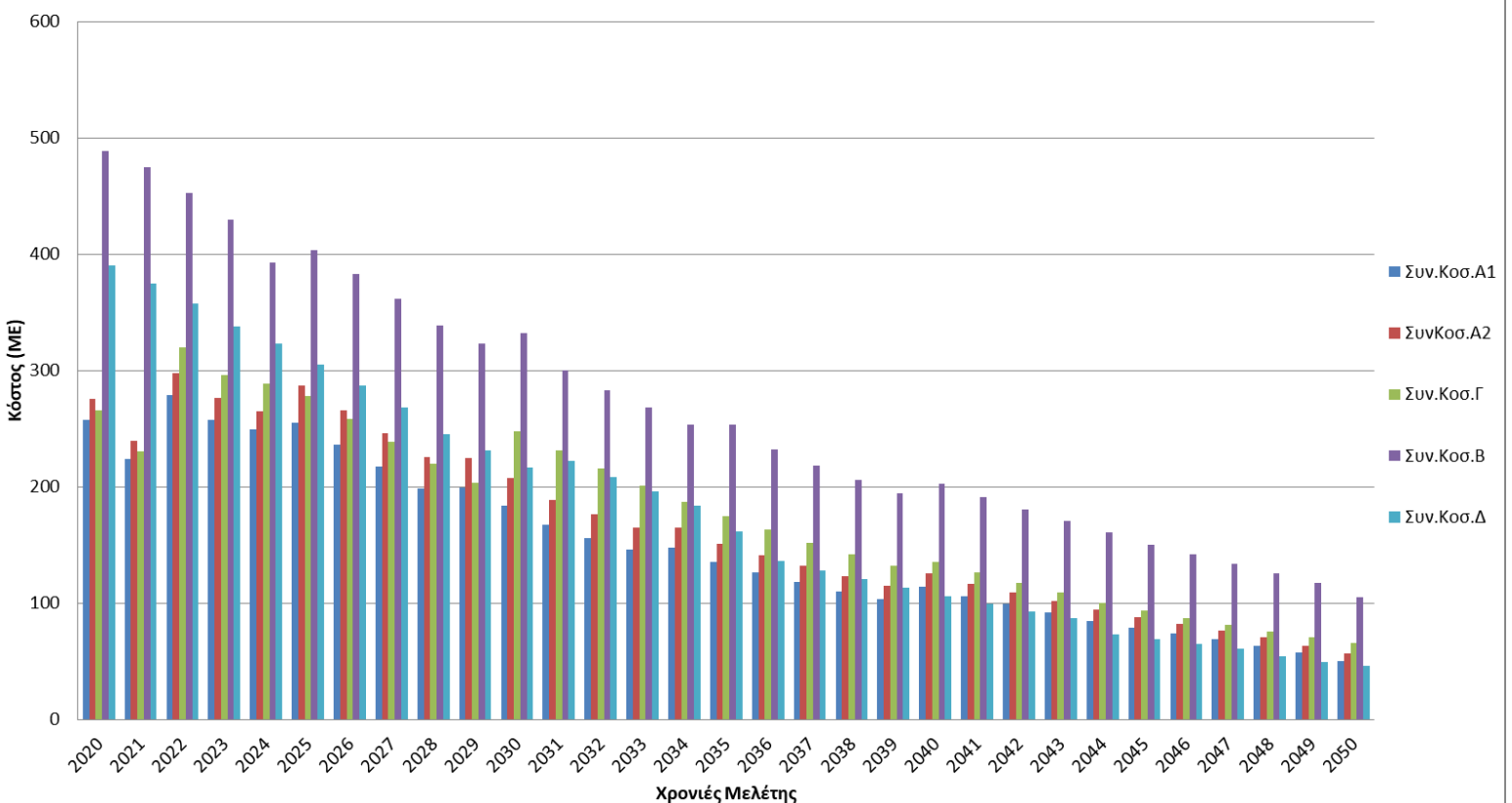
6.4 Οικονομική Αξιολόγηση του Μοντέλου

Στην παρούσα ενότητα, παρατίθενται οι υπολογισμοί που έγιναν μέσα από το μοντέλο για την ενεργειακή αξιολόγηση των επενδύσεων. Παρουσιάζονται στοιχεία για το ετήσιο αλλά και συνολικό κόστος κάθε επένδυσης αλλά και για τον Συντελεστή Αξιολόγησης LCoE.

6.4.1 Ετήσιο και Συνολικό Κόστος Επενδύσεων

Στο παρακάτω γράφημα, παρουσιάζεται το συνολικό ετήσιο κόστος στο πέρασμα των χρόνων της μελέτης για κάθε σενάριο. Οι τιμές, είναι ανηγμένες σε τιμές του 2017 με επιτόκιο αναγωγής 8%.

Ετήσια Κόστη Επενδύσεων (ανηγμένες τιμές 2017)



Σχήμα 6-5. Συνολικά Ετήσια Κόστη για κάθε σενάριο (Τιμές ανηγμένες σε 2017)

Παρατηρείται πως εξελίσσεται το συνολικό ετήσιο κόστος για κάθε επένδυση, αλλά και η μεγάλη διαφορά κόστους της επένδυσης Αυτοδύναμης Ανάπτυξης με Πετρέλαιο σε σχέση με τα υπόλοιπα σενάρια.

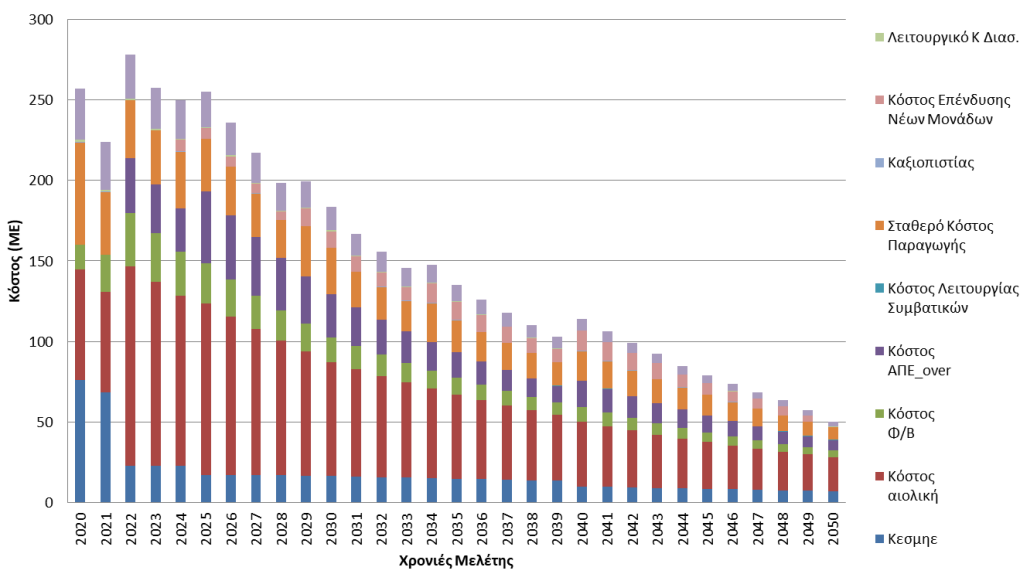
Οι μικρές απότομες αυξήσεις στο ετήσιο κόστος, συμβαίνουν σε έτη (2025,2030,2040) όπου λαμβάνουν χώρα σημαντικές επενδύσεις (ΑΠΕ κυρίως αλλά και συμβατικών μονάδων) οι οποίες συνοδεύονται με την συνολική αύξηση της παραγωγής ενέργειας.

Στη συνέχεια της παρουσίασης αποτελεσμάτων, γίνεται ο καταμερισμός του ετήσιου κόστους για κάθε σενάριο στα πλαίσια της ανάλυσης που πραγματοποιήθηκε στο κεφάλαιο 4 και διατυπώθηκε στην ενότητα 4.3.6 όπου έγινε η συγκέντρωση κάθε παράγοντα κόστους.

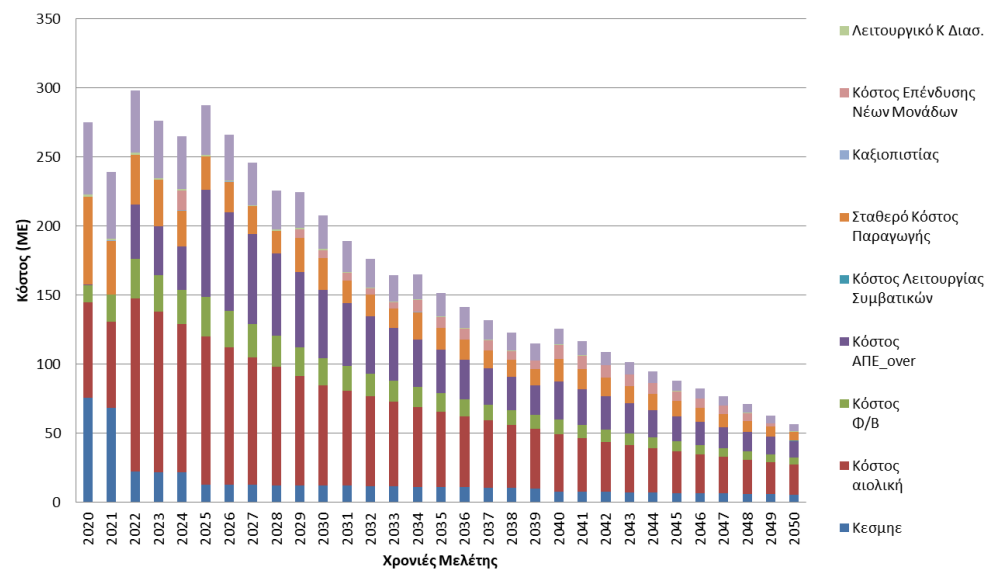
Έτσι διατίθεται για τα σενάρια διασύνδεσης ο ετήσιος καταμερισμός στους παράγοντες κόστους επένδυσης διασύνδεσης, ετήσιων λειτουργικών εξόδων διασύνδεσης, κόστους επένδυσης νέων μονάδων, αξιοπιστίας, κόστους αιολικών και φωτοβολταϊκών, κόστους λειτουργίας αλλά και σταθερό κόστος συμβατικής παραγωγής και κόστος παροχής αλλά και παραλαβής ενέργειας από και προς ΕΣΜΗΕ αντίστοιχα.

Αναλόγως γίνεται και η σύνθεση του κόστους για τα σενάρια αυτοδύναμης ανάπτυξης όπου η τοπική παραγωγή έχει κύριο ρόλο. Ειδικότερα, στην ανάπτυξη με ΦΑ, παρατηρείται ο συνδυασμός και η συνύπαρξη και των δύο “ειδών” τοπικής παραγωγής, με τη σταδιακή ωστόσο απεξάρτηση από το πετρέλαιο να είναι φανερή.

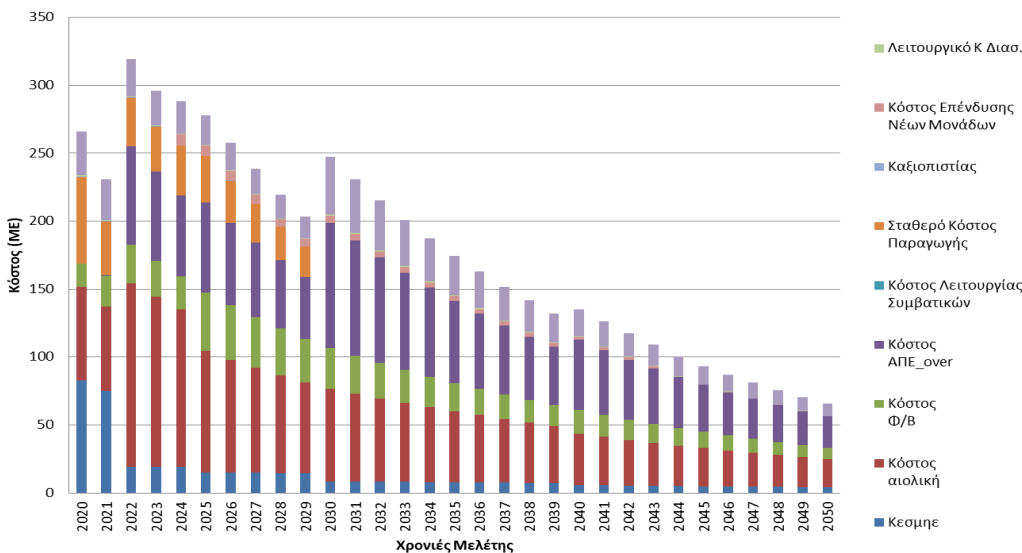
Καταμερισμός Κόστους Α1 (ανηγμένες τιμές σε 2017)



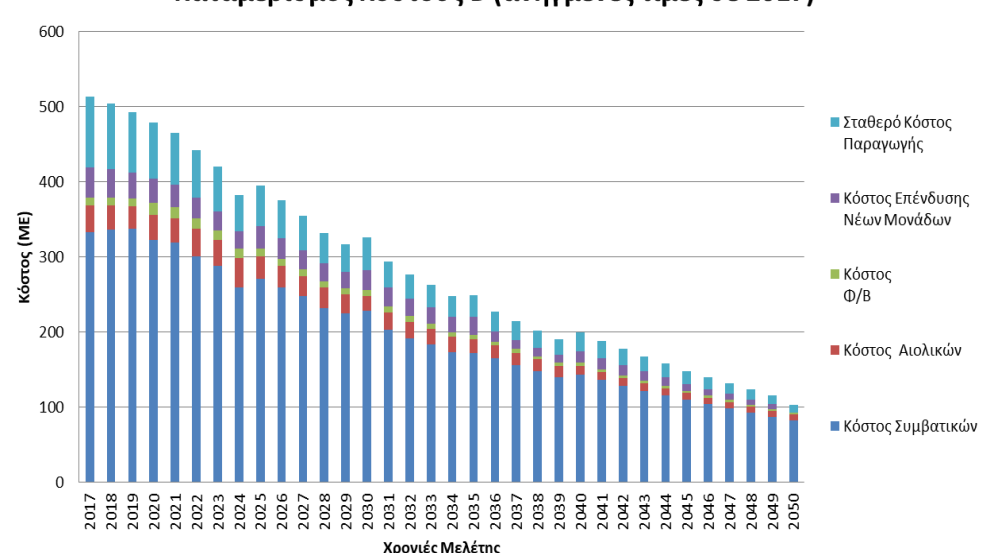
Καταμερισμός Κόστους Α2 (ανηγμένες τιμές σε 2017)

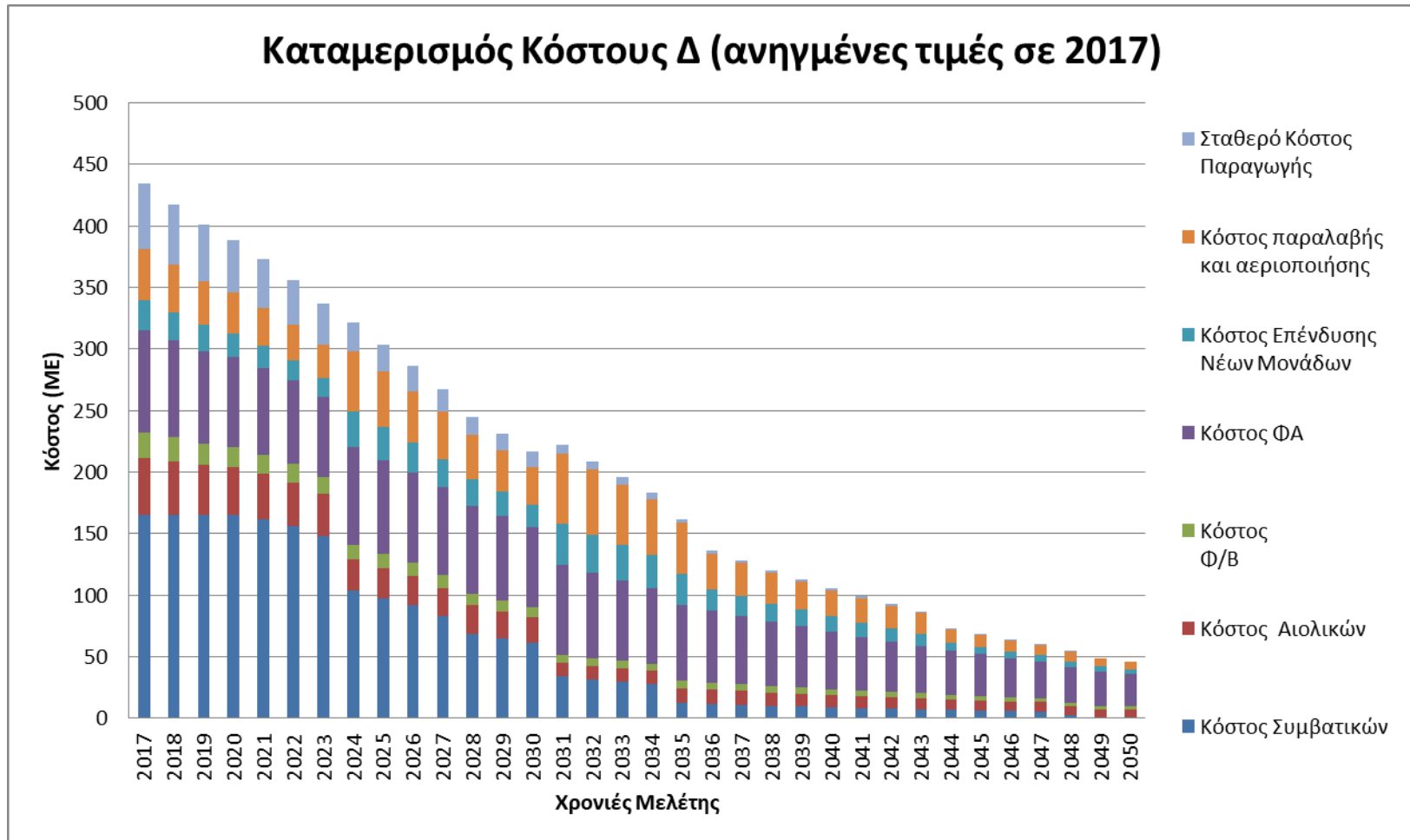


Καταμερισμός Κόστους Γ (ανηγμένες τιμές σε 2017)



Καταμερισμός Κόστους Β (ανηγμένες τιμές σε 2017)





Σχήμα 6-6. Γραφήματα παρουσίασης καταμερισμού κόστους σε παράγοντες για όλα τα σενάρια

Στα παραπάνω γραφήματα, έγινε η παρουσίαση των παραγόντων που συμβάλλουν στο κόστος για κάθε σενάριο ξεχωριστά. Έτσι, δημιουργείται μια πιο συγκεκριμένη εικόνα για την οικοδόμηση του κόστους κάθε επένδυσης που μελετήθηκε.

6.4.2 Υπολογισμός του LCoE

Η οικονομική αξιολόγηση έγινε βάσει του LCoE. Ο δείκτης αυτός υπολογίστηκε τόσο στο σύνολο της χρονικής διάρκειας των εναλλακτικών επενδύσεων όσο και σε ετήσια βάση ξεχωριστά για την εξασφάλιση της πληρότητας των συμπερασμάτων.

