



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Μελέτη Σκοπιμότητας Διασυνδέσεων Νησιών με το Ηπειρωτικό Σύστημα μέσω Συνδέσμων HVDC

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Παναγιώτης Η. Μενεγάτος

Επιβλέπων : Σταύρος Α. Παπαθανασίου

Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Μάιος 2015



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Μελέτη Σκοπιμότητας Διασυνδέσεων Νησιών με το Ηπειρωτικό Σύστημα μέσω Συνδέσμων HVDC

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Παναγιώτης Η. Μενεγάτος

Επιβλέπων : Σταύρος Α. Παπαθανασίου

Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 2015

.....

Σταύρος Παπαθανασίου

Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....

Στέφανος Μανιάς

Καθηγητής Ε.Μ.Π

.....

Αντώνιος Κλαδάς

Καθηγητής Ε.Μ.Π

Αθήνα, Μάιος 2015

.....

Παναγιώτης Η. Μενεγάτος

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

Copyright © Παναγιώτης Η. Μενεγάτος, 2015.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

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

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

Περίληψη

Αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη σκοπιμότητας διασυνδέσεως μεγάλων νησιωτικών συστημάτων με το ηπειρωτικό σύστημα μέσω συνδέσμων HVDC. Έτσι αναπτύσσεται ένα τεχνοοικονομικό μοντέλο με τη χρήση του λογισμικού MATLAB, προκειμένου με δεδομένα εισόδου ενέργειας του κάθε νησιού και στοιχείων που αφορούν την εξέλιξη του κόστους στο ΔΣ να γίνεται η ανάδειξη τόσο των τεχνικά εφικτών λύσεων διασύνδεσης όσο και των πιο ελκυστικών οικονομικά, σε αντιδιαστολή πάντα με την αυτοδύναμη ανάπτυξη του νησιού.

Αρχικά όσον αφορά το τεχνικό μοντέλο, με βάση στοιχεία όπως το χιλιομετρικό μήκος ΥΒ όδευσης, την μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης, μελέτες ευστάθειας κλπ γίνεται η εύρεση του τύπου καλωδίων, μετατροπών και λοιπών στοιχείων των συνδέσμων. Στη συνέχεια εισάγονται στο μοντέλο πραγματικές ωριαίες χρονοσειρές φορτίου και ΑΠΕ του υπό μελέτη νησιού με κατάλληλη πρόβλεψη για τα επόμενα χρόνια εξέτασης ενώ παράλληλα λαμβάνονται υπόψη οι απώλειες των στοιχείων της διασύνδεσης. Έτσι προσομοιώνεται το σύστημα και επιπλέον πραγματοποιείται μελέτη αξιοπιστίας. Για τα διάφορα εξεταζόμενα σενάρια λοιπόν υπολογίζεται ωριαία και για όλη τη διάρκεια της εξέτασης το μέρος της ενέργειας που δίνεται για την εξυπηρέτηση του φορτίου τόσο από τη διασύνδεση, όσο και από τις ΑΠΕ και την τοπική παραγωγή, με βάση πάντα κριτήρια τήρησης της απαιτούμενης εφεδρείας και ένταξης νέων μονάδων ΤΠ στο σύστημα όπου κρίνεται αναγκαίο.

Όσον αφορά στο οικονομικό μοντέλο προσομοίωσης, έγινε μια ενδελεχής μελέτη αντίστοιχων έργων εξωτερικού και βιβλιογραφίας ώστε να κοστολογηθεί ο τεχνικός εξοπλισμός και να υπολογιστεί το επενδυτικό κόστος της διασύνδεσης. Επιπλέον με βάση τα τελευταία Φ.Ε.Κ και στοιχεία της Δ.Ε.Η γίνεται η τιμολόγηση των διάφορων ειδών ΑΠΕ που θεωρούνται στο μίγμα του νησιού με βάση τις feed-in tariffs, καθώς και η εκτίμηση του μεταβλητού και σταθερού κόστους της τοπικής παραγωγής με βάση τις ΥΚΩ. Τέλος, το κόστος μεταφοράς ενέργειας από το ΕΣΜΗΕ στο νησί υπολογίστηκε ωριαία με βάση τις χρονοσειρές ΟΤΣ του ηπειρωτικού συστήματος. Με αυτόν τον τρόπο από τα αποτελέσματα που προέκυψαν από το τεχνικό μοντέλο, βρέθηκε το κόστος εξυπηρέτησης του φορτίου του νησιού που προκύπτει από τις ΑΠΕ, την διασύνδεση και την τοπική παραγωγή. Εν τέλει συγκρίνοντας τα συνολικά κόστη και με βάση τους δείκτες LCOE που προκύπτουν γίνεται η επιλογή της πιο συμφέρουσας λύσης διασύνδεσης που εξυπηρετεί οικονομικότερα την ζήτηση του νησιού.

Η εφαρμογή του παραπάνω μοντέλου έγινε για το νησιωτικό σύστημα της Κρήτης για περίοδο εξέτασης 20 χρόνων, συγκεκριμένα από 2020-2040 με βάση πραγματικά στοιχεία από τη Δ.Ε.Η. Εξετάστηκε πληθώρα σεναρίων διασύνδεσης σε σύγκριση με την αυτοδύναμη ανάπτυξη, τα αποτελέσματα των οποίων παρουσιάζονται αναλυτικά. Ακολούθησε διερεύνηση προς τα κύρια ερωτήματα που προέκυψαν, όπως την επίδραση των ΑΠΕ στο κόστος, την μέγιστη διείσδυσή τους στο νησί, την επιλογή μεταφορικής ικανότητας, την τάση λειτουργίας συνεχούς κλπ. Τέλος πραγματοποιήθηκε μελέτη ευαισθησίας τόσο ως προς την εξέλιξη της τιμής υγρών καυσίμων, της ΟΤΣ όσο και ως προς το φορτίο.

ΛΕΞΕΙΣ ΚΛΕΙΔΙΑ

Διασύνδεση νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα, MATLAB/SIMULINK, διασυνδεδεμένα συστήματα ισχύος, LCOE, HVDC, διασύνδεση Κρήτης, υπολογισμός κόστους διασύνδεσης, κοστολόγηση ΑΠΕ, κοστολόγηση τοπικής παραγωγής, ΥΚΩ, ΟΤΣ, ΕΤΜΕΑΡ

Abstract

In this diploma thesis, a feasibility study is performed to examine the interconnection of big autonomous island systems to the mainland grid via HVDC links. Thus a techno-economic model is developed and simulated, with the use of MATLAB software, to evaluate the technical feasibility and economic viability of each proposed scenario versus the autonomous development of the island, leading to the best choice.

Initially an in-depth study of similar projects and bibliography is performed, to figure the appropriate technical implementation of the interconnection such as the kilometer length, technology of the converters, type of cables etc. This way the HVDC link is modeled taking into consideration the losses of each sub component and a reliability study follows. The technical model then with inputs the actual time series of the load and RES calculates hourly and for the whole time of study, which portion of the energy supplied to the island to meet the load comes from the mainland grid through the interconnection as well as from the local RES and LPS. The inverse flows of power from the island to the mainland grid are also found, at moments of high RES output comparing to the load. Criteria regarding the most economical handling of the load were taken into consideration and the necessary integration of new thermal units was found for reserving the intermittent power supply in case of loss of one or both of the transmission lines.

Regarding the financial evaluation model, a rigorous study of similar HVDC projects was made in order to price the equipment and to calculate the total investment costs of the interconnection. Moreover the costs of serving the load from the RES and mainland grid were found for the whole time of study based on the feed-in-tariffs and SMPs respectively. From actual data taken from the PPC, the costs of the LPS were separated into fixed and variable ones. The variable costs were correlated with the oil fuel price projections for the next years and were used to price the hourly energy production from the LPS. Moreover the fixed ones were used to estimate the cost of the spinning reserve considered in each scenario. Finally the comparison of the total cost of each scenario with the aid of the LCOE pointed out the most viable type of interconnection.

Concluding the model was implemented for the autonomous island system of Crete, the biggest island of Greece, with a study period of 20 years (2020-2040), using actual data given from the PPC. A wide variety of different scenarios was examined, the results of which are presented thoroughly. Then a study was performed concerning the impact of the RES on the costs, the maximum penetration of RES on the island, the scenario regarding the construction of a separate second interconnection of Crete besides the main one, the optimal voltage level of the HVDC link etc. Finally a sensitivity analysis was done regarding the main factors of influence such as the evolution of price of oil fuels, of the SMP and finally of the island load.

Keywords

Interconnection of islands to the mainland grid, MATLAB/SIMULINK, interconnection of Crete, HVDC, calculation of installation costs of interconnections, LCOE, variable and fixed costs of LPS, SMP, RES penetration, feed-in-tariffs

Ευχαριστίες

Θα ήθελα καταρχήν να ευχαριστώ θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή μου κ. Σταύρο Παπαθανασίου, που μου έδωσε την ευκαιρία να ασχοληθώ με ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα και με τη συνεχή καθοδήγησή του και εύστοχες παρατηρήσεις του συνέβαλε αμέριστα στην ολοκλήρωσή του. Ακόμα θα πρέπει να σημειώσω ότι υπήρξε ένας από τους πιο αξιόλογους και μεταδοτικούς καθηγητές που είχα την τύχη να παρακολουθήσω στη σχολή.

Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον κ. Μιχαήλ Παπαδόπουλο για τον πολύτιμο χρόνο που τόσο πρόθυμα αφιέρωσε στην εκπόνηση της παρούσας εργασίας και που μέσα από τις συζητήσεις μας έθεσε τις βάσεις της ουσιαστικής κατανόησης του αντικειμένου. Η αγάπη του δε για το αντικείμενο με παρακίνησε να ενασχοληθώ βαθύτερα μαζί του.

Ιδιαίτερες ευχαριστίες οφείλω στον ΥΔ Σωτήρη Νάνου που ήταν εξαιρετικά συνεργάσιμος, διαρκώς πρόθυμος να βοηθήσει, ακόμα και με μεγάλο φόρτο εργασίας, και οι πολύ ενδιαφέρουσες παρατηρήσεις του συνέβαλαν καθοριστικά στο τελικό αποτέλεσμα.

Τέλος δεν θα μπορούσα να παραλείψω την οικογένεια μου που με ανέχτηκαν όλα αυτά τα χρόνια και τους κοντινούς μου φίλους που γέμιζαν πάντα ευχάριστα τον ελεύθερο μου χρόνο.

Περιεχόμενα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ	15
1.1 Ιστορικό - Σημασία Διασυνδέσεων	15
1.2 Στρατηγικός Σχεδιασμός της Σύνδεσης Αυτόνομων Νησιωτικών Συστημάτων με το ΕΣΜΗΕ	16
1.3 Σύνοψη Πρόσφατων Μελετών για τη Διασύνδεση της Κρήτης.....	18
1.4 Σκοπός και Δομή της Διπλωματικής Εργασίας	21
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Η HVDC ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	23
2.1 Εισαγωγή στην HVDC Διασύνδεση	23
2.2 Τεχνολογία Υψηλής Τάσης Συνεχούς Ρεύματος (HVDC)	26
2.3 Τα κύρια μέρη ενός HVDC Συστήματος.....	29
2.4 Κόστος HVDC Συστήματος	34
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 : ΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ	39
3.1 Εισαγωγή	39
3.2 Τοπική Θερμική Παραγωγή.....	40
3.3 Σταθμοί ΑΠΕ	45
3.3.1 Εισαγωγή.....	45
3.3.2 Αιολικά Πάρκα.....	47
3.3.3 Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί.....	48
3.4 Επανεξέταση της Υλοποίησης της Διασύνδεσης της Κρήτης.....	50
3.4.1 Οδικός Χάρτης για τη Διασύνδεση της Κρήτης	50
3.4.2. Επαναξιολόγηση Τεχνολογιών Συνδέσμων	51
3.4.3. Σύνοψη	53
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 : ΤΕΧΝΙΚΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ	55
4.1 Εισαγωγή	55
4.2 Το ενεργειακό μοντέλο	56
4.3 Αξιοπιστία.....	63
4.3.1 Αξιοπιστία για HVDC Συστήματα.....	63
4.3.2 Υπόβαθρο.....	63

4.3.3 Υπολογισμός Αξιοπιστίας για το συγκεκριμένο Σχήμα Διασύνδεσης.....	66
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 : ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ	73
5.1 Εισαγωγή	73
5.2 Υπολογισμός Επενδυτικού Κόστους Διασύνδεσης	76
5.3 Κόστος Εξυπηρέτησης του Φορτίου.....	82
5.3.1 Εισαγωγή.....	82
5.3.2 Υπολογισμός κόστους εξυπηρέτησης φορτίου	84
5.4 Κόστος Εφεδρείας.....	87
5.5 Κόστος Αξιοπιστίας	89
5.6 Οικονομική Αξιολόγηση.....	91
5.6.1 Εισαγωγή.....	91
5.6.2 Υπολογισμός	91
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 : ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ.....	95
6.1 Δεδομένα Εισόδου Προσομοίωσης Τεχνικού Μοντέλου για το Σύστημα της Κρήτης	95
6.1.1 Οριστικοποίηση Σεναρίων Διασύνδεσης Κρήτης.....	95
6.1.2 Στοιχεία του Τεχνικού Εξοπλισμού	96
6.1.2 Ζήτηση νησιού και εξέλιξή της.....	98
6.1.3 ΑΠΕ.....	102
6.1.4. Τοπική θερμική παραγωγή – Σενάρια εφεδρείας.....	107
6.1.4.1 Αυτοδύναμη Ανάπτυξη	107
6.1.4.2 Διασύνδεση.....	108
6.1.5 Σύνοψη Σεναρίων.....	113
6.2 Δεδομένα Εισόδου Οικονομικού Μοντέλου.....	114
6.2.1 Οριακή Τιμή Συστήματος ΕΣΜΗΕ.....	114
6.2.2 Δεδομένα Εισόδου Κοστολόγησης ΑΠΕ	116
6.2.3 Κοστολόγηση Τοπικής Θερμικής Παραγωγής	119
6.2.3.1 Κοστολόγηση Μεταβλητού Μέρους	120
6.2.3.2 Κοστολόγηση Σταθερού Μέρους	124
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 : ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	129

7.1 Εισαγωγή	129
7.2 Αποτελέσματα βασικού σεναρίου εξέτασης.....	130
7.2.2 Στοιχεία Ενέργειας	131
7.2.2 Συνολικά στοιχεία για όλα τα έτη μελέτης	136
7.2.3 Ετήσια στοιχεία για όλα τα έτη μελέτης	141
7.3 Διερεύνηση Διασύνδεσης	147
7.3.1 Διερεύνηση επίδρασης των ΑΠΕ στο κόστος.....	147
7.3.2 Διερεύνηση του ύψους μέγιστης διείσδυσης ΑΠΕ στο ΔΣ της Κρήτης.....	153
7.3.3 Διερεύνηση κατασκευής 2 ^{ης} ξεχωριστής διασύνδεσης	157
7.3.4. Διερεύνηση μεταφορικής ικανότητας διασύνδεσης μακροπρόθεσμα	159
7.3.5 Διερεύνηση απωλειών διασύνδεσης για το θεωρούμενο επίπεδο τάσης	162
7.4 Ανάλυση Ευαισθησίας Αποτελεσμάτων.....	165
7.4.1.Κόστους Καυσίμων	165
7.4.2 Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ)	167
7.4.3 Εξέλιξη του Φορτίου	169
7.4.4 Επενδυτικό Κόστος Διασύνδεσης	171
7.4.4 Συμπεράσματα Ανάλυσης Ευαισθησίας	175
7.5 Γενικά Συμπεράσματα	177
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	179
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ	183

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Ιστορικό - Σημασία Διασυνδέσεων

Πάγια επιδίωξη της ΔΕΗ αποτέλεσε η διασύνδεση των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των νησιών με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα έχοντας ως απώτερο σκοπό την κατάργηση των τοπικών Αυτόνομων σταθμών Παραγωγής. Οι πρώτες μελέτες διασυνδέσεων από τη ΔΕΗ και η υλοποίηση τους ξεκίνησε την δεκαετία του '60. Οι διασυνδέσεις που υλοποιήθηκαν αφορούσαν αρχικά σχετικά μικρά νησιά, σε κοντινή απόσταση από την ξηρά με καλώδια ΜΤ και ακολούθως μεγαλύτερα νησιά ή νησιωτικά συγκροτήματα με καλώδια ΥΤ. Σήμερα έχουν συνδεθεί με το Σύστημα με καλώδια ΥΤ τα Ιόνια νησιά (Κέρκυρα, Λευκάδα-Κεφαλονιά - Ζάκυνθος), από τα δε νησιά του Αιγαίου έχουν συνδεθεί η Σαλαμίνα και η Άνδρος, ενώ υπό ΜΤ βρίσκονται σε λειτουργία άνω των 65 διασυνδέσεων με το Ηπειρωτικό Σύστημα ή με μεγαλύτερα νησιά [1]. Συγκεκριμένα οι πρώτες παραπάνω υποβρύχιες διασυνδέσεις έγιναν με καλώδια 15kV, στην συνέχεια στις Κέρκυρας χρησιμοποιήθηκαν 60kV και τέλος για την διασύνδεση των υπόλοιπων Ιόνιων Νησιών 150kV[2] (Οι περιορισμοί στην υλοποίηση των διασυνδέσεων αυτών προέρχονται κυρίως από τις υφιστάμενες τεχνολογικές δυνατότητες, καθώς και τη μακροχρόνια οικονομικότητα των αναγκαίων επενδύσεων, σε σύγκριση με τη διατήρηση των ΑΣΠ).

Συγκεκριμένα για την Κρήτη, την δεκαετία του '70 ξεκίνησαν οι πρώτες σκέψεις για την διασύνδεση της με το ηπειρωτικό σύστημα αλλά ήταν τότε ασύμφορες καθώς τα υψηλά κόστη και οι περιορισμένες δυνατότητες, όπως το μεγάλο χιλιομετρικό μήκος και το βάθος πόντισης των καλωδίων, ήταν απαγορευτικές. Επομένως, το σημαντικό έργο της διασύνδεσης της Κρήτης με το εθνικό σύστημα παρέμεινε σε αδράνεια για μεγάλο χρονικό διάστημα. Στη συνέχεια νέες μελέτες το 1981 κατέληξαν στο συμπέρασμα πως η διασύνδεση θα ήταν συμφέρουσα σε σύγκριση με την αυτόνομη ανάπτυξη των σταθμών παραγωγής στο νησί. Προτάθηκε μάλιστα η διετία 1994-95 ως περίοδος εντάξεως στο κεντρικό σύστημα. Πληθώρα μελετών πραγματοποιήθηκαν στα τέλη της δεκαετίας του '80 και μετά, στις οποίες αναθεωρήθηκαν τα στοιχεία κόστους σύμφωνα με τα καινούργια πλέον δεδομένα της εποχής, λήφθηκαν υπόψη τα αποτελέσματα βυθολογικών και μορφολογικών μελετών του πυθμένα και εξετάστηκε τόσο η διασύνδεση με HVDC και HVAC καθώς και διάφορα σενάρια για το σημείο εκκίνησης της.

Για τη διασύνδεση των νησιών του Αιγαίου έχουν εκπονηθεί από το ΔΕΣΜΗΕ προκαταρκτικές μελέτες που περιλαμβάνουν τη διασύνδεση όλων των νησιών του Αιγαίου, συγκεκριμένα αρχικά τη διασύνδεση των Κυκλάδων, ακολούθως την Κρήτης, και στη συνέχεια των νησιών του Β.Α. Αιγαίου, του Ν.Α.

Αιγαίου και των Δωδεκανήσων (βλ. Παράρτημα Σχήμα Π1, Π2). Συνολικά, το εγχείρημα της διασύνδεσης των νησιών απαιτεί την εγκατάσταση περίπου 3000km υποβρύχιων καλωδίων, καθώς και επιπλέον έργων γραμμών μεταφοράς Με βάση το παρόν ΔΠΑ, αναμένεται ότι θα ενισχυθεί σημαντικά το Σύστημα 400kV που αποτελεί τον κορμό του Συστήματος μεταφοράς και θα επεκταθεί σε όλες τις περιοχές της χώρας. Με την ολοκλήρωση των προγραμματισμένων έργων θα έχει διαμορφωθεί ένα σύστημα 400kV, το οποίο (από άποψη ικανότητας διακίνησης ισχύος) θα είναι σε θέση να καλύψει τις ανάγκες των στόχων που έχουν τεθεί. Τούτο αφορά στη διακίνηση της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ. Η απορρόφηση, βέβαια, της ισχύος των ΑΠΕ, δεν εξαρτάται μόνον από την ικανότητα διακίνησης της ισχύος από το Σύστημα μεταφοράς, αλλά επιβάλλει και την αλλαγή της σύνθεσης του μίγματος παραγωγής.

Λόγω της ιδιαίτερης γεωγραφικά θέσης της χώρας μας, αποτελώντας το ΝΑ σύνορο της Ευρώπης, πέρα από το τεράστιο εγχώριο ενδιαφέρον η ανάπτυξη των διασυνδέσεων αποκτά και εξαιρετική διεθνή σημασία. Η μεγάλη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στη χώρα μας είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με τη δυνατότητα πραγματοποίησης μεγάλης κλίμακας εξαγωγών ηλεκτρική ενέργειας και προϋποθέτει την ύπαρξη διασύνδεσης.

Η σημασία της διασύνδεσης των ΜΔΝ με το ΕΣΜΗΕ αποτελεί εγχείρημα μείζονος σημασίας καθώς αυξάνει την ασφάλεια και αξιοπιστία τροφοδότησης των νησιών, επιτρέπει την υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ και κυρίως Α/Π στα νησιά καθώς και υπεράκτιων, εκμεταλλεζόμενη έτσι το υψηλό αιολικό δυναμικό που εμφανίζεται στο Αιγαίο και συμβάλει στην απεξάρτηση από τα πετρελαιοειδή, μειώνοντας την ενεργειακή εξάρτηση της χώρας. Επιπλέον όπως φαίνεται και από πληθώρα μελετών επιτυγχάνεται δραστική μείωση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής και τέλος είναι αξιοσημείωτο και το περιβαλλοντικό όφελος αφού γίνεται σταδιακή απένταξη υφιστάμενων θερμικών σταθμών.

1.2 Στρατηγικός Σχεδιασμός της Σύνδεσης Αυτόνομων Νησιωτικών Συστημάτων με το ΕΣΜΗΕ

Τα μη διασυνδεδεμένα νησιωτικά Συστήματα του Αιγαίου, κατέχουν σημαντικό μέρος του ενεργειακού συστήματος της χώρας και αντιπροσωπεύουν ένα διόλου ευκαταφρόνητο μέρος της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας της χώρας (περίπου το 10%). Τα Συστήματα αυτά εξυπηρετούνται κυρίως από την τοπική εγκατεστημένη θερμική παραγωγή και πιο συγκεκριμένα κυρίως με πετρελαϊκές μονάδες, ενώ έχουν εγκατασταθεί και αεριοστροβιλικές μονάδες (με καύσιμο ελαφρύ πετρέλαιο – diesel) στα Συστήματα της Κρήτης και της Ρόδου. Η διείσδυση των ΑΠΕ στα νησιά του Αιγαίου, παρόλο το εξαιρετικό ηλιακό και αιολικό δυναμικό,

περιορίζεται σε ποσοστό κάτω του 15% περίπου της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής. Ενώ σύμφωνα με το τελευταίο δελτίο ΑΠΕ και θερμικής παραγωγής στα ΜΔΝ του ΔΕΔΔΗΕ το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή στο σύνολο των ΜΔΝ ανέρχεται στο 13% [3].

Τα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα εμφανίζουν ορισμένα κοινά γνωρίσματα:

- Καύση πετρελαίου με αποτέλεσμα υψηλό λειτουργικό-μεταβλητό κόστος και μεγάλη εξάρτηση του από την τιμή του πετρελαίου
- Χαμηλό συντελεστή φορτίου (μεγάλες θερινές αιχμές και πολύ χαμηλά φορτία κατά τη διάρκεια του υπόλοιπου έτους)
- Εξαιρετικό δυναμικό ΑΠΕ, κυρίως αιολικό
- Περιβαλλοντική όχληση από τους σταθμούς παραγωγής οι οποίοι είναι στην πλειονότητά τους εγκατεστημένοι εντός οικισμών

Για τους παραπάνω λόγους αλλά και για άλλους τεχνικούς και οικονομικούς, ο Διαχειριστής Συστήματος είχε προχωρήσει σε τεχνοοικονομική διερεύνηση της Διασύνδεσης των νησιών του Αιγαίου με το ΕΣΜΗΕ μέσω καλωδιακών συνδέσεων με χρήση τεχνολογιών E.P. ή/και Σ.P.

Η διασύνδεση των νησιών παρουσιάζει πλεονεκτήματα και οφέλη, καθώς μέσω αυτής επιτυγχάνονται τα εξής:

- Την διασφάλιση σε μακροπρόθεσμη βάση της ασφαλούς και αδιάλειπτης τροφοδότησης των διασυνδεδεμένων νησιών
- Την μείωση του λειτουργικού κόστους παραγωγής και κατά συνέπεια του κόστους ΥΚΩ μειώνοντας έτσι το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας για τον καταναλωτή
- Την αξιοποίηση σε μεγάλο βαθμό του δυναμικού ΑΠΕ των διασυνδεδεμένων νησιών επιτυγχάνοντας ταυτόχρονα και τους εθνικούς στόχους της χώρας

Ο γενικός Στρατηγικός Σχεδιασμός Διασυνδέσεων Νησιών του Αιγαίου με το ΕΣΜΗΕ, έχοντας αποτελέσει αντικείμενο μελέτης και προσεκτικού σχεδιασμού αρκετά χρόνια τώρα, προτείνεται να πραγματοποιηθεί σε φάσεις, όπως περιγράφεται κατωτέρω [4]:

Η **ΦΑΣΗ Α'** αφορά τον προκαταρκτικό Γενικό Σχεδιασμό που έχει ήδη ολοκληρωθεί, με αντικείμενο τον καταρχήν προσδιορισμό του οικονομοτεχνικά βέλτιστου σχεδιασμού της σύνδεσης των νησιών με το ΕΣΜΗΕ, για το σύνολο

σχεδόν των νησιών του Αιγαίου που σήμερα ηλεκτροδοτούνται από Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής (ΑΣΠ). Ως βασικός στόχος ετέθη ο περιορισμός της χρήσης πετρελαίου στον ελάχιστο δυνατό βαθμό, ενώ παράλληλα επιδιώχθηκε η μέγιστη δυνατή αξιοποίηση του δυναμικού ΑΠΕ. Τούτο λαμβάνοντας υπόψη αδειοδοτημένα έργα ΑΠΕ στα νησιά καθώς και αιτήματα που είχαν υποβληθεί στη ΡΑΕ προς αδειοδότηση. Ο σχεδιασμός επιδιώκει να αποτελέσει έναν οδηγό για τις μελλοντικές διασυνδέσεις των νήσων ο οποίος θα λαμβάνεται υπόψη και κατά την έκδοση Προσφορών Σύνδεσης για μεγάλους σταθμούς ΑΠΕ (κυρίως Α/Π) που έχουν αδειοδοτηθεί στα προς διασύνδεση νησιά. Επίσης, εξετάζεται ο ενδεικνύμενος τρόπος και το σημείο σύνδεσης των προς διασύνδεση νησιών με το ΕΣΜΗΕ, μετά από προκαταρκτική εκτίμηση των γενικότερων επιπτώσεων που έχει η διασύνδεση των νησιών στη λειτουργία του. Η εκτενής περιήληψη της Προκαταρκτικής Μελέτης του Γενικού Σχεδιασμού, έχει αναρτηθεί στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ [6].

Κατά τη **ΦΑΣΗ Β'** εξετάζεται σε λεπτομέρεια, για συγκεκριμένες διασυνδέσεις, ο ενδεικνύμενος τεχνικός σχεδιασμός και η οικονομικότητα, καθώς και ο τρόπος της εν γένει υλοποίησής της. Βασικής σημασίας για την εφαρμογή της ΦΑΣΗΣ Β' είναι οι ρεαλιστικές δυνατότητες και προοπτικές (π.χ. λήψη ΕΠΟ ή άλλης ισοδύναμης έγκρισης) αξιοποίησης των ΑΠΕ που θα εγκατασταθούν σε κάθε νησί. Το 2011 και στα πλαίσια της Φάσης Β' του Γενικού Σχεδιασμού ομάδα εργασίας αποτελούμενη από στελέχη του πρώην ΔΕΣΜΗΕ, της ΔΕΗ Α.Ε. και της ΡΑΕ εκπόνησε ειδική μελέτη σκοπιμότητας για τη Διασύνδεση του Ηλεκτρικού Συστήματος της Κρήτης, ως συμπλήρωμα της μελέτης του Γενικού Σχεδιασμού [2].

Τέλος, αντικείμενο της **ΦΑΣΗΣ Γ'** είναι ο καθορισμός του τρόπου χρηματοδότησης και λεπτομερούς υλοποίησης κάθε διασύνδεσης.

1.3 Σύνοψη Πρόσφατων Μελετών για τη Διασύνδεση της Κρήτης

Οι αρχικές μελέτες έγιναν κατά τη δεκαετία του '80 [6]–[8] και σχετίζονταν με την αξιοπιστία των τεχνολογιών διασύνδεσης και αφορούσαν DC σύνδεση όπου εξετάζονταν διάφορα σενάρια μήκους, βάθους πόντισης και εκκίνησης καλωδίων. Τελικά στα τέλη της δεκαετίας επελέγη η απευθείας διασύνδεση μεταξύ Μονεμβασίας και Ακρωτηρίου Σπάθα, μήκους 150km και μέγιστου βάθους 1100m, με δύο καλώδια DC ικανότητας 2×300MW (εναλλακτικά 2×150MW). Στη συνέχεια η οικονομοτεχνική μελέτη της ΔΕΗ που ολοκληρώθηκε το 1988 [9] πρότεινε την διασύνδεση 2×300MW (έναντι της 2×150MW) η οποία είναι με μικρή διαφορά οικονομικότερη της Αυτοδύναμης Ανάπτυξης. Λόγω της συνεχής εξέλιξης των νέων τεχνολογιών με αποτέλεσμα την μείωση του κόστους τους και τις αυξημένες πλέον ικανότητες ξαναήρθε στο προσκήνιο το θέμα των διασυνδέσεων αυτόνομων νησιών

με το Ηπειρωτικό Σύστημα. Στο πλαίσιο αυτό το 2006 ανατέθηκε από τη ΡΑΕ στο ΕΜΠ η εκπόνηση μελέτης σκοπιμότητας για την διασύνδεση όλων των νησιών του Αιγαίου [10].