Είναι γνωστό πως το LCoE αποτελεί την ελάχιστη αποδεκτή τιμή πώλησης της ενέργειας που καθιστά μια επένδυση βιώσιμη. Έτσι, για τις εναλλακτικές επενδύσεις που εξετάστηκαν βρίσκεται:

LCOE (Euro/MWh)	Σενάριο A1	90.3
	Σενάριο A2	100.0
	Σενάριο B	198.0
	Σενάριο Γ	83.5
	Σενάριο ΦΑ	140.3

Πίνακας 6-3. Υπολογισμός του συνολικού LCoE για τα διαφορετικά Σενάρια

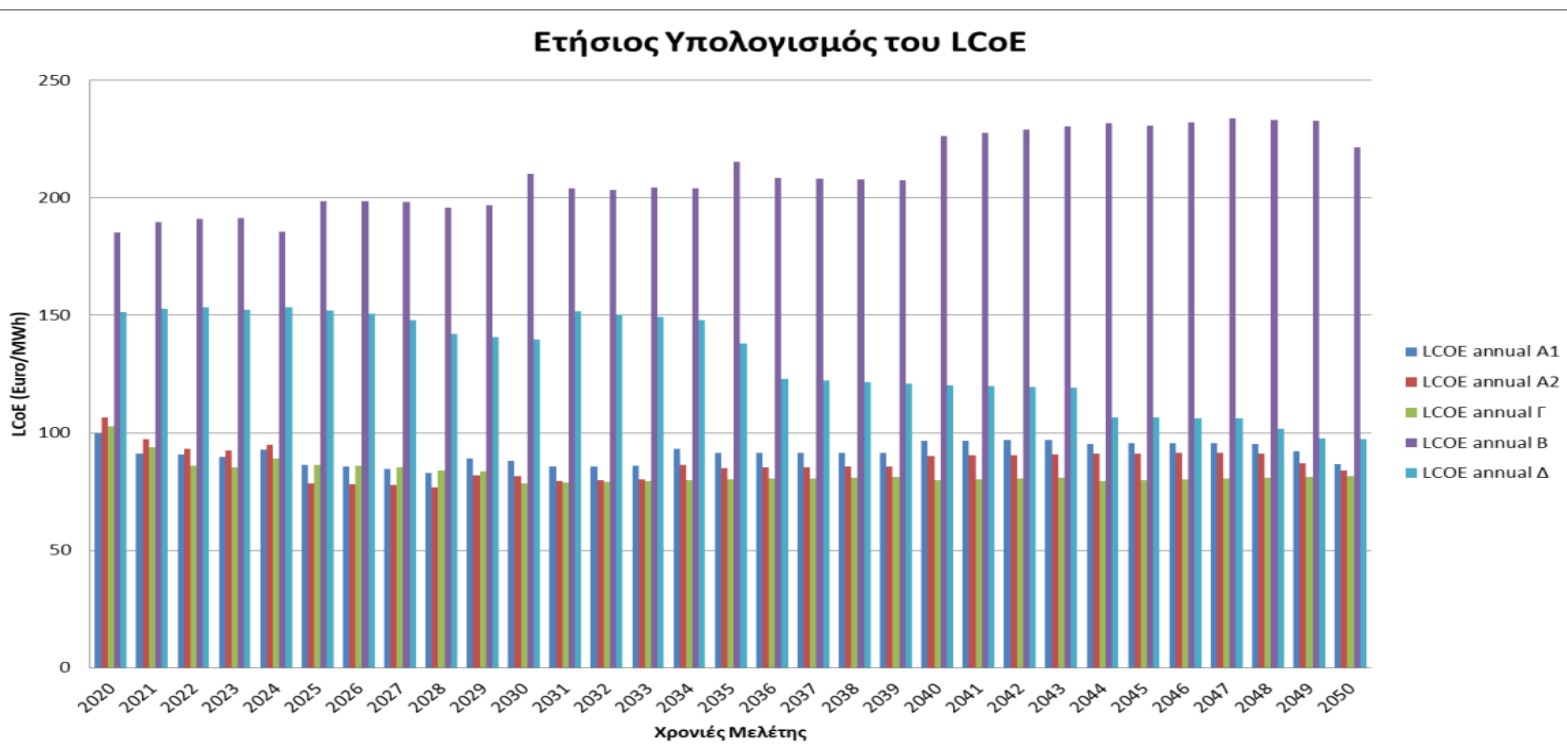
Οι παρατηρήσεις που μπορούν να γίνουν:

- Τα σενάρια Διασύνδεσης κρίνονται πολύ περισσότερο συμφέροντα εκείνων της Αυτοδύναμης Ανάπτυξης.
- Για την εκκίνηση λειτουργίας μονού σκέλους διασύνδεσης το 2020, το σενάριο το οποίο **προκρίνεται** είναι εκείνο της μικρής διασύνδεσης (Σενάριο A1) έναντι του A2. Αυτό συμβαίνει κυρίως γιατί με τα υπάρχοντα δεδομένα, το αρκετά μεγαλύτερο κόστος επένδυσης της μεγάλης διασύνδεσης, δημιουργεί την ανάγκη για μεγαλύτερη τιμή απόσβεσης.
- Το σενάριο **Διπλής διασύνδεσης** ωστόσο, είναι το σενάριο που κρίνεται περισσότερο συμφέρον από οποιοδήποτε άλλο. Αυτό συμβαίνει καθώς το 2^ο σκέλος της Διασύνδεσης, έρχεται σε μια χρονική περίοδο (2030) όπου το νησί έχει σημειώσει κάποια σημαντική ανάπτυξη. Με την εκκίνηση του 2^{ου} σκέλους διασύνδεσης, οι δυνατότητες ενεργειακής ανάπτυξης του νησιού εκτοξεύονται

καθιστώντας το LCoE της συγκεκριμένης επένδυσης χαμηλότερο από οποιαδήποτε άλλη.

- Ανάμεσα στα σενάρια Αυτοδύναμης Ανάπτυξης, το **σενάριο εισαγωγής ΦΑ** στο ενεργειακό μείγμα του νησιού είναι σαφώς πιο συμφέρουσα επιλογή από την ανάπτυξη με καινούριες μονάδες, που θα έχουν στη βάση τους ως καύσιμο το πετρέλαιο και άλλα παράγωγα του. Το γεγονός αυτό, οφείλεται στη υψηλό μεταβλητό κόστος του συγκεκριμένου καυσίμου.
- Ο λόγος που το Σενάριο Δ *δεν ανταγωνίζεται* επί της ουσίας τα σενάρια ανάπτυξης με διασύνδεση, *έγκειται στην ακριβή διαδικασία παραλαβής και αεριοποίησης του ΥΦΑ* αλλά και στην ανέγερση λοιπών υποδομών που δεν υπάρχουν στο νησί και αποτελούν απαραίτητες προϋποθέσεις για την εισαγωγή σημαντικής ισχύος μονάδων CCGT Φυσικού Αερίου.

Στο επόμενο γράφημα, γίνεται η παρουσίαση του LCoE σε ετήσια βάση ($\frac{\text{συνολικά ετήσια έξοδα}}{\text{ετήσια παραγόμενη ενέργεια}}$) με τέτοιο τρόπο ώστε να είναι δυνατή η σύγκριση των σεναρίων μεταξύ τους:



Σχήμα 6-7. Υπολογισμός ετήσιου LCoE για το σύνολο των επενδύσεων που μελετώνται

Παρατηρείται όπως και αναμενόταν, ο δείκτης του LCoE για την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη με Πετρέλαιο να είναι μεγαλύτερος από οποιονδήποτε άλλον. 2^η μεγαλύτερη τιμή του δείκτη, συναντάται για το σενάριο Δ.

6.5 Σενάρια Διερεύνησης

6.5.1 Διερεύνηση ως προς το μείγμα ΑΠΕ στο νησί

Στην παρούσα ενότητα, θα εξεταστούν πολλά σενάρια για το μείγμα Φ/Β και Αιολικής Ισχύος στο νησί για να ερευνηθεί η μέγιστη συμμετοχή τους στη Κρήτη αλλά και ο βέλτιστος συνδυασμός τους.

Η έρευνα αυτή για το μείγμα των ΑΠΕ στο νησί θα γίνει για τα έτη 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045, 2050.

6.5.1.1 Διερεύνηση επίδρασης στην απορριπτόμενη ενέργεια και τις περικοπές

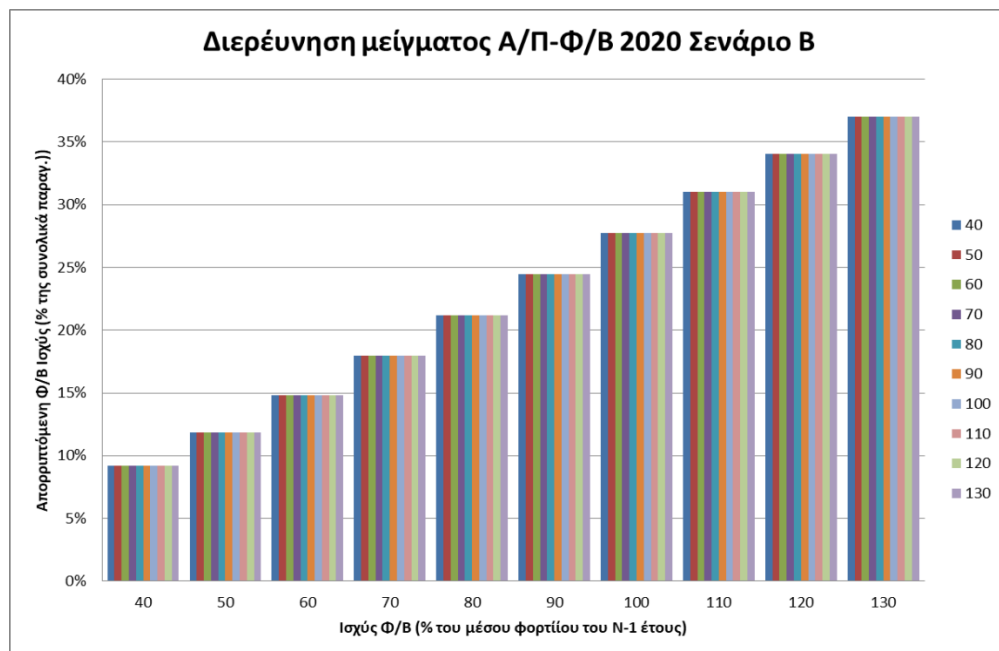
Αρχικά έγινε η διερεύνηση ως προς την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη με πετρέλαιο, ώστε να ελεγχθεί πως επηρεάζεται ενεργειακά το μοντέλο επίλυσης από τους διάφορους πιθανούς συνδυασμούς Αιολικής και Φ/Β ισχύος στο νησί. **Οι ισχύεις αυτές, εκφράστηκαν ως ποσοστά (%) του μέσου φορτίου του προηγούμενου έτους (N-1).**

Οι υπολογισμοί που έγιναν και παρουσιάστηκαν στα γραφήματα είναι:

- Υπολογισμός της απορριπτόμενης αιολικής ισχύος ως ποσοστό (%) της συνολικά παραγόμενης για 4 διαφορετικά έτη της μελέτης.
- Υπολογισμός της απορριπτόμενης Φ/Β ισχύος ως ποσοστό (%) της συνολικά παραγόμενης.
- Αποδεικνύεται (λόγω σειράς προτεραιότητας στο μοντέλο) πως το ποσοστό απόρριψης Φ/Β ισχύος είναι ανεξάρτητο της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος. Έτσι, για συγκεκριμένη Φ/Β ισχύ, το ποσοστό αυτό είναι σταθερό κατά τη διάρκεια ενός έτους. *Σχηματίζεται λοιπόν, ένα γράφημα όπου δίνεται το*

ποσοστό απόρριψης συναρτήσει της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος και της χρονιάς μελέτης.

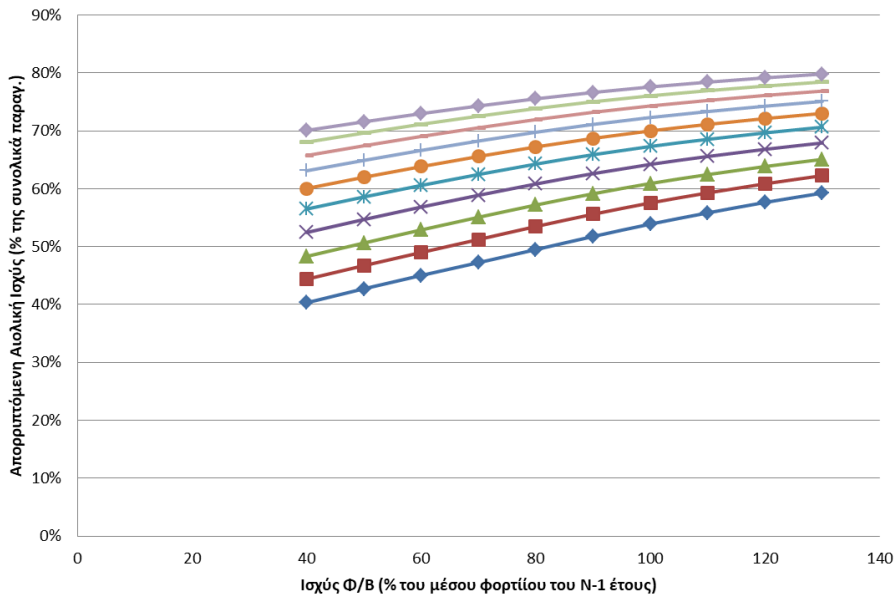
Η τελευταία παρατήρηση, γίνεται αντιληπτή και γραφικά, εάν σχηματιστεί το διάγραμμα απόρριψης Φ/Β ισχύος συναρτήσει της εγκατεστημένης αιολικής (παράμετρος) και Φ/Β ισχύος.



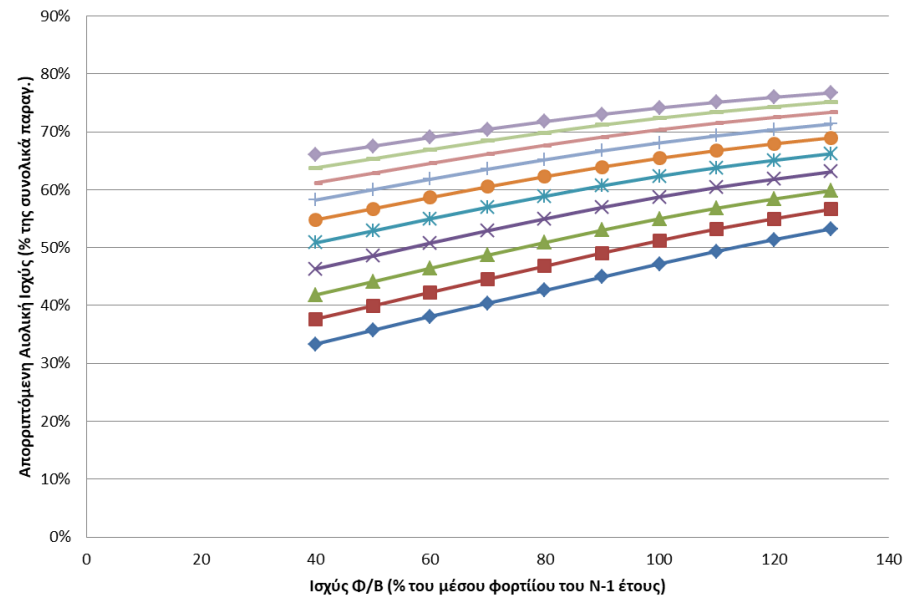
Σχήμα 6-8. Αναπαράσταση της απορριπτόμενης Φ/Β ισχύος (%) συναρτήσει της εγκατεστημένης Φ/Β ισχύος (%) και της αιολικής (% , παράμετρος δεξιά)

Στη συνέχεια παρατίθενται τα γραφήματα για την παραμετρική απεικόνιση της απορριπτόμενης αιολικής και Φ/Β ισχύος.

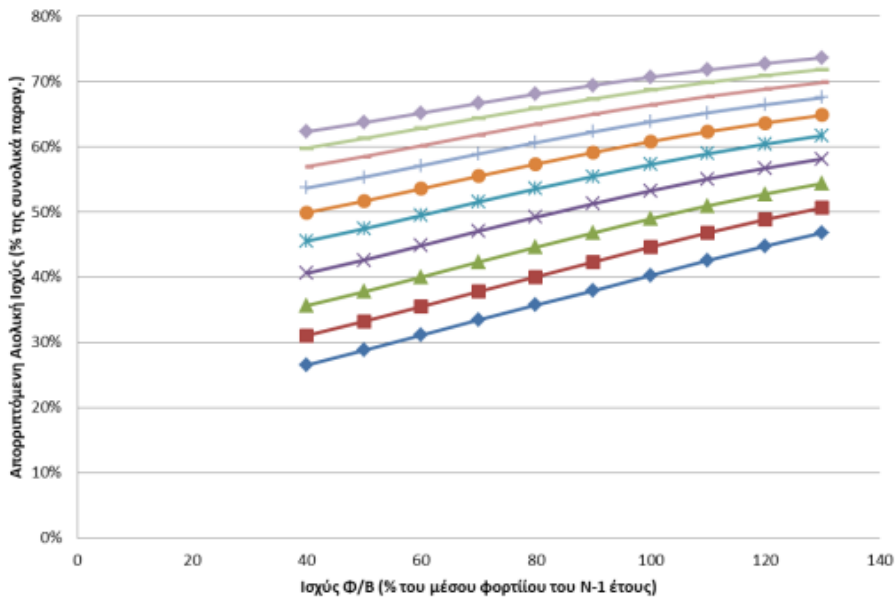
Διερεύνηση μείγματος Α/Π-Φ/Β 2020 Σενάριο Β



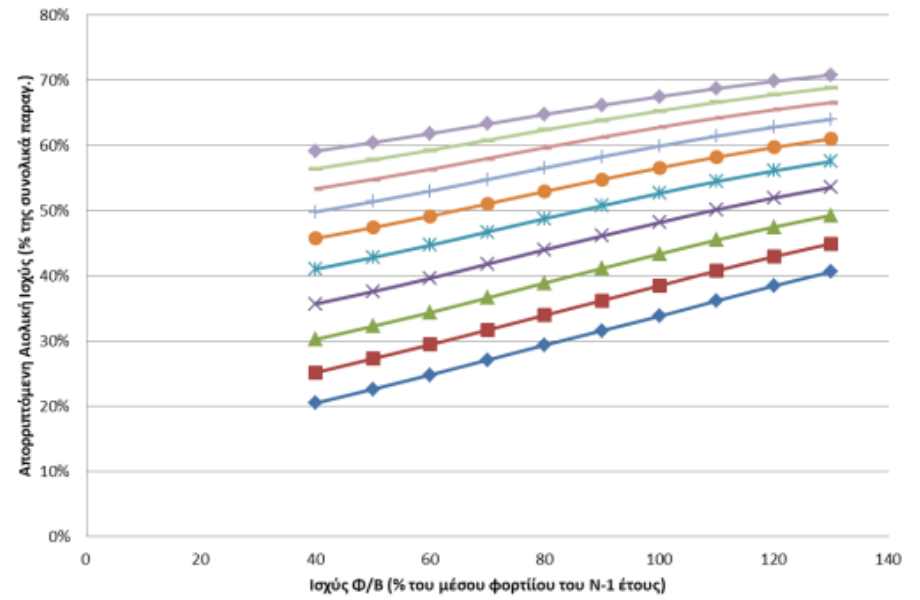
Διερεύνηση μείγματος Α/Π-Φ/Β 2025 Σενάριο Β



Διερεύνηση μείγματος Α/Π-Φ/Β 2035 Σενάριο Β



Διερεύνηση μείγματος Α/Π-Φ/Β 2050 Σενάριο Β



Σχήμα 6-9. Απεικόνιση της απορριπτόμενης αιολικής (%) συναρτήσεως της συνολικής εγκατεστημένης Φ/Β (%) και Αιολικής Ισχύος (%) για το σενάριο Β

Στα παραπάνω διαγράμματα, **η παράμετρος δεξιά είναι η εγκατεστημένη αιολική ισχύς ως ποσοστό (%) του μέσου φορτίου του N-1 έτους.**

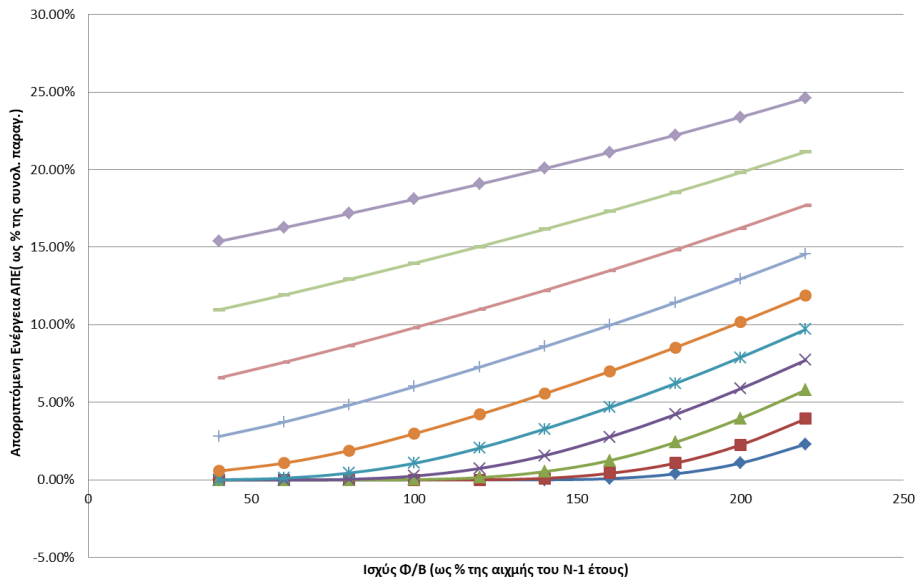
Παρατηρείται λοιπόν, για σταθερή τιμή εγκατεστημένου αιολικής ισχύος, ο τρόπος με τον οποίο αυξάνεται η απορριπτόμενη αιολική παραγωγή μεγαλώνοντας την εγκατεστημένη Φ/Β ισχύς. Ακολουθώντας την αντίστροφη διαδικασία, κρατώντας σταθερή δηλαδή την εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ και αυξάνοντας την αιολική, προκύπτουν αντίστοιχα συμπεράσματα.

Η διαδικασία αυτή επαναλαμβάνεται για 4 χρονιές στον ορίζοντα της μελέτης. Η χρησιμότητα της, έγκειται στην εύρεση συνδυασμών των δύο ειδών ισχύος που ικανοποιούν κάποια συνθήκη για μέγιστη επιτρεπτή απορριπτόμενη αιολική παραγωγή. Τέτοιοι συνδυασμοί, μπορούν να εξεταστούν ως προς την επιρροή τους στην οικονομικότητα της επένδυσης (Κόστος και LCoE).

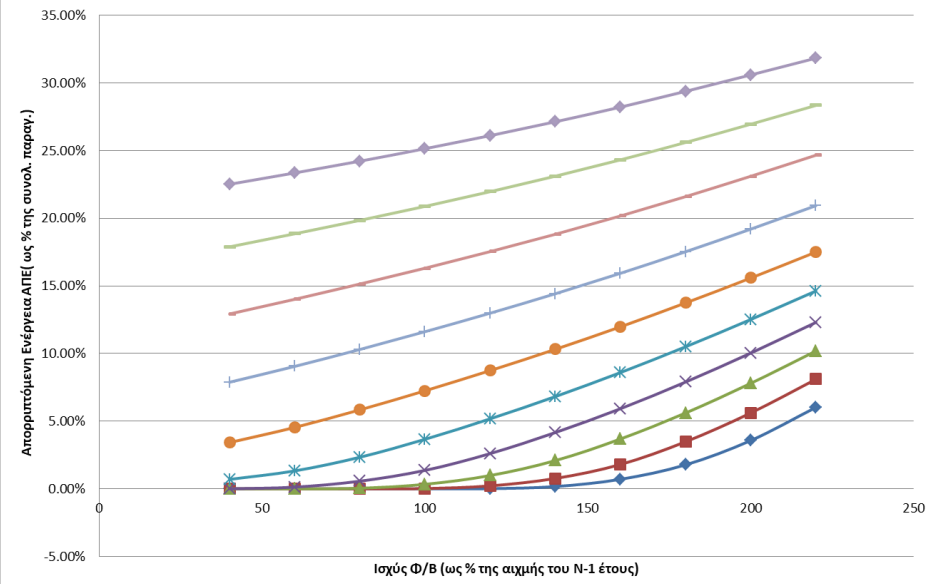
Στη συνέχεια, ελέγχεται η επίδραση των διαφόρων συνδυασμών Φ/Β και Αιολικής ισχύος στην ενεργειακή αξιολόγηση των σεναρίων Διασύνδεσης. **Οι ισχύεις αυτές, εκφράστηκαν ως ποσοστά (%) της μέσης ωριαίας αιχμής του προηγούμενου έτους (N-1).** Οι υπολογισμοί που έγιναν και παρουσιάστηκαν στα γραφήματα είναι:

- Η απορριπτόμενη συνολική ενέργεια από ΑΠΕ, ως ποσοστό (%) της συνολικά παραγόμενης, συναρτήσεως της εγκατεστημένης Φ/Β και Αιολικής Ισχύος. Οι υπολογισμοί πραγματοποιήθηκαν για 3 διαφορετικές χρονιές στον ορίζοντα της μελέτης. Ο λόγος που υπολογίζεται η ενέργεια που χάνεται συνολικά, είναι διότι η ενέργεια αυτή αποτελεί την ενέργεια που θα μεταπωλούταν στο διασυνδεδεμένο σύστημα, που κοστολογείται στην ΟΤΣ, οπότε δεν είναι απαραίτητη η γνώση της ανανεώσιμης πηγής από την οποία προέρχεται.

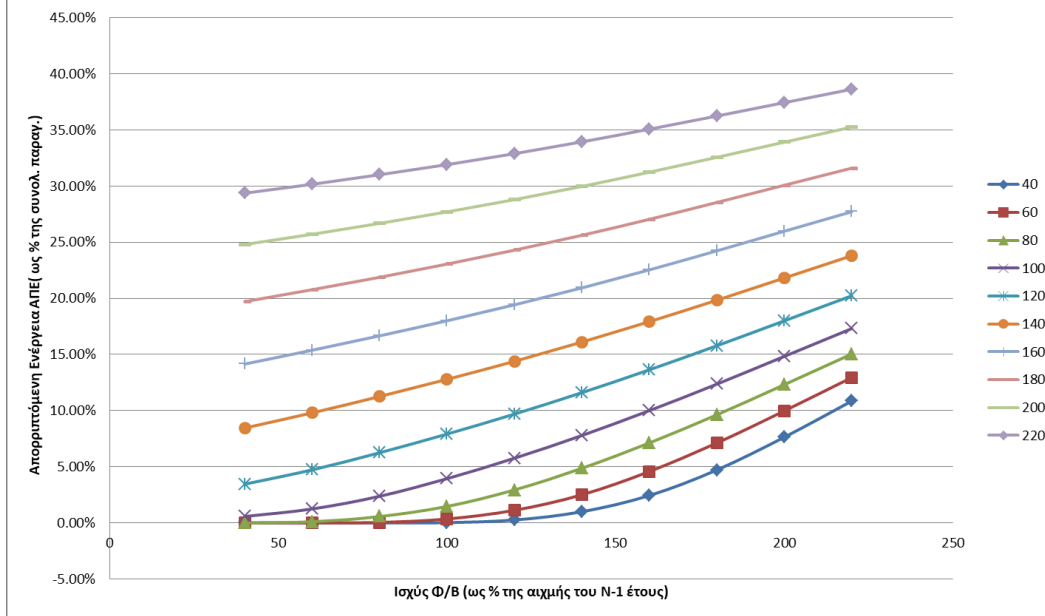
Διερεύνηση μείγματος Α/Π -Φ/Β το 2025 Σενάριο Α1



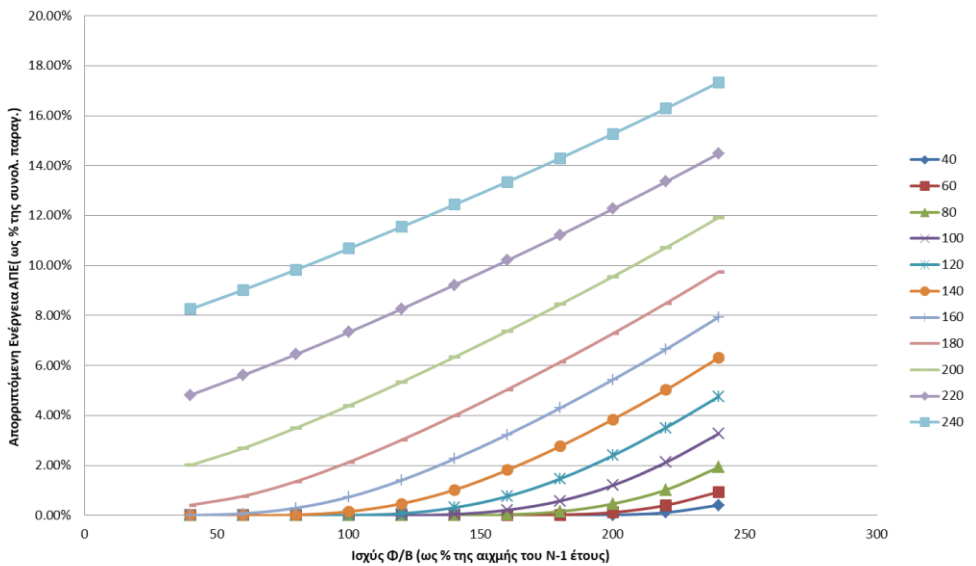
Διερεύνηση μείγματος Α/Π -Φ/Β το 2035 Σενάριο Α1



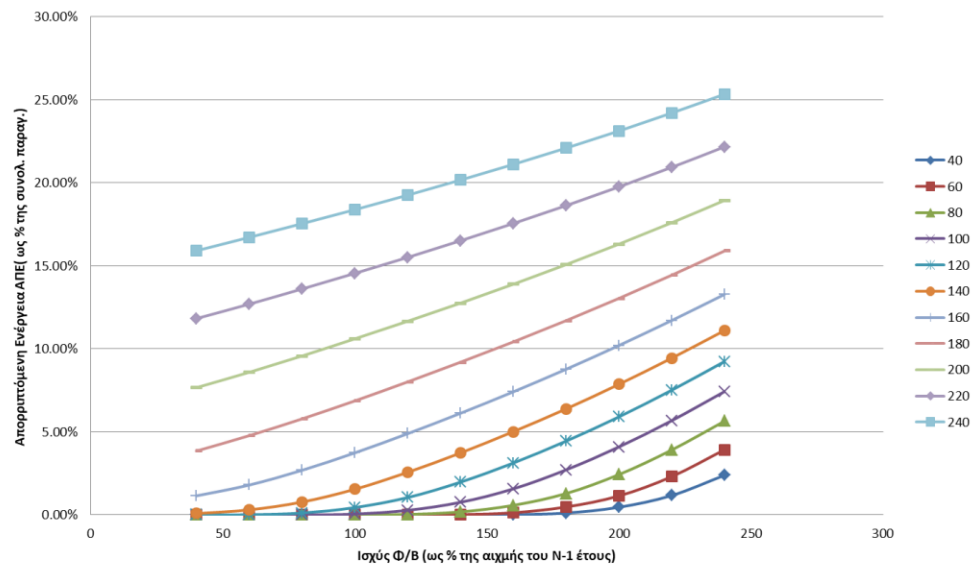
Διερεύνηση μείγματος Α/Π -Φ/Β το 2050 Σενάριο Α1



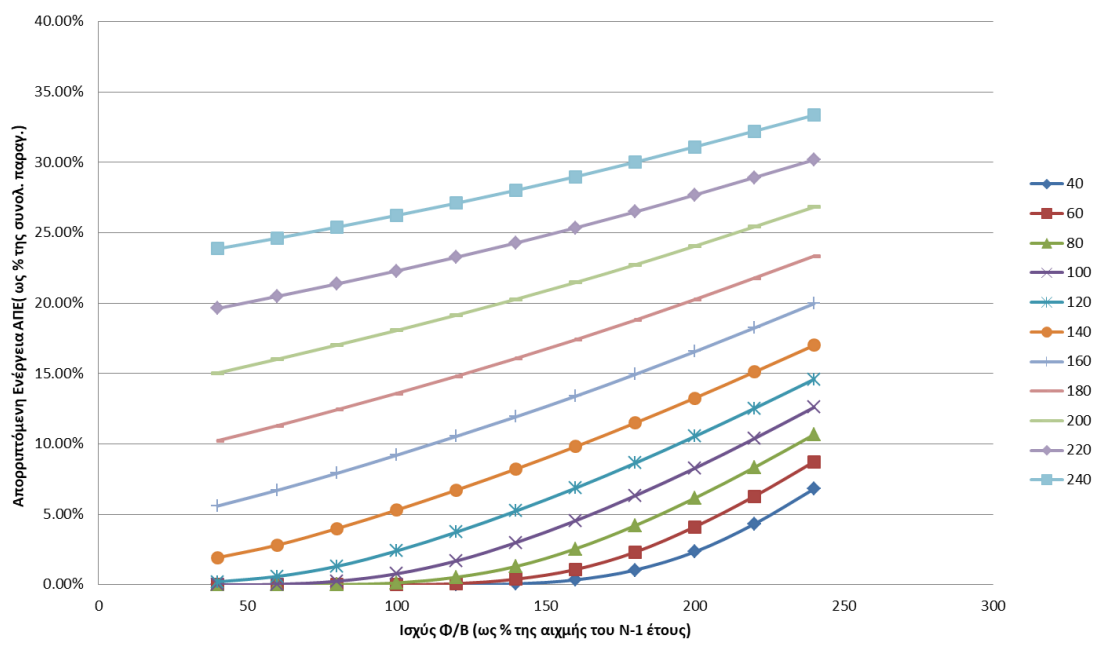
Διερεύνηση μείγματος Α/Π -Φ/Β το 2025 Σενάριο Α2

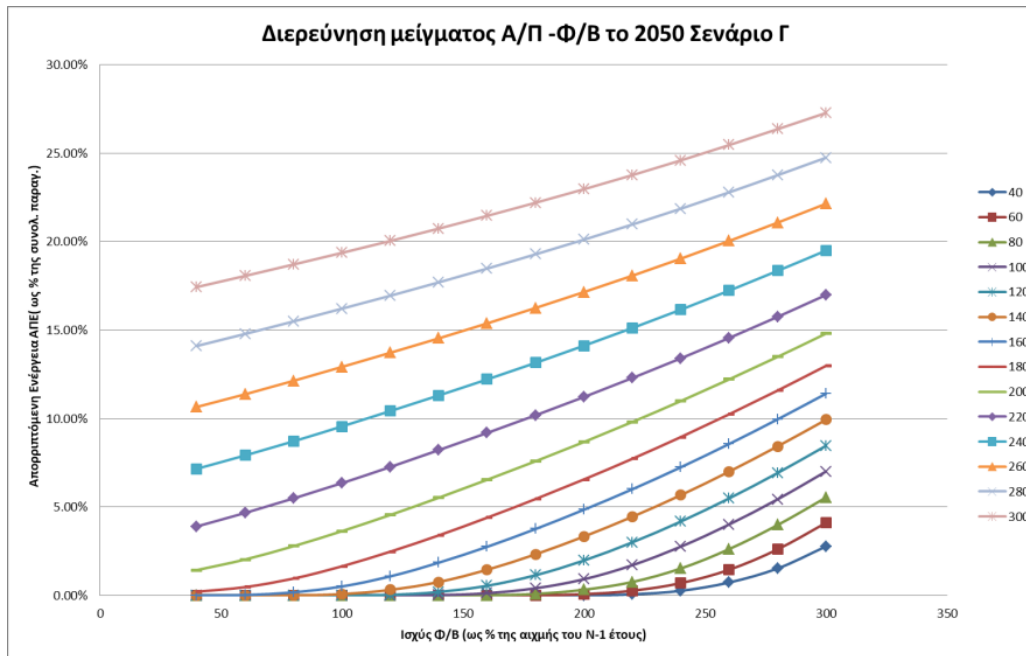
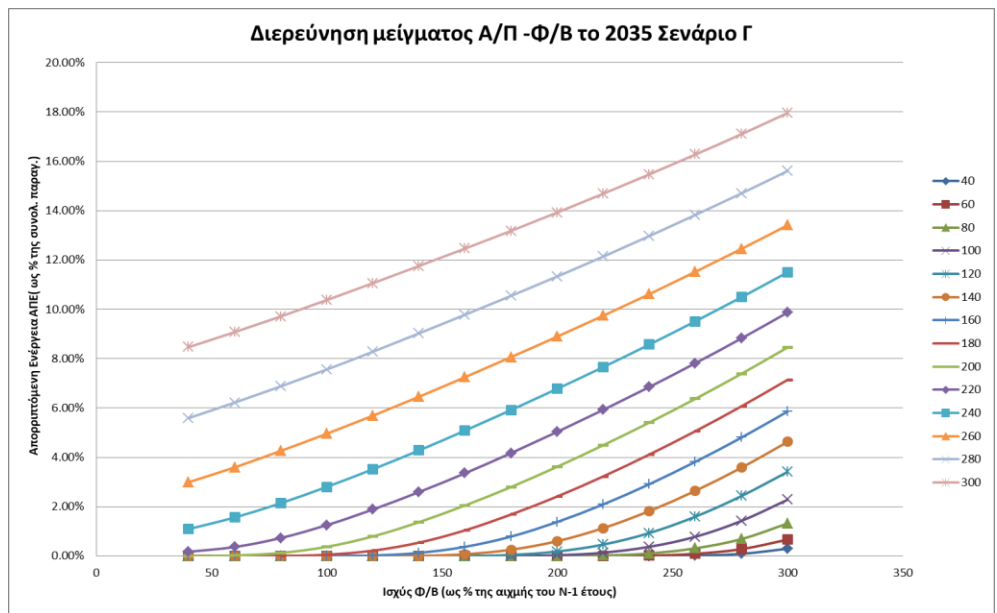
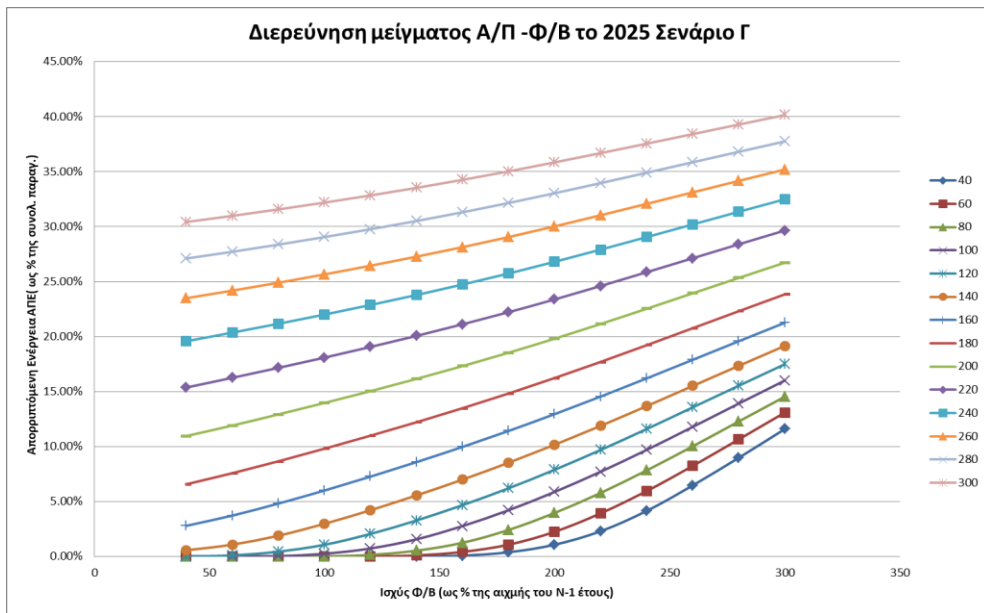


Διερεύνηση μείγματος Α/Π -Φ/Β το 2035 Σενάριο Α2



Διερεύνηση μείγματος Α/Π -Φ/Β το 2050 Σενάριο Α2





Σχήμα 6-10. Απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ (%) συναρτήσει Φ/Β και Αιολικής Ισχύος για τα έτη 2025, 2035, 2050 και για τα σενάρια Α1, Α2, Γ

Με μια πρώτη ματιά στα γραφήματα, είναι ξεκάθαρη η μεγάλη δυνατότητα διείσδυσης των ΑΠΕ στο σύστημα της Κρήτης με την υλοποίηση της διασύνδεσης. Ενώ η θεωρούμενη διείσδυση των ΑΠΕ είναι σε πολύ μεγαλύτερη κλίμακα από την αντίστοιχη διείσδυση στα Σενάρια Αυτόνομης Ανάπτυξης, παρατηρείται πως **τα ποσοστά απόρριψης ανανεώσιμης ενέργειας είναι σαφώς μικρότερα**.

Η μεγάλη απελευθέρωση των επενδύσεων στις ΑΠΕ μέσω της διασύνδεσης, φαίνεται εμφανώς στο Σενάριο Γ. Αρχικά, το **2025** λειτουργεί αποκλειστικά το 1^ο σκέλος της διασύνδεσης. Στο 'υπερβολικό' σενάριο της εγκατάστασης Φ/Β ισχύος και Αιολικής Ισχύος της τάξης του **300% της αιχμής** του προηγούμενου έτους (**1865 MW**) παρατηρείται το ποσοστό απόρριψης ενέργειας ΑΠΕ να είναι **40%** της συνολικά παραγόμενης, ένα ποσοστό μεγάλο, αλλά συγκρίσιμο με τα αντίστοιχα της αυτοδύναμης ανάπτυξης, που προφανώς όμως αναφέρονται σε πολύ μικρότερη διείσδυση ΑΠΕ.