Στην **Στρατηγική Μελέτη Διασύνδεσης Νησιών με το Σύστημα (ΣΜΔΝ)** όσον αφορά την Κρήτη, θεωρήθηκε ότι θα γίνει σύμφωνα με τον πρωτότερο σχεδιασμό της ΔΕΗ που προέβλεπε 120km εναέριας γραμμής από Μεγαλόπολη–Μονεμβασιά και 250km υποβρύχιου καλωδίου DC μέχρι την Κορακιά. Απαραίτητη προϋπόθεση για τη σύνδεση του νησιού είναι η ολοκλήρωση της επέκτασης του δικτύου 400kV προς την Πελοπόννησο, δηλαδή η κατασκευή του ΚΥΤ Μεγαλόπολης και των συνδέσεων αυτού με το ΚΥΤ Πάτρας και με το ΚΥΤ Κουμουندούρου μέσω Κορίνθου, πράγμα που εγκαταλείφθηκε αργότερα και ξαναήρθε στο προσκήνιο πρόσφατα. Στην ΣΜΔΝ εξετάστηκαν κυρίως δύο λύσεις, αυτή της ηλεκτροδότησης του νησιού αυτόνομα με την λειτουργία και σταδιακή ανάπτυξη των τοπικών Σταθμών Παραγωγής και αυτή της κατασκευής διασύνδεσης ώστε να καλύπτει το βασικό φορτίο του νησιού ενώ μέρος της αιχμής θα συνεχίσει να καλύπτεται από την τοπική θερμική παραγωγή. Στην περίπτωση της διασύνδεσης θεωρήθηκε και πάλι ανάπτυξη ΘΗΣ ώστε να αποτελούν πλήρη εφεδρεία για το νησί σε περίπτωση απώλειας της διασύνδεσης. Από τα παραπάνω λοιπόν και την θεωρούμενη εξέλιξη του φορτίου του νησιού επελέγησαν ως ενδεχόμενες ονομαστικές ικανότητες της διασύνδεσης εναλλακτικά η διπολική διασύνδεση με $2 \times 350 = 700\text{MW}$ ή $2 \times 550 = 1100\text{MW}$. Επίσης, επειδή κατά τον χρόνο εκπόνησης της ΣΜΔΝ δεν είχε αποφασιστεί η είσοδος του Φυσικού Αερίου στην Κρήτη, εξετάστηκαν εναλλακτικά η λειτουργία των ΘΗΣ με Πετρελαϊκά προϊόντα ή με Φυσικό Αέριο. Όσον αφορά την ανάπτυξη των ΑΠΕ του νησιού, στην μεν λύση (α) λήφθηκε το όριο του 25% του ετήσιου μεγίστου, ενώ στην (β) το όριο ικανότητας μεταφοράς ισχύος από την Κρήτη προς Σύστημα της διασύνδεσης [10]. Η μελέτη επικαιροποιήθηκε το 2008 όπου έγινε ανάλυση ευαισθησίας ως προς τις τιμές διάφορων παραμέτρων κόστους [11]. Την ίδια χρονιά εκπονήθηκε από τη ΔΕΗ μελέτη σκοπιμότητας για τη διασύνδεση της Κρήτης [12], η οποία ακολουθεί τις βασικές αρχές της αντίστοιχης του ΕΜΠ-2006 με διασύνδεση $2 \times 350\text{MW}$ ΚΥΤ Μεγαλόπολης – Μονεμβασιά – Κορακιά.

Το 2011 πραγματοποιήθηκε από ομάδα εργασίας της ΡΑΕ και ΕΜΠ η μελέτη ανάπτυξης του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα όπου εξετάστηκαν τρία σενάρια:

Σενάριο Α: Διασύνδεση της Κρήτης με την Πελοπόννησο με $2 \times 350\text{MW}$ DC σύνδεση ο οποίος θα εκκινεί από την Κορακιά, θα φτάνει με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 250km έως τη Μονεμβασιά και θα συνεχίζει με εναέρια Γ.Μ. μήκους 120km μέχρι το μελλοντικό ΚΥΤ Μεγαλόπολης. Για το σενάριο αυτό προβλέπεται διατήρηση ψυχρής εφεδρείας στο νησί σε ποσοστό 90% της ετήσιας αιχμής, ώστε να διασφαλιστεί η τροφοδότηση σε όλες τις περιπτώσεις βλαβών (βλ. Σχήμα Π3).

Σενάριο B1: Προβλέπει τη διασύνδεση της Κρήτης με ΚΥΤ της Αττικής (πιθανώς ΚΥΤ Αχαρνών) με έναν υβριδικό σύνδεσμο DC ικανότητας $2 \times 500 \text{ MW} = 1000 \text{ MW}$, ο οποίος θα εκκινεί από την Κορακιά και θα φτάνει με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 380km στην Αττική, όπου θα συνδέεται με κατάλληλο υπόγειο καλώδιο ή εναέρια Γ.Μ. με ΚΥΤ της Αττικής. Για τους ίδιους λόγους με το σενάριο Α, προβλέπεται να διατηρηθεί σημαντική συμβατική παραγωγή στο νησί (90% της ετήσιας αιχμής) (βλ. Σχήμα Π4).

Σενάριο B2: Προβλέπεται διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική και την Πελοπόννησο σε δύο στάδια με δύο απλούς συνδέσμους DC ικανότητας $2 \times 500 \text{ MW}$. Ο πρώτος σύνδεσμος θα εκκινεί από την Κορακιά και θα φτάνει με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 380km στην Αττική, ενώ ο δεύτερος, ο οποίος προβλέπεται να εγκατασταθεί μεταγενέστερα, θα εκκινεί από ΒΔ σημείο της Κρήτης (κοντά στα Χανιά), θα φτάνει με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 250km έως τη Μονεμβασιά και θα συνεχίζει με εναέρια Γ.Μ. μήκους 120km μέχρι το μελλοντικό ΚΥΤ Μεγαλόπολης (βλ. Σχήμα Π4).

Σενάριο Γ: Προβλέπεται διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική και την Πελοπόννησο σε δύο στάδια με δύο απλούς συνδέσμους DC ικανότητας $2 \times 1000 \text{ MW}$. Προβλέπεται να διατηρηθεί σημαντική συμβατική παραγωγή στο νησί σε ψυχρή εφεδρεία σε ποσοστό 100%, προκειμένου να διασφαλίζεται η τροφοδότησή του σε όλες τις περιπτώσεις βλαβών. Μετά την εγκατάσταση του 2ου συνδέσμου DC είναι δυνατή η σταδιακή απομάκρυνση έως και του συνόλου της τοπικής συμβατικής παραγωγής (βλ. Σχήμα Π5).

Τα συμπεράσματα που προέκυψαν από την ενδελεχή εξέταση των παραπάνω σεναρίων είναι ότι μεταξύ των διαφορετικών λύσεων στο πρόβλημα της Κρήτης (ανάπτυξη με φυσικό αέριο, ανάπτυξη με πετρέλαιο και διασύνδεση), βέλτιστη οικονομικά και περιβαλλοντικά είναι η λύση της διασύνδεσης, έχοντας χαμηλότερο συνολικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής και επιτρέποντας μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ. Επιπροσθέτως, η διασύνδεση πλεονεκτεί έναντι της αυτόνομης ανάπτυξης γιατί δεν εξαρτάται από εισαγόμενα καύσιμα των οποίων η τιμή κυμαίνεται διεθνώς.

Πιο συγκεκριμένα όσον αφορά στο **σενάριο Α**, παρουσιάζει ελάχιστο κόστος επένδυσης και συνολικό κόστος αλλά και υψηλό συντελεστή εκμετάλλευσης καλωδίου, επομένως αποτελεί τη βέλτιστη οικονομοτεχνική λύση. Όμως παρουσιάζει σημαντικό μειονέκτημα ότι προϋποθέτει την επέκταση του δικτύου των 400kV και στην Πελοπόννησο και επιπλέον δεν επιτρέπει και μεγάλη ανάπτυξη ΑΠΕ του νησιού. Το **σενάριο Β** παρότι έχει λίγο μεγαλύτερο επενδυτικό κόστος παρουσιάζει πλεονεκτήματα όπως την μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ και αποτελεί πολύ δελεαστική λύση διασύνδεσης. Τέλος το **σενάριο Γ** έχει πολύ υψηλό κόστος επένδυσης, υψηλό συνολικό κόστος και πολύ χαμηλό συντελεστή εκμετάλλευσης.

Επομένως είναι φανερό από την μελέτη ότι προκρίνεται η διασύνδεση με σχέση με την αυτόνομη ανάπτυξη της Κρήτης με μεγάλα τεχνοοικονομικά οφέλη.

1.4 Σκοπός και Δομή της Διπλωματικής Εργασίας

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η δημιουργία ενός μοντέλου μελέτης της σκοπιμότητας διασύνδεσης νησιωτικών συστημάτων με τον ηπειρωτικό κορμό μέσω HVDC σύνδεσης. Για το σκοπό αυτό αναπτύσσεται ένα τεχνοοικονομικό μοντέλο προσομοίωσης της διασύνδεσης, εφαρμόσιμο σε οποιοδήποτε νησιωτικό σύστημα, όπου με δεδομένα εισόδου του νησιού και του ΕΣΜΗΕ καθώς και στοιχείων κόστους να διαφαίνεται:

- Αν είναι συμφέρουσα για το σύστημα και τον καταναλωτή η υλοποίηση της διασύνδεσης σε αντιδιαστολή πάντα με την αυτοδύναμη ανάπτυξη του νησιού
- Να αποτιμάται η τεχνικά δυνατή και οικονομικότερη λύση διασύνδεσης ανάμεσα στις διάφορες δυνατότητες

Για το σκοπό αυτό λαμβάνονται υπόψη στοιχεία ενέργειας του εκάστοτε νησιού (εξέλιξη φορτίου, ΑΠΕ, τοπικής θερμικής παραγωγής κλπ) καθώς και στοιχεία κόστους που αφορούν τόσο το ΕΣΜΗΕ όσο και το προς εξέταση νησί (ΟΤΣ, Ταρίφες ΑΠΕΔΣ&ΜΔΝ, ΥΚΩ, ΜΜΚΔΣ&ΜΔΝ, επενδυτικά κόστη κλπ). Τα παραπάνω εντάσσονται στο μοντέλο με κατάλληλες προβλέψεις εξέλιξης τους και προσομοιώνονται τα εξεταζόμενα σενάρια, καταλήγοντας στην βέλτιστη λύση.

Έτσι λοιπόν στην παρούσα διπλωματική εργασία:

- **Στο Κεφάλαιο 1** γίνεται μια εισαγωγή στο αντικείμενο της διπλωματικής παρουσιάζοντας το ιστορικό των διασυνδέσεων στην Ελλάδα, τον τρέχοντα Στρατηγικό Σχεδιασμό Διασυνδέσεων των Νησιών του Αιγαίου με το ΕΣΜΗΕ με ιδιαίτερη έμφαση στην διασύνδεση της Κρήτης.
- **Στο Κεφάλαιο 2** γίνεται μια σύντομη αναφορά στις τεχνολογίες υλοποίησης των διασυνδέσεων ενώ κυρίως αναλύεται η τεχνολογία HVDC (High Voltage Direct Current) που επιλέγεται για τις ανάγκες της παρούσας μελέτης. Παρουσιάζονται τα πλεονεκτήματά της έναντι της HVAC, οι διάφορες τεχνολογίες μετατροπών και τοπολογίες της και τα κύρια μέρη ενός συνδέσμου HVDC με ιδιαίτερη έμφαση στην τεχνολογία πηγής τάσεως (VSC-HVDC) που χρησιμοποιείται στην μελέτη. Τέλος γίνεται σύντομη αναφορά και στο κόστος της τεχνολογίας γενικότερα και κάθε κύριου μέρους της ξεχωριστά.
- **Το Κεφάλαιο 3** αφιερώνεται στην αναλυτική παρουσίαση των στοιχείων του ενεργειακού συστήματος της Κρήτης πάνω στο οποίο εφαρμόζεται το μοντέλο. Συγκεκριμένα παρουσιάζεται η εξέλιξη των ΑΠΕ του νησιού έως τώρα, το σημερινό μίγμα εγκατεστημένων Α/Π και Φ/Β σταθμών καθώς και

των θερμικών μονάδων παραγωγής (τύπος, καύσιμο, κόστη κλπ) που διαθέτει σήμερα το νησί. Τέλος με βάση το τελευταίο ΔΠΑΣΜ [4] οριστικοποιούνται τα σενάρια διασύνδεσης που πρόκειται να εξεταστούν.

- **Στο Κεφάλαιο 4** παρουσιάζεται η ανάπτυξη του τεχνικού μοντέλου προσομοίωσης της εκάστοτε εξεταζόμενης διασύνδεσης με τη βοήθεια του λογισμικού MATLAB. Καταρχάς παρουσιάζεται το ενεργειακό μοντέλο και οι εξισώσεις με βάση τις οποίες γίνεται η κατάστρωση των ροών φορτίου σε κάθε σημείο της εξεταζόμενης διασύνδεσης. Ακόμα αναλύονται οι διάφοροι τρόποι εξυπηρέτησης του φορτίου του νησιού και μοντελοποιείται το πρόβλημα τροφοδότησής του όπου εκθέτονται οι βασικές παραδοχές που θεωρήθηκαν. Τέλος γίνεται μια εισαγωγή στην αξιοπιστία των HVDC συνδέσεων και αναλύεται εκτενώς η μεθοδολογία υπολογισμού της αξιοπιστίας του σχήματος διασύνδεσης.
- **Στο Κεφάλαιο 5** γίνεται η ανάπτυξη του οικονομικού μοντέλου προσομοίωσης του εκάστοτε εξεταζόμενου νησιού, παρουσιάζοντας όλα τα κόστη που προκύπτουν τόσο στην περίπτωση της διασύνδεσης όσο και κατά την αυτοδύναμη ανάπτυξη του. Αναπτύσσονται συναρτήσεις κοστολόγησης του τεχνικού εξοπλισμού της HVDC διασύνδεσης ανάλογα με το επίπεδο τάσης και την μεταφορική της ικανότητα και αναλύονται τα διάφορα κόστη που προκύπτουν από τις εναλλακτικές δυνατότητες εξυπηρέτησης του φορτίου του νησιού. Τέλος εξηγείται η μεθοδολογία που θα ακολουθηθεί για την εύρεση και σύγκριση του συνολικού κόστους των εξεταζόμενων σεναρίων διασύνδεσης σε αντιδιαστολή με την αυτόνομη ανάπτυξη.
- **Στο Κεφάλαιο 6** γίνεται η εφαρμογή των μοντέλων των Κεφαλαίων 4 και 5 στο σύστημα της Κρήτης. Οριστικοποιούνται τα σενάρια που θα εξεταστούν, παρατίθενται τα δεδομένα εισόδου τόσο του τεχνικού όσο και του οικονομικού μοντέλου που θεωρήθηκαν και αναλύεται η μεθοδολογία υπολογισμού τους. Επίσης παρουσιάζεται η εξέλιξη και η μεθοδολογία πρόβλεψής τους για τα επόμενα χρόνια.
- **Στο Κεφάλαιο 7** παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του μοντέλου προσομοίωσης του συστήματος της Κρήτης και τα συμπεράσματα που προκύπτουν. Ακολουθεί διερεύνηση ως προς βασικά ερωτήματα που προκύπτουν και πραγματοποιείται και ανάλυση ευαισθησίας των αποτελεσμάτων ως προς τις κύριες παραμέτρους τους.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Η HVDC ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ

Στο παρόν κεφάλαιο γίνεται μια σύντομη αναφορά στις τεχνολογίες υλοποίησης των διασυνδέσεων ενώ κυρίως αναλύεται η τεχνολογία HVDC (High Voltage Direct Current) που επιλέγεται για τις ανάγκες της παρούσας μελέτης, παρουσιάζοντας σύντομα τα πλεονεκτήματα της σε σχέση με την HVAC και τους λόγους που οδηγούν σε αυτή την επιλογή. Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα επιμέρους στοιχεία μιας HVDC διασύνδεσης, οι τρέχουσες τεχνολογίες μετατροπών και γίνεται αναφορά στο κόστος της τεχνολογίας συγκριτικά με αυτό της HVAC.

2.1 Εισαγωγή στην HVDC Διασύνδεση

Το πρώτο εμπορικό HVDC σύστημα εμφανίστηκε το 1954 στο Gotland της Σουηδίας. Η συνεχής εξέλιξη των ηλεκτρονικών ισχύος και των τεχνολογιών έκανε πιο αποδοτική και εφαρμόσιμη την HVDC τεχνολογία, μειώνοντας ολοένα και τα κόστη της. Έτσι πλέον σήμερα υπάρχει σε όλο τον κόσμο ένας μεγάλος αριθμός HVDC διασυνδέσεων (βλ. Σχήμα 2.1-2.2). Τα τελευταία 40 χρόνια εγκαταστάθηκαν HVDC συστήματα μετάδοσης συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 100GW και υπολογίζεται ότι θα εγκατασταθούν άλλα 250 μέσα στην επόμενη δεκαετία. Η αγορά HVDC αναμένεται να διπλασιαστεί μέσα στα επόμενα 5 χρόνια από τα 3 δις.\$ το χρόνο που είναι σήμερα, με τη ζήτηση συνεχώς να αυξάνει [13].

Ως γνωστόν, για τη μείωση των ωμικών απωλειών η μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιείται με ρεύμα υψηλής τάσης, αφού έτσι επιτυγχάνεται η μέγιστη ενεργειακή μεταφορά για δεδομένη διατομή αγωγών. Όπως προαναφέρθηκε, υπάρχουν δύο είδη συστημάτων μεταφοράς: το σύστημα με το εναλλασσόμενο ρεύμα (HVAC) και το σύστημα με το σταθερό ρεύμα (HVDC). Η πλειοψηφία των συστημάτων μεταφοράς χρησιμοποιούν HVAC, όμως σε αρκετές περιπτώσεις η χρήση του HVDC είναι πιο συμφέρουσα ενώ αρκετές φορές είναι και η μόνη εφικτή τεχνικά λύση.

Συγκεκριμένα, το HVDC χρησιμοποιείται κυρίως για μεταφορά σε μεγάλες αποστάσεις με εναέριες ή υποβρύχιες γραμμές. Ο λόγος που συμβαίνει αυτό είναι πως οι γραμμές παρουσιάζουν και χωρητική συμπεριφορά (η οποία είναι πιο έντονη στα υποβρύχια καλώδια) και με το AC ρεύμα οι χωρητικότητες αυτές φορτίζονται και εκφορτίζονται συνεχώς με αποτέλεσμα να υπάρχουν απώλειες ενέργειας. Αυτό με τη σειρά του οδηγεί στην ανάγκη για σταθμούς αντιστάθμισης κατά μήκος των γραμμών. Αντιθέτως, όταν το ρεύμα είναι συνεχές, οι χωρητικότητες φορτίζονται μόνο κατά την εκκίνηση της λειτουργίας και σε περίπτωση μεταβολής της τάσης. Έτσι λοιπόν το HVDC είναι σχεδόν μονόδρομος για μεγάλα μήκη. Επιπλέον καθοριστικό είναι το γεγονός ότι για μεγάλου μήκους συνδέσεις με υπόγεια καλώδια είναι η μόνη λύση λόγω των μεγάλων ρευμάτων φόρτισης.

Επομένως στην παρούσα μελέτη για το σύστημα της Κρήτης που οι αποστάσεις απαιτούσαν 280-380km υποβρύχιας όδευσης η επιλογή συνεχούς ρεύματος ήταν μονόδρομος.

Συγκεντρωτικά τα κυριότερα **πλεονεκτήματα του HVDC** είναι τα παρακάτω:

- Χρησιμοποιείται ολόκληρη η διατομή του αγωγού οπότε για δοσμένη διατομή είναι δυνατή η μεταφορά 30-40% μεγαλύτερης ποσότητας ενέργειας σε σχέση με την AC [13]. Δεν υπάρχει επιδερμικό φαινόμενο
- Δεν χρειάζεται καμία αντιστάθμιση ισχύος. Συνεπώς δεν απαιτείται κατασκευή σταθμών αντιστάθμισης ισχύος, κάτι το οποίο οδηγεί στη μείωση του κόστους.
- Οι απώλειες ενός εναέριου HVDC συστήματος είναι 30-50% χαμηλότερες από τις αντίστοιχες σε ένα AC [13]. Αυτό σημαίνει εξοικονόμηση ενέργειας άρα και χρημάτων.
- Ένα HVDC σύστημα μπορεί να χρησιμοποιηθεί πιο εύκολα για τη βελτίωση της ευστάθειας ενός δικτύου, αφού ένας DC σύνδεσμος αποσυμπλέκει τα δύο AC δίκτυα στα άκρα του, εμποδίζοντας επομένως τη μετάδοση των επιπτώσεων ενός σφάλματος από ένα δίκτυο στο άλλο. Απότομες μεταβολές σε φορτία που θα ανάγκαζαν μεγάλο τμήμα του AC δικτύου να αποσυγχρονιστεί και να βγει εκτός, δεν επηρεάζουν το DC σύνδεσμο, ο οποίος με τον κατάλληλο έλεγχο θα μπορούσε να επαναφέρει το σύστημα.
- Τα HVDC συστήματα προσφέρουν τη δυνατότητα γρήγορου ελέγχου της ποσότητας αλλά και της φοράς της ισχύος που τα διαρρέουν. Αυτό οφείλεται στα ηλεκτρονικά ισχύος που ενσωματώνονται στη μετατροπή AC/DC.
- Για εναέριες γραμμές μεγαλύτερες των 600km περίπου είναι πιο οικονομικό από την AC τεχνολογία [13]
- Για μήκη υποβρύχιας όδευσης μεγαλύτερης των 80km περίπου το HVDC είναι μονόδρομος λόγω των μεγάλων ρευμάτων φόρτισης [13]

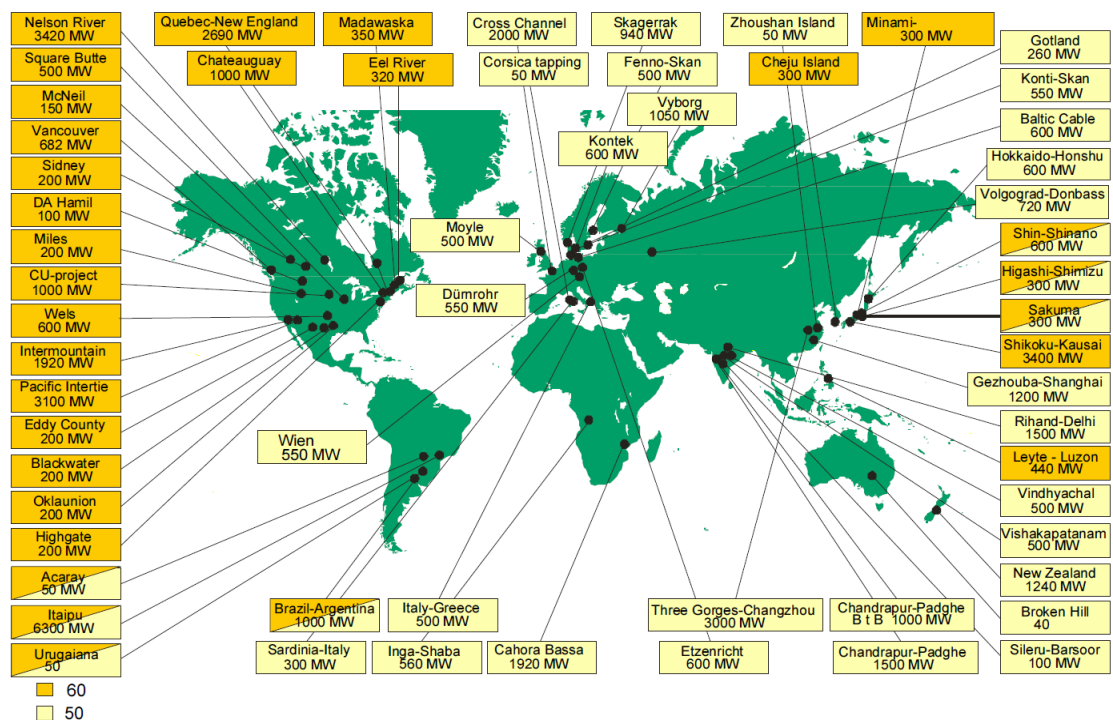
Τα παραπάνω οδηγούν στο συμπέρασμα πως το HVDC δίκτυο, παρά το υπολογίσιμο κόστος των μετατροπέων, μπορεί εν τέλει να είναι πιο οικονομικό από ένα αντίστοιχο AC, ειδικά όταν το έργο αφορά την μεταφορά μεγάλων ποσών ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις. Εν γένει, όσο μεγαλύτερη είναι η απόσταση μεταξύ των σημείων σύνδεσης, τόσο μικρότερες είναι οι απώλειες (απόλυτο μέγεθος) σε σύγκριση με το AC και επομένως τόσο πιο ελκυστικότερη οικονομικά γίνεται η επένδυση σε HVDC.

Παρά τα αναμφισβήτητα θετικά τους σημεία, τα HVDC δίκτυα παρουσιάζουν και αρκετά **μειονεκτήματα**. Συγκεκριμένα:

- είναι λιγότερο αξιόπιστα και παρουσιάζουν λιγότερη διαθεσιμότητα από τα συμβατικά AC δίκτυα, κυρίως λόγω του επιπρόσθετου εξοπλισμού των μετατροπέων.
- Οι απαιτούμενοι μετατροπείς έχουν υψηλό κόστος και περιορισμένη ικανότητα υπερφόρτωσης. Σε μικρές αποστάσεις μεταφοράς, οι απώλειες στους μετατροπείς ενδέχεται να είναι μεγαλύτερες από μια γραμμή μεταφοράς AC, με αποτέλεσμα το κόστος τους πιθανώς να μην αντισταθμίζεται από την εξοικονόμηση στην κατασκευή των γραμμών και στις απώλειες.
- Η λειτουργία μιας γραμμής HVDC απαιτεί να υπάρχει μεγάλη εφεδρεία σε εξοπλισμό και μάλιστα σχεδόν αποκλειστικά για ένα δεδομένο σύστημα, κάτι το οποίο οφείλεται κυρίως στη λιγότερη χρήση των HVDC σε σχέση με τα συμβατικά AC συστήματα, αλλά και στην γρηγορότερη εξέλιξη της τεχνολογίας των ηλεκτρονικών ισχύος.
- Σε αντίθεση με τα AC συστήματα, η πραγματοποίηση ενός πολυτερματικού HVDC δικτύου είναι πολύπλοκη, καθώς και η επέκταση ήδη υπάρχοντων δικτύων σε πολυτερματικά.
- Η κατασκευή HVDC διακοπών είναι δύσκολη, αφού πρέπει συμπεριληφθεί κάποιος μηχανισμός που να μηδενίζει το ρεύμα ώστε να γίνει η διακοπή, αλλιώς η δημιουργία τόξων θα προκαλούσε μεγάλη φθορά στις επαφές και δε θα ήταν δυνατή η αξιόπιστη διακοπή του ρεύματος.



Σχήμα 2.1: Παγκόσμιος χάρτης HVDC διασυνδέσεων ανά περιοχή και χρονολογία υλοποίησης [14]



Σχήμα 2.2: Παγκόσμιος χάρτης HVDC διασυνδέσεων ανά περιοχή και διακινούμενη ισχύ [14]

2.2 Τεχνολογία Υψηλής Τάσης Συνεχούς Ρεύματος (HVDC)

Η κύρια διεργασία που λαμβάνει χώρα σε ένα HVDC σύστημα είναι η μετατροπή του ηλεκτρικού ρεύματος από εναλλασσόμενο AC σε συνεχές DC (rectifier-ανορθωτής) στην αρχή της γραμμής μεταφοράς, και από DC σε AC (Inverter) στο τέλος της ώστε να δοθεί πίσω στο δίκτυο εναλλασσόμενο ρεύμα. Υπάρχουν τρεις τρόποι για να επιτευχθεί αυτή η μετατροπή:

- Φυσικοί μεταγωγικοί μετατροπείς (Natural Commutated Converters):**
 Είναι οι πιο διαδεδομένοι στα HVDC συστήματα σήμερα. Το στοιχείο που επιτρέπει την διαδικασία μετατροπής είναι το thyristor, που είναι ένας ελεγχόμενος ημιαγωγός που επιτρέπει την διέλευση πολύ μεγάλων ρευμάτων (4000 A) και είναι σε θέση να εμποδίσει μεγάλες τάσεις (μέχρι 10KV). Μέσω της σύνδεσης των θυρίστορ σε σειρά, είναι δυνατόν να δημιουργηθεί μια βαλβίδα θυρίστορ (thyristor valve) η οποία είναι ικανή να λειτουργεί σε πολύ υψηλές τάσεις (αρκετές εκατοντάδες kV). Η βαλβίδα θυρίστορ λειτουργεί σε καθαρή συχνότητα (50Hz ή 60 Hz) και με τη βοήθεια του ελέγχου της γωνίας είναι δυνατόν να αλλάζει το επίπεδο τάσης DC της γέφυρας. Η ικανότητα αυτή είναι ο τρόπος με τον οποίο η μεταδιδόμενη ισχύς ελέγχεται ταχέως και αποτελεσματικά.

- **Μεταγωγικοί μετατροπείς Πυκνωτών (CCC):** Μια βελτίωση των θυρίστορ που βασίζεται η μετατροπή, η έννοια CCC χαρακτηρίζεται από τη χρήση των πυκνωτών εναλλαγής που εισάγονται σε σειρά μεταξύ των μετασχηματιστών μετατροπέα και των βαλβίδων θυρίστορ. Οι πυκνωτές βελτιώνουν την απόδοση της αποτυχίας εναλλαγής των μετατροπέων όταν είναι συνδεδεμένο με ασθενή δίκτυα.
- **Μετατροπείς αναγκαστικής μεταγωγής (Forced Commutated Converters):** Αυτό το είδος των μετατροπέων εισάγει ένα φάσμα πλεονεκτημάτων όπως τροφοδότηση παθητικών δικτύων (χωρίς παραγωγή), ανεξάρτητο έλεγχο της ενεργού και αέργου ισχύος καθώς και ποιότητα ισχύος. Οι βαλβίδες αυτών των μετατροπέων κατασκευάζονται με ημιαγωγούς με δυνατότητα όχι μόνο να ανοίγουν, αλλά και για να τεθούν εκτός λειτουργίας. Είναι γνωστοί ως VSC (μετατροπείς ισχύος τύπου πηγής τάσης) και βασίζονται στα IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). Αυτό συνιστά και την βασική διαφορά τους με τους συμβατικούς μετατροπείς που χρησιμοποιούν θυρίστορ, αφού στην περίπτωση των VSC μπορεί να γίνει όχι μόνο έναυση αλλά και σβέση των IGBTs με χρήση σημάτων στην πύλη τους κατά τη διάρκεια που αυτά διαρρέονται από ρεύμα. Το VSC λειτουργεί με υψηλή συχνότητα (όχι με την καθαρή συχνότητα) και η λειτουργία του μετατροπέα επιτυγχάνεται με Διαμόρφωση Ευραίου Παλμού (PWM). Το PWM προσφέρει τη δυνατότητα να ελέγχει τόσο την ενεργό και αέργου ισχύ ανεξάρτητα. Αυτό καθιστά τον VSC ιδανικό στα δίκτυα μεταφοράς [14].

Παρακάτω αναφέρονται τα κυριότερα πλεονεκτήματα που προσφέρουν οι **μετατροπείς εξαναγκασμένης μετατροπής** αφού αυτοί ενδιαφέρουν και χρησιμοποιήθηκαν στα πλαίσια της παρούσας μελέτης [49] :

- Δυνατότητα ελέγχου της αέργου ισχύος που καταναλώνεται ή παράγεται από τον μετατροπέα, ταυτόχρονα και ανεξάρτητα από τον έλεγχο της ενεργούς
- Αποφυγή ρίσκου σφαλμάτων μεταγωγής στο μετατροπέα
- Ικανότητα σύνδεσης σε αδύναμα δίκτυα
- Γρηγορότερη αντίδραση χάρη στην αυξημένη συχνότητα διακοπών (PWM)
- Δεν υπάρχει η ανάγκη αλλαγής της πολικότητας τάσης όταν αλλάζει η κατεύθυνση μεταφοράς της ισχύος (διευκόλυνση πολυ-τερματικών δικτύων)
- Μικρότερο μέγεθος υποσταθμών που οδηγεί στη μείωση του απαιτούμενου χώρου για την κατασκευή τους.

Ωστόσο παρουσιάζουν και ορισμένα μειονεκτήματα όπως πιθανές υψηλές απώλειες ισχύος και μεγάλο κόστος σε σχέση με τους συμβατικούς.

Οι κυριότερες εφαρμογές των VSC-HVDC συστημάτων είναι οι παρακάτω:

- Μικρά απομονωμένα φορτία
- Ενεργειακός εφοδιασμός νησιών
- Μεταφορά ισχύος από και προς πλατφόρμες πετρελαίου και φυσικού αερίου που δεν βρίσκονται κοντά στη στεριά
- Τροφοδότηση κέντρου πόλεων
- Χρήση τους σε πολύ-τερματικά δίκτυα κλπ

Παρακάτω παρουσιάζεται ένας συγκεντρωτικός πίνακας που περιγράφει τις εφαρμογές και τα είδη των HVDC συστημάτων που μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε καθεμία από αυτές.

	Long distance transmission over land	Long distance transmission over sea	Interconnections of asynchronous networks	Windmill connection to network	Feed of small isolated loads
Natural commutated HVDC with OH lines	X		X		
Natural commutated HVDC with sea cables		X	X		
Capacitor Commutated Converters (CCC) in Back-to-Back			X		
Capacitor Commutated Converters (CCC) with OH lines	X		X		
Capacitor Commutated Converters (CCC) with sea cables		X	X		
VSC Converters in Back-to-Back			X	X	
VSC Converters with Land or Sea Cables	X	X	X	X	X

Πίνακας 2.1: Περιγραφή εφαρμογών και είδη HVDC συστημάτων[14]

Τέλος τα HVDC συστήματα μεταφοράς μπορούν να χωριστούν σε επιμέρους κατηγορίες, ανάλογα με το είδος της σύνδεσης των μετατροπέων και των υποσταθμών από τα οποία αποτελούνται, όπως θα αναλυθεί εκτενέστερα στην *Ενότητα 4.3.2.*

2.3 Τα κύρια μέρη ενός HVDC Συστήματος

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται τα κύρια μέρη που απαρτίζουν ένα HVDC σύστημα καθώς και αναλυτικά τα υποσυστήματα αυτών.

Αρχικά ένα σύστημα HVDC μπορεί να χωριστεί σε 3 κύρια μέρη τους σταθμούς μετατροπής στα άκρα της γραμμής μεταφοράς, το μέσο μεταφοράς και τα ηλεκτρόδια (βλ. Σχήμα 2.3).

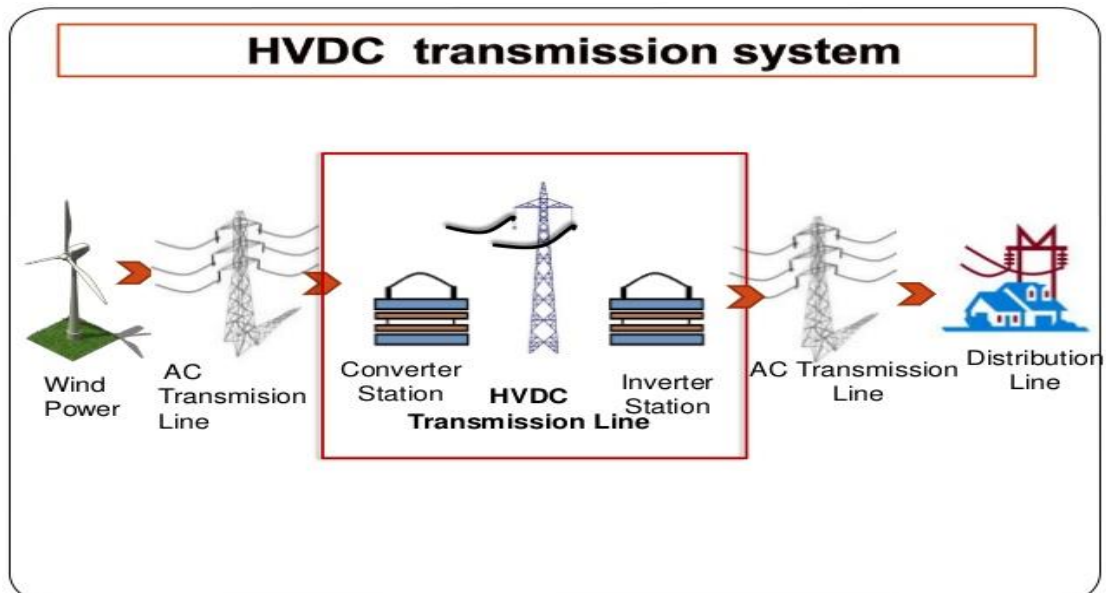
Σταθμός μετατροπής: Οι σταθμοί μετατροπής στα δύο άκρα της γραμμής μεταφοράς είναι πανομοιότυποι και αποτελούνται από όλο τον αναγκαίο εξοπλισμό για την μετατροπή από συνεχές ρεύμα σε εναλλασσόμενο και το αντίστροφο. Τα κύρια μέρη ενός σταθμού μετατροπής είναι τα ακόλουθα (βλ. Σχήμα 2.4):

- **Βαλβίδες θυρίστορ (thyristor valves):** Οι βαλβίδες μπορούν να υλοποιηθούν με διαφορετικούς τρόπους ανάλογα την εφαρμογή αλλά και τον κατασκευαστή. Πάντως ο πιο διαδεδομένος τρόπος τοποθέτησης τους είναι σε 12-παλμική ομάδα με τρεις τετραπλές βαλβίδες. Κάθε μεμονωμένη βαλβίδα αποτελείται από έναν αριθμό θυρίστορ συνδεδεμένων σε σειρά μαζί με τα βοηθητικά τους κυκλώματα. Όλη η επικοινωνία μεταξύ των thyristors και του εξοπλισμού ελέγχου γίνεται με οπτικές ίνες.
- **VSC Βαλβίδες (VSC valves):** Ο VSC μετατροπέας αποτελείται από έναν πολυεπίπεδο μετατροπέα ή μετατροπέα δύο επιπέδων, αντιστάσεις φάσεων και AC φίλτρα. Κάθε μεμονωμένη βαλβίδα αποτελείται από έναν αριθμό IGBTs συνδεδεμένων σε σειρά μαζί με τα βοηθητικά τους κυκλώματα. Όλες οι σύγχρονες VSC βαλβίδες έρχονται μαζί με τον εξοπλισμό ελέγχου και ψύξης (νερού), ενώ είναι μονωμένες από τον αέρα. Έτσι η μεταφορά και η εγκατάστασή τους είναι εύκολη.
- **Μετασηματιστές :** Οι Μ/Σ μετατροπής προσαρμόζουν τα AC επίπεδα τάσης στα DC και συμβάλλουν στην άεργη μετατροπή. Συνήθως είναι μονοφασικού τύπου με τρία ελίγματα αλλά ανάλογα τις απαιτήσεις μεταφοράς και της ονομαστικής ισχύς μπορούν να διαταχθούν και με άλλους τρόπους.
- **AC φίλτρα και πυκνωτές:** Στην AC πλευρά ενός μετατροπέα HVDC δημιουργούνται αρμονικές π.χ. στον 12-παλμικό δημιουργούνται αρμονικές ρεύματος 11^{ης}, 13^{ης}, 23^{ης}, 25^{ης} τάξης και πάνω. Τα φίλτρα λοιπόν είναι αναγκαία για την μείωσή τους στο επίπεδο που απαιτείται από το δίκτυο. Κατά τη διαδικασία μετατροπής ο μετατροπέας καταναλώνει άεργο ισχύ που αντισταθμίζεται εν μέρη από τα φίλτρα και τους πυκνωτές. Τονίζεται ότι με

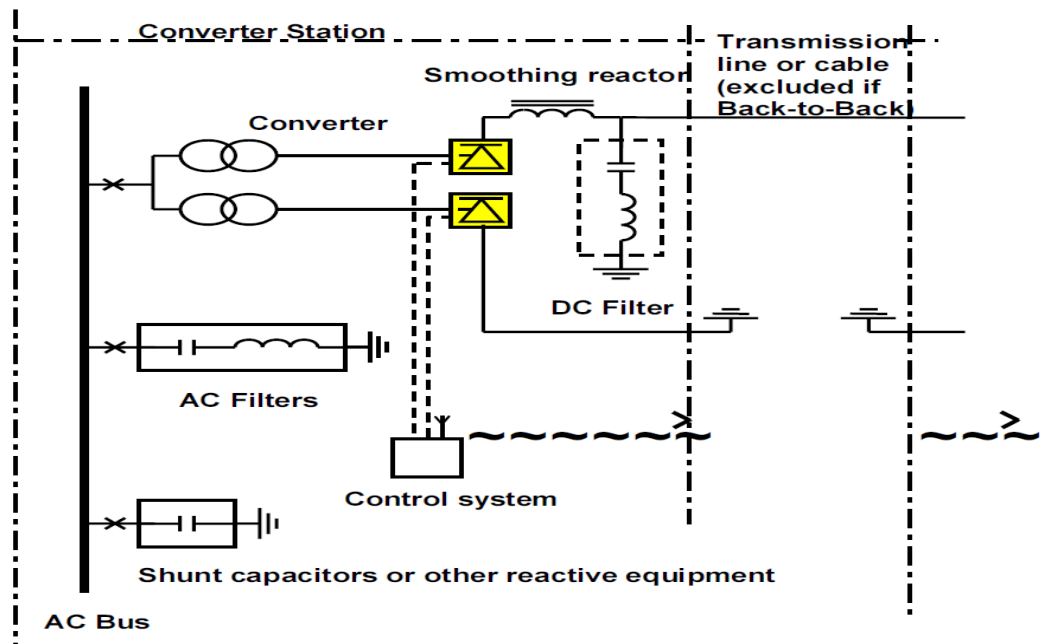
τους VSC μετατροπείς δεν υπάρχει η ανάγκη αντιστάθμισης αέργου ισχύος. Έτσι ο αριθμός φίλτρων και πυκνωτών μειώνεται δραματικά σε σχέση με τους φυσικούς μετατροπείς.

- **DC φίλτρα:** Οι HVDC μετατροπείς δημιουργούν αρμονικές σε όλες τις λειτουργικές συνθήκες. Αυτές οι αρμονικές μπορούν να προκαλέσουν διαταραχές στα τηλεπικοινωνιακά συστήματα. Ως εκ τούτου, ειδικά σχεδιασμένα DC φίλτρα χρησιμοποιούνται για τη μείωσή τους. Συνήθως δεν χρειάζονται φίλτρα για καθαρά καλωδιακές μεταδόσεις καθώς και για τους σταθμούς HVDC Back-to-Back. Τα φίλτρα που απαιτούνται για την καταστολή των αρμονικών που παράγονται στο τέλος DC, είναι συνήθως σημαντικά μικρότερα και λιγότερο ακριβά από τα φίλτρα στην πλευρά AC. Τα σύγχρονα φίλτρα DC είναι ενεργά DC φίλτρα. Σε αυτά τα φίλτρα το παθητικό τμήμα μειώνεται στο ελάχιστο και σύγχρονα ηλεκτρονικά ισχύος χρησιμοποιούνται για τη μέτρηση, αντιστροφή και επανέγχυση των αρμονικών, καθιστώντας έτσι το φιλτράρισμα πολύ αποτελεσματικό.

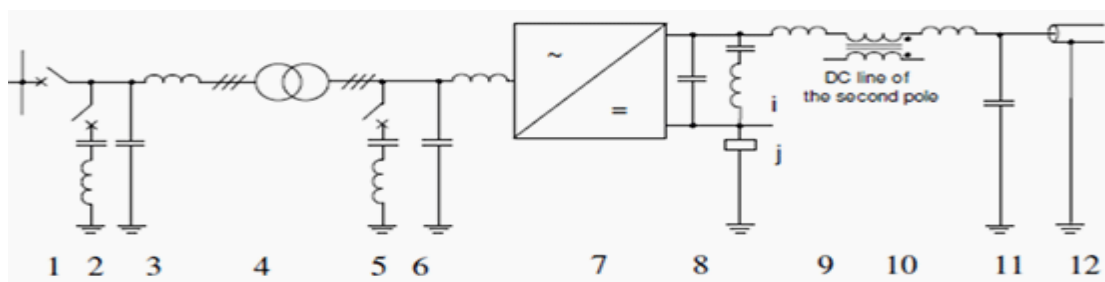
Τέλος τα μέρη ενός VSC-HVDC μετατροπέα, που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα μελέτη, παρουσιάζονται αναλυτικά στο Σχήμα 2.5 ενώ στο Σχήμα 2.6 παρουσιάζονται κάποια χαρακτηριστικά έργα που χρησιμοποιούν την τεχνολογία VSC-HVDC.



Σχήμα 2.3: Τα κύρια μέρη ενός HVDC συστήματος



Σχήμα 2.4: Τα κύρια μέρη ενός HVDC σταθμού μετατροπής [14]



1. VSC converter station circuit breaker
2. System side harmonic filter
3. AC side Radio Frequency Interference filter
4. Interface transformer
5. Converter side harmonic filter
6. HF-blocking filter/phase reactor
7. VSC unit
8. VSC dc capacitor
9. DC harmonic filter
10. Neutral point grounding branch filter
11. DC reactor
12. Common mode blocking reactor
13. DC side Radio Frequency Interference
14. DC cable or overhead transmission line

Σχήμα 2.5: Αναλυτικά τα μέρη ενός VSC σταθμού μετατροπής [15]

SYSTEM / PROJECT	SUPPLIER	YEAR	POWER (MW)	DC (kV)	LINE (km)	THYRISTOR/ TRANSISTOR	LOCATION
EAST-SOUTH INTERCONNECTOR II	SIEMENS	2003	2000	±500	1450	THY	INDIA
THREE GORGES-CHANGZHOU	ABB/SIEMENS	2003	3000	±500	860	THY	CHINA
THREE GORGES-GUANGDONG	ABB	2004	3000	±500	940	THY	CHINA
GUI-GUANG II	SIEMENS	2007	3000	±500	1200	THY	CHINA
CELILO (VALVE REPLACEMENT)	SIEMENS	2004	3100	±400	1200	THY	U.S.A.
LAMAR	SIEMENS	2005	210	±64	B-B	THY	U.S.A.
BASSLINK	SIEMENS	2006	500	400	350	THY	AUSTRALIA
ESTLINK	ABB	2006	350	±150	105	TRA	ESTONIA-FINLAND
THREE GORGES-SHANGHAI	ABB	2006	3000	±500	900	THY	CHINA
NEPTUNE	SIEMENS	2007	660	500	105	THY	U.S.A.
SHARYLAND	ABB	2007	150	±21	B-B	THY	USA - MEXICO
LEVIS DE-ICER	AREVA	2008	250	±17.4	27 to 242	THY	CANADA
NORNE	ABB	2008	700	±450	580	THY	NORWAY-NETHERLANDS
BALLIA - BHIWADI	SIEMENS	2010	2500	500	800	THY	INDIA
OUTAOUAIS	ABB	2009	2x625	315	B-B	THY	CANADA
NORDE.ON 1	ABB	2009	400	150	203	TRA	GERMANY
AL FADHILI	AREVA	2009	3 x 600	3 x 222	B-B	THY	SAUDI ARABIA
CAPRIVI	ABB	2010	300	350	950	TRA	NAMIBIA
BRITNED	SIEMENS	2011	1000	±400	260	THY	UK - NETHERLANDS
YUNNAN-GUANGDONG	SIEMENS	2010	5000	±800	1418	THY	CHINA
XIANJIABA-SHANGHAI	ABB	2010	6400	±800	1980	THY	CHINA
HULUNBEIR-LIAONING HVDC LINK	ABB	2010	3 000	±500	920	THY	CHINA
LINGBAO II EXTENSION PROJECT	ABB/ALSTOM	2010	750	168	B-B	THY	CHINA
JINDO-JEJU	ALSTOM	2011	400	±250	105	THY	KOREA
BORWIN1	ABB	2012	400	±150	200	TRA	GERMANY

Πίνακας 2.1: Ενδεικτική λίστα HVDC έργων παγκοσμίως (2003-2012) [16],[17]

Μέσο μετάδοσης: Το μέσο μετάδοσης περιλαμβάνει τα διάφορα είδη καλωδίων και των μέσων που γίνεται η διασύνδεση και μεταφέρεται η ισχύς. Έτσι για την διασύνδεση ενός νησιού με τον ηπειρωτικό κορμό μπορεί να χρησιμοποιηθούν εναέριες γραμμές μεταφοράς (EGM), υπόγεια χερσαία καλώδια (YK) και υποβρύχια καλωδίωση (YBK).

Είναι γεγονός ότι στις περισσότερες εφαρμογές που απαιτούν μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις, είναι απαραίτητη η χρήση DC καλωδίων, λόγω του ότι δεν υπάρχει σε αυτά περιορισμός του μήκους τους εξαιτίας της ανάπτυξης επαγωγικών ρευμάτων, σε αντίθεση με τα AC καλώδια [24]. Επιπλέον σήμερα η χρήση εναέριων γραμμών μεταφοράς, που είναι η πιο συμφέρουσα λύση οικονομικά, συναντάει εμπόδια λόγω της αντίδρασης των κατοίκων λόγω οπτικής ενόχλησης.

Γενικά για την ανάπτυξη των DC καλωδίων χρησιμοποιήθηκε η πείρα που υπήρχε από τα AC, γι' αυτό και ο σχεδιασμός τους μοιάζει πολύ με αυτών. Μέχρι στιγμής

έχουν αναπτυχθεί κυρίως τέσσερις τύποι DC καλωδίων ανάλογα με το είδος της μόνωσης που αυτά έχουν [25]:

- Καλώδια ελαίου (Oil-filled cables, OF)
- Καλώδια αερίου υπό πίεση (Gas- pressurized cables, GP)
- Καλώδια χαρτιού εμβαπτισμένου σε λάδι (Mass-impregnated cables, MI)
- Καλώδια δικτυωμένου πολυαιθυλενίου (Cross-linked Polyethylene, XPLE)

Τα τρία πρώτα αναφέρονται ως στερεά καλώδια (solid cables), ενώ το τελευταίο είδος αποτελεί την πιο πρόσφατη καινοτομία στον τομέα της ανάπτυξης των καλωδίων.

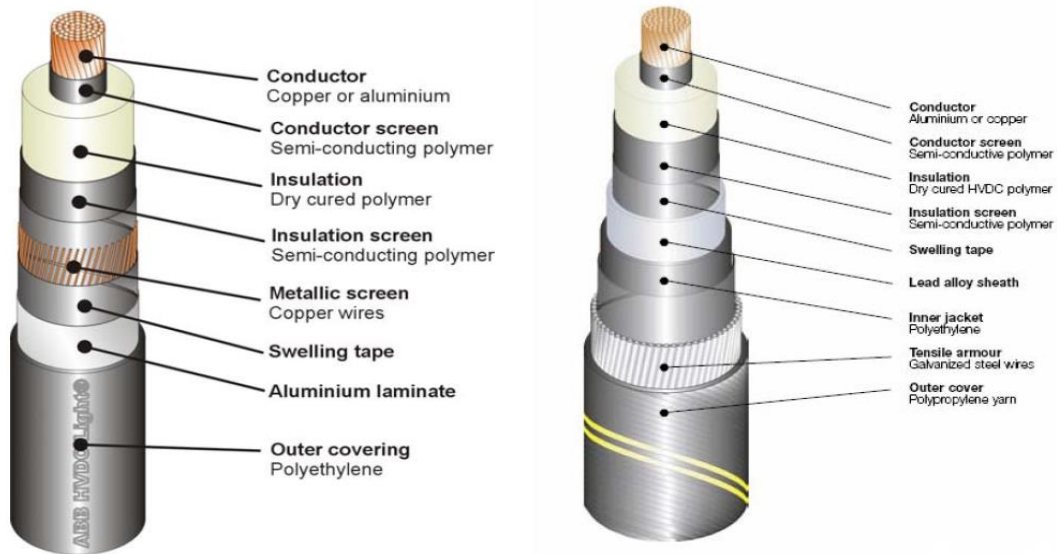
Επιγραμματικά παρουσιάζονται στη συνέχεια τα κύρια χαρακτηριστικά τους:

Καλώδιο ελαίου (OF): αναπτύχθηκαν αρχικά για χρήση στη στεριά. Παρουσιάζουν καλύτερα χαρακτηριστικά σε σχέση με άλλους τύπους καλωδίων, όπως π.χ. η μόνωσή τους μπορεί να αντέξει σε μεγαλύτερες φορτίσεις λειτουργίας σε σχέση με τα MI. Μεταφορική ικανότητα που φτάνει τα 1000MW στα 600kV, μέγιστο μήκος τους 100km.

Καλώδιο αερίου υπό πίεση (GP): κατάλληλο για υψηλές φορτίσεις λειτουργίας σε εφαρμογές για μεγάλες αποστάσεις και βάθη. Δεν χρησιμοποιούνται όμως για DC διασυνδέσεις (μετά τη δεκαετία του '60) λόγω μεγάλων δυσκολιών στην κατασκευή τους.

Καλώδιο χαρτιού εμβαπτισμένου σε λάδι (MI): το πιο συχνά χρησιμοποιούμενο στις αρχικές HVDC διασυνδέσεις. Πλεονεκτήματά του η απλή δομή, άνετη κατασκευή και συντήρηση και χαμηλό κόστος. Ιδανικά για μεγάλες αποστάσεις και βάθη, ωστόσο δεν μπορεί να μεταφέρει μεγάλες ποσότητες ισχύος γι' αυτό και προτιμάται το XPLE.

Καλώδιο δικτυωμένου πολυαιθυλενίου (XPLE): το πλέον κατάλληλο και συχνά χρησιμοποιούμενο καλώδιο σήμερα για μεγάλες HVDC διασυνδέσεις. Η μόνωση του προσφέρει μεγάλη αντίσταση για τη μείωση του ρεύματος διαρροής και επομένως των απωλειών Joule και επίσης οδηγεί σε απουσία υψηλών τοπικών ηλεκτρικών πεδίων. Ακόμα έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής και επειδή δεν περιέχουν λάδι είναι πιο φιλικά περιβαλλοντικά. Η δομή ενός χερσαίου και υποθαλάσσιου καλωδίου XPLE φαίνεται στο ακόλουθο σχήμα:



Σχήμα 2.6: Δομή DC XPPE χερσαίου καλωδίου (αριστερά) και υποθαλάσσιου (δεξιά) [27]

Όσον αφορά στα υπόγεια καλώδια (ΥΚ), αυτά προσφέρουν τα παρακάτω κυρίως πλεονεκτήματα σε σχέση με τις ΕΓΜ και προτιμώνται σε ορισμένες περιπτώσεις:

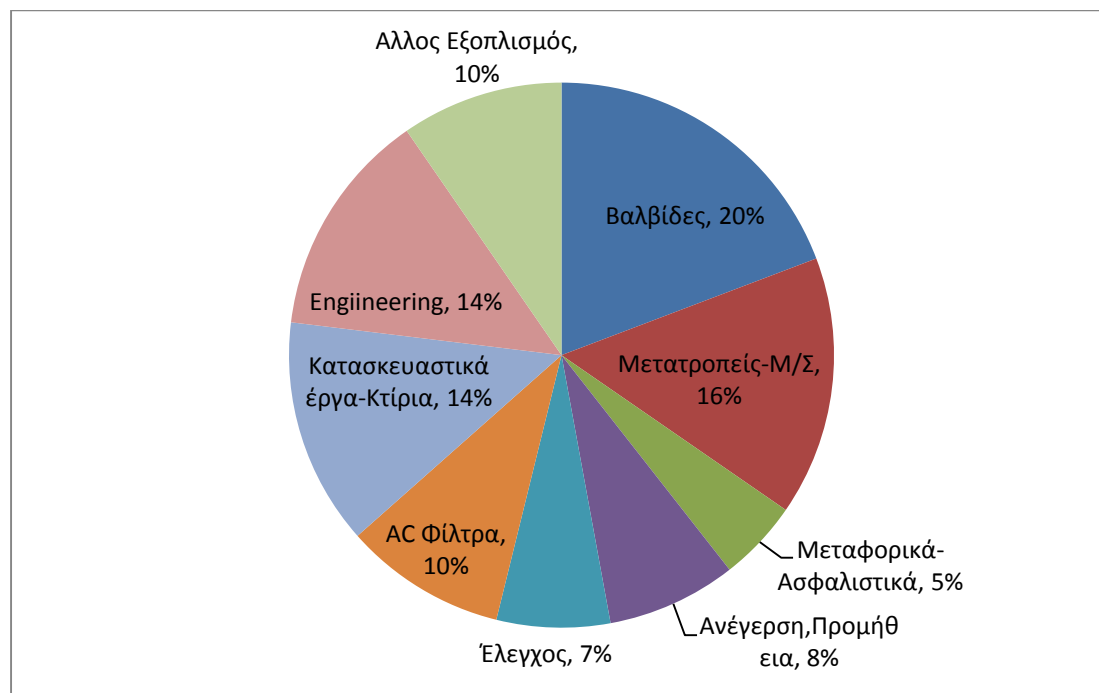
- Λιγότερη έκταση χρησιμοποιούμενης γης (η AC ΕΓΜ απαιτεί να μην υπάρχουν κτήρια και δέντρα σε πλάτος 60m)
- Απουσία θορύβου (στις ΕΓΜ λόγω φαινομένου κορώνα παρουσιάζεται θόρυβος)
- Φιλικά προς κατοίκους (είναι συχνή η διαμαρτυρία αυτών για ηλεκτρομαγνητικά πεδία και λόγους μείωσης αξίας της γης τους κλπ)
- Αισθητικό κομμάτι

2.4 Κόστος HVDC Συστήματος

Το κόστος ενός HVDC Συστήματος εξαρτάται από διάφορους παράγοντες όπως:

- Την Ισχύ που μεταδίδεται
- Τον τύπο του μέσου μετάδοσης (τύπος καλωδίων, μετατροπέα κλπ)
- Περιβαλλοντικές συνθήκες (θερμοκρασία, υγρασία κλπ)
- Άλλες απαιτήσεις ασφάλειας και λειτουργίας

Ακόμα και όταν αυτά τα στοιχεία κόστους είναι διαθέσιμα είναι δύσκολο να κοστολογηθεί επακριβώς όλος ο εξοπλισμός. Εντούτοις ένα τυπικό διάγραμμα κόστους για τους σταθμούς μετατροπής είναι το παρακάτω με επιπλέον στοιχεία να δίνονται στον Πίνακα 2.2:



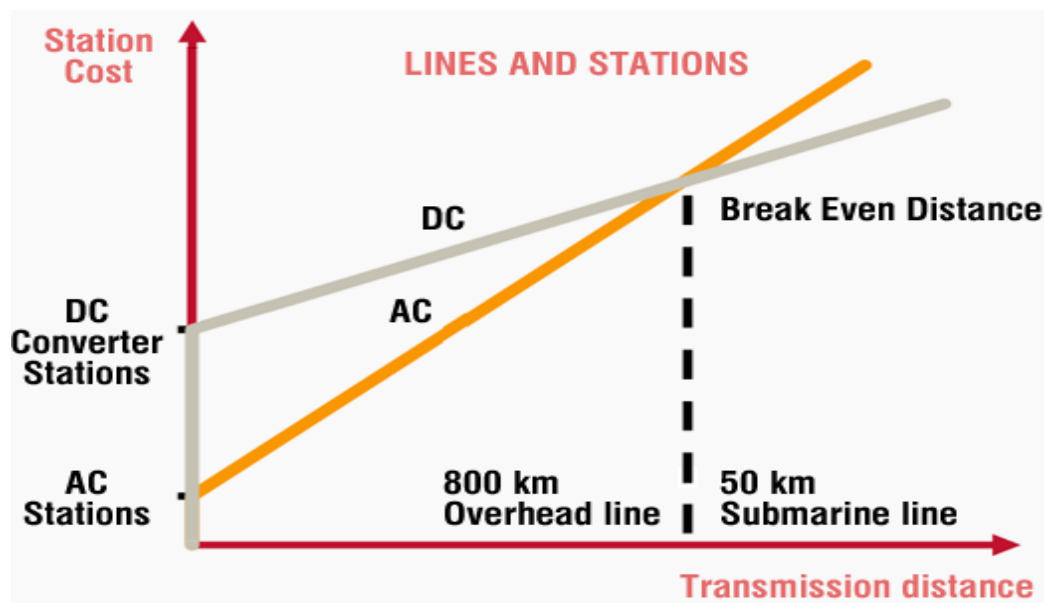
Σχήμα 2.7: Τυπικά Κόστη Σταθμού Μετατροπής ενός HVDC Συστήματος σε ποσοστό επί του συνόλου

	Back-to-Back		Monopole	Bipole	Bipole	Bipole
	200 MW (%)	500 MW (%)	500 kV, 500 MW (%)	±500 kV, 1000 MW (%)	±500 kV, 2000 MW (%)	±600 kV, 3000 MW (%)
Valve groups	19	19	21	21	22	22
Convertor transformers	22.5	22.5	21	22	22	22
DC switchyard and filtering	3	3	6	6	6	6
AC switchyard and filtering	11	11	10	9.5	9	9
Control/prot./comm.	8.5	8.5	8	8	8	8
Civil/mech. works	13	13	14	14	13.5	13.5
Aux. power	2	2	2.5	2.5	2.5	2.5
Project eng. and admin.	21	21	17.5	17	17	17
	100	100	100	100	100	100
Total per kW	\$130	\$90	\$180	\$170	\$145	\$150

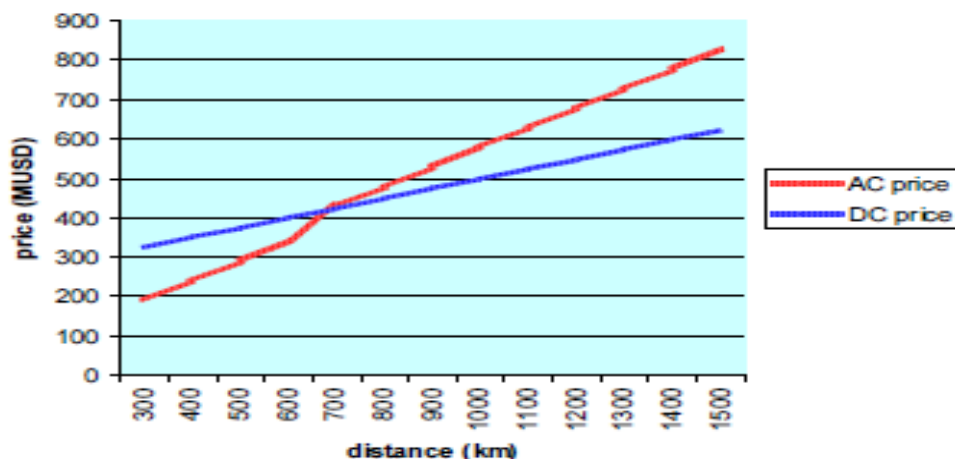
Πίνακας 2.2: Πίνακας κατανομής του κόστους κατασκευής με ταυτόχρονη μεταβολή της μεταφερόμενης ισχύος και της τάσης λειτουργίας [28]

Το HVDC σύστημα γίνεται ιδιαίτερα οικονομικά ελκυστικό για μεγάλα μήκη όδευσης λόγω χαμηλών απωλειών, χωρίς να υπάρχει ανάγκη για αντιστάθμιση αλλά και για τεχνικούς λόγους όπως η αποφυγή απαγορευτικά μεγάλων ρευμάτων φόρτισης. Έτσι για υποβρύχιες οδεύσεις πέρα των 50km περίπου η διασύνδεση με συνεχές ρεύμα είναι μονόδρομος, ενώ για εναέριες γραμμές μετά τα 800km περίπου η HVDC τεχνολογία γίνεται πιο οικονομικά ελκυστική από την HVAC (βλ. Σχ. 2.8)

Ένα παράδειγμα που δείχνει πως μεταβάλλεται η τιμή ενός HVAC Συστήματος σε σχέση με ένα DC για 2000MW παρουσιάζεται παρακάτω (βλ. Σχήμα 2.9) σε εκατ.\$ ανάλογα τα km της γραμμής (άθροισμα όλων των γραμμών). Είναι φανερό πως καθώς αυξάνεται το μήκος η HVDC σύνδεση κερδίζει έδαφος συγκριτικά με την AC.



Σχήμα 2.8: Σύγκριση κόστους τεχνολογίας HVAC-HVDC ανάλογα με την απόσταση [15]



Σχήμα 2.9: Παράδειγμα σύγκρισης κόστους μεταξύ HVAC και DC συστήματος για ισχύ 200MW [14].

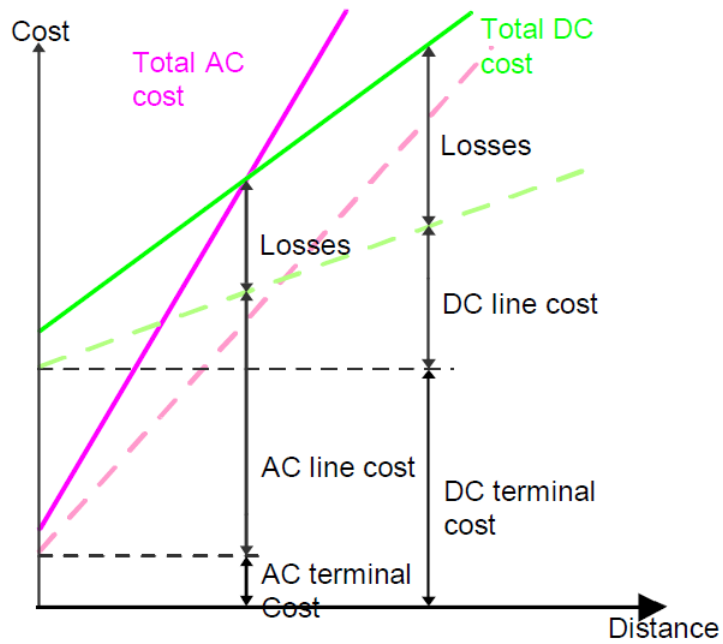
Όπως μπορούμε να δούμε υπάρχει μια κρίσιμη απόσταση (break-even distance) στην οποία τα κόστη και των δύο συστημάτων είναι ίσα, ενώ πέρα από αυτήν το κόστος ενός HVDC συστήματος είναι χαμηλότερο από το αντίστοιχο του HVAC. Η κρίσιμη αυτή απόσταση συνήθως βρίσκεται μεταξύ των 500-800km όταν αναφερόμαστε σε εναέριες γραμμές, ενώ δεν ξεπερνάει τα 80km για υποθαλάσσια καλώδια. Πριν από αυτή η HVAC τεχνολογία φαίνεται να είναι φθηνότερη για διάφορους παράγοντες [26]:

- Αρχικά οι HVDC υποσταθμοί είναι ακριβότεροι. Το αυξημένο κόστος των σταθμών αυτών οφείλεται κυρίως στην κατασκευή των HVDC σταθμών μετατροπής.
- Στα HVDC συστήματα δεν είναι απαραίτητη η αντιστάθμιση αέργου ισχύος κατά μήκος της Γ.Μ. ενώ στα AC είναι αναγκαία σχεδόν κάθε 200-250km
- Τέλος οι Γ.Μ των HVDC έχουν μεγαλύτερο κόστος εγκατάστασης και μικρότερο κόστος λειτουργίας

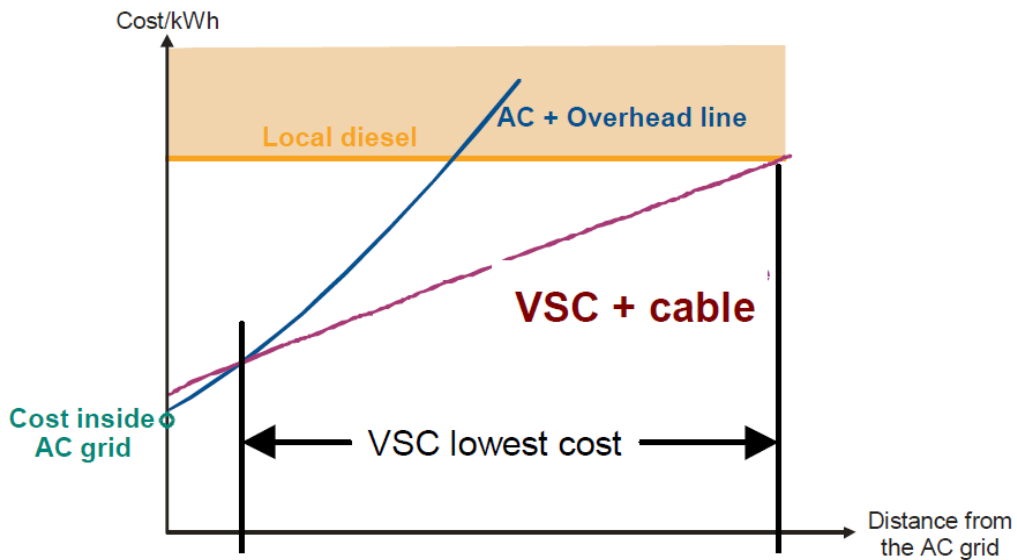
Κύριο ρόλο στο κόστος ενός HVDC συστήματος παίζει και το επίπεδο της τάσης. Στο στάδιο σχεδιασμού του επιλέγεται η τάση λειτουργίας του για την βελτιστοποίησή του τόσο τεχνικά (απώλειες κλπ) όσο και οικονομικά. Επίσης πολύ σημαντικό είναι και το κόστος των απωλειών όπου απαιτείται ενδελεχής ανάλυση – προσομοίωση του συστήματος στο σύνολό του λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες των επιμέρους στοιχείων για όλη τη διάρκεια της μελέτης.

Παρακάτω συγκρίνονται τα κόστη ενός HVDC συστήματος με θυρίστορ και ενός HVAC (βλ. Σχήμα 2.10): Το επενδυτικό κόστος του σταθμού μετατροπής του DC συστήματος είναι πιο υψηλό από το αντίστοιχο των AC υποσταθμών. Όμως το κόστος εναέριων γραμμών και καλωδίων είναι χαμηλότερο. Επίσης χαμηλότερα είναι και τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης για το σύστημα συνεχούς ρεύματος. Οι συνολικές απώλειες ενός HVDC συστήματος είναι χαμηλότερες για μεγάλες αποστάσεις. Συγκεκριμένα οι αρχικές απώλειες του DC είναι υψηλότερες αλλά δεν μεταβάλλονται με την απόσταση με αποτέλεσμα για αποστάσεις μετά από ένα σημείο (breaking point) να είναι πιο οικονομικό. Αυτή η απόσταση εξαρτάται όπως είναι προφανές από πολλούς παράγοντες και δεν είναι συγκεκριμένη για κάθε έργο.

Τέλος στο Σχήμα 2.11 συγκρίνεται ένα VSC-HVDC Σύστημα με ένα AC καθώς και με τοπική θερμική παραγωγή (diesel). Είναι φανερό από το σχήμα ότι το VSC-HVDC αποτελεί την καλύτερη επιλογή οικονομικά σε σχέση με τα άλλα δύο.



Σχήμα 2.10: Σύγκριση συνολικού κόστους σταθμού μετατροπής και μέσου μεταφοράς με και χωρίς απώλειες μεταξύ AC και DC τεχνολογίας [14]



Σχήμα 2.11: Σύγκριση VSC-HVDC συστήματος με AC με εναέρια γραμμή και θερμική παραγωγή diesel [14]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 : ΤΟ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

3.1 Εισαγωγή

Το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης αποτελεί το μεγαλύτερο μη διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας τόσο ενεργειακά όσο και γεωγραφικά. Το νησί λοιπόν έχει τεράστιες ενεργειακές ανάγκες σε σχέση με τα άλλα ΜΔΝ, ιδιαίτερα τους θερινούς μήνες και γι αυτό το λόγο παρουσιάζει τεράστιο ερευνητικό και οικονομικό ενδιαφέρον τόσο για την διασύνδεση του με τον ηπειρωτικό κορμό, όσο και για την μελέτη του ως προς την μείωση της ακριβής συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής και παράλληλα επίτευξης υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ.

Όπως προαναφέρθηκε η Κρήτη λόγω της γεωγραφικής της θέσης δεν είναι ηλεκτρικά διασυνδεδεμένη με το υπόλοιπο ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας. Είναι δηλαδή ηλεκτρικά αυτόνομη, γεγονός που δημιουργεί πρόσφορο έδαφος για την εμφάνιση προβλημάτων στην τεχνική λειτουργία του συστήματος καθώς και μεγάλη οικονομική επιβάρυνση. Κατά τις τελευταίες δεκαετίες τα προβλήματα που δημιουργούνται στο ενεργειακό σύστημα της Κρήτης οφείλονται στην οριακή κάλυψη των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια του νησιού κατά τους θερινούς μήνες και στο ιδιαίτερα υψηλό κόστος παραγωγής των μονάδων του νησιού, οι οποίες χρησιμοποιούν ως καύσιμο μαζούτ και diesel, ενώ οι περισσότερες από αυτές είναι παλαιές μονάδες με χαμηλό βαθμό απόδοσης, μειωμένη διαθεσιμότητα και σημαντικά περιβαλλοντικά προβλήματα, όπως οι εκπομπές αερίων ρύπων [2].

Η περιοχή της Κρήτης προσφέρεται για εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ και κυρίως φωτοβολταϊκών και αιολικών μονάδων λόγω του πλούσιου αιολικού και ηλιακού δυναμικού της καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Η σημερινή διείσδυση των ΑΠΕ στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής του νησιού είναι αρκετά ικανοποιητική. Για τα έτη 2011-2014 η συνολική ενέργεια ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ ανέρχεται σε ποσοστό 16%-17% της συνολικής σύμφωνα με δημοσιευμένα στοιχεία στον ιστότοπο του ΔΕΔΔΗΕ [3], με το 13% να προέρχεται από αιολικά και το 2% από φωτοβολταϊκά. Ιδιαίτερα, το αιολικό δυναμικό της Κρήτης αποτελεί σημαντική συνιστώσα του αιολικού δυναμικού ολόκληρης της χώρας. Αναμένεται, λοιπόν, το παραπάνω ποσοστό διείσδυσης να αυξηθεί καθώς μεγάλο μέρος των μελλοντικών Α/Π πρόκειται να εγκατασταθεί στο ανεμικό πεδίο της Κρήτης, αξιοποιώντας το προσφερόμενο αυτό δυναμικό με σκοπό την επίτευξη των εθνικών στόχων που έχουν θεσπιστεί για την ενσωμάτωση μονάδων ΑΠΕ.

Η υψηλή, όμως, διείσδυση των μονάδων ΑΠΕ μπορεί να δημιουργήσει σημαντικά προβλήματα ευστάθειας σε ένα απομονωμένο σύστημα, όπως αυτό της

Κρήτης. Έτσι, αυξάνεται η ανάγκη του συστήματος για μεγαλύτερη ευελιξία, ώστε να εξασφαλίζεται η αξιόπιστη και ασφαλής λειτουργία του και η ικανότητα ανταπόκρισης στις ταχείες μεταβολές της ζήτησης λόγω της στοχαστικότητας των ΑΠΕ.

Κατά καιρούς λοιπόν, έχει συζητηθεί η ηλεκτρική διασύνδεση του μεγαλύτερου νησιού της Ελλάδας με το ηπειρωτικό σύστημα της χώρας, ώστε να αποφευχθούν όλα τα παραπάνω λειτουργικά προβλήματα της Κρήτης. Μέχρι τώρα, η διασύνδεσή της δεν έχει γίνει εφικτή ενώ έχει φανεί από πληθώρα μελετών ότι είναι οικονομικά συμφέρουσα. Ωστόσο, η συνεχής ωρίμανση των νέων τεχνολογιών, κυρίως των DC συνδέσμων, η αποκτηθείσα εμπειρία από την επιτυχή εφαρμογή τους στη διασύνδεση Ελλάδας-Ιταλίας, αλλά και η συνεχώς αυξανόμενη σχετική δραστηριότητα που σημειώνεται τα τελευταία χρόνια σε παγκόσμια κλίμακα (διασύνδεση Ιταλίας-Σαρδηνίας, Ισπανίας- Μαγιόρκα κ.α.) και αιολικών σταθμών με τα ηπειρωτικά συστήματα, επανέφεραν στο προσκήνιο το θέμα των διασυνδέσεων αυτόνομων νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα και δημιούργησαν τις προϋποθέσεις για μια επιτυχημένη ολοκλήρωση παρόμοιων έργων και στην Ελλάδα

Σύμφωνα με τα τρέχοντα δεδομένα, το μέλλον της ηλεκτρικής διασύνδεσης της Κρήτης προβάλλει περισσότερο ευοίωνο από ποτέ στην μέχρι τώρα ιστορία του ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Το έργο, λοιπόν, της ηλεκτρικής διασύνδεσης της Κρήτης έχει ενταχθεί στο δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης του ΑΔΜΗΕ (2015-2024) με στόχο ολοκλήρωσης το 2022 και πρόθεση επίσπευσης της ολοκλήρωσης κατά μία διετία [4],[18].

3.2 Τοπική Θερμική Παραγωγή

Το Σύστημα Παραγωγής της Κρήτης αποτελείται από 3 θερμικούς σταθμούς: τον ΑΗΣ Χανίων στη θέση Ξυλοκαμάρα με καύσιμο Diesel, τον ΑΗΣ Λινοπεραμάτων στο Ηράκλειο με καύσιμο μαζούτ και Diesel και τον ΑΗΣ Αθρινόλακκου στο Λασιθί με καύσιμο μαζούτ και Diesel. Στους παραπάνω σταθμούς είναι εγκατεστημένες 27 μονάδες παραγωγής συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 820 (καθαρή ισχύς 770.74MW). Οι μονάδες αυτές φαίνονται αναλυτικά στον παρακάτω Πίνακα 3.1, όπου αναφέρεται το όνομα τους, ο τύπος τους - δηλαδή τι καύσιμο καταναλώνουν, η μέγιστη συνεχόμενη μικτή παραγωγή, η μέγιστη συνεχόμενη καθαρή παραγωγή και τέλος η μέγιστη συνεχόμενη μικτή και καθαρή παραγωγή θέρους.

Από τον παρακάτω πίνακα είναι εμφανές ότι το μεγαλύτερο μέρος της συμβατικής παραγωγής καταλαμβάνουν οι αεριοστροβλικές και οι ατμοηλεκτρικές μονάδες (βλ. Σχήμα 3.1). Το γεγονός αυτό αποδεικνύει τις ανάγκες του συστήματος της Κρήτης, οι οποίες υπόκεινται στην ηλεκτρική αυτονομία του συστήματος και στη διείσδυση σε αυτό μονάδων ΑΠΕ με στοχαστικά μεταβαλλόμενη παραγωγή. Υπό αυτές τις συνθήκες, η ευστάθεια του συστήματος διατηρείται με τη λειτουργία ευέλικτων μονάδων που έχουν άμεση και εύκολη εκκίνηση. Οι μονάδες με τα παραπάνω χαρακτηριστικά είναι οι αεριοστροβλικές μονάδες. Σημαντικό, όμως, μειονέκτημα της λειτουργίας των εν λόγω μονάδων είναι το υψηλό κόστος λειτουργίας τους με το οποίο επιβαρύνουν τη λειτουργία του συστήματος. Επιπλέον, πρέπει να ληφθεί υπόψη ότι το βασικό καύσιμο όλων των συμβατικών μονάδων του συστήματος είναι το πετρέλαιο και το μαζούτ η τιμή των οποίων είναι άκρως απρόβλεπτη. Έτσι, λοιπόν, η διατήρηση της ευστάθειας ενός μη διασυνδεδεμένου συστήματος οδηγεί σε υψηλό λειτουργικό κόστος του συστήματος.

Επίσης προγραμματίζεται η κατασκευή μονάδας H/Z Diesel στο ΑΗΣ Αθερινόλακου με ισχύ περίπου 100MW και ένταξη μέσα στον επόμενο χρόνο, με καύσιμο μαζούτ. Επιπλέον αν προκριθεί η λύση με αυτόνομη ανάπτυξη με LNG προγραμματίζεται η κατασκευή στο ΘΗΣ Κορακιάς μονάδας Σ.Κ 250MW με έτος ένταξης μετά το 2017.

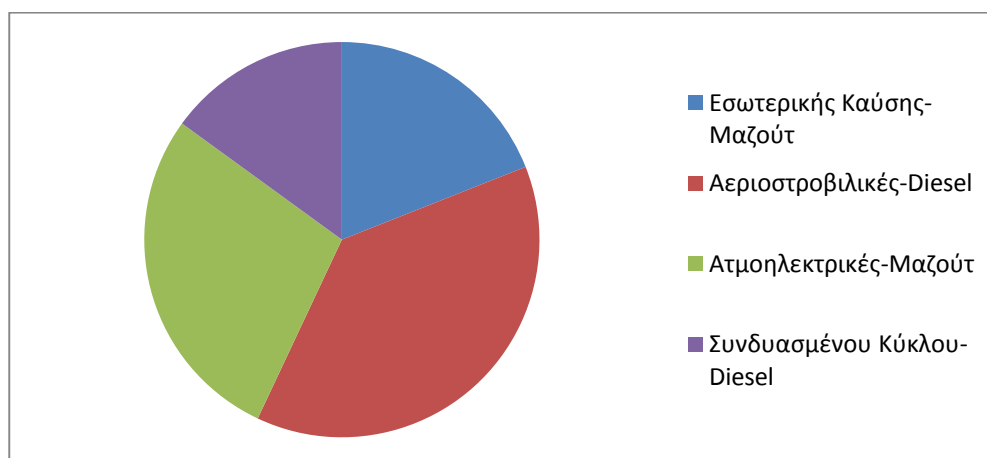
Το πρόγραμμα ενεργειακής απένταξης που θεωρείται στα πλαίσια της παρούσας μελέτης παρουσιάζεται στον Πίνακα 4.6 του Κεφαλαίου 4.

Επιπλέον στον ακόλουθο Πίνακα 3.2 παρουσιάζεται το εύρος του μεταβλητού κόστους παραγωγής των παραπάνω μονάδων ΘΗΣ από στοιχεία που συγκεντρώθηκαν από τη ΔΕΗ για το έτος 2012 που ήταν διαθέσιμα ανάλογα το είδος της μονάδας και το καύσιμο (ένας άλλος παράγοντας που επηρεάζει το μεταβλητό κόστος είναι και η παλαιότητα τους αφού λόγω φθορών κλπ μειώνεται η απόδοση των μονάδων οδηγώντας σε αυξημένο μεταβλητό κόστος παραγωγής).

Τέλος στον Πίνακα 3.3 παρουσιάζονται αναλυτικά τα στοιχεία των παραπάνω μονάδων όπως το τεχνικό τους ελάχιστο, η ειδική κατανάλωση (Kg/MWh) και η σειρά ένταξής τους.

Όνομα ΘΣ	ΑΡ.ΜΟΝ	Όνομ.Ισχύς	Μέγιστη Συνεχόμενη Παραγόμενη Μικτή (MW)	Μέγιστη Συνεχόμενη Παραγόμενη Καθαρή (MW)	Μέγιστη Συνεχόμενη Παραγόμενη Θέρους Μικτή (MW)	Μέγιστη Συνεχόμενη Παραγόμενη Θέρους Καθαρή (MW)
ΑΗΣ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΣ	ΑΤΜ1	50	50	46,71	50	46,6
	ΑΤΜ2	50	50	46,71	50	46,6
	Δ2	51,12	51,12	49,23	51,12	49
	Δ1	51,12	51,12	49,23	51,12	49
ΣΥΝΟΛΟ ΑΗΣ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ		202,24	202,24	191,88	202,24	191,2
ΑΗΣ ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	Α/Σ 1	16,25	14	13,8	12,7	12,5
	Α/Σ 2	16,25	14	13,8	12,7	12,5
	Α/Σ 3	43,3	39	38,3	37	36,3
	Α/Σ 4	14,72	14,5	14,3	13	12,8
	Α/Σ 5	27,950	27,95	27,3	25	24,3
	Δ1	12,28	11	10,5	11	10,5
	Δ2	12,28	11	10,5	11	10,5
	Δ3	12,28	11	10,5	11	10,5
	Δ4	12,28	11	10,5	11	10,5
	ΑΤΜ2	15	14	13,2	13,8	13
	ΑΤΜ3	15	14	13,2	13,8	13
	ΑΤΜ4	25	24,5	23,3	23,5	22,35
ΑΤΜ5	25	24	22,5	23,5	22	
ΑΤΜ6	25	24	22,5	23,5	22	
ΣΥΝΟΛΟ ΑΗΣ ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ		272,59	253,95	244,2	242,5	232,75
ΑΗΣ ΧΑΝΙΩΝ	ΑΤΜ 8	132,3	132,3	130,3	107	105
	Α/Σ 7	44,9	44,9	44,65	34,25	34
	Α/Σ 6	44,9	44,9	44,65	34,25	34
	Α/Σ 2-13	27,95	27,95	27,2	25	24,4
	Α/Σ 12	59,36	59,36	58,28	51	49,92
	Α/Σ 11	59,36	59,36	58,28	51	49,92
	Α/Σ 5	30	30	29,75	27	26,75
	Α/Σ 4	20	20	19,75	17,5	17,25
Α/Σ 1	16,2	11,3	11,1	10,2	10	
ΣΥΝΟΛΟ ΑΗΣ ΧΑΝΙΩΝ		345,17	340,27	334,66	288,7	283,24
ΣΥΝΟΛΟ ΚΡΗΤΗΣ		820	796,46	770,74	733,44	707,19

Πίνακας 3.1 Μονάδες Συμβατικής Παραγωγής Κρήτης – Μάρτιος 2015 ΔΕΗ [22]



Σχήμα 3.1 Ποσοστιαία συμμετοχή ανά τεχνολογία παραγωγής των συμβατικών θερμικών μονάδων στο σύστημα με βάση τον Πίνακα 3.1

Σταθμός	Θερμική μονάδα	Τεχνολογία παραγωγής θερμικής μονάδας	Καύσιμο θερμικής μονάδας	Εγκατεστημένη ισχύς θερμικής μονάδας P _{max} (MW)	Εύρος μεταβλητού κόστους παραγωγής (€/MWh)
XANIA	XAN_AS1	Αεριοστροβιλική	Diesel	10	124.2
	XAN_AS4	Αεριοστροβιλική	Diesel	18	284.7
	XAN_AS5	Αεριοστροβιλική	Diesel	28	281.5
	XAN_AS11	Αεριοστροβιλική	Diesel	52	204.5-224.5
	XAN_AS12	Αεριοστροβιλική	Diesel	52	204.5-224.5
	XAN_AS2_13	Αεριοστροβιλική	Diesel	28	145.5-156.3
	XAN_CCGT	Συνδυασμένου κύκλου	Diesel	110	147.8
Εγκατεστημένη ισχύς σταθμού (MW)				298	
ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	LIN_ATM2	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτ	13	123.7-166.1
	LIN_ATM3	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτ	13	123.7-166.1
	LIN_ATM4	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτ	24	117.8-145
	LIN_ATM5	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτ	23	127-136.4
	LIN_ATM6	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτ	23	127-136.4
	LIN_AS1	Αεριοστροβιλική	Diesel	13	188.7-237.2
	LIN_AS2	Αεριοστροβιλική	Diesel	13	188.7-237.2
	LIN_AS3	Αεριοστροβιλική	Diesel	43	140.6-168.5
	LIN_AS4	Αεριοστροβιλική	Diesel	14	248.8
	LIN_AS5	Αεριοστροβιλική	Diesel	28	145.5-156.3
	LIN_D1	Εσωτερικής καύσης	Μαζούτ	10	95.5-103.2
	LIN_D2	Εσωτερικής καύσης	Μαζούτ	10	95.5-103.2
	LIN_D3	Εσωτερικής καύσης	Μαζούτ	10	95.5-103.2
	LIN_D4	Εσωτερικής καύσης	Μαζούτ	10	95.5-103.2
Εγκατεστημένη ισχύς σταθμού (MW)				247	
ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΣ	ATHER_D1	Εσωτερικής καύσης	Μαζούτ	51	76.9-125.9
	ATHER_D2	Εσωτερικής καύσης	Μαζούτ	51	76.9-125.9
	ATHER_ATM1	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτ	50	95.5-163.5
	ATHER_ATM2	Ατμοηλεκτρική	Μαζούτ	50	70-119
Εγκατεστημένη ισχύς σταθμού (MW)				202	
Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW)				747	