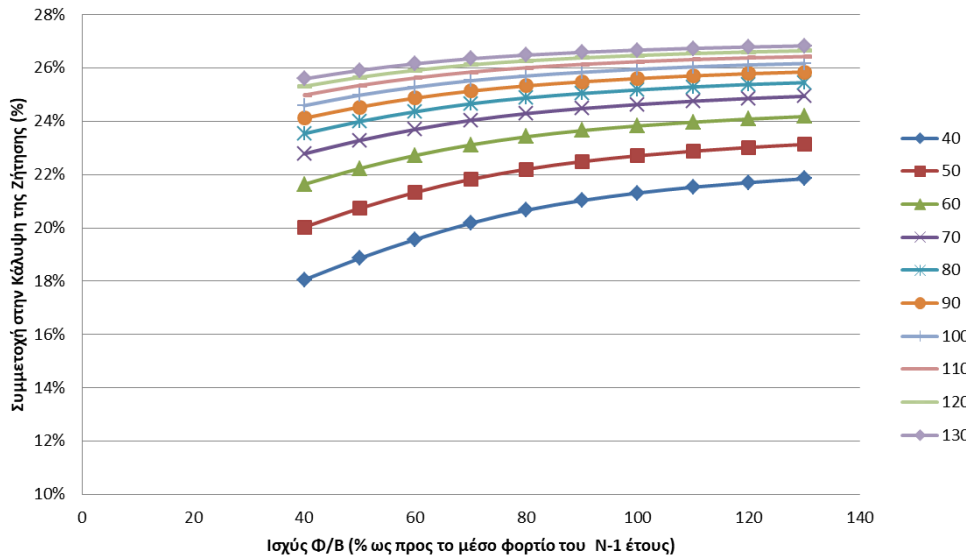
Στο ίδιο ακραίο σενάριο (διείσδυση στο **300%** του N-1 έτους), για το έτος **2035** ωστόσο, που έχει ξεκινήσει να λειτουργεί και το 2^ο σκέλος της διασύνδεσης, παρατηρείται πως το σύνολο της ενέργειας ΑΠΕ που απορρίπτεται είναι της τάξεως του **18%**. Δηλαδή για συνολική διείσδυση ισχύος ΑΠΕ $2363+2363=$ **4726 MW** σημειώνεται ένα ικανοποιητικό ποσοστό απορρόφησης.

6.5.1.2 Διερεύνηση επίδρασης στη συμμετοχή στην Η/Π του νησιού

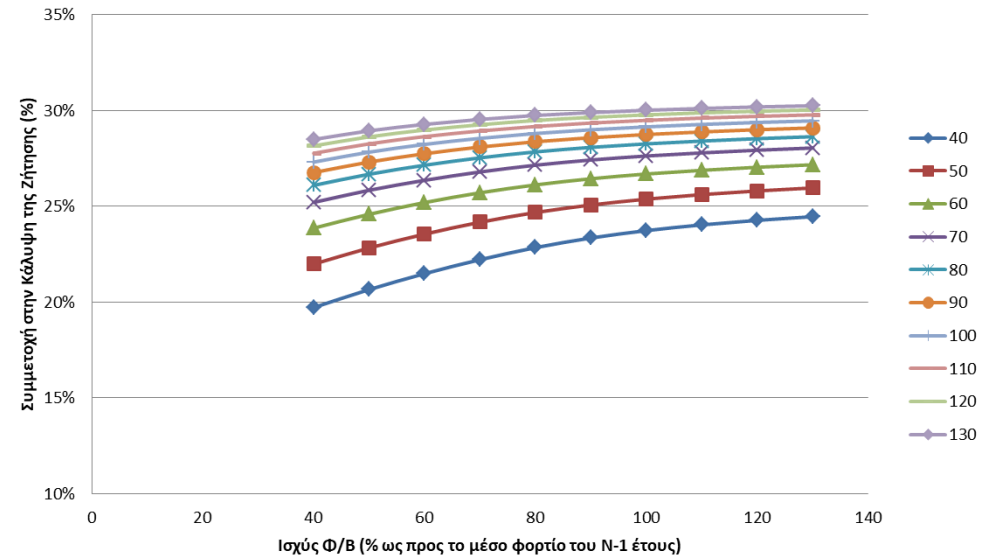
Ενδιαφέρον παρουσιάζει ακόμη σε αυτή τη διερευνητική πλευρά της μελέτης, να κοιτάξει κανείς το τελικό αποτέλεσμα όσον αφορά την ηλεκτροπαραγωγή στο νησί. Μέσα από τα διαγράμματα που παρατίθενται λοιπόν, σκοπός είναι να απαντηθεί το ερώτημα του ποσού της συνολικής συμμετοχής των ΑΠΕ, στη συνολική Ηλεκτροπαραγωγή του νησιού για τα αντίστοιχα έτη διερεύνησης.

Αρχικά παρουσιάζονται και σχολιάζονται τα αποτελέσματα για την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη με πετρέλαιο.

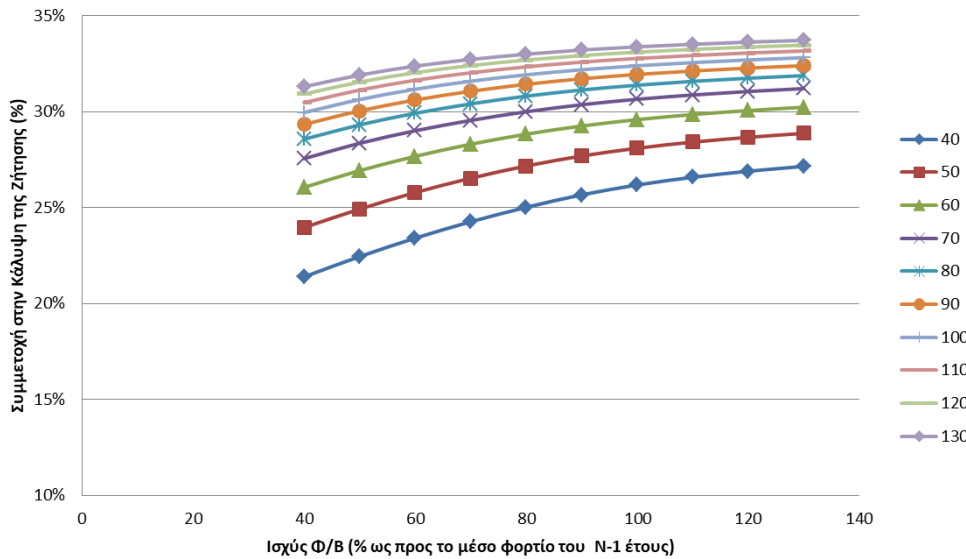
Συμμετοχή στην Η/Π της Κρήτης, Σενάριο Β , 2020



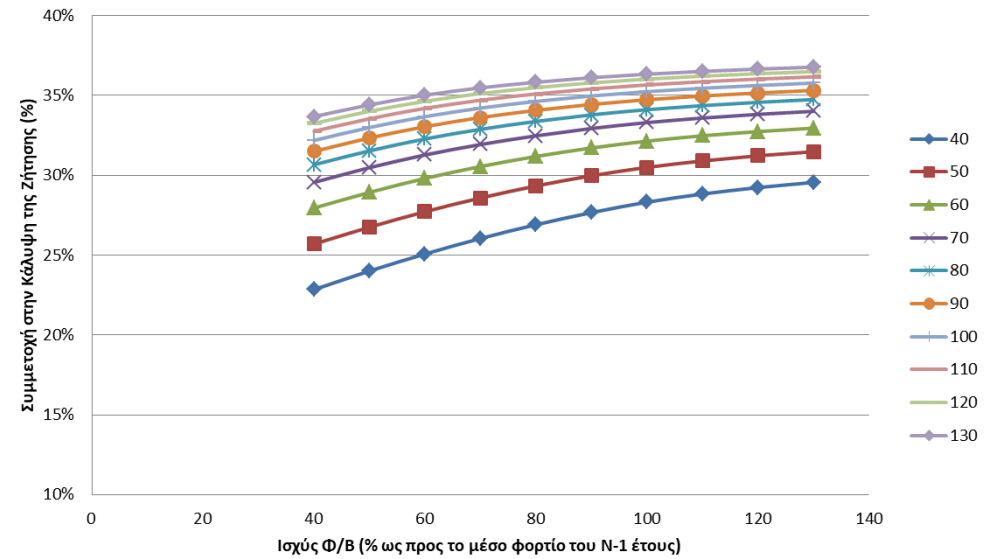
Συμμετοχή στην Η/Π της Κρήτης, Σενάριο Β , 2025



Συμμετοχή στην Η/Π της Κρήτης, Σενάριο Β , 2035



Συμμετοχή στην Η/Π της Κρήτης, Σενάριο Β , 2050



Σχήμα 6-11. Γραφήματα παρουσίασης συμμετοχής στην Η/Π της Κρήτης στα διάφορα σενάρια διερεύνησης για την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη, έτη 2020, 2025, 2035 και 2050

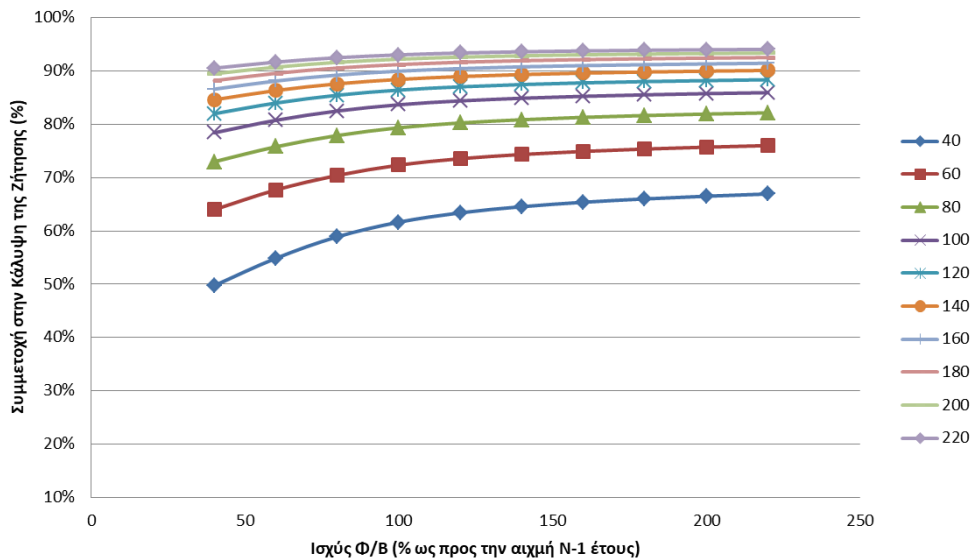
Με την παρουσίαση των άνω γραφημάτων, επιβεβαιώνεται το πόρισμα της αναγκαστικής περιορισμένης διείσδυσης ισχύος ΑΠΕ στο νησί. Όσο το νησί στηρίζεται ενεργειακά στο πετρέλαιο και στις μονάδες που λειτουργούν με αυτό, η συμμετοχή των ανανεώσιμων στη συνολική Ηλεκτροπαραγωγή του νησιού παραμένει περιορισμένη. Το αδιέξοδο που προκύπτει σε αυτή τη περίπτωση, έχει να κάνει με την αδυναμία εκπλήρωσης των στόχων που έχει θέσει η ΕΕ για τη συμμετοχή των ΑΠΕ σε αυτοδύναμα μεγάλα συστήματα σε ποσοστά άνω των **40%**.

Ενώ σταδιακά παρατηρείται πως με το πέρασμα των ετών, μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ δίνει μεγαλύτερη συμμετοχή στην Η/Π του νησιού, η μέγιστη τιμή που συναντάται είναι της τάξης των **36%-37%**. Η τιμή αυτή, λαμβάνεται κατά το **έτος 2050** και στα σενάρια υψηλότερης διερεύνησης διείσδυσης ισχύος. Τόσο για τα Φ/Β όσο και για τα Α/Π, η ισχύς υπολογίζεται ως το **130% του μέσου φορτίου** του προηγούμενου έτους ($876\text{MW}+876\text{MW} = 1752\text{MW}$).

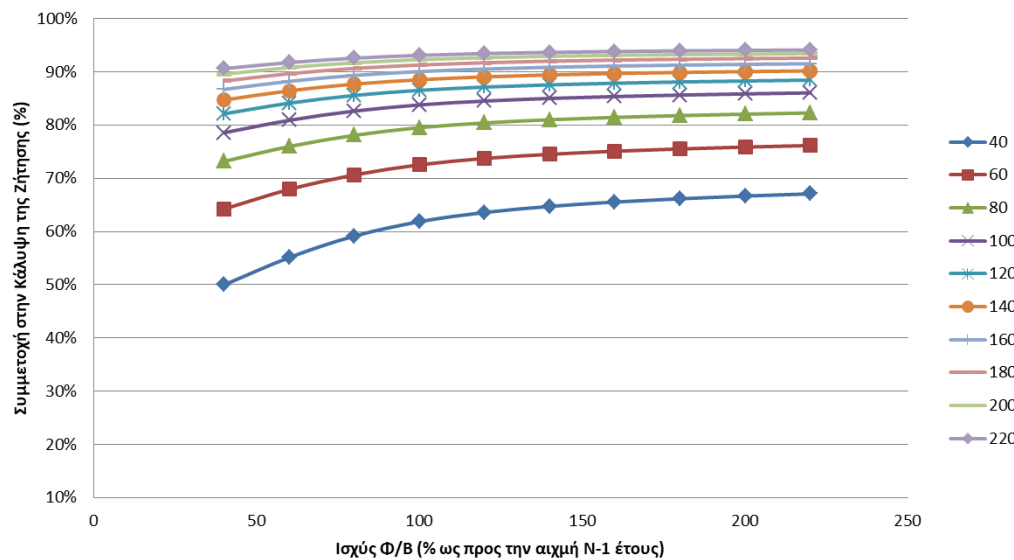
Αυτό που επίσης αντλείται από τα διαγράμματα, είναι πως οι καμπύλες, όσο μεγαλώνει η διείσδυση της ισχύος, τείνουν να έχουν μικρότερη απόκλιση μεταξύ τους. Η αύξηση που σημειώνεται στο ποσοστό συμμετοχής έχει μειούμενο ρυθμό και φαίνεται πως έχει μέγιστο σε τιμή κάτω από **27% για το 2020, 31% για το 2025, 34% για το 2035 και 37% για το 2050**.

Παρακάτω, παρατίθενται αντίστοιχα διαγράμματα για τα σενάρια Διασύνδεσης.

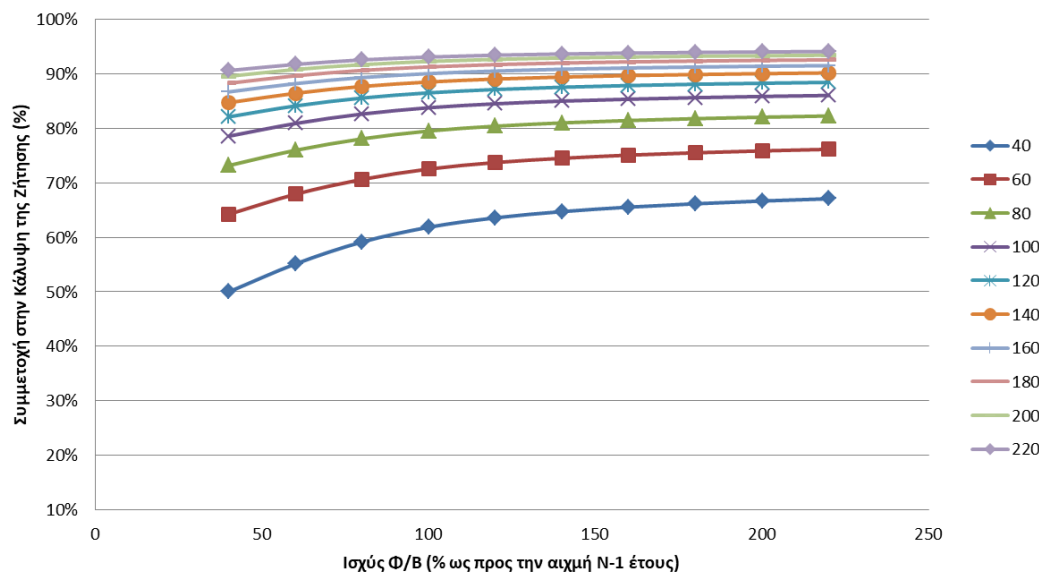
Συμμετοχή στην Η/Π της Κρήτης, Σενάριο A1 , 2025



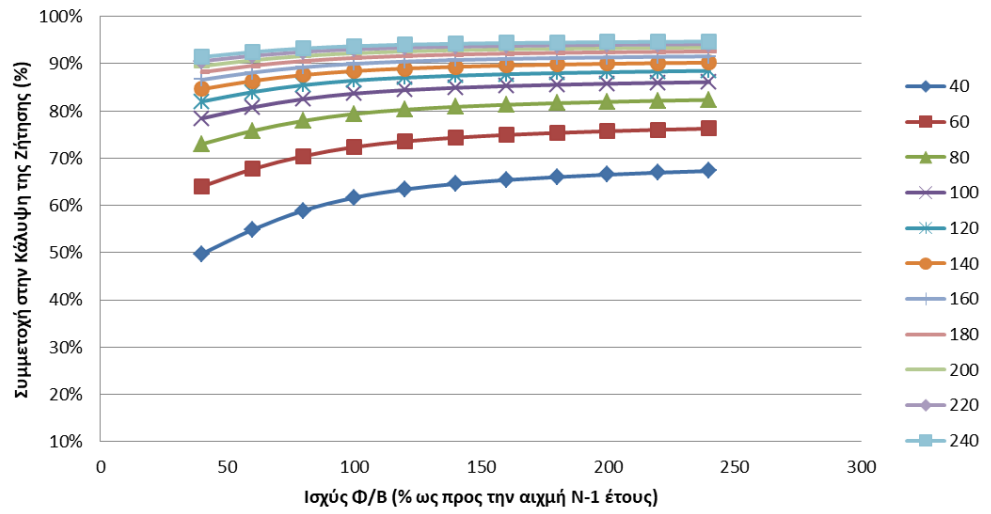
Συμμετοχή στην Η/Π της Κρήτης, Σενάριο A1 , 2035



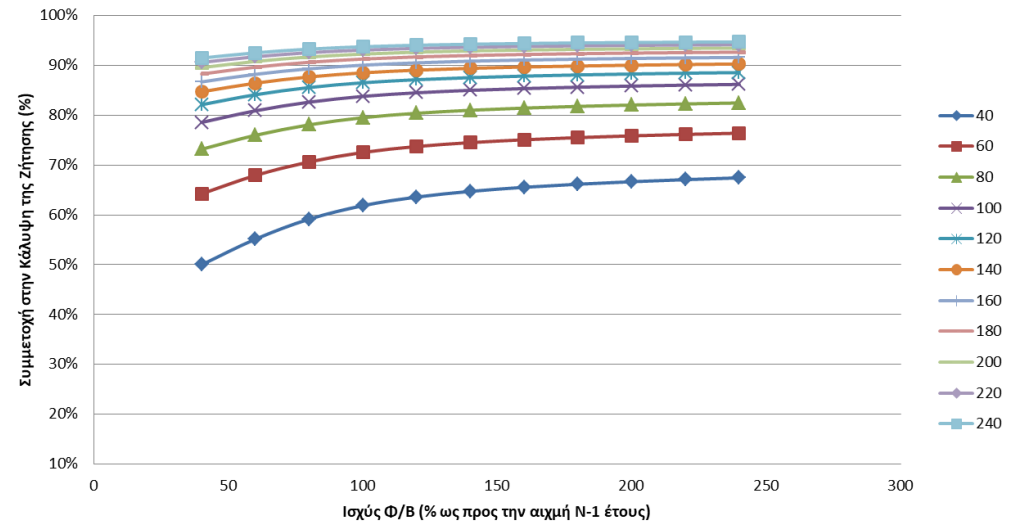
Συμμετοχή στην Η/Π της Κρήτης, Σενάριο A1 , 2050



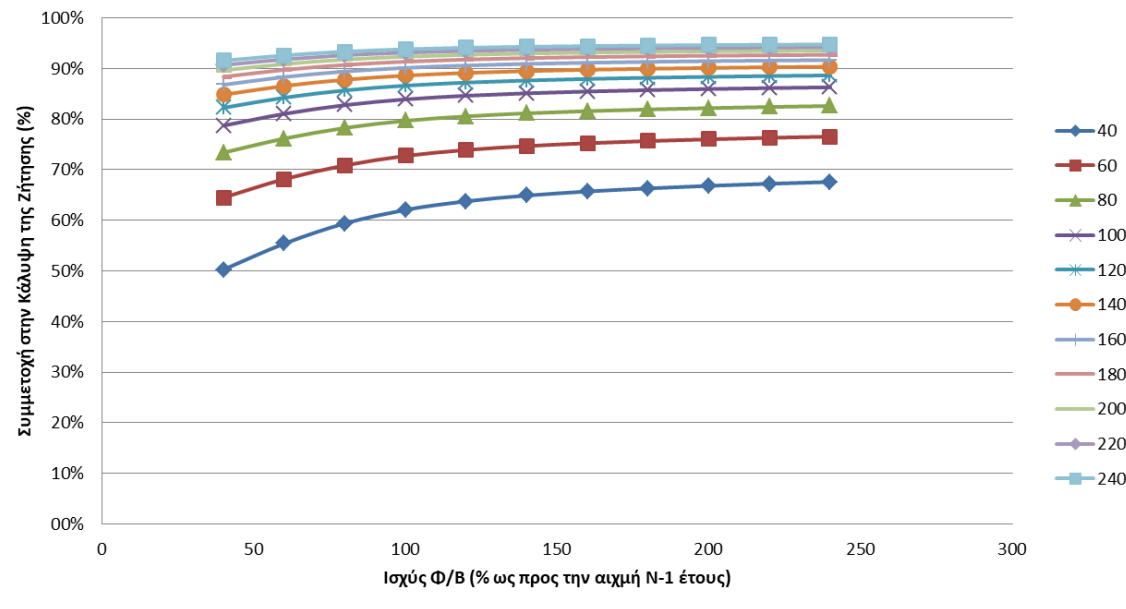
Συμμετοχή στην Η/Π της Κρήτης, Σενάριο A2 , 2025