Πίνακας 3.2: Εύρος μεταβλητού κόστους μονάδων Συμβατικής Παραγωγής Κρήτης 2012 ΔΕΗ {22}

ΑΗΣ ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ									
Α/Α	Τύπος Μονάδας	Μέγιστη Επιτεύξιμη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Επιτεύξιμη Ισχύς Θέρους (MW)	Τεχνικό Ελάχιστο / Ισχύς (MW)	Καύσιμο	Σειρά Ένταξης	Ειδική κατανάλωση (Kg/MWh)		
							50%	75%	100%
1	(ΑΤΜΟΣΤΡ.) I	0	0	0	B.K.		392	384	388
2	II	14,30	13,20	8		4B	328	313	321
3	III	14,30	13,20	8		4A	328	313	321
4	IV	23,50	22,50	18		3	333	309	308
5	V	23,50	23,00	18		2B	311	297	295
6	VI	23,50	23,00	18		2A	311	297	295
7	(ΑΕΡΙΟΣΤΡ.) I	15,00	12,80	3	E.K.		561	490	435
8	II	15,00	12,80	3		14	561	490	435
9	III	42,70	40,00	5		10	268	228	216
10	IV	13,50	12,80	3		12	363	315	293
11	V	27,55	27,00	5		11	298	256	243
12	(DIESEL) I	11,00	10,10	3	B.K.	6A	217	209	213
13	II	11,00	10,10	3		6B	217	209	213
14	III	11,00	10,10	6		6Γ	217	209	213
15	IV	11,00	10,10	3		6Δ	217	209	213
ΣΥΝΟΛΟ		256,85	240,7						

ΑΗΣ ΧΑΝΙΩΝ										
Α/Α	Τύπος Μονάδας	Μέγιστη Επιτεύξιμη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Επιτεύξιμη Ισχύς Θέρους (MW)	Τεχνικό Ελάχιστο / Ισχύς (MW)	Καύσιμο	Σειρά Ένταξης	Ειδική κατανάλωση (Kg/MWh)			
							50%	75%	100%	
1	(ΑΕΡΙΟΣΤΡ.) I	14,00	11,00	3	E.K.	15	641	534	385	
2	II (13)	27,55	27,00	5		8	273	238	221	
3	IV	19,75	18,00	3			431	353	326	
4	V	29,20	27,00	5		13	432	352	332	
5	(ΣΥΝΔ. ΚΥΚΛΟΣ)	126,00	105,00	35		7		250	218	191
6	A/Σ VI	43,00								
7	A/Σ VII	43,00								
8	ΑΤΜΟΣΤΡ.	40,00								
9	(ΑΕΡΙΟΣΤΡ.) XI	58,00	52,00	10		9A	306	266	249	
10	(ΑΕΡΙΟΣΤΡ.) XII	58,00	52,00	10		9B	306	266	249	
ΣΥΝΟΛΟ		332,50	292,00							

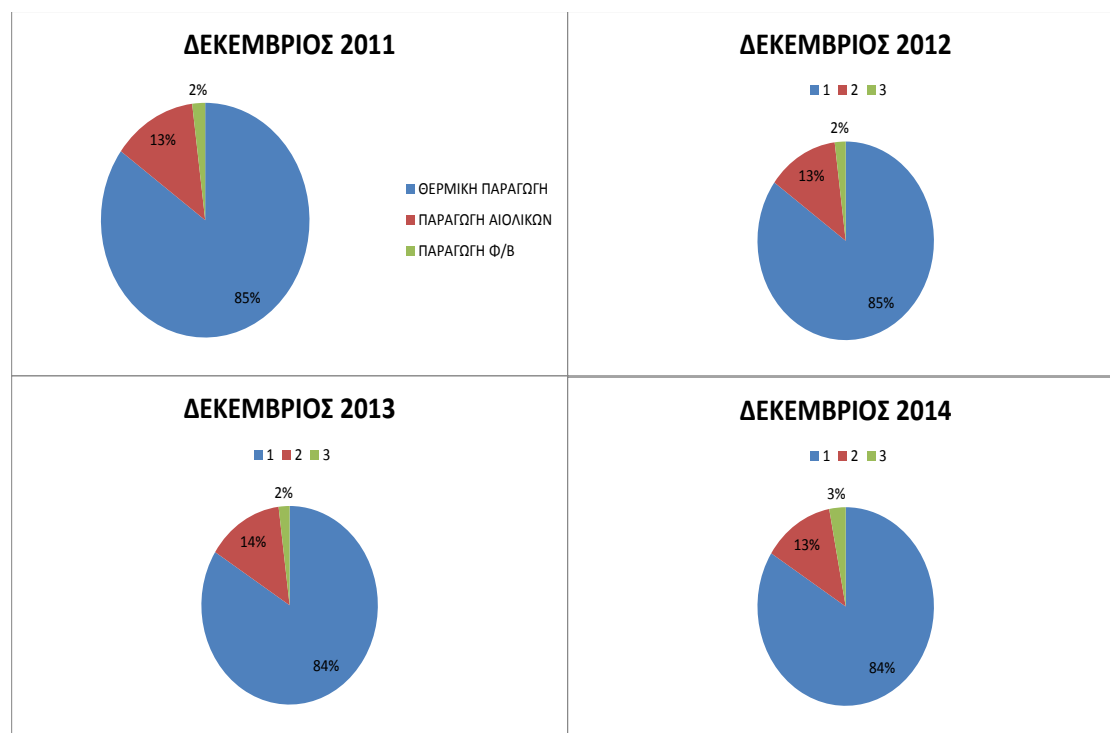
ΑΗΣ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ									
Α/Α	Τύπος Μονάδας	Μέγιστη Επιτεύξιμη Ισχύς (MW)	Μέγιστη Επιτεύξιμη Ισχύς Θέρους (MW)	Τεχνικό Ελάχιστο / Ισχύς (MW)	Καύσιμο	Σειρά Ένταξης	Ειδική κατανάλωση (Kg/MWh)		
							50%	75%	100%
1	DIESEL 1	49,67	49,67	35	B.K.	5A	200,7	197,7	200
2	DIESEL 2	49,67	49,67	25		5B	200,7	197,7	200
3	ΑΤΜΟΣ 1	43,20	43,20	20		1A	260,5	248,1	234,9
4	ΑΤΜΟΣ 2	43,20	43,20	20		1B	260,5	248,1	234,9
ΣΥΝΟΛΟ		185,74	185,74						

Πίνακας 3.3: Τεχνικά χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων ατμοηλεκτρικού σταθμού Λινοπεραμάτων, Χανίων και Αθρινόλακκου αντίστοιχα [ΔΕΗ]

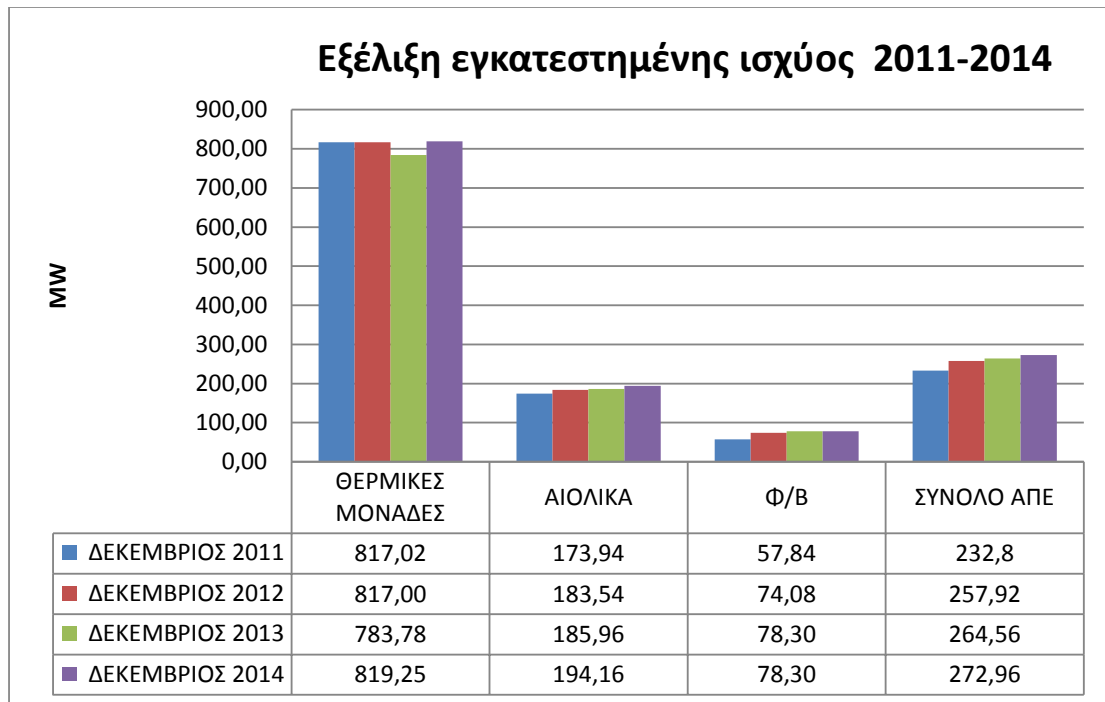
3.3 Σταθμοί ΑΠΕ

3.3.1 Εισαγωγή

Τον Ιούλιο του 2010 βρίσκονταν σε λειτουργία 29 Αιολικά Πάρκα (Α/Π), 130 Φωτοβολταϊκοί (Φ/Β) σταθμοί και 1 μικρός υδροηλεκτρικός σταθμός (ΜΥΗΣ) με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 176.9MW. Από τον Ιούλιο του 2010 έως σήμερα παρουσιάστηκε μια σταδιακή αύξηση των ΑΠΕ με τα Φ/Β να έχουν το μεγαλύτερο ποσοστό, ακολουθούμενα από τα Α/Π. Σήμερα σύμφωνα με το τελευταίο δελτίο που εξέδωσε ο ΔΕΔΔΗΕ [3] για τον Δεκέμβριο του 2014 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ ανερχόταν στα 272,96 MW για την Κρήτη με τα 194,16 MW να είναι αιολικά και τα 78,3 MW φωτοβολταϊκά. Παρακάτω παρουσιάζεται η εξέλιξη επί της εκατό της συμμετοχής των ΑΠΕ στην συνολική ηλεκτροπαραγωγή σε σύγκριση με την θερμική παραγωγή (βλ. Σχήμα 3.2) και η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύς των παραπάνω σε MW όπως καταγραφόταν στο τέλος κάθε ημερολογιακού έτους (βλ. Σχήμα 3.3)

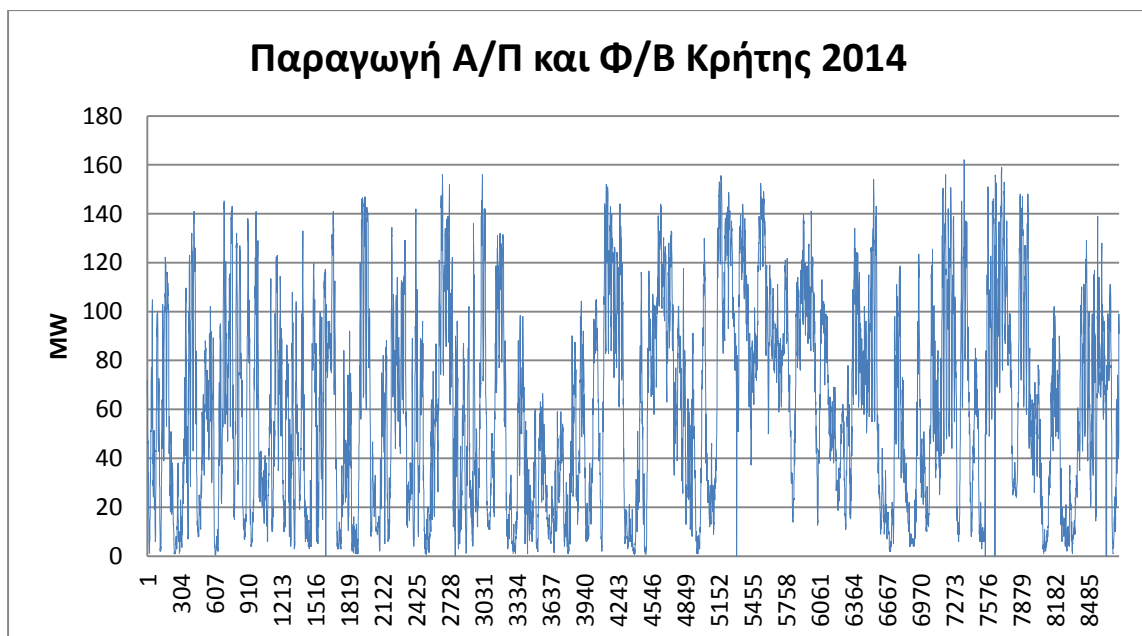


Σχήμα 3.2: Ποσοστό Θερμικής Παραγωγής, Α/Π και Φ/Β στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή ανά έτος 2011-2014 [3]



Σχήμα 3.3: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος ΘΗΣ -Α/Π -Φ/Β- ΑΠΕ ανά έτος 2011-2014 [3]

Παρακάτω παρουσιάζεται η ωριαία χρονοσειρά αθροιστικής παραγωγής Α/Π και Φ/Β κατά το έτος 2014 που δημιουργήθηκε από τα ωριαία πραγματικά δεδομένα που κατέγραψαν οι μετρητές του συστήματος της Κρήτης και χρησιμοποιείται ως δεδομένο εισόδου του μοντέλου, όπως θα αναλυθεί αργότερα στο Κεφάλαιο 6.



Σχήμα 3.4 Χρονοσειρά αθροιστικής ωριαίας παραγωγής Α/Π - Φ/Β από στοιχεία ΔΕΗ

3.3.2 Αιολικά Πάρκα

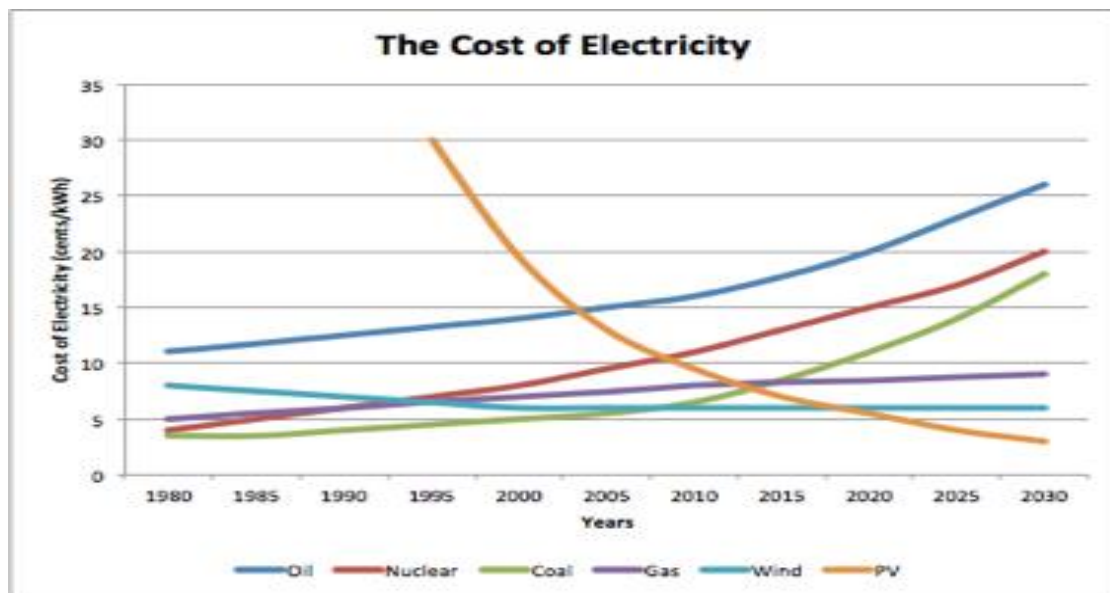
Τα αιολικά πάρκα αποτελούν την συντριπτική πλειοψηφία του συνόλου των ΑΠΕ στην Κρήτη. Αυτό οφείλεται αφενός στο εξαιρετικό αιολικό δυναμικό του νησιού με υψηλές μέσες ταχύτητες ανέμου και αφετέρου στα πλεονεκτήματα οικονομικότητας και τεχνολογίας- τεχνογνωσίας γύρω από τα Α/Π. Έτσι σήμερα πάνω από το 13% της συνολικής ενεργειακής παραγωγής της Κρήτης προέρχεται από αιολικά με συνολικά περίπου 195MW εγκατεστημένης ισχύος. Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται ομαδοποιημένα τα λειτουργούντα αιολικά πάρκα της Κρήτης ανά νομό και τοποθεσία και η ονομαστική ισχύς τους (βλ. Πίνακα 3.4) και αναλυτικά (βλ. Παράρτημα Π3.1) .

ΝΟΜΟΣ	ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (kW)
ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	ΜΕΓΑΛΗ ΒΡΥΣΗ	4,950.00
	ΒΟΣΚΕΡΟ Δ. ΚΡΟΥΣΩΝΑ	5,950.00
	ΠΕΡΔΙΚΟΚΟΥΡΥΦΗ Δ. ΑΓ. ΒΑΡΒΑΡΑΣ	14,450.00
	ΑΝΤΙΣΚΑΡΙ ΜΟΙΡΩΝ	5,250.00
	ΑΓΙΟΣ ΚΥΡΙΑΛΛΟΣ Δ. ΓΟΡΤΥΝΑΣ	7,200.00
	ΚΑΛΟΓΗΡΟΣ, Δ.ΓΑΖΙΟΥ	3,600.00
ΛΑΣΙΘΙΟΥ	ΞΗΡΟΛΙΜΝΗΣ ΜΗΤΑΤΟΥ Ι	4,800.00
	ΞΗΡΟΛΙΜΝΗΣ ΜΗΤΑΤΟΥ ΙΙ	5,400.00
	ΞΗΡΟΛΙΜΝΗΣ ΜΗΤΑΤΟΥ ΙΙΙ	3,000.00
	ΜΟΝΗΣ ΤΟΠΛΟΥ	5,100.00
	ΜΟΝΗΣ ΤΟΠΛΟΥ	1,500.00
	ΧΩΝΟΣ Δ. ΙΤΑΝΟΥ	4,500.00
	ΧΑΝΔΡΑΣ	9,900.00
	"ΚΑΜΙΝΑΚΙΑ ΧΟΡΔΑΚΙ" ΔΗΜΟΥ ΛΕΥΚΗΣ	500.00
	"ΜΑΡΕ ΖΗΡΟΥ" ΔΗΜΟΥ ΛΕΥΚΗΣ	1,200.00
	ΠΛΑΚΟΚΕΡΑΤΙΑ	9,900.00
	ΠΛΑΚΟΚΕΡΑΤΙΑ ΜΗΤΑΤΟΥ	4,800.00
	ΞΗΡΟΛΙΜΝΗ (ΑΓΡΙΛΙΔΙΑ ΜΗΤΑΤΟΥ)	3,000.00
	ΒΟΥΒΑΛΙ-ΠΛΑΤΥΒΟΛΟ-ΜΕΓΑΛΟ ΜΟΥΡΙ	10,000.00
	ΑΓΡΙΛΙΔΙΑ ΒΕΛΗΡΑΣ	10,000.00
	ΑΓ. ΙΩΑΝΝΗΣ ΒΡΟΥΧΑ	11,900.00
	ΒΙΓΛΙ	5,000.00
	ΠΛΑΤΥΒΟΛΑ ΑΧΛΑΔΙΩΝ	2,500.00
	ΠΛΑΤΥΒΟΛΑ ΚΡΥΩΝ	3,000.00
ΠΙΣΚΟΚΟΠΑΝΙΕΣ ΠΙΣΚΟΛΑΚΚΟΣ Δ. ΙΤΑΝΟΥ	2,700.00	
ΧΑΝΙΩΝ	ΒΑΡΔΙΑ	5,400.00
	ΒΑΤΑΛΙ	5,400.00
	ΡΟΒΑΣ Δ. ΚΙΣΣΑΜΟΥ	9,350.00
	ΘΕΣΗ ΠΡΟΦΗΤΗΣ ΗΛΙΑΣ- ΠΑΠΟΥΡΑ, Δ. ΚΙΑΣΣΑΜΟΥ	6,300.00

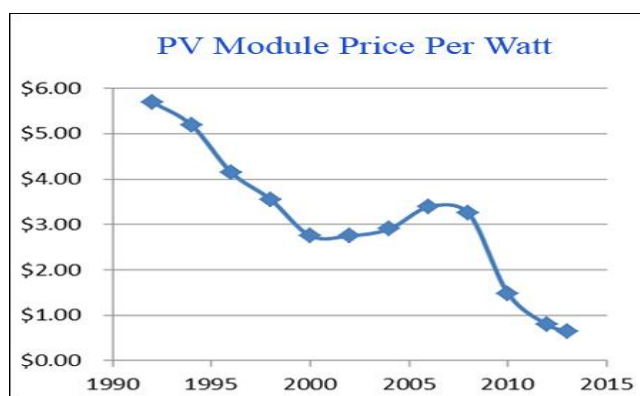
Πίνακας 3.4 Ομαδοποίηση λειτουργούντων αιολικών πάρκων Κρήτης [19]

3.3.3 Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί

Τα τελευταία χρόνια στην Ελλάδα και γενικότερα έχει παρουσιαστεί περισσότερο ενδιαφέρον για την εγκατάσταση Φ/Β όχι μόνο σε μεγάλα πάρκα, αλλά και σε μικρότερη κλίμακα, σε κατοικίες, ακόμη και σε συσκευές. Αυτό προέκυψε κυρίως ως αποτέλεσμα της γρήγορης πτώσης (τα τελευταία χρόνια) των τιμών για την κατασκευή των panels. Ενδεικτικά όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.6 το κόστος των ηλιακών κυττάρων έχει μειωθεί την τελευταία 30-ετία δραματικά μειώνοντας λοιπόν τα επενδυτικά κόστη για την εγκατάσταση Φ/Β. Οι τιμές αυτές κάνουν μια επένδυση στην συγκεκριμένη τεχνολογία οικονομικά βιώσιμη ακόμα και για ιδιώτες, ειδικά με τα feed-in tariffs που εξαλείφουν την ενδεχόμενη ζημία που θα είχε ο επενδυτής. Τα επόμενα χρόνια αναμένεται να συνεχιστεί η πτωτική τάση των τιμών, που θα οδηγήσει σε grid parity, κάτι που σημαίνει πως τα φωτοβολταϊκά θα μπορούν πλέον να παράγουν ενέργεια με (σταθμισμένο) κόστος ίσο ή και χαμηλότερο από την τιμή αγοράς ενέργειας από το δίκτυο. Όταν επιτευχθεί αυτό, σημαίνει πως η συγκεκριμένη ΑΠΕ είναι πλέον υποψήφια για μαζική παραγωγή χωρίς την ανάγκη επιχορηγήσεων από την πλευρά της πολιτείας. Έχει ανακοινωθεί πως ήδη η Αυστραλία έχει πετύχει Grid Parity από το 2012. Αυτή η πτωτική τάση της τιμής της παραγόμενης ενέργειας από Φ/Β, σε σύγκριση με άλλες σταθερές ή και αυξανόμενες με το πέρασμα του χρόνου μορφές παραγωγής ηλεκτρισμού, φαίνεται στο Σχήμα 3.5.



Σχήμα 3.5: Η εξέλιξη του κόστους παραγωγής ηλεκτρισμού από διάφορες τεχνολογίες αντίστοιχα [20]



Σχήμα 3.6: Η διαχρονική μείωση του κόστους των Φ/Β panel [20]

Ωστόσο τα τελευταία χρόνια στην Ελλάδα, η ραγδαία αύξηση και εγκατάσταση Φ/Β ήταν παραπάνω από την ωρίμανση της τεχνολογίας και αυτή που ευνοούσαν οι συνθήκες με αποτέλεσμα αρκετές επενδύσεις να μην είναι συμφέρουσες και να υπάρχει μια τεράστια συμφόρηση Φ/Β. Αυτά εισήχθησαν με μεγάλες και ασύμφορες για το σύστημα feed-in tariffs (τάξης 400 €/MWh) που έκριναν τότε την επένδυση συμφέρουσα αλλά λόγω της συμφόρησης τα νέα ΦΕΚ κατεβάζουν συνέχεια τις τιμές (σήμερα είναι της τάξης των 140 €/MWh) δημιουργώντας δυσαρέσκεια και ζημία πολλές φορές στους παραγωγούς.

Έχοντας υπόψη τα παραπάνω, είναι λογική η ραγδαία αύξηση των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων που σημειώνεται όχι μόνο στην Κρήτη αλλά και σε όλη την Ελλάδα. Το φαινόμενο αυτό μπορεί να αποδοθεί όπως είπαμε στη σταδιακή ωρίμανση της τεχνολογίας ως βιώσιμη εναλλακτική μέθοδος παραγωγής ενέργειας, αλλά στην πραγματικότητα η ταχύτατη αυτή αύξηση οφείλεται κατά κόρον στα οικονομικά κίνητρα που έδωσε η πολιτεία για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών.

Παρακάτω δίνονται στοιχεία για τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς που είναι εγκατεστημένοι στην Κρήτη ανάλογα την περιοχή.

Νομός	Αριθμός Φ/Β Σταθμών	Αδειοδοτημένη Ισχύς Φ/Β (MW)
Λασιθίου	262	19,9
Ηρακλείου	501	35,91
Ρεθύμνου	241	18,26
Χανίων	200	14,75
ΣΥΝΟΛΟ	1.204	88,82

Πίνακας 3.5: Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών σταθμών Κρήτης ανά νομό [21]

3.4 Επανεξέταση της Υλοποίησης της Διασύνδεσης της Κρήτης

3.4.1 Οδικός Χάρτης για τη Διασύνδεση της Κρήτης

Η ενότητα αυτή αφορά την επανεξέταση και οριστικοποίηση των σημείων εκκίνησης των έργων και των σταθμών μετατροπής τόσο επί της Κρήτης όσο και επί του ηπειρωτικού δικτύου σύμφωνα με το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς (ΔΠΑΣΜ) [4],[18].

Καταρχάς γίνεται η ανακεφαλαίωση, επανεξέταση και οριστικοποίηση των σημείων εκκίνησης στην Κρήτη. Σύμφωνα με το προκαταρκτικό σχέδιο του ΔΠΑΣΜ 2015-2024 εξετάστηκαν οι εξής τέσσερις πιθανές θέσεις και αξιολογήθηκαν τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματά τους:

1. Θέση σε ΒΔ σημείο του νησιού (πιθανώς ακρωτήρι Σπάθα ή Γραμβούσας του Ν. Χανίων)
2. Θέση Κορακιά - Γαληνών στα όρια των Ν. Ρεθύμνου - Ηρακλείου
3. Θέση Λινοπεράματα του Ν. Ηρακλείου (στο χώρο του υφιστάμενου ΑΗΣ)
4. Θέση ανατολικά του Ρεθύμνου

Από την επίσκεψη στελεχών τις ΔΝΕΜ σε αυτά και από σχετική διερεύνηση προέκυψαν ως καταλληλότερες και ρεαλιστικά υλοποιήσιμες στον προγραμματισμένο χρονικό ορίζοντα οι λύσεις στην θέση ανατολικά του Ρεθύμνου και της περιοχής Λινοπεραμάτων [4]. Συγκεκριμένα η θέση στα Λινοπεράματα δείχνει η καλύτερη και αποτελεί την βασική επιλογή του ΑΔΜΗΕ, καθώς είναι κεντροβαρής ως προς τα κύρια κέντρα κατανάλωσης του νησιού (Χανιά, Ρέθυμνο, Ηράκλειο), ενώ παράλληλα περνάνε από αυτή οι περισσότερες από τις υφιστάμενες Γ.Μ. του νησιού.

Όσον αφορά τα σημεία άφιξης στο ηπειρωτικό σύστημα οι δύο πιθανές θέσεις όπως προέκυψαν από την επανεξέταση είναι:

1. Το ΚΥΤ Αττικής με εναλλακτικές λύσεις των υφιστάμενων ΚΥΤ Αχαρνών και Κουμουνδούρου, καθώς και του μελλοντικού Ρουφ
2. Η θέση Μονεμβασία - Πελοπόννησος

Αναλυτικά για το ΚΥΤ Αττικής το πλεονέκτημα είναι ασφαλώς το ισχυρό υφιστάμενο δίκτυο το οποίο εξασφαλίζει μεγαλύτερη αξιοπιστία για την τροφοδότηση της Κρήτης και την δυνατότητα αυξημένης απορρόφησης των αιολικών

του νησιού. Ωστόσο, η σύνδεση της Κρήτης προς την πλευρά της Αττικής συνδέεται με μεγαλύτερο κόστος, λόγω του μεγαλύτερου μήκος υποβρυχίων καλωδίων που θα απαιτηθούν έναντι της λύσης προς την Πελοπόννησο (μήκος ΥΒ/Κ 380km έναντι 250km). Για την θέση εγκατάστασης του Σταθμού Μετατροπής και του σημείου προσαιγιάλωσης των ΥΒΚ εξετάστηκαν οι εναλλακτικές λύσεις των υφιστάμενων ΚΥΤ Αχαρνών και Κουμουνδούρου, καθώς και του μελλοντικού ΚΥΤ Ρουφ. Από τη διερεύνηση προέκυψε ότι το ΚΥΤ Κουμουνδούρου είναι η πλέον κατάλληλη λύση λόγω του μικρού μήκους πρόσβασης προς τη θάλασσα ελαχιστοποιώντας την υπόγεια όδευση [4].