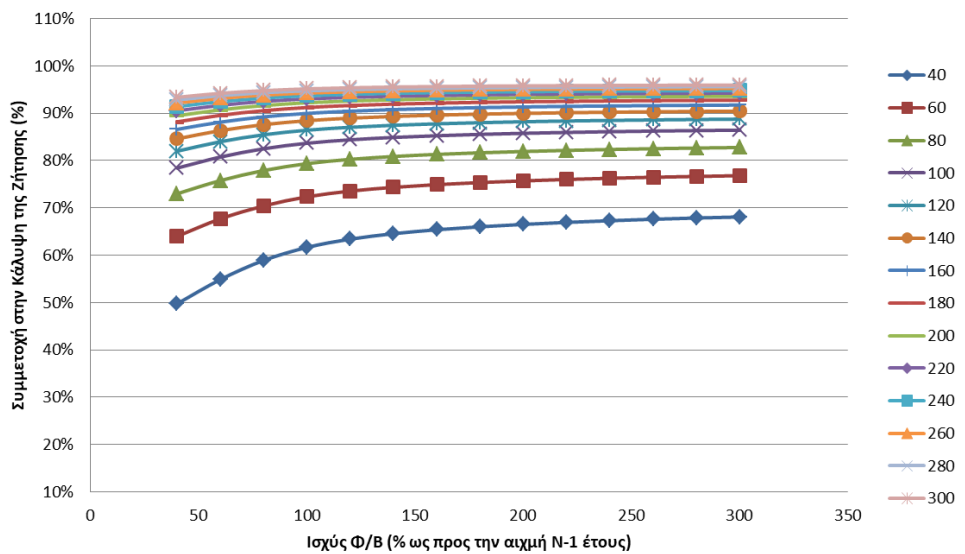
Συμμετοχή στην Η/Π της Κρήτης, Σενάριο A2 , 2035



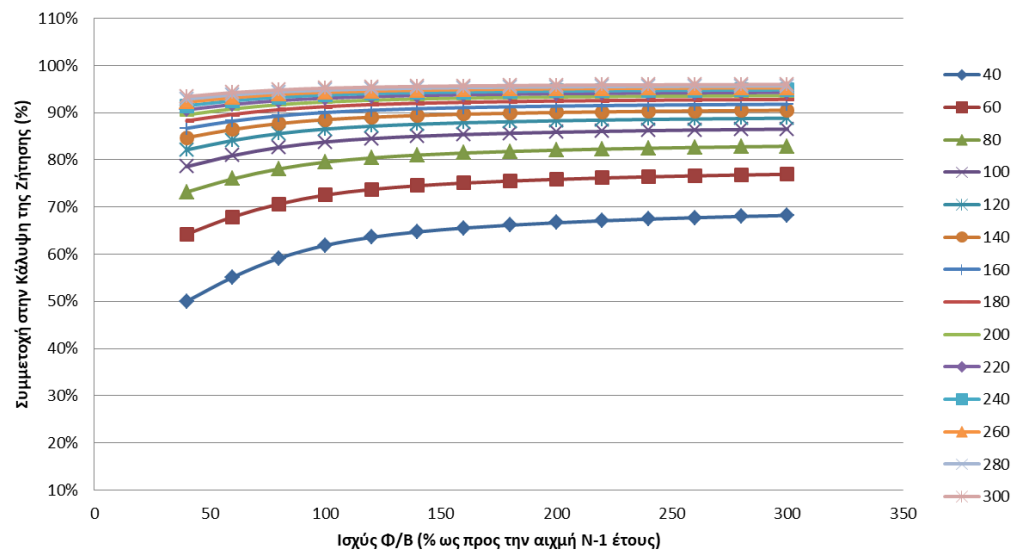
Συμμετοχή στην Η/Π της Κρήτης, Σενάριο A2 , 2050



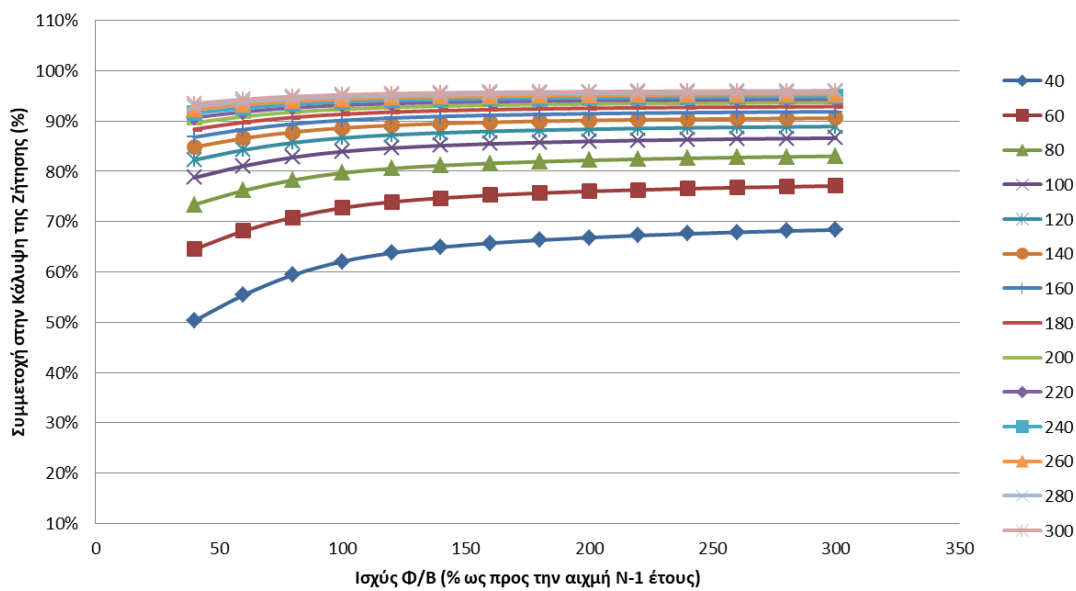
Συμμετοχή στην Η/Π της Κρήτης, Σενάριο Γ , 2025



Συμμετοχή στην Η/Π της Κρήτης, Σενάριο Γ , 2035



Συμμετοχή στην Η/Π της Κρήτης, Σενάριο Γ , 2050



Σχήμα 6-12. Γραφήματα παρουσίασης συμμετοχής στην Η/Π στα σενάρια διερεύνησης για τις ΑΠΕ για τα σενάρια διασύνδεσης (Α1, Α2, Γ) και τα έτη 2025, 2035, 2050

Τονίζεται πως η παράμετρος δεξιά σε κάθε διάγραμμα είναι η εγκατεστημένη αιολική ισχύς σε % ως προς την αιχμή του Ν-1 έτους.

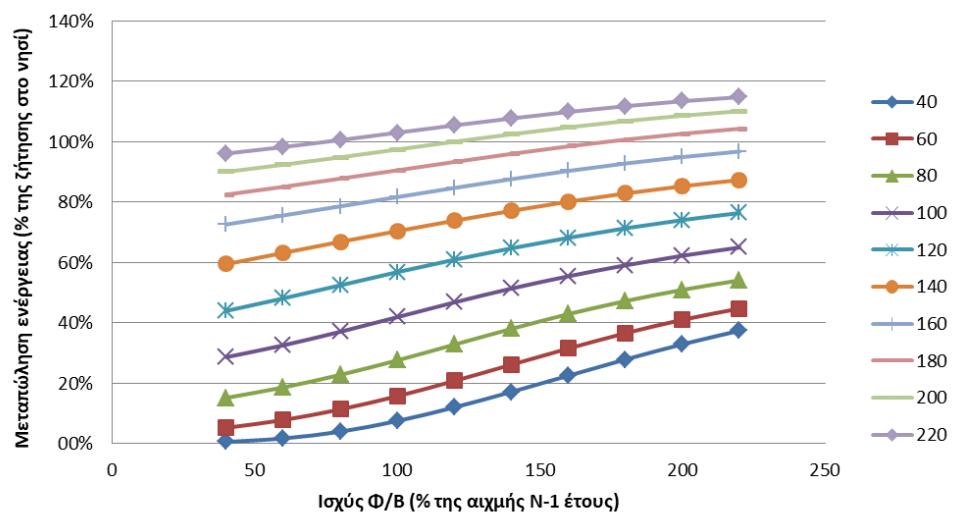
Από τα παραπάνω γραφήματα, συμπληρώνεται σε ακόμη μεγαλύτερο βαθμό η εικόνα για τις ΑΠΕ στα σενάρια Διασύνδεσης. Μερικά χρήσιμα και ουσιαστικά συμπεράσματα που προκύπτουν από την παρατήρηση των άνω γραφημάτων:

- Ακόμη και στα μικρότερα σενάρια διεύθυνσης, αυτά στο **40%** της αιχμής του προηγούμενου έτους, παρατηρείται πως οι ΑΠΕ έχουν συμμετοχή στην ηλεκτροπαραγωγή του νησιού σε ποσοστό τουλάχιστον **50%** της συνολικής. Για παράδειγμα, κατά το έτος 2035, και για το πιο επισφαλές σενάριο, υπάρχει ισχύς Φ/Β όσο και Α/Π στο νησί ίση με το **40%** της αιχμής του **2034 (394+394=788MW)** από την οποία και καλύπτεται το **50%** της ετήσιας ζήτησης.
- Κάτι άλλο που παρατηρείται, είναι ο κορεσμός στη συμμετοχή από κάποιο σημείο κι έπειτα. Ειδικότερα, σύμφωνα με τη παράμετρο της αιολικής ισχύος, με εγκατάσταση ισχύος Α/Π της τάξεως του **180%** και πάνω δεν παρατηρείται μεγάλη διαφορά, όπως φαίνεται και από τα γραφήματα όπου οι καμπύλες σχεδόν συμπίπτουν. Το ποσό της ζήτησης που φαίνεται να μπορούν να καλύψουν οι ΑΠΕ είναι της τάξεως του **94%** στις περιπτώσεις και θεωρήσεις υψηλής διεύθυνσης. Πάντως, και με χαμηλότερες σχετικά διεύσεις παρατηρείται πως επιτυγχάνεται πολύ μεγάλη συμμετοχή στο μείγμα των ΑΠΕ. Για παράδειγμα κατά το έτος 2035 για το σενάριο Γ, για διεύθυνση αιολικών στο **100%** της αιχμής και Φ/Β αντίστοιχα στο **60%** (**985+591=1576 MW**) καλύπτεται το **80%** της ζήτησης.

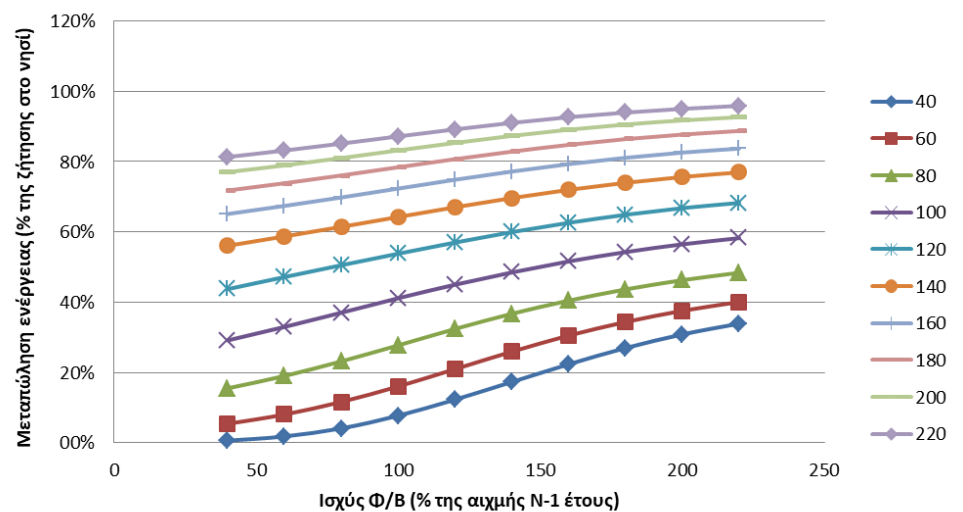
6.5.1.3 Διερεύνηση επίδρασης στα ποσά μεταπώλησης στο ΕΣΜΗΕ

Για τα σενάρια διασύνδεσης, παρουσιάζει ενδιαφέρον και τα ποσά που δεν αξιοποιούνται για την Η/Π στο νησί, αλλά μεταπωλούνται στο ΕΣΜΗΕ.

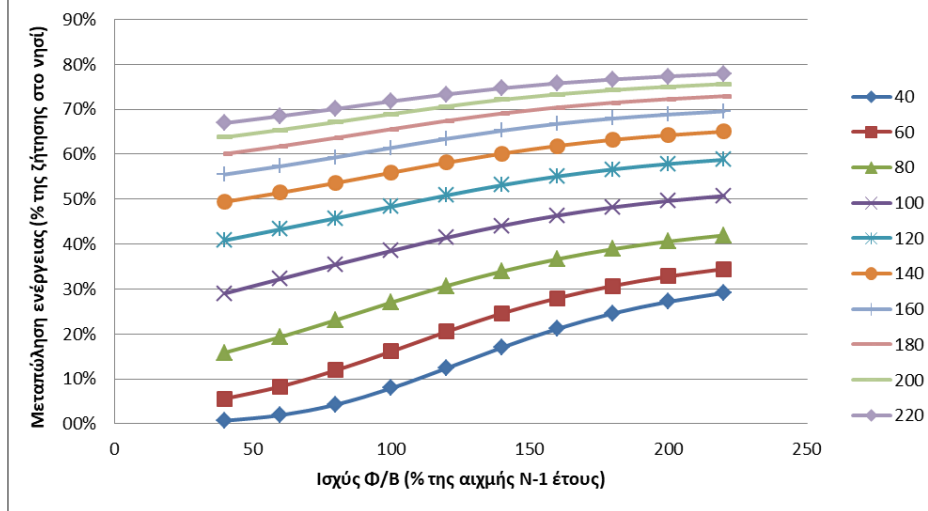
Μεταπώληση Ενέργειας ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ, Σενάριο A1, 2025



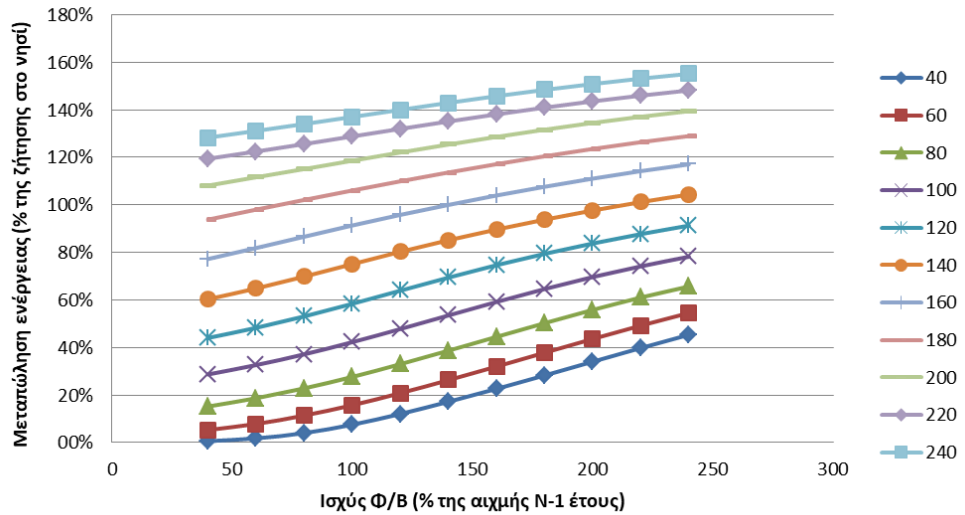
Μεταπώληση Ενέργειας ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ, Σενάριο A1, 2035



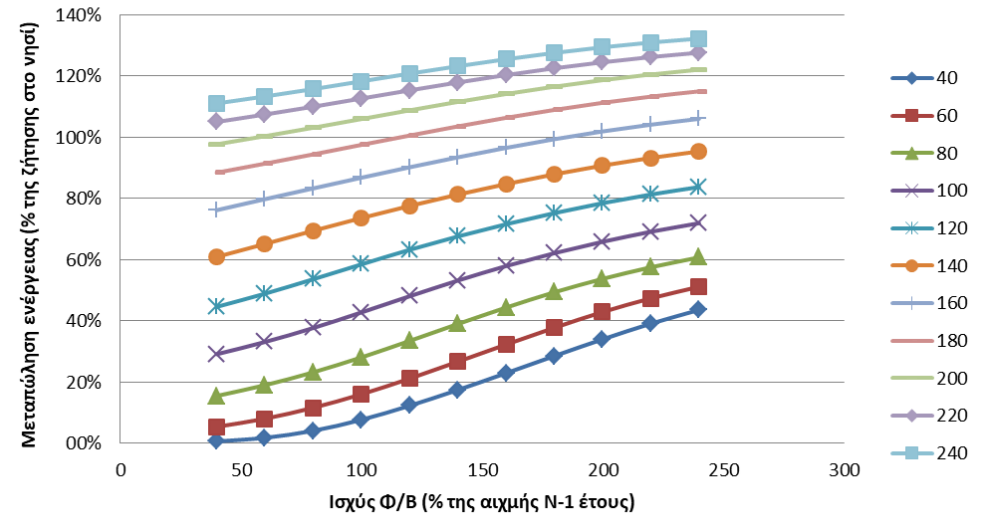
Μεταπώληση Ενέργειας ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ, Σενάριο A1, 2050



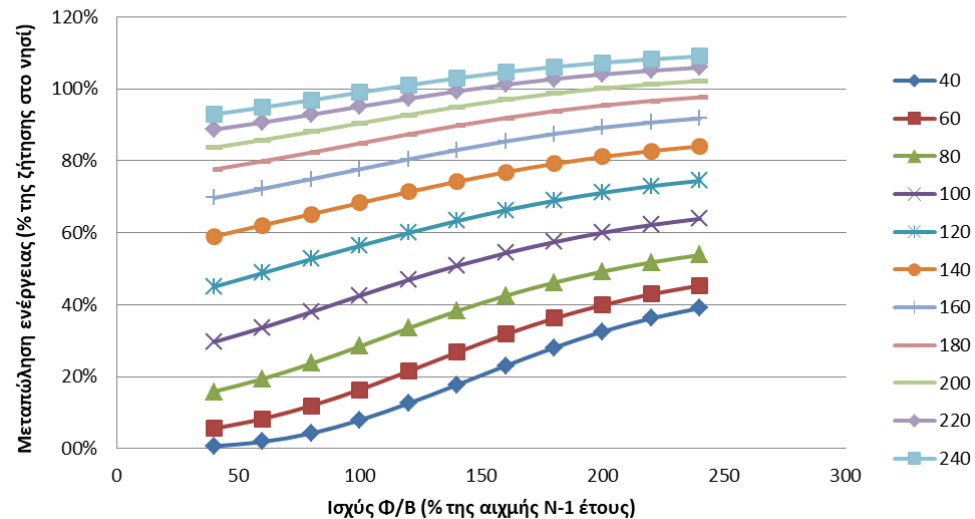
Μεταπώληση Ενέργειας ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ, Σενάριο A2, 2025