Όσον αφορά τη θέση της Μονεμβασιάς στο Νότιο άκρο της Πελοποννήσου, είχε προκριθεί στα πλαίσια παλιότερης διερεύνησης και παρουσιάζει το πλεονέκτημα της ελαχιστοποίησης της υποβρύχιας όδευσης άρα και του επενδυτικού κόστους. Ωστόσο, βασική προϋπόθεση για τη δυνατότητα διασύνδεσης της Κρήτης με την Πελοπόννησο αποτελεί η ολοκλήρωση των έργων επέκτασης του Συστήματος 400kV στην Πελοπόννησο με την κατασκευή νέου ΚΥΤ στη Μεγαλόπολη και τη σύνδεσή του με τα ΚΥΤ Διστόμου, Αχελώου και ΚΥΤ Κουμουνδούρου. Η επιλογή πάντως της σύνδεσης της Κρήτης προς Μονεμβασία – Μεγαλόπολη είναι πολύ πιθανόν να οδηγήσει σε μεγάλες καθυστερήσεις στην υλοποίησή του, αν ληφθούν υπόψη οι πολύ μεγάλες καθυστερήσεις που σημειώνονται στην αδειοδότηση όλων των έργων Γ.Μ. που προγραμματίζονται στην Πελοπόννησο. Επίσης, θα πρέπει να σημειωθεί ότι η επιπλέον αιολική παραγωγή από την Κρήτη αναμένεται να περιορίσει σημαντικά τη δυνατότητα απορρόφησης της αιολικής ισχύος της Πελοποννήσου σε περιόδους που η Κρήτη καθίσταται εξαγωγική λόγω ΑΠΕ, δεδομένου ότι στην Πελοπόννησο υπάρχει επίσης εξαιρετικό ενδιαφέρον για την εγκατάσταση ΑΠΕ.

Για τους παραπάνω λόγους, στην παρούσα μελέτη, εξετάζεται κυρίως η **όδευση από την περιοχή Λινοπεραμάτων προς την Αττική και συγκεκριμένα στο ΚΥΤ Κουμουνδούρου με εναλλακτική Κορακιάς - ΚΥΤ Αχαρνών** αφού παρουσιάζουν σχεδόν ίδια μήκη ΥΒ όδευσης και κόστος (διαφορά 20-30km ΥΒΚ μόνο).

3.4.2. Επαναξιολόγηση Τεχνολογιών Συνδέσμων

Καταρχάς για τη διασύνδεση της Κρήτης η τεχνολογία HVDC με τη χρήση δηλαδή συνδέσμων συνεχούς ρεύματος είναι επιβεβλημένη όπως εξηγείται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 2, λόγω της μεγάλης υποβρύχιας όδευσης. Επιπλέον η επιλογή συνδέσμων-μετατροπέων τύπου πηγής τάσεως Voltage Source Converters (VSC) είναι αδιαμφισβήτητα η καλύτερη λύση και αυτή στην οποία καταλήγει και ο ΑΔΜΗΕ μετά από μελέτη, αφού καταρχάς επιτρέπουν τη σύνδεση ασθενούς Συστήματος (όπως αυτό της Κρήτης), ακόμα και με μικρή τοπική παραγωγή, καθώς και ταχεία μεταβολή της ροής ισχύος και αντίστροφης φοράς χωρίς διακοπή. Η

τεχνολογία πλέον είναι αρκετά ώριμη και αξιόπιστη, ενώ πλέον σήμερα υπάρχουν αρκετά στοιχεία και εμπειρία από παρόμοια έργα εξωτερικού και μεγάλων κατασκευαστών του χώρου.

Όσον αφορά τη διάταξη του συνδέσμου εξετάστηκαν σε παλιότερες μελέτες οι ακόλουθες τεχνικές λύσεις:

1. Ένας διπολικός σύνδεσμος με δύο καλώδια υψηλής τάσεως, ένα για το θετικό και ένα για τον αρνητικό πόλο, ικανότητας έκαστο ίσης με το ήμισυ της συνολικής και καλώδιο μέσης τάσης για τη σύνδεση του ουδετέρου.
2. Δύο ξεχωριστοί μονοπολικοί σύνδεσμοι, έκαστος ισχύος ίσης με το ήμισυ της συνολικής
3. Ένας μονοπολικός σύνδεσμος με ένα καλώδιο υψηλής τάσεως για κάθε πόλο και ένα εφεδρικό καλώδιο υψηλής τάσεως

Από τους παραπάνω τύπους στα πλαίσια της παρούσας μελέτης **καταλληλότερος κρίνεται ο τύπος (1) διπολικός σύνδεσμος, με διακριτό θετικό και αρνητικό πόλο (δύο ανεξάρτητα υποσυστήματα)**, λόγω κριτηρίων κόστους/αξιοπιστίας ώστε να τηρείται το κριτήριο N-1 όσον αφορά το ήμισυ της συνολικής ισχύος. Η επιλογή της τάσης λειτουργίας του συνδέσμου συνεχούς δεν μπορεί να γίνει από τον ΑΔΜΗΕ, καθώς είναι θέμα του κατασκευαστή του έργου που επιλέγει με βάση τη δική του τυποποίηση, λαμβάνοντας υπόψη τα εμπλεκόμενα μήκη μεταξύ των δύο συνδέσμων, τη μεταφερόμενη ισχύ και άλλες παραμέτρους. Η τάση λειτουργίας του συνεχούς εκτιμάται πάντως ότι θα είναι της τάξεως των 300 – 400kV.

Σύμφωνα με τις τρέχουσες τεχνολογικές εξελίξεις οι σύνδεσμοι DC είναι ιδιαίτερα αξιόπιστοι, ωστόσο παρουσιάζουν αιφνίδιες διακοπές, τόσο από ενδογενή όσο και από εξωγενή σφάλματα. Σημαντική απώλεια ισχύος σε ένα ηλεκτρικό σύστημα, ιδίως σε ένα μικρό σύστημα όπως αυτό της Κρήτης, προκαλεί ταχεία μεταβολή της συχνότητας με ενδεχόμενο τον αποσυγχρονισμό των εν λειτουργία μονάδων που μπορεί να οδηγήσει σε blackout.

Τέλος σχετικά με το μέγεθος του συνδέσμου που θα χρησιμοποιηθεί η εκτίμηση του ΑΔΜΗΕ είναι ότι επιλογή μεγέθους της τάξεως των 2×350MW ή λίγο μεγαλύτερη είναι η πιο ορθή επιλογή. **Με πρόσφατη απόφασή της [23], η ΡΑΕ ζήτησε όπως η διασύνδεση της Κρήτης υλοποιηθεί με σύνδεσμο ισχύος 2×500MW υψηλής αξιοπιστίας.**

3.4.3. Σύνοψη

Συνοψίζοντας λοιπόν όλα τα παραπάνω:

- Όσον αφορά τη **θέση των σημείων άφιξης** και εκκίνησης των οδεύσεων καταλληλότερη λύση κρίνεται η όδευση από την περιοχή Λινοπεραμάτων προς την Αττική και συγκεκριμένα στο ΚΥΤ Κουμουνδούρου (ή Κορακιά – ΚΥΤ Αχαρνών).
- Για την **τεχνολογία** των συνδέσμων είναι επιβεβλημένη η χρήση VSC-HVDC διπολικής διασύνδεσης μεταφορικής ικανότητας μεταξύ 2×350MW-2×500MW με καλύτερη επιλογή αυτή των 2×500MW λαμβάνοντας υπόψη την μελλοντική ανάπτυξη του νησιού.
- Για την **τάση λειτουργίας** του συνεχούς εκτιμάται ότι θα είναι της τάξεως των 300 – 400kV με μάλλον πιο ρεαλιστική επιλογή αυτή των 320 kV.

Με βάση λοιπόν τα παραπάνω δημιουργούνται τα Σενάρια Διασυνδέσεως της Κρήτης που αναφέρονται εκτενώς στο *Κεφάλαιο 6*.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 : ΤΕΧΝΙΚΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζεται η ανάπτυξη του τεχνικού μοντέλου προσομοίωσης της εκάστοτε εξεταζόμενης διασύνδεσης. Η ανάπτυξη και μοντελοποίηση της διασύνδεσης γίνεται με τη βοήθεια του λογισμικού Matlab.

Αρχικά από τις τεχνικές και βυθολογικές μελέτες για την εξεταζόμενη διασύνδεση που αφορούν τα σημεία εκκίνησης και άφιξης των καλωδίων, το μέγιστο βάθος πόντισης κλπ, με βάση το χιλιομετρικό μήκος όδευσης (ΥΒ και μη) γίνεται η επιλογή της τεχνολογίας HVAC ή HVDC (στο παρόν HVDC). Στη συνέχεια ανάλογα το εξεταζόμενο επίπεδο τάσης και μεταφορικής ικανότητας καθώς και μελέτες αξιοπιστίας κλπ επιλέγεται ο τεχνικός εξοπλισμός όπως ο τύπος καλωδίων (είδος, διατομή), η τεχνολογία μετατροπών και λοιπών στοιχείων και η τοπολογία διασύνδεσης (διπολική, μονοπολική κλπ).

Στη συνέχεια εισάγονται στο μοντέλο πραγματικές ωριαίες χρονοσειρές φορτίου και ΑΠΕ του υπό μελέτη νησιού, με κατάλληλη πρόβλεψη για τα επόμενα χρόνια εξέτασης, ενώ παράλληλα μοντελοποιείται η διασύνδεση λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες των στοιχείων της (μετατροπών, καλωδίων). Παράλληλα πραγματοποιείται και μελέτη αξιοπιστίας.

Έτσι λοιπόν για τα διάφορα εξεταζόμενα σενάρια υπολογίζεται ωριαία και για όλη τη διάρκεια της εξέτασης το μέρος της ενέργειας που δίνεται για την εξυπηρέτηση του φορτίου τόσο από τη διασύνδεση, όσο και από τις ΑΠΕ και την τοπική παραγωγή, με βάση πάντα κριτήρια τήρησης της απαιτούμενης εφεδρείας και οικονομικότερης εξυπηρέτησης του φορτίου.

4.1 Εισαγωγή

Το τεχνικό μοντέλο είναι εφαρμόσιμο στην μελέτη διασύνδεσης οποιουδήποτε νησιωτικού συστήματος με το ηπειρωτικό δίκτυο με τεχνολογία HVDC όπου με δεδομένα εισόδου ωριαίες χρονοσειρές των στοιχείων φορτίου, των ΑΠΕ, της οριακής τιμής συστήματος (ΟΤΣ) και της τοπολογίας διασύνδεσης - τεχνικού εξοπλισμού υπολογίζονται η ενέργεια και οι απώλειες σε κάθε σημείο του προς μελέτη συστήματος.

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται οι βασικές έννοιες και η γενική ανάπτυξη του τεχνικού μοντέλου ενώ στο *Κεφάλαιο 6* εφαρμόζεται στο σύστημα της Κρήτης που επιλέχθηκε λόγω του τεράστιου ενδιαφέροντος μελέτης του όπως έχει αναλυθεί εκτενέστατα στην εισαγωγή του *Κεφαλαίου 3*.

Για την ανάπτυξη του τεχνικού μέρους του μοντέλου λαμβάνονται υπόψη τα παρακάτω:

- Ωριαίες χρονοσειρές του Φορτίου ζήτησης του νησιού (2011-2014) και της οριακής τιμής συστήματος (ΟΤΣ) του ΕΣΜΗΕ με κατάλληλη πρόβλεψη εξέλιξης αυτών
- Ωριαίες χρονοσειρές των ΑΠΕ του νησιού (2011-2014) και διαμόρφωση σεναρίων εξέλιξης τους ανάλογα με την θεωρούμενη διασύνδεση (ονομαστική ισχύ, τύπο κλπ) περιλαμβάνοντας σενάρια μεγαλύτερης ή μικρότερης διείσδυσης ΑΠΕ και λαμβάνοντας υπόψη τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά κάθε νησιού, όπως το αιολικό και ηλιακό δυναμικό, τις επενδυτικές προτάσεις, προγενέστερες μελέτες κλπ
- Επιλογή της τεχνολογίας της διασύνδεσης (εδώ συνεχούς ρεύματος- HVDC αφού τα μήκη όδευσης της υποβρύχιας διασύνδεσης καθιστούν την τεχνολογία HVDC μονόδρομο) και των υποστοιχείων της όπως επιλογή τύπου μετατροπέων (VSC), διατομή καλωδίων κλπ.
- Απώλειες από το πλήθος των στοιχείων που συνθέτουν την εν λόγω διασύνδεση όπως απώλειες μετατροπέων τύπου πηγής τάσεως (VSC) κλπ
- Στοιχεία αξιοπιστίας της εκάστοτε διασύνδεσης

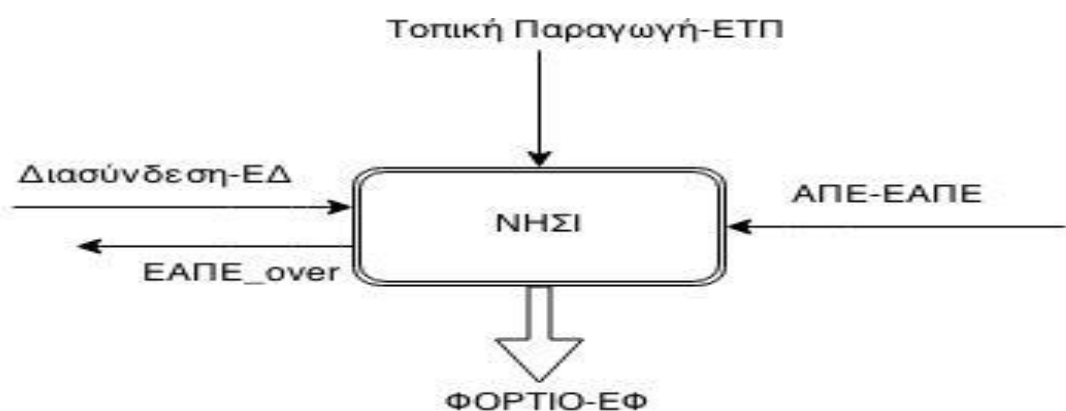
4.2 Το ενεργειακό μοντέλο

Στόχος του ενεργειακού μοντέλου είναι με δεδομένα εισόδου τις χρονοσειρές φορτίου και ΑΠΕ του νησιού να γίνει ο υπολογισμός της ενέργειας και των απωλειών σε κάθε σημείο της διασύνδεσης όπως φαίνεται στο *Σχήμα 4.2*. Σημειώνεται ότι ο παραπάνω υπολογισμός γίνεται ωριαία από το μοντέλο καθιστώντας γνωστά τα ενεργειακά μεγέθη σε ότι επίπεδο χρόνου χρειάζεται από ωριαίο, μηνιαίο μέχρι ετήσιο και για όλη τη διάρκεια της μελέτης.

Καταρχάς τονίζεται ότι ροή ενέργειας μπορεί να γίνεται και από τον Ηπειρωτικό Κορμό-ΕΣΜΗΕ προς το νησί αλλά και το ανάποδο. Στην πλειονότητα του χρόνου η διασύνδεση τροφοδοτεί με ενέργεια το νησί από το ΕΣΜΗΕ με σκοπό την εξυπηρέτηση της ζήτησής του, αποτελώντας και τον κύριο ρόλο της διασύνδεσης. Όμως δεδομένου ότι η παραγωγή ΑΠΕ του νησιού μπορεί κάποια ώρα να είναι μεγαλύτερη από αυτή που μπορεί να απορροφήσει το νησί, η υπερβάλλουσα ενέργεια είτε αποθηκεύεται είτε δίνεται στο ηπειρωτικό σύστημα για την εξυπηρέτηση των εκεί ενεργειακών αναγκών. Έτσι λοιπόν διαχωρίζονται αυτές οι ενέργειες και

υπολογίζεται ξεχωριστά από το μοντέλο η ενέργεια των ΑΠΕ που δίνεται για την εξυπηρέτηση του φορτίου του νησιού από αυτή που δίνεται στο ΕΣΜΗΕ («υπερβάλλουσα»), αφού αυτή υφίσταται και της απώλειες της διασύνδεσης και επιπλέον αξιολογείται και κοστολογείται διαφορετικά από οικονομικό μοντέλο όπως θα αναλυθεί εκτενέστερα στο *Κεφάλαιο 5*.

Όπως απεικονίζεται στο *Σχήμα 4.1* το φορτίο στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΔΣ) μπορεί να εξυπηρετείται κάθε στιγμή εν μέρη από τη διασύνδεση (δηλαδή ροή ενέργειας από το ΕΣΜΗΕ προς το νησί μέσω της διασύνδεσης), τις ΑΠΕ του νησιού (και τις ΑΠΕ του ΕΣΜΗΕ που όμως αυτή η ενέργεια ανήκει στην πρώτη κατηγορία αφού δίνεται διαμέσου της διασύνδεσης) και τέλος από την τοπική συμβατική θερμική παραγωγή του νησιού (και του ΕΣΜΗΕ που προφανώς λαμβάνονται υπόψη πάλι στην 1^η κατηγορία).



Σχήμα 4.1: Προέλευση ενέργειας εξυπηρέτησης του φορτίου του νησιού

όπου ΕΤΠ, ΕΑΠΕ, ΕΔ η ενέργεια που δίνεται αντίστοιχα από την Τοπική Παραγωγή, τις ΑΠΕ και την Διασύνδεση για την εξυπηρέτηση της ενέργειας ΕΦ του φορτίου. Η ενέργεια ΕΑΠΕ_{over} είναι ο διαχωρισμός της υπερβάλλουσας ενέργειας των ΑΠΕ του νησιού που δεν μπορεί να απορροφηθεί από αυτό αλλά δίνεται-πωλείται στο ΕΣΜΗΕ, όπως εξάλλου έχει προαναφερθεί.

Αν η ωριαία αιχμή του φορτίου του νησιού δεν ξεπερνά το άθροισμα των ΑΠΕ και μεταφορικής ικανότητας της διασύνδεσης τότε η συμβατική τοπική παραγωγή δίνει μηδενική ενέργεια. Δηλαδή **θεωρείται ότι το φορτίο εξυπηρετείται κατά προτεραιότητα από τη διασύνδεση**, γεγονός που είναι απόλυτα λογικό αφού όντας συμφέρουσα η διασύνδεση το κόστος εξυπηρέτησης του φορτίου του νησιού μέσω αυτής από το ΕΣΜΗΕ είναι σαφώς μικρότερο από το μεταβλητό κόστος της τοπικής θερμικής παραγωγής. Αυτός είναι και ο βασικός λόγος εξάλλου που κατασκευάζεται η διασύνδεση.

Για την ενέργεια από τις ΑΠΕ ακολουθούνται δύο μεθοδολογίες όπως θα αναλυθούν εκτενέστερα στο *Κεφάλαιο 5* και κοστολογούνται διαφορετικά:

Κατά τον πρώτο τρόπο θεωρείται ότι λόγω των συμβάσεων ισχύος με τους παραγωγούς και για λόγους δημιουργίας κινήτρων μεγάλης ανάπτυξης των ΑΠΕ επί του νησιού, οι ΑΠΕ εξυπηρετούν κατά προτεραιότητα το φορτίο. Δηλαδή δεδομένου της ωριαίας ζήτησης του φορτίου τροφοδοτείται όσο μέρος της μπορεί να εξυπηρετηθεί από τις ΑΠΕ (ενώ η πλεονάζουσα ενέργεια $E_{ΑΠΕ_over}$ δίνεται στο ΕΣΜΗΕ) και στη συνέχεια το υπόλοιπο τροφοδοτείται από την διασύνδεση. Αν η διασύνδεση δεν επαρκεί τότε εξυπηρετείται από την τοπική θερμική παραγωγή.

Άρα συνοπτικά γνωρίζοντας ωριαία τις χρονοσειρές φορτίου και ΑΠΕ του νησιού υπολογίζεται ωριαία η απαιτούμενη ενέργεια που παρέχετε από τη διασύνδεση και από την τοπική παραγωγή, ως εξής:

- **Διασυνδεδεμένο Σύστημα**

$$\text{Αν επαρκεί : } E_{\Delta\text{διασύνδεσης}} = E_{\Phi\text{φορτίου}} - E_{ΑΠΕ} \quad (4.1)$$

$$\text{Αν δεν επαρκεί : } E_{\text{ΤΠ}\text{Θερμικής Παραγωγής}} = E_{\Phi\text{φορτίου}} - (E_{ΑΠΕ} + E_{\Delta\text{διασύνδεσης}}) \quad (4.2)$$

- **Αυτοδύναμη Ανάπτυξη**

$$E_{\text{ΤΠ}\text{Θερμικής Παραγωγής}} = E_{\Phi\text{φορτίου}} - E_{ΑΠΕ} \quad (4.3)$$

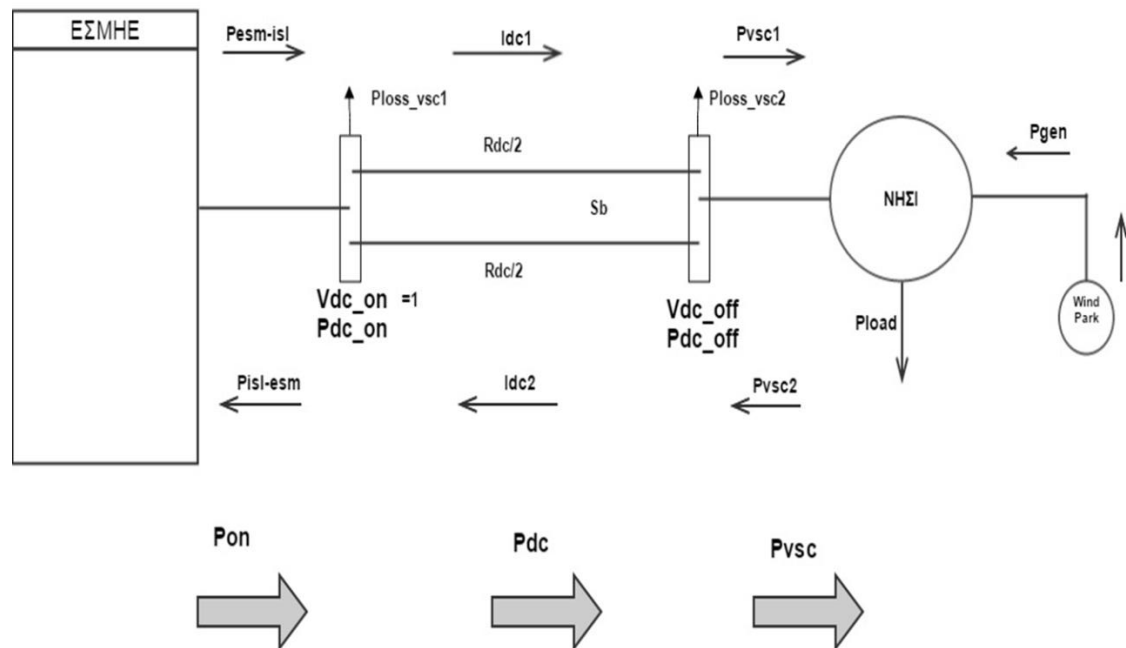
(ωριαίος υπολογισμός των παραπάνω από το μοντέλο)

Όπως θα αναλυθεί στο επόμενο κεφάλαιο η κοστολόγηση των ΑΠΕ με αυτόν τον τρόπο γίνεται βάση τις feed-in tariffs.

Όσον αφορά την 2^η μεθοδολογία, με το σκεπτικό ότι η ενέργεια για την εξυπηρέτηση του φορτίου μπορεί να προέρχεται από τις ΑΠΕ του νησιού ή/και του ΕΣΜΗΕ, από τις θερμικές μονάδες του νησιού ή/και του ΕΣΜΗΕ, εξετάζεται η ενέργεια σαν σύνολο που δίνεται από τη διασύνδεση χωρίς να ενδιαφέρουν σενάρια ανάπτυξης ΑΠΕ επί του νησιού. Σε αυτή την περίπτωση όπως θα εξηγηθεί αργότερα χρεώνεται όλη η ενέργεια στην Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) χωρίς να εξετάζεται για τους παραπάνω λόγους από πού προέρχεται.

Με τη βοήθεια του παρακάτω *Σχήματος 4.2*, για μια διπολική HVDC διασύνδεση με μετατροπέα τύπου πηγής τάσεως (VSC), εξηγείται η κατάστρωση των εξισώσεων ροών φορτίου που δόθηκαν στο μοντέλο. Το μοντέλο αν πρόκειται μια μονοπολική διασύνδεση είναι ίδιο μόνο που λαμβάνονται υπόψη τα στοιχεία και οι

απώλειες της μίας μόνο γραμμής, επομένως για πληρότητα επιλέγεται στα πλαίσια της παρούσας μελέτης να παρουσιαστεί της διπολικής.



Σχήμα 4.2 Ενδεικτικό σχήμα ενεργειακών μεγεθών διπολικής HVDC διασύνδεσης για την κατάστρωση των εξισώσεων ροών φορτίου.

Στόχος του ενεργειακού μοντέλου είναι ο υπολογισμός όλων των παραπάνω ενεργειών και απωλειών που φαίνονται στο σχήμα. Ο γενικός τρόπος σκέψης που ακολουθείται είναι ξεκινώντας από το νησί, γνωρίζοντας τις ωριαίες χρονοσειρές φορτίου και ΑΠΕ αυτού, υπολογίζεται αρχικά η ενέργεια που πρέπει να φτάνει στο νησί κάθε ώρα για την εξολοκλήρου εξυπηρέτηση του φορτίου του (P_{vsc1}). Σε περίπτωση που η μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης δεν επαρκεί τότε υπολογίζεται η ωριαία ενέργεια της τοπικής θερμικής παραγωγής. Ύστερα προχωρώντας προς το ΕΣΜΗΕ, λαμβάνοντας υπόψη όλες τις απώλειες στοιχείων της HVDC διασύνδεσης (απώλειες μετατροπέων, καλωδίων, αξιοπιστία κλπ) βρίσκεται ωριαία η ενέργεια που πρέπει να ξεκινάει από τον ηπειρωτικό κορμό ($P_{esm-isl}$) μετά τις απώλειες. Ενδιάμεσα υπολογίζονται και όλες οι υπόλοιπες ενέργειες του σχήματος. Στην περίπτωση ανάποδης ροής ισχύος από το νησί στο ΕΣΜΗΕ, όπως έχει εξηγηθεί αναλυτικά παραπάνω, υπολογίζονται τα αντίστοιχα μεγέθη.

Για τα υποψήφια σχήματα διασύνδεσης HVDC, ο υπολογισμός των απωλειών των ΥΒΚ και χερσαίων καλωδίων HVDC είναι απλούστερος, καθώς σε συνθήκες μόνιμης κατάστασης το ρεύμα που διαρρέει το καλώδιο είναι σταθερό κατά μήκος του, γεγονός που επιτρέπει την κυκλωματική του αναπαράσταση από μία ισοδύναμη ωμική αντίσταση.

Οι απώλειες του κάθε μετατροπέα (τύπου πηγής τάσεως-VSC) εξαρτώνται από το επίπεδο της φόρτισής του και μια συνήθης μαθηματική έκφραση που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του είναι η ακόλουθη *Εξίσωση (4.4)* με βάση τις τιμές του Πίνακα 4.1 [44]:

$$P_{loss_VSC} = c \cdot I_{VSC}^2 + b \cdot I_{VSC} + a \quad (4.4)$$

όπου οι συντελεστές a , b και c καθορίζουν τις απώλειες του μετατροπέα συναρτήσει της φόρτισής του και I_{VSC} είναι το ρεύμα εξόδου AC του μετατροπέα.

VSC	a (10 ⁻³)	b (10 ⁻³)	c (10 ⁻³)
Converter	5	2	3
Inverter	5	2	3

Πίνακας 4.1: Συντελεστές που χρησιμοποιούνται στην *Εξίσωση (4.4)* για την εύρεση των απωλειών του μετατροπέα [45].

Για τις απώλειες των καλωδίων εφόσον πρόκειται για HVDC διασύνδεση, όπως έχει αναλυθεί στο *Κεφάλαιο 3*, δεν υπάρχουν χωρητικά και επαγωγικά φαινόμενα που να απαιτούν ιδιαίτερη μοντελοποίηση των καλωδίων και λαμβάνονται υπόψη μόνο οι ωμικές όπως θα φανεί στις παρακάτω εξισώσεις.

Παραδοχές για την επίλυση της ροής φορτίου:

- Στο άκρο της γραμμής μεταφοράς προς την πλευρά του ΕΣΜΗΕ για λόγους ελέγχου της ισχύος λαμβάνεται η τάση V_{dc_on} ίση με 1 α.μ. όπως φαίνεται και στο *Σχήμα 4.2*.
- ενώ για τον υπολογισμό του ρεύματος AC I_{VSC} θεωρείται μηδενική περίπου η άεργος ισχύς

Παρακάτω παρουσιάζονται επιγραμματικά οι βασικές εξισώσεις και παραδοχές του μοντέλου Matlab:

Δεδομένα : Παραγωγή ΑΠΕ (P_{gen}), Ζήτηση Φορτίου Νησιού (P_{load}),

Μεταφορική Ικανότητα της Διασύνδεσης (S_{dias}), Αντίσταση R_{DC} Καλωδίων *

$$- \text{Αν } (P_{load} - P_{gen}) > S_{dias} \text{ τότε } P_{\text{τοπικής παραγωγής}} = (P_{load} - P_{gen})$$

αλλιώς $P_{\text{τοπικής παραγωγής}}=0$

Περιπτώσεις:

- $P_{\text{load}} > P_{\text{gen}}$ τότε ροή ισχύος ΕΣΜΗΕ \rightarrow Νησί

$$P_{\text{VSC1}} = P_{\text{LOAD}} - P_{\text{G}} \quad (4.5)$$

$$P_{\text{DC_off}} = P_{\text{VSC1}} + P_{\text{loss_VSC2}} \quad (4.6)$$

$$P_{\text{esm-isl}} = P_{\text{DC_on}} + P_{\text{loss_VSC1}} \quad (4.7)$$

$$P_{\text{loss_VSC2}} = a_{\text{vsc}} \cdot i_{\text{vsc}}^2 + b_{\text{vsc}} \cdot i_{\text{vsc}} + c_{\text{vsc}}, \text{ όπου θεωρώντας } Q=0 \text{ προκύπτει } i_{\text{vsc}} = \frac{P_{\text{vsc1}}}{V_{\text{vsc}}=1}$$

$$P_{\text{loss_VSC1}} = a_{\text{vsc}} \cdot i_{\text{on}}^2 + b_{\text{vsc}} \cdot i_{\text{on}} + c_{\text{vsc}}, \text{ όπου } i_{\text{on}} = \frac{P_{\text{DC_on}}}{V_{\text{DC_on}}} \quad (4.8)$$

Αρα από λύνοντας ως προς I_{DC1} και αντικαθιστώντας τις παραπάνω προκύπτει μια 2^ο βάθμια εξίσωση ως προς την τάση που λύνοντας την έχουμε:

$$I_{\text{DC1}} = \frac{V_{\text{DC_on}} - V_{\text{DC_off}}}{R_{\text{DC}^*}} \xrightarrow{P_{\text{DC_off}} = I_{\text{DC1}} \cdot V_{\text{DC_off}}} \dots \dots 2\text{ο βάθμια εξίσωση} \quad (4.9)$$

$$V_{\text{DC_off}}^2 - V_{\text{DC_on}} \cdot V_{\text{DC_off}} + R_{\text{DC}} \cdot P_{\text{DC_off}} = 0 \quad (4.10)$$

Λύση εξίσωσης :

$$V_{\text{DC_off}1,2} = \frac{V_{\text{DC_on}} \pm \sqrt{\Delta}}{2} \quad (4.11)$$

$$\text{όπου } \Delta = V_{\text{DC_on}}^2 - 4 R_{\text{DC}}^* P_{\text{DC_off}} \quad (4.12)$$

Λαμβάνοντας λοιπόν $V_{\text{DC_on}}=1$ η παραπάνω εξίσωση (4.10) είναι επιλύσιμη με τις δύο λύσεις που δίνονται από την εξίσωση (4.11). Από αυτές τις δύο λύσεις η μία απορρίπτεται αφού είναι πολύ μικρή με συνέπεια να δίνει πολύ μεγάλο ρεύμα (πράγμα ανεπιθύμητο).

Επομένως αντικαθιστώντας την τιμή της $V_{\text{DC_off}}$ στην (4.9) υπολογίζεται το ρεύμα I_{DC1} , όπου αντικαθιστώντας στις Εξισώσεις 4.5- 4.8. υπολογίζονται όλα τα ζητούμενα.

Η 2^η περίπτωση είναι παρόμοιας λογικής με την 1^η και προκύπτει ελαφρώς διαφορετική εξίσωση (οι διαφορές τους είναι σημειωμένες με κόκκινο και γαλάζιο χρώμα αντίστοιχα στον κάθε τρόπο).

- **Pload < Pgen τότε ροή ισχύος Νησί → ΕΣΜΗΕ**

$$P_{VSC2} = - (P_{LOAD} - P_G) ,$$

$$P_{DC_off} = P_{VSC1} - P_{loss_VSC2} ,$$

$$P_{isl-esm} = P_{DC_on} - P_{loss_VSC1}$$

$$P_{loss_VSC2} = a_{vsc} \cdot i_{vsc}^2 + b_{vsc} \cdot i_{vsc} + c_{vsc} , \text{ όπου θεωρώντας } Q=0 \text{ προκύπτει } i_{vsc} = \frac{P_{vsc1}}{V_{vsc}=1}$$

$$I_{DC2} = \frac{V_{DC_off} - V_{DC_on}}{R_{DC}} \xrightarrow{P_{DC_off} = I_{DC1} \cdot V_{DC_off}} \dots \dots 2ο \text{ βήθμια εξίσωση}$$

$$V_{DC_off}^2 - V_{DC_on} \cdot V_{DC_off} - R_{DC} \cdot P_{DC_off} = 0$$

$$V_{DC_off1,2} = \frac{V_{DC_on} \mp \sqrt{\Delta}}{2}$$

$$\text{όπου } \Delta = V_{DC_on}^2 + 4 R_{DC} \cdot P_{DC_off} \text{ και } V_{DC_on} = 1$$

Υπολογίζονται πάλι λοιπόν με τον ίδιο τρόπο με την 1^η περίπτωση όλα τα παραπάνω.

*Για τον υπολογισμό της αντίστασης καλωδίων R_{DC} στις παραπάνω εξισώσεις, ανάλογα την διασύνδεση (μεταφορική ικανότητα, χιλιομετρική απόσταση κλπ) επιλέγεται συγκεκριμένη διατομή καλωδίων, ονομαστική ισχύς και βρίσκεται λοιπόν η αντίστασή τους για την δεδομένη τάση της διασύνδεσης (βλ. Πίνακα 6.2).

Τέλος σημειώνεται ότι όλη αυτή η διαδικασία γίνεται ωριαία με βάση τις πραγματικές χρονοσειρές δεδομένων και για όλα τα χρόνια της μελέτης από το πρόγραμμα matlab (με επέκταση κάθε χρονοσειράς για τα επόμενα χρόνια όπως αναλύεται διεξοδικά στα επόμενα Κεφάλαια) και επομένως βρίσκεται κάθε στιγμή οποιαδήποτε ενέργεια και ισχύς ενδιαφέρει και σε οποιοδήποτε χρονικό επίπεδο.

4.3 Αξιοπιστία

4.3.1 Αξιοπιστία για HVDC Συστήματα

Τα συστήματα μεταφοράς ενέργειας γίνονται όλο και πιο πολύπλοκα ενώ συγχρόνως η αυξανόμενη ανάγκη για αξιόπιστη, αδιάλειπτη και σταθερή τροφοδοσία της ζήτησης καθιστούν το πρόβλημα της αξιοπιστίας ολοένα και πιο σημαντικό.

Η HVDC τεχνολογία απέδειξε ότι είναι η μόνη τεχνικά εφικτή ή οικονομικά βιώσιμη επιλογή για μεγάλες αποστάσεις, ασύγχρονες διασυνδέσεις και μεγάλα μήκη όδευσης υποβρύχιας καλωδίωσης. Η αξιοπιστία των συστημάτων συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης δείχνει την ποσότητα της ισχύος που μεταφέρεται σε καθορισμένο χρόνο, τις συνθήκες και το περιβάλλον. Τα στοιχεία δείχνουν ότι το ποσοστό διαθεσιμότητας των συστημάτων λειτουργίας HVDC είναι πάνω από 90 τοις εκατό και μάλιστα φαίνεται ότι το επίπεδο αξιοπιστίας της διπολικής HVDC διασύνδεσης είναι υψηλότερο από τις διπλές εναέριες AC γραμμές.

Τις τελευταίες δύο δεκαετίες έχει δοθεί ιδιαίτερη έμφαση στην έρευνα των VSC-HVDC συστημάτων και στην μοντελοποίηση και εκτίμηση της αξιοπιστίας τους. Η εκτίμηση της αξιοπιστίας τους μπορεί να χωριστεί σε δύο ευρείες κατηγορίες: τις αναλυτικές μεθόδους υπολογισμού της και τις μεθόδους προσομοίωσης. Οι αναλυτικές μέθοδοι στοχεύουν στον υπολογισμό της από ένα μαθηματικό μοντέλο χρησιμοποιώντας άμεσες αριθμητικές λύσεις (F&D method, capacity convolution method), ενώ οι μέθοδοι προσομοίωσης συνήθως αναφέρονται σε Monte Carlo (MC) προσομοιώσεις.

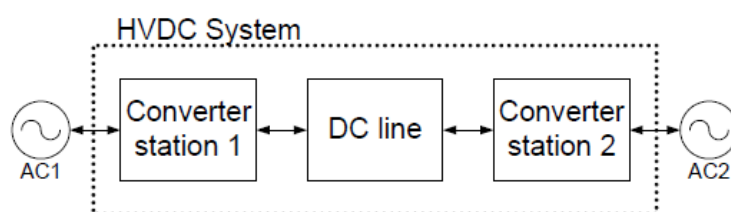
Το παρόν κεφάλαιο θα ασχοληθεί με την παρουσίαση της μεθόδου υπολογισμού της αξιοπιστίας για την HVDC διασύνδεση (διπολική και μονοπολική) και θα γίνει επέκταση της μεθόδου αυτής για νησιωτικά διασυνδεδεμένα συστήματα με τον ηπειρωτικό κορμό.

4.3.2 Υπόβαθρο

Η συνεχής ανάπτυξη των ημιαγωγών και των ηλεκτρονικών ισχύος στα τέλη της δεκαετίας του '60 οδήγησε στην CSC τεχνολογία βασιζόμενη στα θυρίστορ που εφαρμόστηκε αρχικά στο σύστημα μεταφοράς της Gotland το '72 και αργότερα σε μεγαλύτερη κλίμακα στον Καναδά. Σήμερα η πλειοψηφία της CSC-HVDC τεχνολογίας χρησιμοποιείται στα περισσότερα συστήματα και αναφέρεται ως HVDC classic (ABB). Στα τέλη της δεκαετίας του '90 η ανάπτυξη άλλων ημιαγωγών όπως τα IGBTs (Insulated-gate bipolar transistor) και των GTOs (Gate turn-off thyristor) έφτασε στο σημείο όπου πλέον η ονομαστική τους ισχύ επέτρεπε την χρησιμοποίησή

τους σε voltage source converters (VSC). Το πρώτο εμπορικό σύστημα με VSC τεχνολογία δοκιμάστηκε το '99 στο νησί Gotland με υπόγειο καλώδιο των 50MW. Τα συστήματα αυτά συνήθως απαντώνται στην διεθνή ορολογία ως VSC-HVDC, HVDC Light (ABB) ή HVDC PLUS (Siemens). Η συνεχής περαιτέρω ανάπτυξη των ημιαγωγών βελτίωσε την VSC-HVDC τεχνολογία με αποτέλεσμα να χρησιμοποιείται ευρύτατα και να είναι και αυτή που επιλέχθηκε στα πλαίσια της παρούσας μελέτης.

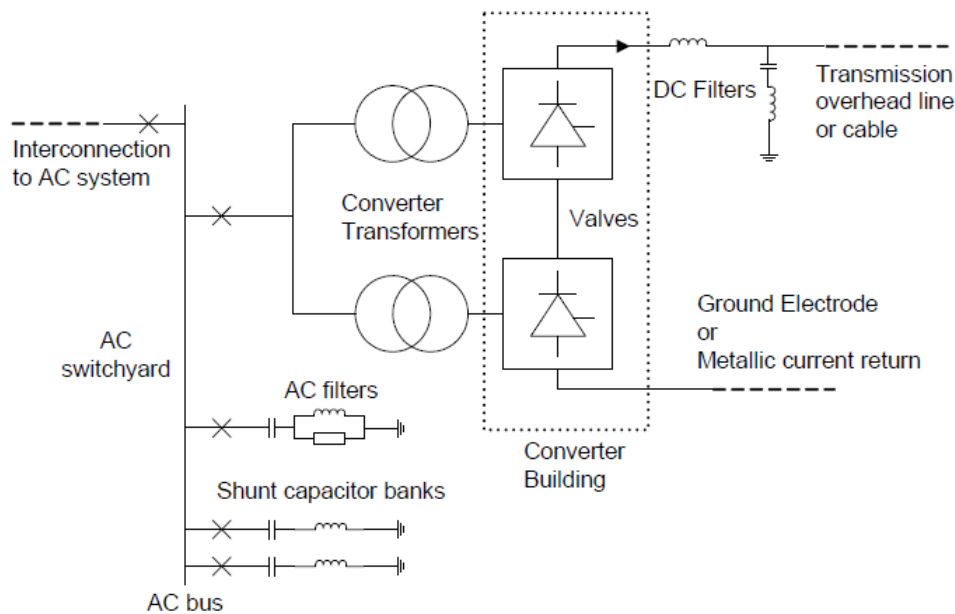
Τα μοντέρνα συστήματα ισχύος παρουσιάζουν μεγάλη πολυπλοκότητα και αποτελούνται από έναν μεγάλο αριθμό διασυνδεδεμένων υποσυστημάτων και στοιχείων όπου το ένα αλληλεπιδρά με το άλλο και όλα επηρεάζουν την συνολική αξιοπιστία. Υπάρχει σημαντικό ενδιαφέρον για μελλοντικές εφαρμογές των HVDC δικτύων, ως επικάλυψη του κεντρικού δικτύου για τα υπάρχοντα δίκτυα εναλλασσομένου ρεύματος. Γενικά ένα HVDC σύστημα μπορεί να αναπαρασταθεί ως εξής:



Σχήμα 4.3: Γενική Εικόνα HVDC Συστήματος [29]

ενώ τα κύρια μέρη ενός σταθμού μετατροπής HVDC είναι τα εξής (όπως παρουσιάζονται και στο παρακάτω Σχήμα 4.4:

- **AC Κέντρο Διανομής (AC switchyard):** Περιλαμβάνει, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 4.3. AC φίλτρα, διακόπτες, αποζεύκτες, ζυγούς στήριξης ενώ για CSC υπάρχουν και αντιστάσεις αντιστάθμισης.
- **Μετασηματιστές:** Συνήθως είναι ένας 3-φασικός Μ/Σ ή τρεις 1-φασικοί (CTS arrangement).
- **HVDC Μετατροπέα:** Αποτελείται από βαλβίδες μετατροπής όπου κάθε μία αποτελείται από thyristors (CSC) ή IGBTs συνδεδεμένα σε σειρά (VSC).
- **Μέσο μετάδοσης και DC φίλτρα:** Το μέσο μετάδοσης είναι εναέρια γραμμή ή υποβρύχιο καλώδιο καθώς και συνδυασμοί τους. Τα DC φίλτρα χρησιμοποιούνται ενίοτε για την μείωση των αρμονικών του μετατροπέα.
- **Βοηθητικά συστήματα:** Τέτοια συστήματα μπορεί να είναι η ψύξη του μετατροπέα, του Μ/Σ, μπαταρίες εφεδρείας κ.α.

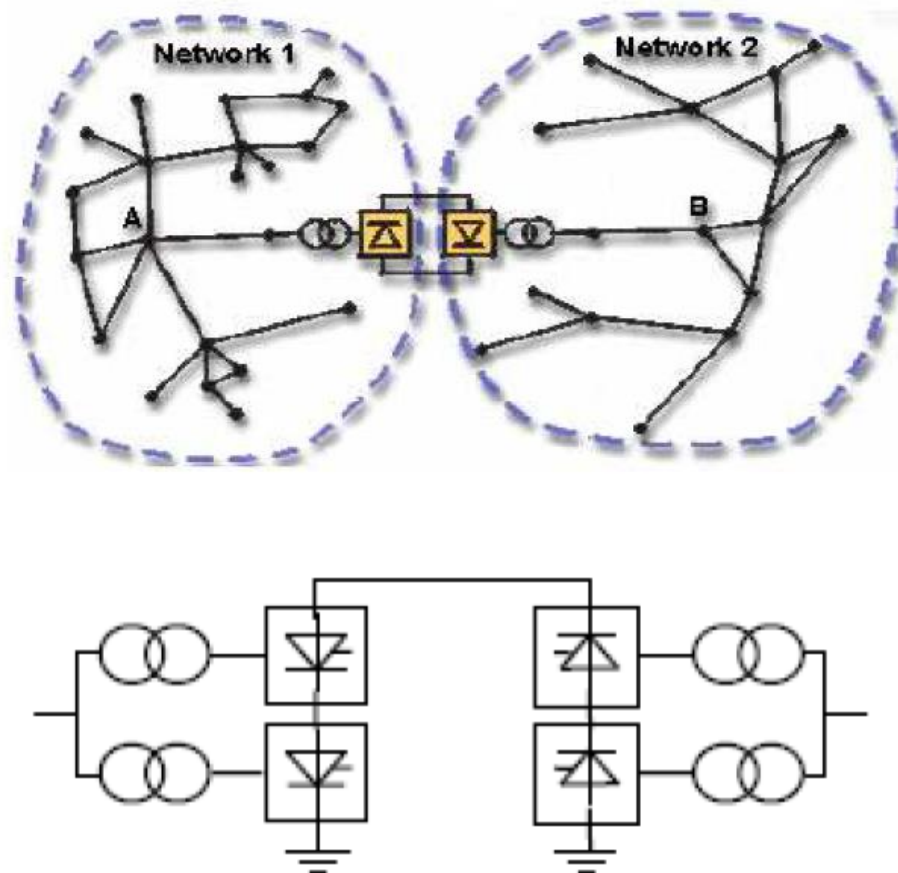


Σχήμα 4.4: Κύρια μέρη ενός σταθμού μετατροπής HVDC [29]

Διαμορφώσεις HVDC:

Ανάλογα με την εφαρμογή και την τοποθεσία μπορούν να χρησιμοποιηθούν τρεις κυρίως τοπολογίες-διαμορφώσεις HVDC οι οποίες παρουσιάζονται παρακάτω για τοπολογίες 12-παλμών:

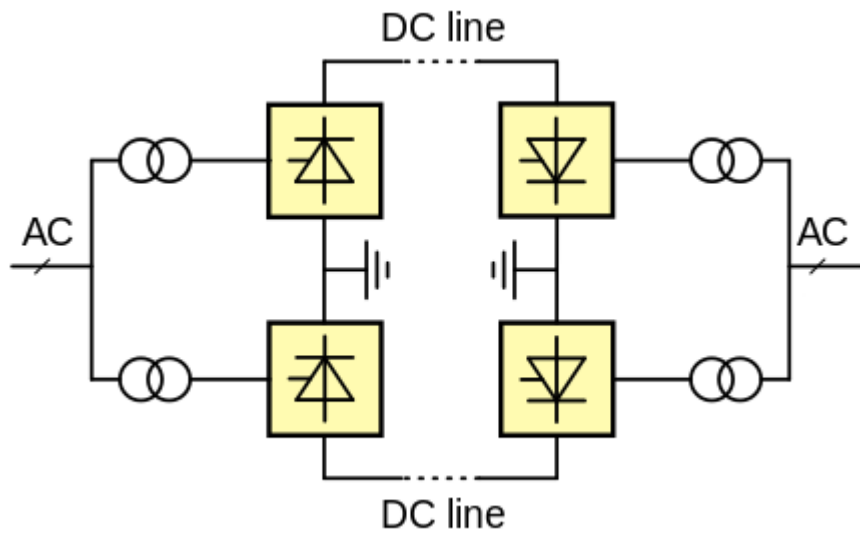
- **(a) Back-to-back:** Σε αυτή τη τοπολογία οι σταθμοί μετατροπών βρίσκονται στο ίδιο μέρος, χωρίς γραμμή μεταφοράς μεταξύ τους, διασυνδέοντας δύο AC συστήματα, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.5.
- **(b) Μονοπολική:** Αποτελεί τον πιο απλό και φθηνό τρόπο. Αυτή η διασύνδεση χρησιμοποιείται κυρίως για υποβρύχιες διασυνδέσεις. Αποτελείται από δύο HVDC υποσταθμούς που συνδέονται με μια γραμμή αρνητικής ή θετικής πολικότητας, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 4.5.
- **(c) Διπολική:** Μπορεί να θεωρηθεί σαν δύο μονοπολικές συνδεδεμένες παράλληλα με θετικό και αρνητικό πόλο. Αν συμβεί σφάλμα στον ένα πόλο η διασύνδεση εξακολουθεί να λειτουργεί με την μισή περίπου μεταφορική ικανότητα. Μπορεί να χωριστεί σε τρεις υποκατηγορίες, διπολική χωρίς επιστροφή, με χρήση μεταλλικής επιστροφής (συνήθως για μικρές αποστάσεις) και με χρήση γης ως επιστροφή (θεωρήθηκε έτσι στο παρόν) όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.6.



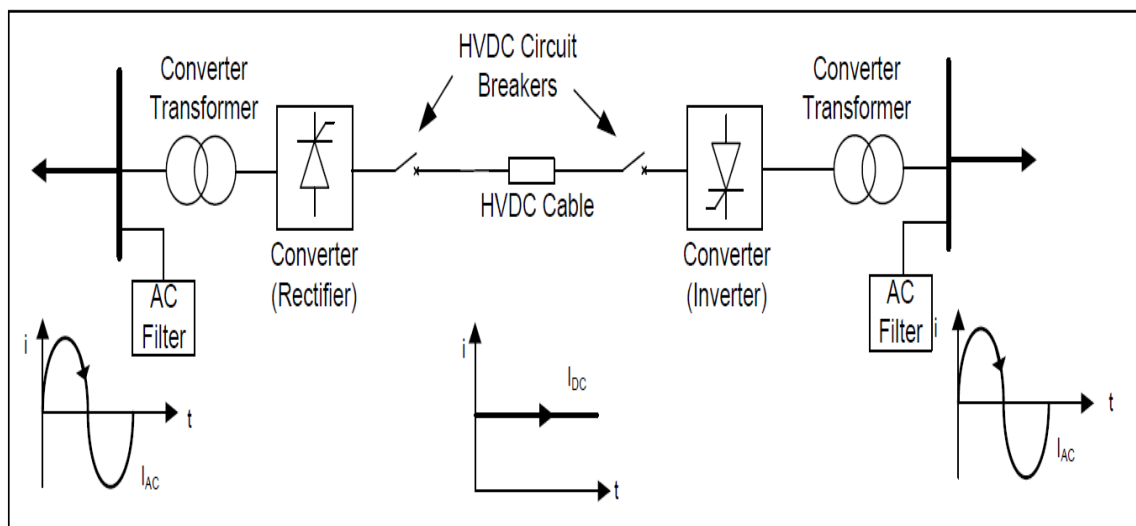
Σχήμα 4.5: HVDC Τοπολογίες back-to-back [25] και μονοπολική [29] αντίστοιχα

4.3.3 Υπολογισμός Αξιοπιστίας για το συγκεκριμένο Σχήμα Διασύνδεσης

Στην παρούσα μελέτη θεωρείται τεχνολογία VSC-HVDC και συγκεκριμένα για τάσεις μεταξύ 150-320KV και διπολική διαμόρφωση (με επιστροφή γης), αφού αυτή έχει θεωρηθεί καταλληλότερη για την διασύνδεση των προς μελέτη νησιών [1],[4]. Συγκεκριμένα θεωρείται διπλό ηλεκτρικό κύκλωμα με δυο μετασχηματιστές δηλαδή μια σύνδεση ενός διπλού κυκλώματος με κάθε στοιχείο αυτής να έχει το 50% της μεταφορικής ικανότητας της σύνδεσης, με εξαίρεση τους μετασχηματιστές των οποίων η μεταφορική ικανότητα είναι η μέγιστη 100%. Για λόγους πληρότητας παρουσιάζεται και η αντίστοιχη μεθοδολογία για μονοπολική HVDC διασύνδεση. Το σχήμα διασύνδεσης φαίνεται στο Σχήμα 4.6 ενώ στο Σχήμα 4.7 απεικονίζονται τα στοιχεία της κάθε γραμμής ξεχωριστά.



Σχήμα 4.6: Διπολική σύνδεση HVDC με επιστροφή γης [47]



Σχήμα 4.7: Αναλυτικά τα στοιχεία κάθε γραμμής που χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό της αξιοπιστίας [46]

Τα δεδομένα εισόδου αξιοπιστίας που λαμβάνονται αναφέρονται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 6 και έχουν προκύψει από πληθώρα στοιχείων. Ως σχετικά νέα τεχνολογία, ιδιαίτερα για τους VSC μετατροπείς δεν υπάρχει μεγάλο εύρος στοιχείων και υπάρχουν αρκετές διαφορές ανάμεσα στα δημοσιευμένα στατιστικά στοιχεία. Στον παρακάτω Πίνακα 4.2 παρουσιάζονται οι ονομασίες των στοιχείων που χρησιμοποιούνται στη συνέχεια.

Ονομασία Στοιχείων		λ	r	Q
		Ρυθμός αστοχίας	Χρόνος Επισκευής	Μη-διαθεσιμότητα
		(1/yr)	(h)	(h/yr)
transformer	Q_{transf}	$Q_{transf} = \lambda_{trf} \cdot r_{tr}$		
circuit breaker	Q_{cb}	$Q_{CB} = \lambda_{CB} \cdot R_{cb}$		
VSC converter	Q_{conv}	$Q_{conv} = \lambda_{con} \cdot r_{con}$		
YBK-100 km line single-circuit fault	Q_{line}	$Q_{line} = \lambda_{line} \cdot r_{line} * [(km \text{ YBK}) / 100]$		
YBK-100 km line double-circuit fault	$Q_{line-cm}$	$Q_{line-cm} = \lambda_{line-cm} \cdot r_{line-cm} * [(km \text{ YBK}) / 100]$		
ΕΓΜ-100 km line single-circuit fault	Q_{egm}	$Q_{egm} = \lambda_{egm} \cdot r_{egm} * [(km \text{ ΕΓΜ}) / 100]$		
Converter common-mode failure control&protecton	Q_{cp_cm}	$Q_{cp_cm} = \lambda_{cp_cm} \cdot r_{cp_cm}$		
Converter common-mode failure DC equipment				
	Q_{dce_cm}	$Q_{dce_cm} = \lambda_{dce_cm} \cdot r_{dce_cm}$		

Πίνακας 4.2: Συγκεντρωτικός πίνακας ονομασίας των στοιχείων υπολογισμού μη-διαθεσιμότητας

Τα στατιστικά στοιχεία αφορούν ρυθμούς βλαβών και χρόνους επισκευής, δηλαδή συνήθως πόσες βλάβες ανά έτος παρουσιάζει το κάθε στοιχείο της γραμμής και τον αντίστοιχο μέσο χρόνο επισκευής του. Ειδικά για τις γραμμές μεταφοράς ο ρυθμός βλαβών αφορά συνήθως βλάβες/100km/έτος. Έτσι λοιπόν η μη-διαθεσιμότητα κάθε στοιχείου Q ορίζεται ως:

$$Q \text{ (Unavailability)} = \lambda \text{ (Failure rate)} \cdot r \text{ (Repair time)} \quad (4.13)$$

Έχουμε λοιπόν τρεις καταστάσεις που μπορεί να βρίσκεται η διασύνδεση όπου για κάθε μία υπολογίζεται η αντίστοιχη πιθανότητα:

1. **$P_{100\%}$** : Πιθανότητα να είναι 100% η μεταφορική ικανότητα - δηλαδή απώλεια καμίας γραμμής
2. **$P_{50\%}$** : Πιθανότητα να είναι 50% η μεταφορική ικανότητα - δηλαδή απώλεια της μίας μόνο γραμμής
3. **$P_{0\%}$** : Πιθανότητα να είναι 0% η μεταφορική ικανότητα - δηλαδή απώλεια και των δύο γραμμών

Ο υπολογισμός των παραπάνω πιθανοτήτων, γίνεται με βάση το έγγραφο [30] με το εξής σκεπτικό:

Για διπολική VSC- HVDC σύνδεση:

Η μεταφορική ικανότητα της σύνδεσης είναι μηδενική όταν ισχύει ένα από τα ακόλουθα:

- και οι δυο πόλοι δεν είναι διαθέσιμοι εξαιτίας σφάλματος στην γραμμή μεταφοράς του ενός και οποιουδήποτε στοιχείου του άλλου
- δυο πόλοι δεν είναι διαθέσιμοι εξαιτίας βλάβης ενός στοιχείου του ενός πόλου και ενός του άλλου ταυτόχρονα
- και οι δυο πόλοι δεν είναι διαθέσιμοι εξαιτίας βλάβης σε έναν κοινό κόμβο στο σύστημα ελέγχου και προστασίας των δυο μετατροπέων
- δυο πόλοι δεν είναι διαθέσιμοι εξαιτίας βλάβης σε έναν κοινό κόμβο στον DC εξοπλισμό.

Η πιθανότητα η μεταφορική ικανότητα να είναι μηδενική υπολογίζεται από την ακόλουθη Εξίσωση 4.14:

$$P_0 = (2Q_{transf} + 2Q_{conv} + 2Q_{CB} + Q_{line})^2 + 2Q_{C\&P-cm} + 2Q_{dcE-cm} + Q_{line-cm} \quad (4.14)$$

όπου $Q_{line-cm}$ αντιπροσωπεύει την μη-διαθεσιμότητα της γραμμής λόγω ταυτόχρονης βλάβης και στα δύο κυκλώματα.

Η μεταφορική ικανότητα της σύνδεσης είναι ίση με 50% όταν συμβεί οποιοδήποτε από τα παρακάτω:

- οποιοσδήποτε από τους τέσσερις μετασχηματιστές δεν είναι διαθέσιμος
- οποιοσδήποτε από τους τέσσερις μετατροπείς δεν είναι διαθέσιμος
- οποιοσδήποτε από τους τέσσερις αυτόματους διακόπτες δεν είναι διαθέσιμος
- οποιοσδήποτε από τις δυο γραμμές μεταφοράς δεν είναι διαθέσιμη.

Η πιθανότητα η μεταφορική ικανότητα να είναι ίση με 50% υπολογίζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$P_{50} = 4Q_{transf} + 4Q_{conv} + 4Q_{CB} + 2Q_{line} \quad (4.15)$$

Τέλος η πιθανότητα η μεταφορική ικανότητα να είναι ίση με 100% υπολογίζεται από την ακόλουθη εξίσωση (το υπόλοιπο του χρόνου):

$$P_{100} = 1 - P_{50} - P_0 \quad (4.16)$$

Σε αυτό το σημείο αξίζει να σημειωθεί πως έχει θεωρηθεί, ότι σε περίπτωση αστοχίας του ενός πόλου σύνδεσης δεν δύναται να υπάρχει σύνδεση, έτσι έχουμε εξολοκλήρου διακοπή του συστήματος μεταφοράς.