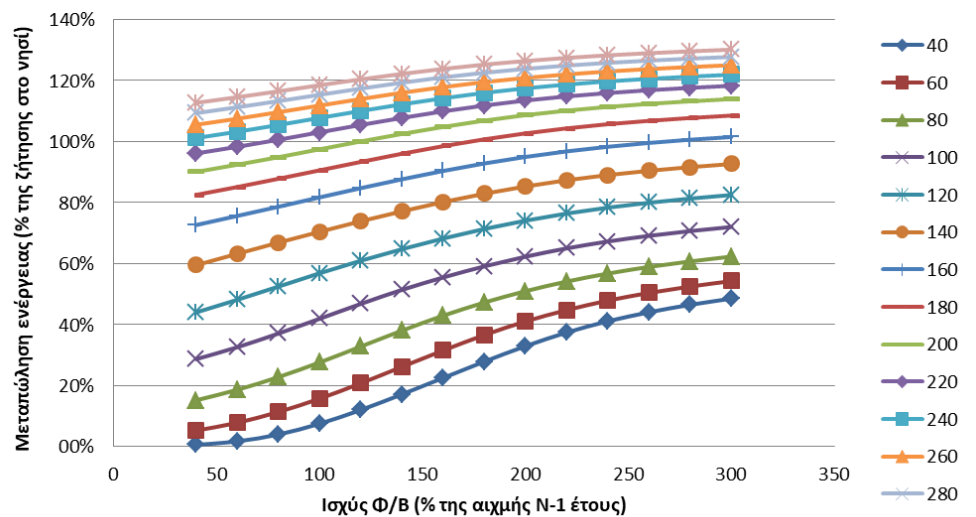
Μεταπώληση Ενέργειας ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ, Σενάριο A2, 2035



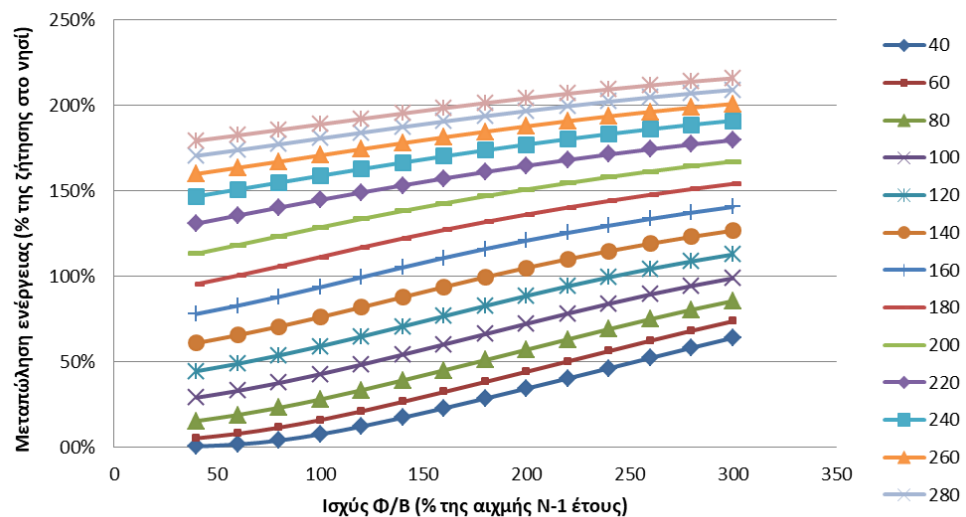
Μεταπώληση Ενέργειας ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ, Σενάριο A2, 2050



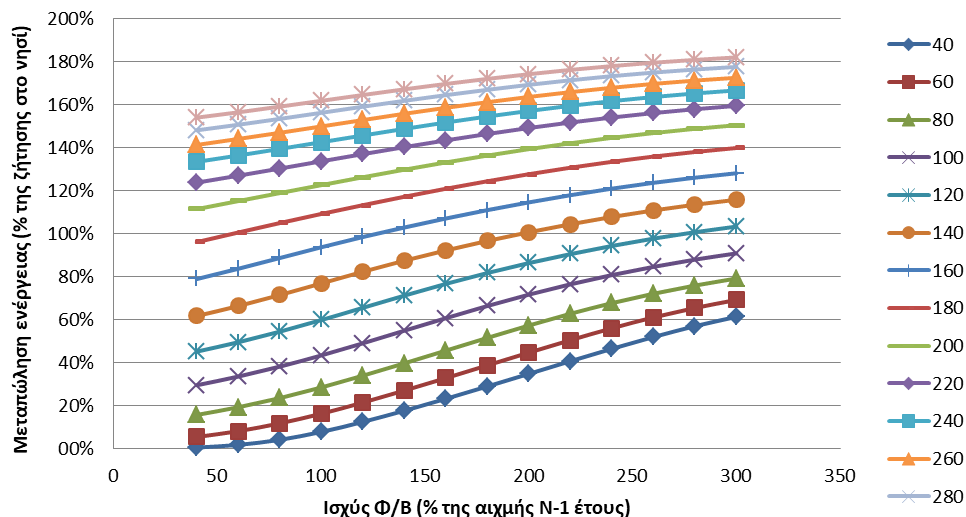
Μεταπώληση Ενέργειας ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ, Σενάριο Γ, 2025



Μεταπώληση Ενέργειας ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ, Σενάριο Γ, 2035



Μεταπώληση Ενέργειας ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ, Σενάριο Γ, 2050



Σχήμα 6-13. Γραφήματα αναπαράστασης της μεταπώλησης ενέργειας από τη Κρήτη στο ΕΣΜΗΕ στα σενάρια διερεύνησης των ΑΠΕ, για τα σενάρια Διασύνδεσης και για τα έτη 2025, 2035, 2050

Σημειώνεται πως στα παραπάνω γραφήματα, απεικονίζεται η ενέργεια που μεταπωλείται στο ΕΣΜΗΕ, σαν ποσοστό (%) της ζήτησης στο νησί το εκάστοτε έτος. Επίσης, η παράμετρος στο δεξί μέρος των διαγραμμάτων είναι η εγκατεστημένη αιολική ισχύς ως % της αιχμής του N-1 έτους.

Στα συγκεκριμένα γραφήματα, παρουσιάζεται η ενέργεια που μεταπωλείται. Όπως εύκολα παρατηρεί κανείς, η παραμετρική αύξηση της ισχύος οδηγεί και σε αύξηση της ενέργειας που μεταπωλείται στο Διασυνδεδεμένο σύστημα. Μάλιστα, σε αντίθεση με τα προηγούμενα γραφήματα, τα πολύ μεγάλα σενάρια διασύνδεσης των ΑΠΕ δεν παρουσιάζουν συμφόρηση ως προς την ενέργεια που μεταπωλείται.

Αξιοσημείωτο είναι το γεγονός πως είναι δυνατό να επιτευχθεί διακίνηση ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ σε ποσοστό **200%** και άνω του φορτίου ζήτησης του νησιού (Σενάριο Γ, έτος 2035).

Τα κριτήρια που τίθενται για να πραγματοποιηθεί ο έλεγχος των πιθανών μειγμάτων ΑΠΕ στο νησί και το μείγμα ΑΠΕ που έχει εντέλει επιλεχθεί λαμβάνεται για τα σενάρια διασύνδεσης ως εξής:

- Η ενέργεια από ΑΠΕ που απορρίπτεται, δεν πρέπει να ξεπερνάει **το 5%** της συνολικά παραγόμενης.
- Για τη συμμετοχή στην Η/Π και τη μεταπώληση στο ΕΣΜΗΕ δεν τίθεται κάποιο όριο, καθώς θέλουμε να επιτευχθεί όσο το δυνατόν υψηλότερο ποσοστό και στα δύο.

Τηρώντας τα παραπάνω, υπολογίζεται η μέγιστη διείσδυση που μπορεί να επιτευχθεί στα σενάρια Διασύνδεσης. Έπειτα συγκρίνεται με την διείσδυση που έχει επιλεχθεί για τα βασικά σενάρια μελέτης. Η διαδικασία αυτή γίνεται για τα 3 χρόνια που διερευνώνται (2025, 2035, 2050). Τα αποτελέσματα της διαδικασίας παρουσιάζονται στον πίνακα **(στις παρενθέσεις των προτεινόμενων τα ποσοστά % της αιχμής N-1 έτους, Αιολική ισχύς%-Φ/B ισχύς%)**:

Σενάρια	Έτη	2025	2035	2050
	Ισχύς ΑΠΕ (MW)			
A1	Βασικό	1400	1400	1700
	Προτεινόμενο	2175(120/160)	2365(100/140)	2790(100/120)
A2	Βασικό	1800	1800	2100
	Προτεινόμενο	2641(180/160)	2954(160/160)	3297(120-140)
Γ	Βασικό	1820	2400	2800
	Προτεινόμενο	2175(120/160)	4136(180/220)	4565(160/200)

Πίνακας 6-4. Σύγκριση βασικού σεναρίου και σεναρίων διερεύνησης για τις ΑΠΕ, Σενάρια A1, A2, Γ

Τα προτεινόμενα αποτελέσματα, είναι αυτά που προέκυψαν γραφικά από τα διαγράμματα 6.10 σύμφωνα με τα κριτήρια που αναφέρθηκαν. Παρατηρείται πως θέτοντας ένα αρκετά αυστηρό κριτήριο (η απορριπτόμενη να μην υπερβαίνει το 5% της συνολικά παραγόμενης) οι δυνατότητες ανάπτυξης των ΑΠΕ στο νησί παραμένουν τεράστιες (ιδίως στο σενάριο Γ). Τα βασικά σενάρια αποδεικνύονται αρκετά συντηρητικά μπροστά στα αποτελέσματα της διερεύνησης, ωστόσο επιλέχθηκαν ως πιο ρεαλιστικές συνθήκες σύμφωνα με τη παρούσα κατάσταση.

Η παρουσίαση των 3 τύπων διαγραμμάτων (3 κατηγορίες) που προηγήθηκε (απορριπτόμενη ενέργεια, συμμετοχή στην Η/Π του νησιού, ποσοστό μεταπώλησης στο ΕΣΜΗΕ) είχε ως σκοπό να καταδείξει πλήρως τα ενεργειακά αποτελέσματα των σεναρίων διερεύνησης ως προς τις ΑΠΕ που πραγματοποιήθηκαν.

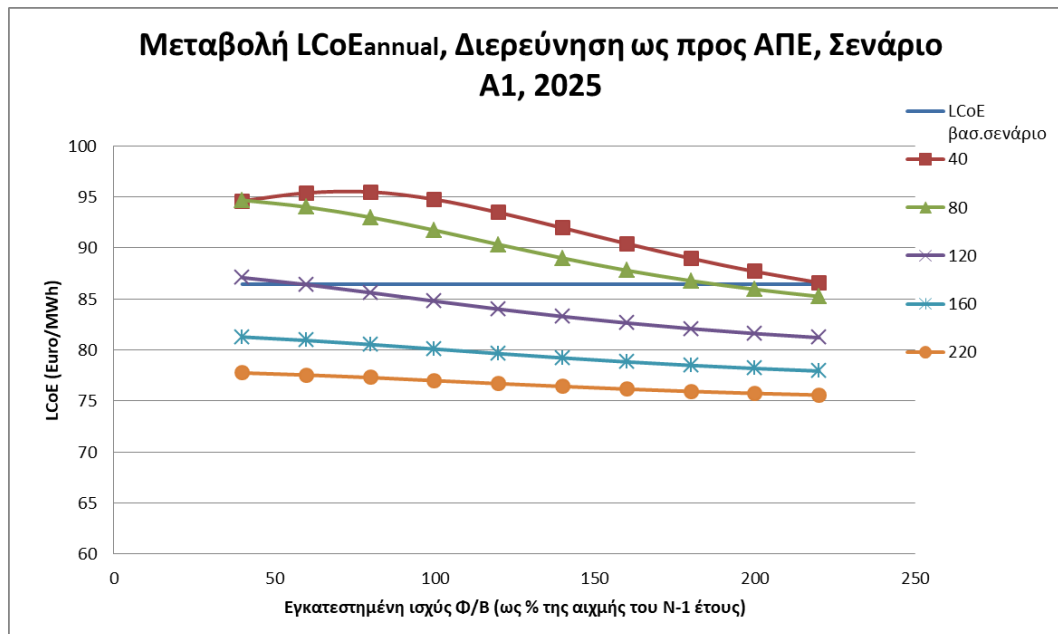
Μέσα από τη διερεύνηση αυτή, δόθηκε με πλήρως αξιόπιστη εικόνα το συμπέρασμα πως οι διασυνδέσεις μπορούν να δημιουργήσουν τεράστιες δυνατότητες για επενδύσεις στον χώρο των ΑΠΕ του νησιού. Αποδείχτηκε πως ακόμη και σε υπερβολικά σενάρια υψηλής εγκατάστασης ονομαστικής ισχύος Φ/Β σταθμών και Α/Π, τα ποσοστά των περικοπών είναι σχετικά μικρά (διαγράμματα 1^{ης} κατηγορίας). Ακόμη, και στις περιπτώσεις που σύμφωνα με τα διαγράμματα 2^{ης} κατηγορίας φαινόταν να μην

υπάρχει κάποια ενεργειακή μεταβολή σε πολύ υψηλές θεωρούμενης διεισδύσεις, αποδείχτηκε πως μέσω των διασυνδέσεων, πολύ μεγάλο ποσοστό της περισσευούμενης ισχύς (διαγράμματα 3^{ης} κατηγορίας) μεταπωλείται στο ΕΣΜΗΕ.

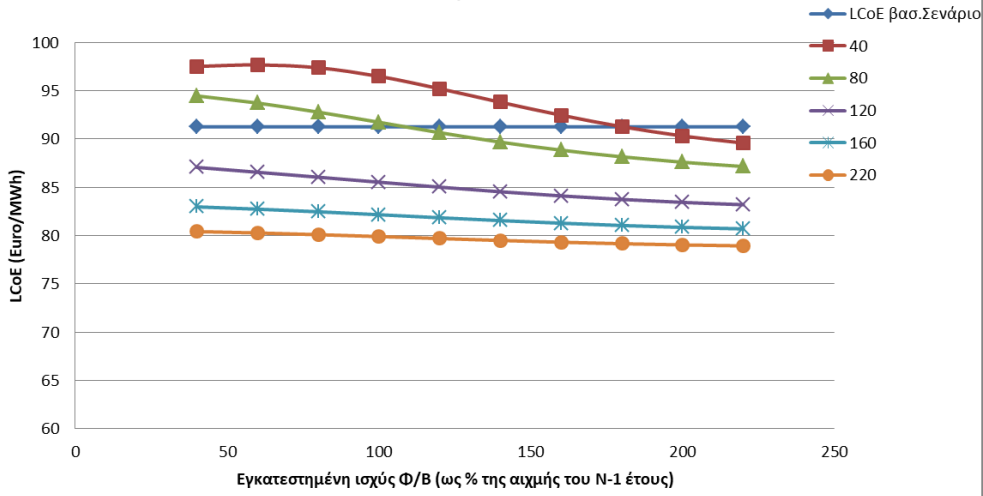
6.5.1.4 Διερεύνηση επίδρασης στο LCoE

Καθώς λοιπόν το ζήτημα των ΑΠΕ διερευνήθηκε πλήρως ενεργειακά, απομένει να μελετηθεί ο οικονομικός του αντίκτυπος στους δείκτες αξιολόγησης.

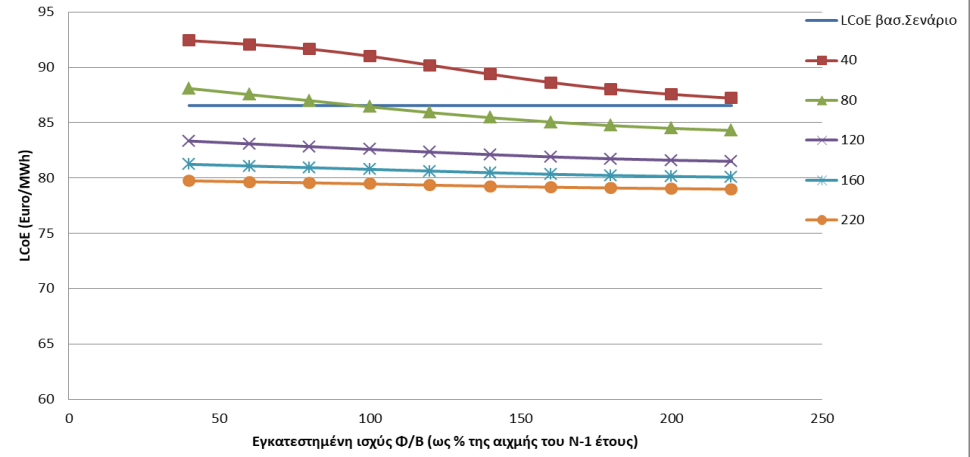
Ο τρόπος που έγινε η οικονομική αξιολόγηση των διερευνήσεων, ήταν μέσω υπολογισμού του **ετήσιου LCoE** για τα έτη που παρατέθηκαν τα σενάρια αυτά, και σύγκριση του με τον ετήσιο δείκτη LCoE που προέκυψε από τα βασικά σενάρια μελέτης. Ο υπολογισμός, έγινε για ορισμένα σενάρια από αυτά που μελετήθηκαν, ώστε να είναι σαφή τα γραφικά αποτελέσματα και να προκύπτουν συμπεράσματα για τη συμπεριφορά του δείκτη στα εναλλακτικά σενάρια διείσδυσης. Έτσι, καταλήγουμε στα παρακάτω διαγράμματα.



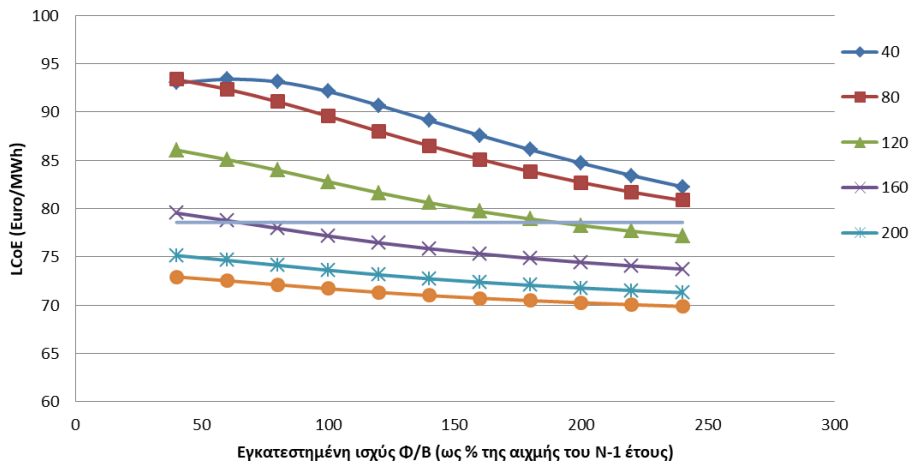
Μεταβολή LCoE_{annual}, Διερεύνηση ως προς ΑΠΕ, Σενάριο A1, 2035



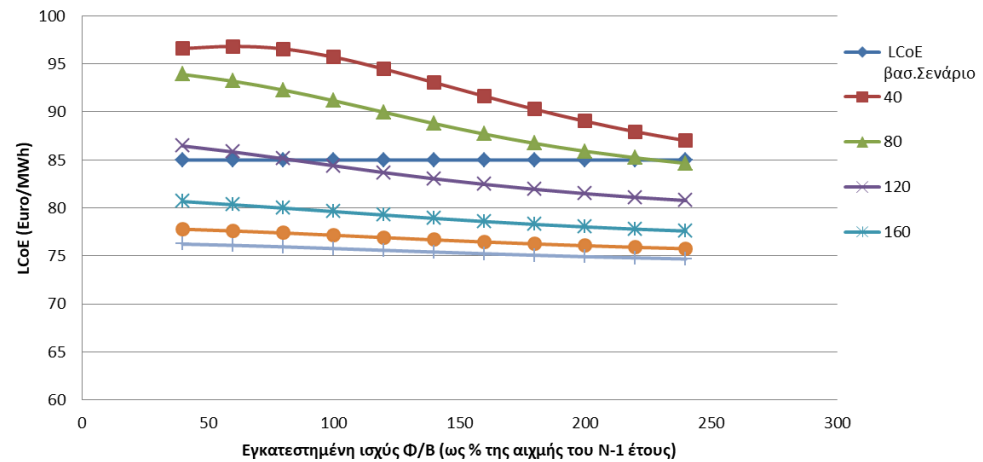
Μεταβολή LCoE_{annual}, Διερεύνηση ως προς ΑΠΕ, Σενάριο A1, 2050



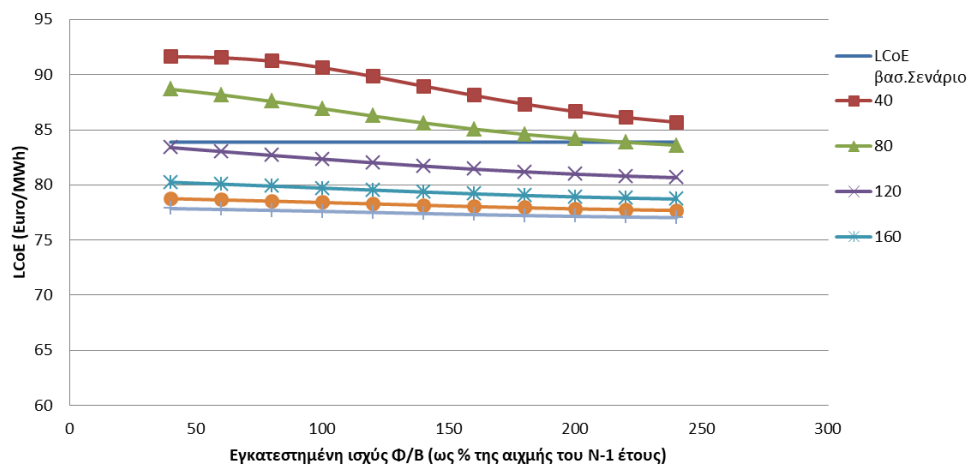
Μεταβολή LCoE_{annual}, Διερεύνηση ως προς ΑΠΕ, Σενάριο A2, 2025



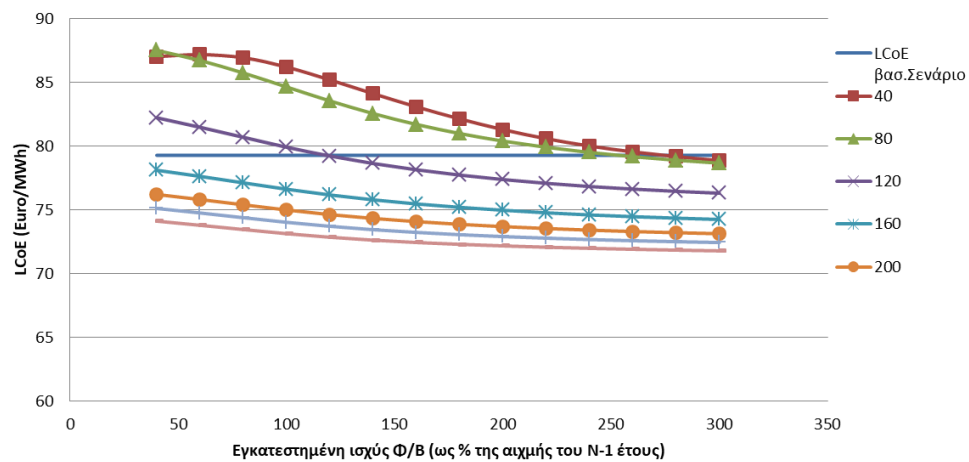
Μεταβολή LCoE_{annual}, Διερεύνηση ως προς ΑΠΕ, Σενάριο A2, 2035



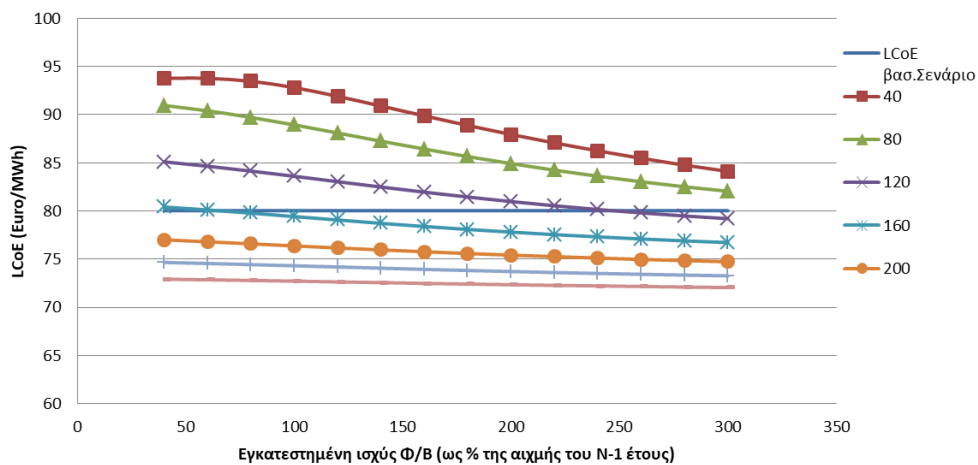
Μεταβολή LCoE_{annual}, Διερεύνηση ως προς ΑΠΕ, Σενάριο A2, 2050



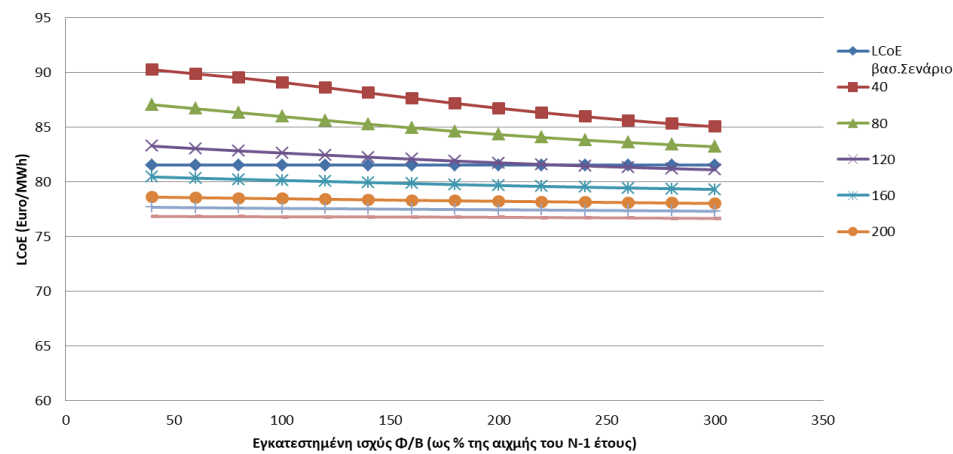
Μεταβολή LCoE_{annual}, Διερεύνηση ως προς ΑΠΕ, Σενάριο Γ, 2025



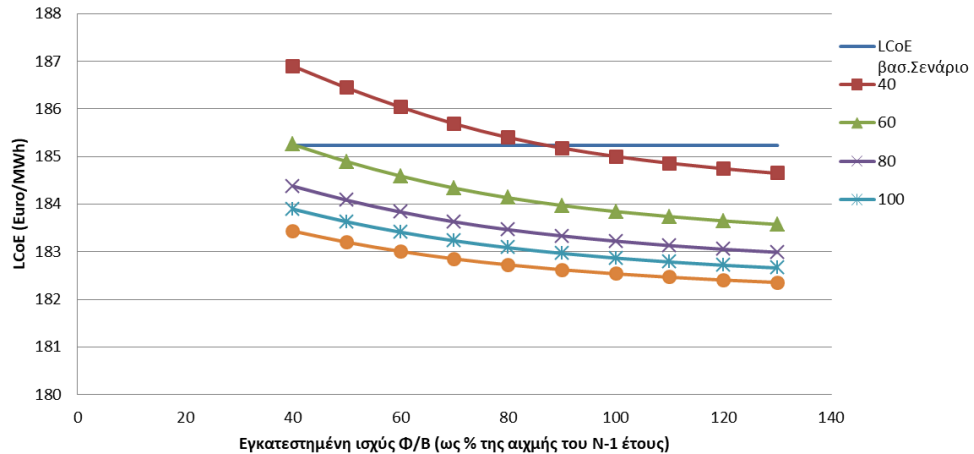
Μεταβολή LCoE_{annual}, Διερεύνηση ως προς ΑΠΕ, Σενάριο Γ, 2035



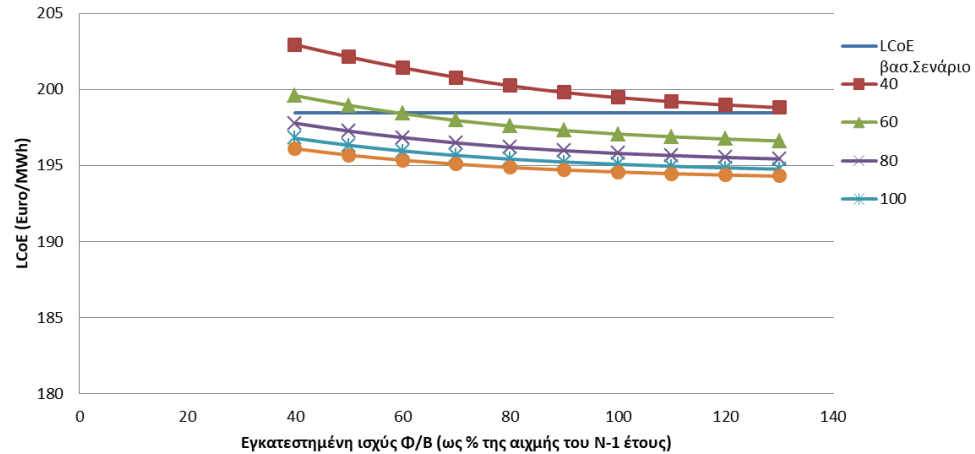
Μεταβολή LCoE_{annual}, Διερεύνηση ως προς ΑΠΕ, Σενάριο Γ, 2050



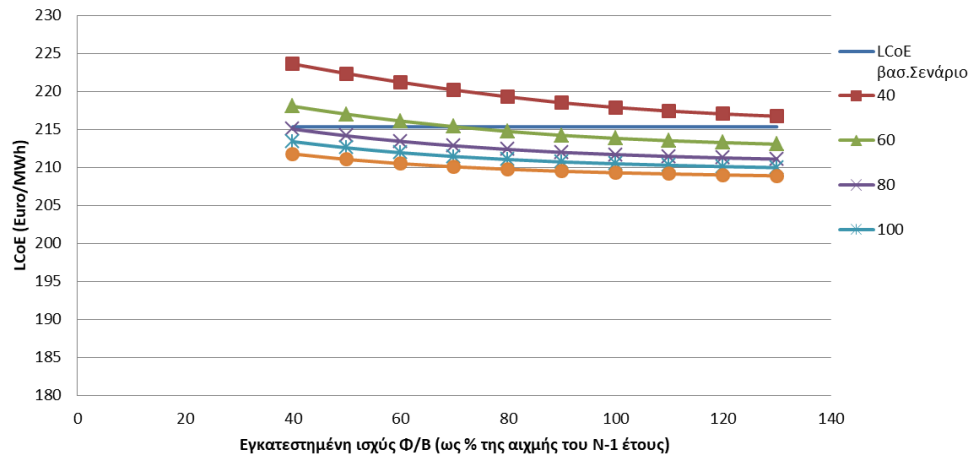
Μεταβολή LCoE_{annual}, Διερεύνηση ως προς ΑΠΕ, Σενάριο Β, 2020



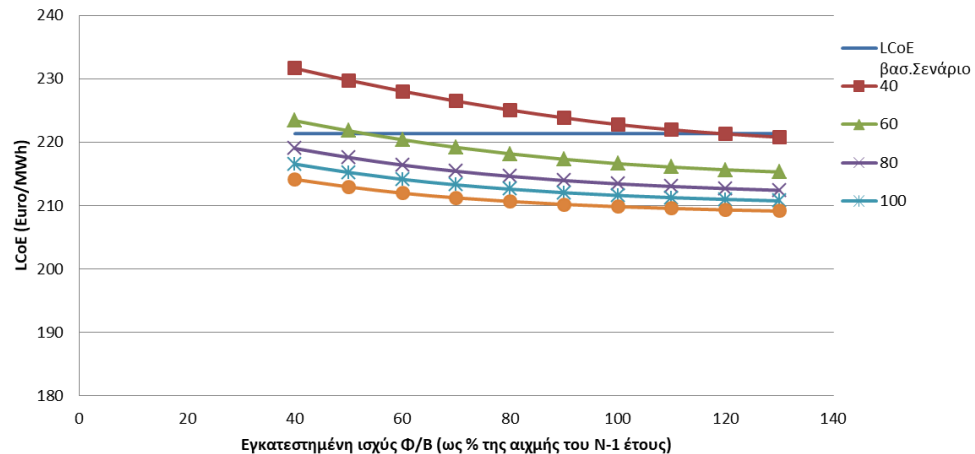
Μεταβολή LCoE_{annual}, Διερεύνηση ως προς ΑΠΕ, Σενάριο Β, 2025



Μεταβολή LCoE_{annual}, Διερεύνηση ως προς ΑΠΕ, Σενάριο Β, 2035



Μεταβολή LCoE_{annual}, Διερεύνηση ως προς ΑΠΕ, Σενάριο Β, 2050



Σχήμα 6-14. Γραφήματα απεικόνισης μεταβολής του ετήσιου LCoE στα σενάρια διερεύνησης και σύγκριση με το ετήσιο LCoE_{standard} για τα σενάρια A1, A2, B, Γ και για τα έτη 2025, 2035 και 2050

Στα παραπάνω γραφήματα, η παράμετρος δεξιά είναι η εγκατεστημένη αιολική ισχύς. Επίσης, με σταθερή ευθεία γραμμή δίνεται το LCoE του βασικού σεναρίου για λόγους σύγκρισης.

- Το γενικότερο συμπέρασμα που προκύπτει, παρατηρώντας τα άνω γραφήματα, είναι η θετική επίδραση της αύξησης του μείγματος ισχύος ΑΠΕ, καθώς προκαλείται μείωση του LCoE.
- Παρατηρείται πως στα σενάρια A1, A2, B και Γ για κάθε έτος, υπάρχει ένα 'κρίσιμο' μείγμα Φ/Β-Α/Π πέραν του οποίου το LCoE είναι πάντα μικρότερο εκείνου του βασικού σεναρίου. Για παράδειγμα, για το σενάριο A2 κατά το έτος **2035**, το μείγμα αυτό είναι **120%** της αιχμής αιολική ισχύς και **80%** Φ/Β ισχύς.
- Ειδικότερα, το κρίσιμο αυτό μείγμα, φαίνεται να λαμβάνει μεγαλύτερη τιμή για το σενάριο Γ. Το γεγονός αυτό είναι λογικό καθώς τα κόστη επένδυσης είναι μεγαλύτερα και χρειάζεται περισσότερη ισχύς ΑΠΕ ώστε η συνολική ενεργειακή διακίνηση να υπερβαίνει τα συνολικά κόστη.

Με την πραγματοποίηση όλων των παραπάνω βημάτων, πρώτα της ενεργειακής κι έπειτα της χρηματοοικονομικής ανάλυσης, δημιουργήθηκε μια πλήρης εικόνα γύρω από τις ΑΠΕ και τα διάφορα σενάρια που μελετήθηκαν. Η επιλογή της 'βέλτιστης' διεξόδου είναι ένα πολυπαραμετρικό πρόβλημα και οι οπτικές που ενδιαφέρουν είναι τόσο για το οικονομικό συμφέρον (μικρό LCoE), όσο και για το ενεργειακό συμφέρον (μέγιστη συμμετοχή στην Η/Π με ταυτόχρονη ελάχιστη απόρριψη ενέργειας).

Τα τελικά αποτελέσματα της διερεύνησης ως προς ΑΠΕ (Ισχύς) με ενσωματωμένη το δείκτη LCoE, παρατίθενται στον πίνακα:

Σενάρια	Έτη		2025	2035	2050
	A1	Βασικό	Ισχύς (MW)	1400	1400
LCoE _{ann.} (€/MWh)			86.5	91.3	86.6
Προτεινόμενο		Ισχύς (MW)	2175	2365	2790
		LCoE _{ann.} (€/MWh)	82.7	87.0	83.8
	Βασικό	Ισχύς (MW)	1800	1800	2100

A2		LCoE _{ann.} (€/MWh)	78.6	85.0	83.9
	Προτεινόμενο	Ισχύς (MW)	2641	2954	3297
		LCoE _{ann.} (€/MWh)	73.7	78.6	81.7
Γ	Βασικό	Ισχύς (MW)	1820	2400	2800
		LCoE _{ann.} (€/MWh)	86.3	80.0	81.5
	Προτεινόμενο	Ισχύς (MW)	2175	4136	4565
		LCoE _{ann.} (€/MWh)	84.8	76.3	79.7

Πίνακας 6-5. Σύνοψη αποτελεσμάτων διερεύνησης ως προς ΑΠΕ για τα σενάρια Διασύνδεσης

Επιβεβαιώνεται λοιπόν, σύμφωνα με τους οικονομικούς μηχανισμούς που διέπουν το μοντέλο, πως η αυξημένη βέλτιστη διείσδυση ΑΠΕ, μειώνει ελαφρώς τον ετήσιο δείκτη LCoE, πράγμα που αποτυπώθηκε και γραφικά με τα διαγράμματα 6.14.

6.6 Διερεύνηση ως προς τον παράγοντα της Ζήτησης

Στην ενότητα 5.2.1 αναλύθηκε η διαμόρφωση των σεναρίων εξέλιξης ζήτησης του φορτίου στο νησί. Στην εξαγωγή των αποτελεσμάτων, ως δεδομένο εισόδο θεωρήθηκε το βασικό σενάριο εξέλιξης ζήτησης. Στη συγκεκριμένη ενότητα, θα διερευνηθεί το κατά πόσο επηρεάζονται τα τελικά αποτελέσματα εάν αντί του βασικού σεναρίου εξέλιξης του φορτίου ζήτησης, ληφθεί ένα σενάριο χαμηλότερης και ένα σενάριο υψηλότερης. Οι τάσεις εξέλιξης του φορτίου παρατίθενται στον παρακάτω πίνακα:

Έτη \ Ρυθμός Αύξησης φορτίου	Βασικό Σενάριο (%)	Υψηλής Ζήτησης (%)	Χαμηλής Ζήτησης (%)
2017-2020	1.5	1.7	1.3
2020-2029	2.7	2.9	2.4
2030-2039	2.1	2.3	1.8
2040-2050	1.5	1.5	1.5

Πίνακας 6-6. Διερεύνηση ως προς το ρυθμό Αύξησης του φορτίου ζήτησης

Προσαρμόζοντας τους διαφορετικούς ρυθμούς αύξησης στα δεδομένα, παρατηρείται η επιρροή στον οικονομικό συντελεστή LCoE.

Σενάριο\LCoE	Βασικό	Χαμηλής	(%) απόκλισης από το βασικό	Υψηλής	(%) απόκλισης από το βασικό
A1	90.3	89.3	-1.11	91.0	0.78
A2	100.0	99.1	-0.9	100.5	0.5
B (πετρ.)	198.0	200.4	1.21	203.4	2.73
Γ	83.5	83.1	-0.48	83.7	0.24
Δ (ΦΑ)	140.3	143.7	2.42	141.6	0.93

Πίνακας 6-7. Υπολογισμός διακύμανσης του LCoE σύμφωνα με τα σενάρια εξέλιξης της ζήτησης

Παρατηρώντας τα αποτελέσματα του πίνακα, μπορούν να συγκεντρωθούν τα εξής συμπεράσματα:

- Τα σενάρια διασύνδεσης παρουσιάζουν κοινή συμπεριφορά. Η μειούμενη ζήτηση προκαλεί μείωση στον LCoE και στα 3 σενάρια διασύνδεσης. Μάλιστα, παρατηρείται πως η επιρροή του LCoE από την μείωση της ζήτησης, εξαρτάται από τη μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης. Όσο μεγαλύτερη είναι η μεταφορική ικανότητα, τόσο λιγότερο επηρεάζεται ο συνολικός δείκτης. Έτσι, στο σενάριο διπλής διασύνδεσης παρατηρείται η μικρότερη μεταβολή.
- Αντίστοιχα είναι τα συμπεράσματα και στην περίπτωση αυξημένης ζήτησης, όπου στα σενάρια διασύνδεσης παρατηρείται μικρή αύξηση του LCoE (Λιγότερη μεταπώληση ενέργειας, ενδεχόμενη αύξηση λειτουργίας συμβατικών μονάδων κλπ.).
- Για την αυτοδύναμη ανάπτυξη και στα δύο εναλλακτικά σενάρια παρουσιάζεται αύξηση του δείκτη LCoE. Αυτό μπορεί να οφείλεται στη μικρότερη συμμετοχή των ΑΠΕ (αιολική ισχύς εξαρτάται από τα τεχνικά ελάχιστα που πλέον καλύπτουν μεγαλύτερο ποσοστό ζήτησης) στην περίπτωση μειούμενης ζήτησης και στην

αυξημένη συμμετοχή των συμβατικών μονάδων (περισσότερη ζήτηση, περισσότερη παραγωγή) στην περίπτωση υψηλής ζήτησης.

6.7 Επίδραση οικονομικών παραγόντων

6.7.1 Διερεύνηση της επίδρασης της ΟΤΣ στους οικονομικούς δείκτες

Τα βασικά σενάρια μελέτης, διαμορφώθηκαν με ετήσιο συντελεστή αύξηση της χρονοσειράς της ΟΤΣ κατά 1%, με βάση αυτή που έχει διαμορφωθεί για το 2016. Μελετώντας την ευαισθησία των αποτελεσμάτων ως προς την ΟΤΣ, γίνονται υπολογισμοί για ετήσια μεταβολή της χρονοσειράς για +3% και -2%. Προφανώς, γίνεται αναφορά μόνο για τα σενάρια Διασύνδεσης.

Σενάριο\LCoE	Βασικό	Μεταβολή ΟΤΣ κατά -2%	(%) απόκλισης από το βασικό	Μεταβολή ΟΤΣ κατά +3%	(%) απόκλισης από το βασικό
A1	90.3	83.0	-8.08	97.9	8.42
A2	100.0	90.1	-9.9	110.3	10.3
Γ	83.5	66.5	-20.36	107.2	28.38

Πίνακας 6-8. Υπολογισμός διακύμανσης του LCoE σύμφωνα με τα σενάρια εξέλιξης της χρονοσειράς ΟΤΣ

Ο παραπάνω πίνακας, αποδεικνύει τη μεγάλη σημασία που κατέχει η ΟΤΣ στους οικονομικούς υπολογισμούς. Η μεταβολή του ετήσιου συντελεστή κατά -2% παρατηρείται πως επιφέρει μείωση του συνολικού LCoE κατά περίπου **8%, 10% και 20%** για τα σενάρια **A1, A2 και Γ** αντιστοίχως.

Η εξάρτηση του LCoE από την ΟΤΣ επηρεάζεται από τη μεταφορική ικανότητα σε κάθε σενάριο. Παρατηρείται πως στο Σενάριο Γ, όπου διακινούνται αρκετά μεγάλα ποσά ενέργειας τα οποία κοστολογούνται στην ΟΤΣ (από ΕΣΜΗΕ σε Κρήτη και από Κρήτη σε

ΕΣΜΗΕ) αλλαγές στην ΟΤΣ επιφέρουν αξιοσημείωτες αλλαγές στη συνολική αξιολόγηση της επένδυσης.

6.7.2 Διερεύνηση της επίδρασης των τιμών καυσίμων στους οικονομικούς συντελεστές

Η τάση των τιμών στα κόστη των καυσίμων έχει διαμορφωθεί στην αντίστοιχη ενότητα των δεδομένων. Στο συγκεκριμένο σημείο, θα διερευνηθεί το κατά πόσο η διαφορετική εξέλιξη από αυτή που θεωρήθηκε στις τιμές των καυσίμων επηρεάζει την οικονομική αξιολόγηση των επενδύσεων. Σχηματίστηκε ένα σενάριο με μεγαλύτερο ρυθμό αύξησης και ένα με μικρότερο από τον ρυθμό αύξησης του βασικού σεναρίου.

Στο σενάριο αύξουσας τάσης θεωρήθηκε ετήσιος ρυθμός αύξησης των τιμών μεγαλύτερος κατά 2% έως το 2020 και κατά 1% ως το 2030 ενώ στο σενάριο μειωμένου ρυθμού αύξησης μικρότερος κατά -2% έως το 2020 και κατά -1% έως το 2030. Από το 2040 έως το 2050 θεωρήθηκε σταθεροποίηση του κόστους καυσίμων.

Σενάριο\LCoE	Βασικό	Σενάριο υψηλού κόστους καυσίμων	(%) απόκλισης από το βασικό	Σενάριο χαμηλού κόστους καυσίμων	(%) απόκλισης από το βασικό
A1	90.3	89.4	0	90.3	0
A2	100.0	98.6	0	100.0	0
Γ	83.5	82.3	0	83.5	0
B	198.0	202.1	2.07	194.1	-1.97

Πίνακας 6-9. Υπολογισμός διακύμανσης του LCoE σύμφωνα με την εξέλιξη των τιμών καυσίμου

Είναι φανερό πως η επίδραση της εξέλιξης της αγοράς καυσίμων δεν επηρεάζει επί της ουσίας την οικονομικότητα των επενδύσεων διασύνδεσης. Οι ώρες λειτουργίας συμβατικών μονάδων είναι τόσο περιορισμένες, όπου δεν έχουν συγκρίσιμο ρόλο στα συνολικά έξοδα.

6.7.3 Διερεύνηση της επίδρασης της τιμής του κόστους διασύνδεσης στους οικονομικούς συντελεστές

Τα βασικά σενάρια Διασύνδεσης, βασίστηκαν στον 1^ο (i) τρόπο αξιολόγησης του κόστους επένδυσης που αναπτύχθηκε στην ενότητα 4.2.1. Στη παρούσα ενότητα, ελέγχεται η επίδραση στον LCoE, εάν εφαρμοστούν οι άλλες δύο μεθοδολογίες προσέγγισης που αναλύθηκαν.

Τα αποτελέσματα που προέκυψαν συνοψίζονται στον παρακάτω πίνακα:

Σενάριο\LCoE	1 ^{ος} τρόπος	2 ^{ος} τρόπος	(%)	3 ^{ος} τρόπος	(%)
A1	90.3	91.1	0.89	90.0	-0.33
A2	100.0	99.0	-1.0	98.7	-1.3
Γ	83.5	83.8	0.36	82.8	-0.84

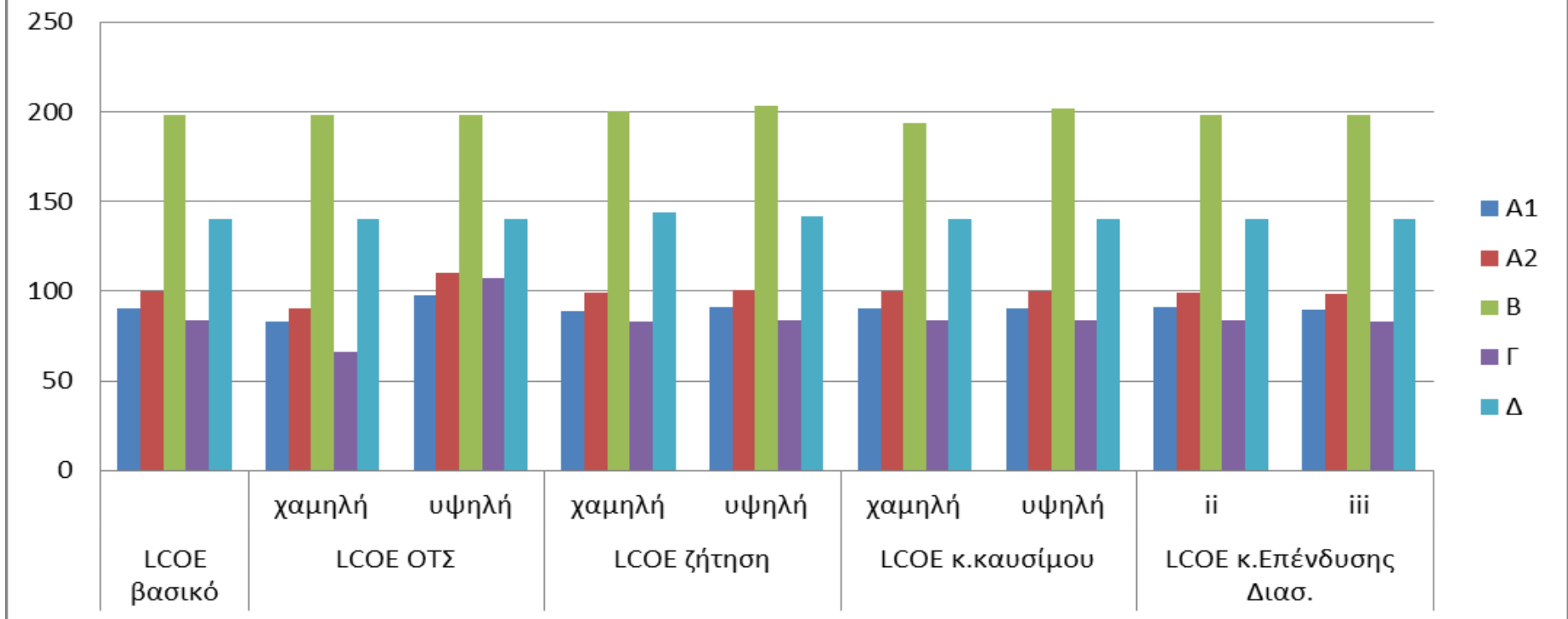
Πίνακας 6-10. Υπολογισμός διακύμανσης LCoE σύμφωνα με τη προσέγγιση στο κόστος επένδυσης της Διασύνδεσης

Παρατηρείται λοιπόν πως το αρχικό κόστος επένδυσης της Διασύνδεσης για τρεις εντελώς διαφορετικές προσεγγίσεις, δεν επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό το τελικό αποτέλεσμα της αξιολόγησης. Επομένως, ακόμη και για σημαντικές διαφορές στα κόστη επένδυσης, το LCoE όπου είναι και ο τελικός 'κρίτης' των επενδύσεων παρουσιάζει αρκετά μεγάλη ευστάθεια.

6.8 Σύνοψη Σεναρίων Ανάλυσης Ευαισθησίας

Στο παρακάτω γράφημα, παρουσιάζονται συνοπτικά τα σενάρια γύρω από τα οποία μελετήθηκε η ευαισθησία των αποτελεσμάτων. Παρατίθεται το LCoE και ο τρόπος που μεταβάλλεται όταν αλλάζουν ορισμένες παράμετροι (ζήτηση, ΟΤΣ, κόστος καυσίμου, κόστος επένδυσης διασύνδεσης).

Διακύμανση του LCoE (Euro/MWh) ανά σενάριο και ανά περίπτωση



Σχήμα 6-15. Διακύμανση LCoE στις μεταβολές παραμέτρων για την ανάλυση ευαισθησίας

6.9 Γενικά Συμπεράσματα Μελέτης

Η μελέτη που πραγματοποιήθηκε και ολοκληρώθηκε, αποσκοπούσε σε ολοκληρωμένες και εμπειριστατωμένες προτάσεις για το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης τόσο από ενεργειακή, όσο και από οικονομοτεχνική πλευρά.

Αρχικά, έγινε η διαμόρφωση των βασικών σεναρίων ανάπτυξης πάνω στα οποία βασίστηκε η παρούσα μελέτη. Υπολογίστηκαν και παρουσιάστηκαν τα βασικά αποτελέσματα και στη συνέχεια έγινε διερεύνηση γύρω από διάφορους παράγοντες. Βασικός άξονας διερεύνησης αποτέλεσε η διεύθυνση των ΑΠΕ στο νησί. Έπειτα, ελέγχθηκε η ευαισθησία των αποτελεσμάτων σε ορισμένες οικονομικές παραμέτρους και στις θεωρήσεις που έγιναν για να προχωρήσουμε σε υπολογισμούς.

Κλείνοντας την παρούσα εργασία, κρίνεται απαραίτητο να αναφερθούν τα βασικά συμπεράσματα-προτάσεις που βγαίνουν από τους υπολογισμούς.

- Τα σενάρια Διασύνδεσης είναι η πιο συμφέρουσα λύση για την ανάπτυξη του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης. Παρουσιάζουν χαμηλότερο κόστος και χαμηλότερη αξίωση τιμής αποπληρωμής ενέργειας (LCoE) από οποιοδήποτε σενάριο Αυτοδύναμης Ανάπτυξης. Η διαφορά μάλιστα, των δεικτών LCoE ανάμεσα στην αυτοδύναμη ανάπτυξη και στα στην ανάπτυξη με διασύνδεση, είναι τεράστια, της τάξης των 100 €/MWh.
- Η παράταση αλλά και παραμονή της λειτουργίας των συμβατικών πετρελαϊκών μονάδων στην Κρήτη αποδεικνύεται πως επιβαρύνει ολόκληρο το ελληνικό σύστημα (ΥΚΩ) λόγω υπέρογκων εξόδων. Επίσης, αποτελεί και τη λιγότερο φιλική λύση ως προς το περιβάλλον.
- Αποδείχτηκε πως η υλοποίηση της Διασύνδεσης, δημιουργεί τις κατάλληλες προϋποθέσεις για την εκμετάλλευση του αιολικού και φ/β δυναμικού σε συνδυασμό με την εγκαθίδρυση των κατάλληλων μηχανισμών οικονομικής στήριξης. Εξασφαλίζει την βιωσιμότητα μεγάλων επενδύσεων στον χώρο των ΑΠΕ και θέτει τις βάσεις για τον εκσυγχρονισμό ενός μεγάλου αυτόνομου αλλά και παλιού και ακριβού συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής.
- Πέραν της μικρής και της μεγάλης διασύνδεσης, ερευνήθηκε ξεχωριστά και η διπλή διασύνδεση που πραγματοποιείται σε 2 σκέλη σε διαφορετικές χρονικές στιγμές στον ορίζοντα της μελέτης. Μάλιστα, το σενάριο προκρίθηκε έναντι

των απλών διασυνδέσεων καθώς παρουσίασε το χαμηλότερο LCoE (83.5 €/MWh). Η διπλή διασύνδεση, εμφανίζεται λοιπόν ως το σενάριο που καλύπτει πλήρως τις ανάγκες του νησιού μέχρι το τέλος της μελέτης (2050). Επιπλέον, το σενάριο αυτό επιτρέπει την τεράστια ανάπτυξη του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης συνδυαστικά με την υψηλή διείσδυση ανανεώσιμης ισχύος. Μέσω των καλωδίων, γίνεται δυνατή η μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ, παραγόμενης από ΑΠΕ στο νησί. Μάλιστα η ποσότητα της ενέργειας που μεταπωλείται είναι πολύ μεγάλη, υπερβαίνοντας συνολικά και ετησίως σε πολλές περιπτώσεις την ζήτηση του ίδιου του νησιού.

- Κατά τη διερεύνηση γύρω από τη διείσδυση των ΑΠΕ, αναζητήθηκε το βέλτιστο μείγμα Φ/Β-Α/Π σύμφωνα με το αυστηρό κριτήριο ελάχιστης περικοπής που τέθηκε. Τα αποτελέσματα που παρουσιάστηκαν κατέδειξαν τη μεγάλη διείσδυση που μπορεί να επιτευχθεί που υπερβαίνει κατά πολύ ακόμη κι εκείνη των βασικών σεναρίων. Παράλληλα, η αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ λειτούργησε και ευεργετικά ως προς τη τιμή του $LCoE_{ann}$, η οποία εμφάνισε μείωση. Τα βασικά σενάρια, βασίστηκαν σε μια πιο ρεαλιστική-συντηρητική έκφανση της μεγάλης επένδυσης στο χώρο των ΑΠΕ, σύμφωνα με τις ισχύουσες συνθήκες και εκκρεμούσες αδειοδοτήσεις.
- Η αυτοδύναμη ανάπτυξη με Φ.Α. είναι σαφώς προτιμότερη και οικονομικότερη (140.3 €/MWh) αυτής του πετρελαίου, παρά την ανάγκη ίδρυσης εγκαταστάσεων εισαγωγής μεταφοράς και μετατροπής που απαιτούνται. Ωστόσο, απέχει αρκετά και σε οικονομικό αλλά και σε αναπτυξιακό επίπεδο από την πρόταση υλοποίησης των Διασυνδέσεων.

7 Βιβλιογραφία-Αναφορές

[1] ΕΜΠ, Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης ΤΕΛΙΚΗ ΕΚΘΕΣΗ ΠΡΟΟΔΟΥ 17.2.2016.

[2] «Μελέτη Διασύνδεσης Ν. Κρήτης με το ηπειρωτικό Σύστημα», Διεύθυνση Προγραμματισμού ΔΕΗ, Σεπτέμβριος 1988.

[3] Ι. Βογιατζάκης: «Διασύνδεση Ν. Κρήτης με την ηπειρωτική χώρα και τεχνολογία υποβρυχίων καλωδίων για μεγάλα βάθη» ΔΜΚΕΜ-ΔΕΗ, Σύνοδος Ελληνικής CIGRE 1989.

[4] Ι. Βογιατζάκης και Γ. Φερεντίνος: «Τεχνολογία υποβρυχίων καλωδίων ΣΡ για μεγάλα βάθη. – Γεωλογικά προβλήματα και έρευνες στη θαλάσσια περιοχή Πελοποννήσου – Κρήτης», Διημερίδα ΤΕΕ Για την Ενεργειακή ανάπτυξη της Κρήτης», Μάρτιος 1989.

[5] Α. Κραβαρίτης: «Κάλυψη των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια της νήσου Κρήτης με την υποβρύχια διασύνδεση των 600MW», Διήμερο για την ενεργειακή ανάπτυξη της Κρήτης, οργάνωση ΤΕΕ Ανατολικής Κρήτης, Ηράκλειο, Μάρτιος 1989.

[6] Μ. Παπαδόπουλος κ.ά.: «Επικαιροποίηση της Στρατηγικής μελέτης διασυνδέσεων νησιών με το Σύστημα», ΕΠΙΣΕΥ – ΕΜΠ, Νοέμβριος 2008.

[7] «Τεχνικά και Οικονομικά Στοιχεία του Αυτόνομου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της Νήσου Κρήτης», Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών, 2007.

[8] ΑΔΜΗΕ, Σχεδιασμός & Οδικός Χάρτης Υλοποίησης Διασύνδεσης Κρήτης.

[9] ΕΜΠ, Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης ΤΕΛΙΚΗ ΕΚΘΕΣΗ ΠΡΟΟΔΟΥ 9.5.2016.

[10] ΔΕΔΔΗΕ, Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης Κρήτης.

[11] «ΕΙΔΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ ΓΙΑ ΤΗ ΒΙΩΣΙΜΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΚΡΗΤΗΣ» ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ.

[12] Πολυτεχνείο Κρήτης, «ΕΡΕΥΝΑ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ ΓΙΑ ΤΗ ΒΙΩΣΙΜΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΜΕΓΑΛΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ Φ/Β & ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΩΝ ΙΣΧΥΟΣ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΚΡΗΤΗΣ».

[13] ΡΑΕ, ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΥ ΤΟΥ ΟΡΙΟΥ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ Α.Π.Ε. ΣΤΑ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΑ ΝΗΣΙΑ.

[14] <http://wind-data.ch/tools/powercalc>.

[15] <http://re.jrc.ec.europa.eu>

[16] Bram Van Eeckhout, The economic value of VSC-HVDC compared to HVAC for offshore wind farms.

[17] High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper.

[18] Ad Peeters, Cost analysis of the electrical infrastructure that is required for offshore wind energy.

-
- [19] K. LINDÉN B. JACOBSON M.H.J. BOLLEN J. LUNDQUIST, Reliability study methodology for HVDC grids.
- [20] A Cost Optimized Fully Sustainable Power System for Southeast Asia and the Pacific Rim.
- [21] Lazaros P. Lazaridis, Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability.
- [22] Lundberg S., "Configuration Study of Large Wind Parks", Licentiate thesis, Chalmers University of Technology, School of Electrical and Computer Engineering, Göteborg, Sweden, 2003.
- [23] Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών, Μια ολοκληρωμένη πρόταση για την ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών.
- [24] Υπολογισμός του μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές μονάδες στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, ΡΑΕ.
- [25] ΟΡΕΣΤΗΣ Α. ΣΟΦΟΣ, Εισαγωγή του Φυσικού Αερίου στην Ηλεκτροπαραγωγή της Κρήτης.
- [26] <http://www.bloomberg.com/news/2012-03-14/greece-s-desfa-calls-for-bids-to-build-third-lng-storage-tank.html>
- [27] Στ. Παπαθανασίου, Σημειώσεις Οικονομικής Αξιολόγησης Επενδύσεων Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ.
- [28] Thomas Stef., Fishedick Man., «Levelised Cost of Energy (LCOE) and GHG abatement costs – Definition, calculation, limitations, and examples for renewable energies», Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy.
- [29] ΑΔΜΗΕ, ΔΕΚΑΕΤΕΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 2016-2026.
- [30] ΡΑΕ-ΔΕΣΜΗΕ, Μελέτη Ανάπτυξης του Ηλεκτρικού Συστήματος της Κρήτης, Διασύνδεση με το Ηπειρωτικό Σύστημα, Εκτενής Περίληψη.
- [31] Γ. Κάραλης, Ανάπτυξη και ανάλυση συστημάτων ανεμοκινητήρων και αντλιοσταμιευτήρων.
- [32] ΛΑΓΗΕ, ΜΗΝΙΑΙΑ ΔΕΛΤΙΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΣΥΝΑΛΛΑΓΩΝ ΗΕΠ.
- [33] ΕΜΠ-ΡΑΕ, ΕΠΙΚΑΙΡΟΠΟΙΗΣΗ ΤΗΣ ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗΣ ΜΕΛΕΤΗΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΝΗΣΙΩΝ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ.
- [34] Investment and Operation Cost Figures.
- [35] Στοιχεία της ΡΑΕ από μελέτη της Advantica, <http://www.rae.gr/old/K2/ADVR7487.pdf>
- [36] http://www.rae.gr/site/file/categories_new/about_rae/factsheets/general/03122012_1?p=file&i=0