Για την μονοπολική VSC-HVDC σύνδεση:

Η μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης είναι μηδενική όταν συμβεί ένα από τα ακόλουθα:

- Ένας από τους δύο μετασχηματιστές ή μετατροπείς δεν είναι διαθέσιμος
- Και οι δύο γραμμές δεν είναι διαθέσιμες εξαιτίας διαδοχικών διακοπών ή βλαβών των γραμμών

Άρα λοιπόν **η πιθανότητα να είναι μηδενική** η μεταφορική ικανότητα υπολογίζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$P_0 = 2Q_{transf} + 2Q_{conv} + (Q_{line})^2 + Q_{line-cm} \quad (4.17)$$

Η μεταφορική ικανότητα είναι ίση με 100% το υπόλοιπο του χρόνου δηλαδή:

$$P_{100} = 1 - P_0 \quad (4.18)$$

Ο υπολογισμός της αναμενόμενης ενέργειας απωλειών γίνεται ωριαία από το μοντέλο matlab δημιουργώντας την καμπύλη ισχύος όπως περίπου απεικονίζεται στο Σχήμα 4.5. Πιο συγκεκριμένα για κάθε μια από τις περιπτώσεις είτε ολικής είτε μερικής απώλειας της γραμμής, υπολογίζεται ωριαία το μέρος της ενέργειας που δεν τροφοδοτείται (Non Supplied Energy) και αθροίζεται βρίσκοντας την ετήσια ενέργεια απωλειών αλλά και στο σύνολο της μελέτης.

Πιο αναλυτικά σε κάθε μια από τις παραπάνω περιπτώσεις χάνεται η ενέργεια που θα έδινε το ΕΣΜΗΕ μέσω της διασύνδεσης στο νησί στην προς μελέτη διάρκεια. Άρα η αναμενόμενη ενέργεια απωλειών είναι :

$$\text{Αναμενόμενη Ενέργεια Απωλειών}_{0,50,100\%} = P_{0,50,100\%} * \text{Ενέργεια Διασύνδεσης}_{0,50,100\%}$$

Τέλος την αναμενόμενη ενέργεια απωλειών που δεν μπορεί να δώσει η διασύνδεση για την εξυπηρέτηση του φορτίου πρέπει πλέον να την παράγει η τοπική θερμική παραγωγή του νησιού προκειμένου προφανώς να γίνεται εξολοκλήρου η εξυπηρέτηση του φορτίου. Άρα το κόστος αξιοπιστίας που προκύπτει είναι το μεταβλητό κόστος της τοπικής παραγωγής να παράγει αυτή την ενέργεια.

$$\text{Κόστος Αξιοπιστίας}_{0,50,100\%} = \text{Αναμενόμενη Ενέργεια Απωλειών}_{0,50,100\%} \cdot \text{Μεταβλητό Κόστος ΤΠ}$$

Συνοπτικά λοιπόν για τις 3 παραπάνω περιπτώσεις:

- **Στην περίπτωση μεταφορικής ικανότητας 0%** χάνεται όλη η διασύνδεση επομένως υπολογίζοντας σε ετήσια βάση η ενέργεια που χάνεται είναι η όλη η ενέργεια που θα έδινε η διασύνδεση στη διάρκεια αυτού του έτους, έστω $E_{\Delta}(n)$ (υπολογίζεται ωριαία από το μοντέλο Matlab και αθροίζεται στο σύνολο κάθε έτους).

Επομένως η συνολική ετήσια αναμενόμενη ενέργεια απώλειας είναι για αυτή τη περίπτωση $P_{0\%} \cdot E_{\Delta}(n)$ και το κόστος αξιοπιστίας για αυτή τη περίπτωση είναι :

$$C_{reliab} = [P_{0\%} \cdot E_{\Delta}(n)] \cdot [\text{Μεταβλητό κόστος ΤΠ}]$$

Δηλαδή το μεταβλητό κόστος που θα προέκυπτε από την τοπική παραγωγή για να παράγει αυτή τη ενέργεια.

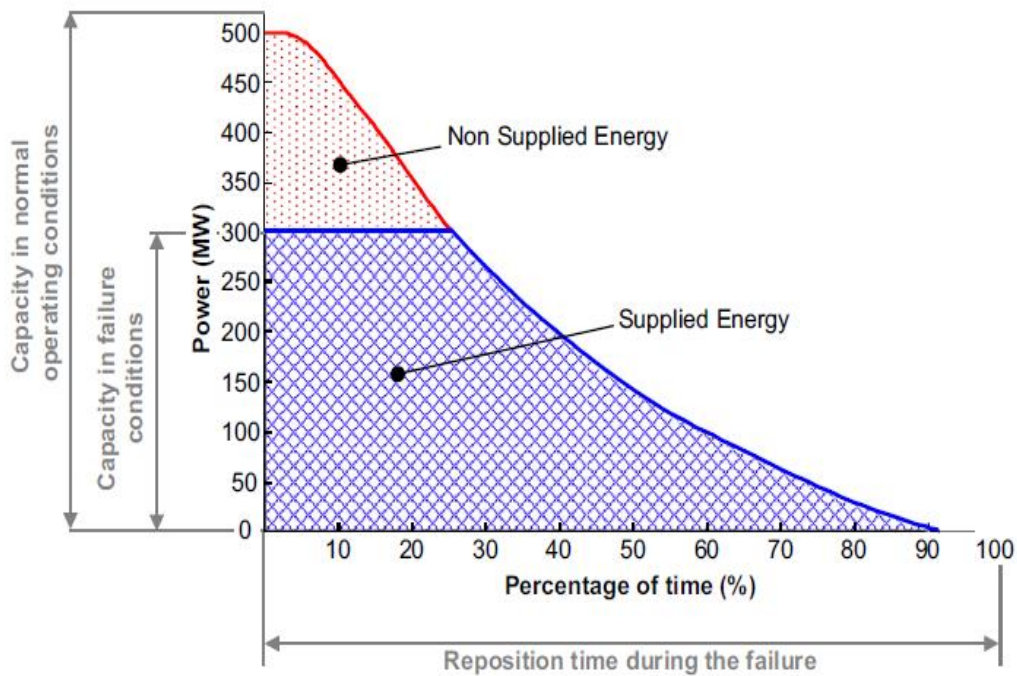
- **Στην περίπτωση μεταφορικής ικανότητας ίσης με 50%** χάνεται όλη η ενέργεια που δεν μπορεί να εξυπηρετήσει η διασύνδεση του νησιού. Η ενέργεια που δεν μπορεί να εξυπηρετήσει είναι αυτή που το φορτίο πλην τις ΑΠΕ του νησιού ξεπερνάει την μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης.

Αν έστω S_{dias} η μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης τότε η ενέργεια που χάνεται είναι αυτή που ισχύει $\frac{S_{dias}}{2} < (\text{Φορτίο} - \text{ΑΠΕ})$. Αυτή η σύγκριση γίνεται ωριαία στο matlab για τα δεδομένα εισόδου και υπολογίζεται λοιπόν η εν λόγω ενέργεια $E_{\Delta 50\%}$.

Επομένως η συνολική ετήσια αναμενόμενη ενέργεια απωλειών είναι για αυτή τη περίπτωση $P_{50\%} \cdot E\Delta_{50\%}$ και το κόστος λοιπόν προκύπτει με την ίδια λογική όπως πριν.

- Στην περίπτωση μεταφορικής ικανότητας 100% δεν χάνεται ενέργεια λόγω αξιοπιστίας άρα προκύπτει μηδενικό κόστος.

Ο υπολογισμός του κόστους της αξιοπιστίας θα αναλυθεί εκτενέστερα στην Ενότητα 5.5.



Σχήμα 4.8: Σχηματική απεικόνιση του τρόπου υπολογισμού της αναμενόμενης ενέργειας απωλειών από την καμπύλη ισχύος [31]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 : ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζεται το οικονομικό μοντέλο προσομοίωσης του εκάστοτε εξεταζόμενου νησιού. Η ανάπτυξη και προσομοίωση του μοντέλου γίνεται με τη βοήθεια του λογισμικού matlab.

Στόχος του μοντέλου είναι η εύρεση και ο υπολογισμός του κόστους που προκύπτει από κάθε τρόπο εξυπηρέτησης του φορτίου του νησιού τόσο στην περίπτωση της αυτοδύναμης ανάπτυξης όσο και της διασύνδεσης. Έτσι καταρχάς παρουσιάζονται όλα τα παραπάνω κόστη και στη συνέχεια αναλύεται το καθένα ξεχωριστά.

Ακόμα γίνεται πρόβλεψη της εξέλιξης του κάθε κόστους με βάση τους παράγοντες που το επηρεάζουν για όλη τη διάρκεια της μελέτης και για τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του εκάστοτε νησιού που μελετάται.

Τέλος συγκρίνονται με κατάλληλους δείκτες (LCOE) τα συνολικά κόστη που προκύπτουν σε κάθε εξεταζόμενο σενάριο και επομένως γίνεται φανερό το οικονομικότερο σενάριο διασύνδεσης του νησιού σε αντιδιαστολή πάντα με την αυτοδύναμη ανάπτυξή του.

5.1 Εισαγωγή

Καταρχάς γίνεται ενδελεχής μελέτη αντίστοιχων έργων εξωτερικού και βιβλιογραφίας ώστε να κοστολογηθεί ο τεχνικός εξοπλισμός και να υπολογιστεί το επενδυτικό κόστος της διασύνδεσης. Επιπλέον από τα δημοσιευμένα πραγματικά στοιχεία του εκάστοτε νησιού από την ΔΕΗ, την ΡΑΕ και των τελευταίων Φ.Ε.Κ έγινε η κοστολόγηση των διάφορων ειδών ΑΠΕ που θεωρούνται στο μίγμα του νησιού (με βάση τις τελευταίες χρεώσεις), καθώς και η πρόβλεψη της εξέλιξης της τιμής αυτής. Παράλληλα γίνεται και η εκτίμηση του μεταβλητού και σταθερού κόστους της τοπικής παραγωγής με βάση τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) από αντίστοιχα στοιχεία. Τέλος, το κόστος μεταφοράς ενέργειας από το ΕΣΜΗΕ στο νησί υπολογίστηκε ωριαία με βάση τις χρονοσειρές ΟΤΣ του ηπειρωτικού συστήματος. Με αυτόν τον τρόπο, από τα αποτελέσματα που προέκυψαν από το τεχνικό μοντέλο βρέθηκε το κόστος εξυπηρέτησης του φορτίου του νησιού που προκύπτει από τις ΑΠΕ, την διασύνδεση και την τοπική παραγωγή. Εν τέλει συγκρίνοντας τα συνολικά κόστη και με βάση τους δείκτες LCOE που προκύπτουν γίνεται η επιλογή της πιο συμφέρουσας λύσης διασύνδεσης που εξυπηρετεί οικονομικότερα την ζήτηση του νησιού.

Στο παρόν Κεφάλαιο παρουσιάζονται οι βασικές έννοιες και η γενική ανάπτυξη του μοντέλου ενώ στο Κεφάλαιο 6 εφαρμόζεται στο σύστημα της Κρήτης που επιλέχθηκε

λόγω του τεράστιου ενδιαφέροντος μελέτης του όπως έχει αναλυθεί εκτενέστατα στην εισαγωγή του *Κεφαλαίου 2*.

Τα κόστη λοιπόν που προκύπτουν στην περίπτωση της διασύνδεσης είναι τα εξής:

- **Το Επενδυτικό Κόστος της Διασύνδεσης (ΚΔ):** Περιλαμβάνει την κοστολόγηση του τεχνικού εξοπλισμού (καλωδίων, μετατροπέων κλπ) για τον υπολογισμό του συνολικού επενδυτικού κόστους κάθε εξεταζόμενης διασύνδεσης
- **Το Κόστος Εξυπηρέτησης του Φορτίου του νησιού από το ΕΣΜΗΕ μέσω της Διασύνδεσης (ΚΕΣΜΗΕ):** Αφορά την κοστολόγηση της ενέργειας που δίνεται από το Ηπειρωτικό Σύστημα προς το εξεταζόμενο νησί. Ο υπολογισμός της γίνεται ωριαία. Το νησί προμηθεύεται την ενέργεια από το ΕΣΜΗΕ με ένα κόστος που λαμβάνεται ίσο με την Οριακή Τιμή του Συστήματος (ΟΤΣ) από τις πραγματικές ωριαίες χρονοσειρές της ΟΤΣ με κατάλληλη πρόβλεψη διαμόρφωσης της για τα επόμενα χρόνια.
- **Το Κόστος που προκύπτει από τις ΑΠΕ του νησιού (ΚΑΠΕ):** Περιλαμβάνει το κόστος αγοράς ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ της Κρήτης σε διαφορετικές τιμές ανάλογα με το εξεταζόμενο σενάριο και με δύο διαφορετικούς τρόπους όπως θα αναλυθεί εκτενώς παρακάτω. Γίνεται ο διαχωρισμός του σε δύο κόστη ανάλογα το φορτίο εξυπηρέτησης:
 1. **Το κόστος εξυπηρέτησης του φορτίου του νησιού από τις ΑΠΕ (ΚΑΠΕ):** Αφορά το μέρος της παραγόμενης ενέργειας από τις ΑΠΕ που δίνεται για την εξυπηρέτηση του φορτίου του νησιού
 2. **Το κόστος αγοράς της υπερβάλλουσας ενέργειας ΑΠΕ από το ΕΣΜΗΕ (ΚΑΠΕ_OVER):** Αφορά το μέρος της περίσσειας παραγόμενης ενέργειας από τις ΑΠΕ που δεν μπορεί να απορροφήσει το νησί και δίνεται στον ηπειρωτικό κορμό.
- **Το Κόστος της Τοπικής Θερμικής Παραγωγής του νησιού (ΚΤΠ):** Το κόστος αυτό θεωρείται με βάση τις ΥΚΩ. Το κόστος ΥΚΩ χωρίζεται σε συνολικό και μεταβλητό, έτσι ώστε να ληφθεί υπόψη και η περίπτωση κατά την οποία διατηρούνται οι τοπικοί σταθμοί παραγωγής χωρίς να λειτουργούν (η οποία αντιστοιχεί στο κόστος ΥΚΩ που λαμβάνει υπόψη μόνο το μεταβλητό κόστος παραγωγής). Έτσι λοιπόν θεωρούνται τα εξής επιμέρους κόστη:
 1. **Το κόστος εξυπηρέτησης του φορτίου του νησιού από την τοπική συμβατική παραγωγή (ΚΜΕΤ.ΤΠ):** Θεωρείται με βάση το μεταβλητό κόστος ΥΚΩ. Τα ετήσια μεταβλητά κόστη περιλαμβάνουν το ετήσιο κόστος υγρών καυσίμων και τις ετήσιες

λοιπές δαπάνες ενώ γίνεται κατάλληλη πρόβλεψη τους με βάση την εξέλιξη της τιμής των καυσίμων

2. **Το Κόστος Εφεδρείας (Κ_{ΕΦΕΔΡ}):** Περιλαμβάνει το κόστος επένδυσης σε νέες αεριοστροβιλικές μονάδες για την διατήρηση της αναγκαίας εφεδρείας στο νησί μετά την Διασύνδεση, το κόστος διατήρησης των μονάδων που παραμένουν στο νησί σε ψυχρή εφεδρεία σε περίπτωση απώλειας μέρους της Διασύνδεσης (με βάση το σταθερό κόστος ΥΚΩ) και τέλος το κόστος διατήρησης ενός μέρους αναγκαίας εφεδρείας και στο ΕΣΜΗΕ (με βάση τα ΑΔΙ).

- **Το Κόστος Αξιοπιστίας (Κ_{ΡΕΛΙΑΒ}):** Είναι το κόστος που προκύπτει από την πιθανότητα απώλειας της μίας ή και των δύο γραμμών της διασύνδεσης και αποτιμάται με βάση το μεταβλητό κόστος της ΤΠ (Κ_{ΜΕΤ.ΤΠ}), αφού η ενέργεια που θα δινόταν υπό συνθήκες πλήρους λειτουργίας από τη διασύνδεση, τώρα πρέπει να παραχθεί από τους τοπικούς θερμικούς σταθμούς.

Στην περίπτωση της αυτοδύναμης ανάπτυξης υπάρχουν τα αντίστοιχα κόστη εξυπηρέτησης φορτίου από τις ΑΠΕ (Κ_{ΑΠΕ}) και την ΤΠ (Κ_{ΜΕΤ.ΤΠ}) όπως επίσης και το κόστος εφεδρείας (Κ_{ΕΦΕΔΡ}).

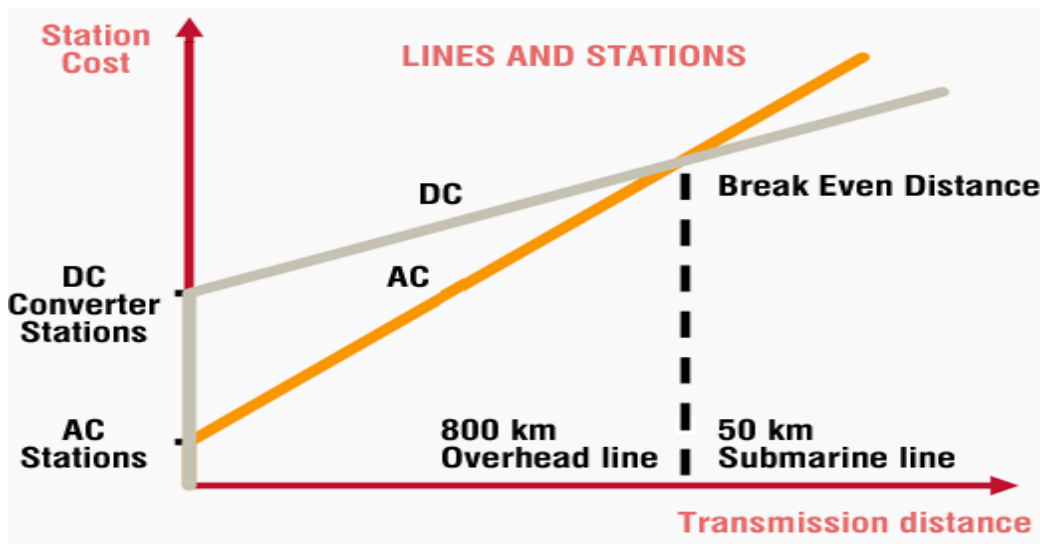
Για την ανάπτυξη του οικονομικού μοντέλου λαμβάνονται υπόψη τα παρακάτω:

- **Οι ωριαίες πραγματικές χρονοσειρές της ΟΤΣ του ΕΣΜΗΕ (2011-2014)** και κατάλληλη πρόβλεψη εξέλιξης αυτών
- **Στοιχεία κόστους του επενδυτικού μέρους της διασύνδεσης** (μετατροπείς, καλώδια κλπ) από αντίστοιχα έργα, κατασκευαστικές εταιρίες και εκτιμήσεις
- **Κόστος ΥΚΩ (μεταβλητό και σταθερό) του ΜΑΝ και του ΔΣ** για την εκτίμηση του κόστους της Τοπικής Παραγωγής του νησιού και Εφεδρείας
- **Κόστος ΕΤΜΕΑΡ και ταρίφες των ΑΠΕ του ΜΑΝ και του ΔΣ** για την κοστολόγησή τους
- **Πρόβλεψη της εξέλιξης της τιμής των καυσίμων και πληθωρισμού**
- **Τα στοιχεία ενέργειας που έχουν προκύψει από το Τεχνικό μοντέλο**

5.2 Υπολογισμός Επενδυτικού Κόστους Διασύνδεσης

Η τεχνολογία διασύνδεσης HVDC υιοθετείται ολοένα και περισσότερο παγκοσμίως για τη μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ισχύος σε μεγάλες αποστάσεις, καθιστώντας εφικτή τη διασύνδεση τόσο ΣΗΕ μεταξύ χωρών με διαφορετική συχνότητα λειτουργίας, όσο και τη διασύνδεση ΘΑΠ και νησιωτικών συστημάτων που απέχουν μεγάλες αποστάσεις από το ηπειρωτικό ΣΗΕ. Όπως εξηγήθηκε και στο Κεφάλαιο 2 ο βασικός ανασταλτικός παράγοντας χρήσης της τεχνολογίας HVAC σε μεγάλες αποστάσεις είναι το χωρητικό ρεύμα που διαρρέει τα ΥΒΚ, γεγονός που καθιστά εφικτή την τεχνολογία αυτή για αποστάσεις διασύνδεσης που κυμαίνονται στο εύρος 70-100km [26]. Βασικό πλεονέκτημα της τεχνολογίας HVDC είναι ότι δεν υφίσταται χωρητικό ρεύμα στους συνδέσμους HVDC σε συνθήκες μόνιμης κατάστασης, γεγονός που τη καθιστά προτιμητέα λύση διασύνδεσης για μεγαλύτερες αποστάσεις.

Όπως προαναφέρθηκε το HVDC γίνεται ιδιαίτερα οικονομικά ελκυστικό για μεγάλα μήκη οδού λόγω χαμηλών απωλειών, χωρίς να υπάρχει ανάγκη για αντιστάθμιση αλλά και για τεχνικούς λόγους όπως η αποφυγή απαγορευτικά μεγάλων ρευμάτων φόρτισης. Έτσι για υποβρύχιες οδεύσεις πέρα των 50km περίπου η διασύνδεση με συνεχές ρεύμα είναι μονόδρομος, ενώ για εναέριες γραμμές μετά τα 800km περίπου η HVDC τεχνολογία γίνεται πιο οικονομικά ελκυστική από την HVAC (βλ. Σχ. 5.1)



Σχήμα 5.1: Σύγκριση κόστους τεχνολογίας HVAC-HVDC ανάλογα με την απόσταση [15]

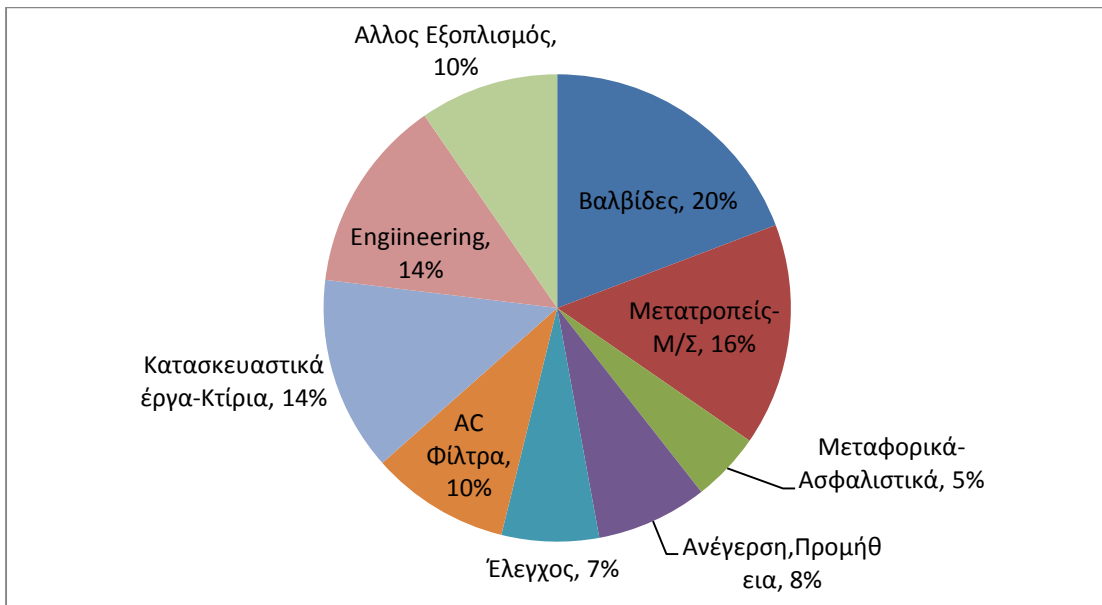
Το κόστος ενός HVDC Συστήματος εξαρτάται από διάφορους παράγοντες όπως:

- Την Ισχύ που μεταδίδεται
- Τον τύπο του μέσου μετάδοσης (τύπος καλωδίων, μετατροπέα κλπ)
- Περιβαλλοντικές συνθήκες (θερμοκρασία, υγρασία κλπ)

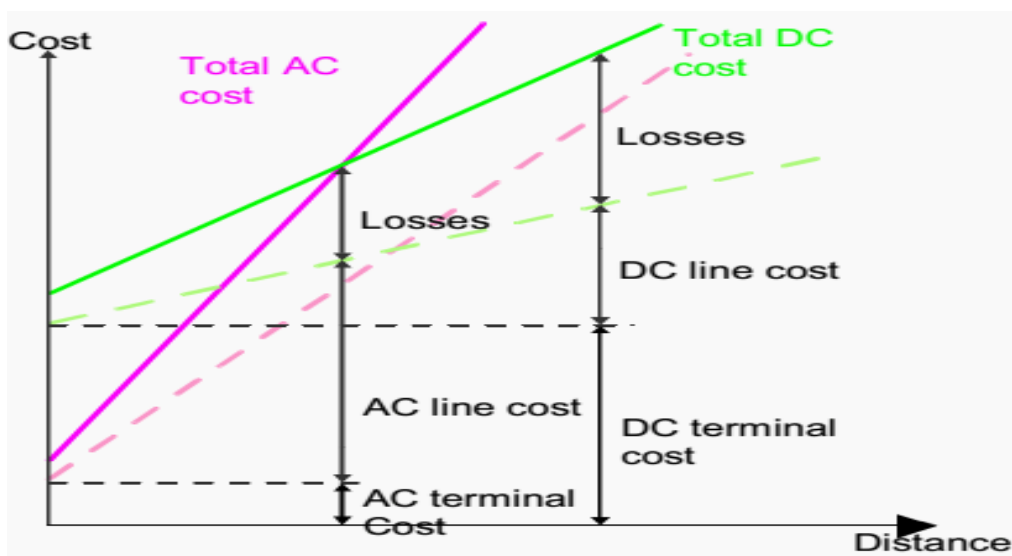
- Άλλες απαιτήσεις ασφάλειας και λειτουργίας

Παρακάτω παρουσιάζονται αναλογικά τα επιμέρους κόστη ενός σταθμού μετατροπής όπως διαμορφώνονται συνήθως (βλ. Σχ.5.2).

Ενώ η σύγκριση του κόστους του σταθμού μετατροπής και μέσου μετάδοσης για AC και DC με και χωρίς τις απώλειες φαίνονται στο Σχήμα 5.3 όπου είναι φανερό ότι με την αύξηση της απόστασης το κόστος AC αυξάνει με πολύ μεγαλύτερο ρυθμό από αυτό του DC καθιστώντας το DC πιο ελκυστικό οικονομικά. Επιπλέον φαίνεται ότι το κόστος καλωδίων και απωλειών του DC γίνεται ολοένα πιο μικρό αναλογικά με το AC με την αύξηση της απόστασης.



Σχήμα 5.2: Τυπικά Κόστη Σταθμού Μετατροπής ενός HVDC Συστήματος σε ποσοστό επί του συνόλου



Σχήμα 5.3: Σύγκριση Συνολικού Κόστους Σταθμού Μετατροπής και Μέσου Μεταφοράς με και χωρίς απώλειες μεταξύ AC και DC τεχνολογίας [15]

Όπως έχει αναλυθεί στο Κεφάλαιο 2 τα κύρια μέρη μιας HVDC διασύνδεσης είναι τα παρακάτω για το οποία υπολογίζεται το αντίστοιχο κόστος τους:

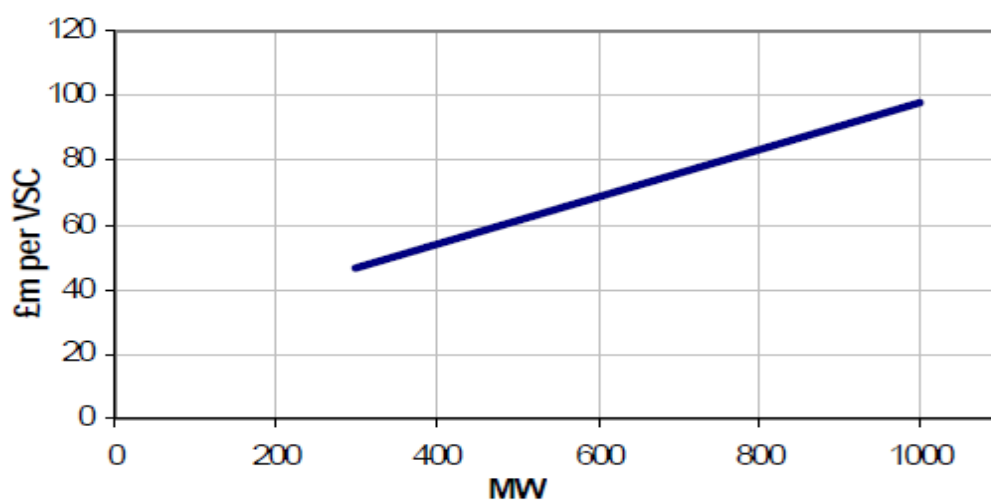
1) **Κόστος Σταθμού Μετατροπής VSC:** Οι σταθμοί μετατροπής βρίσκονται στα δύο άκρα της γραμμής μεταφοράς, είναι πανομοιότυποι και αποτελούνται από όλο τον αναγκαίο εξοπλισμό για την μετατροπή από συνεχές ρεύμα σε εναλλασσόμενο και το αντίστροφο. Τα υποσυστήματα τους έχουν αναλυθεί προηγουμένως.

Η κοστολόγηση τους έγινε με βάση στοιχεία που αντλήθηκαν από τα παρακάτω σχήματα και από το κόστος αντίστοιχων έργων και προσφορών μεγάλων εταιριών του χώρου και (είναι για $\pm 320\text{KV}$ τάση). **Σημειώνεται ότι τα κόστη των σχημάτων αυτών αφορούν όλο τον εξοπλισμό ενός Σταθμού Μετατροπής και είναι σε λίρες** άρα έγινε η μετατροπή τους σε € (θεωρήθηκε ισοτιμία $1\text{£} = 1,38\text{€}$). Έτσι ανάλογα με την ον. ισχύ διαμορφώθηκαν οι κάτωθι συναρτήσεις 5.1-5.2 από την γραμμικοποίηση των στοιχείων των εν λόγω σχημάτων με διαχωρισμό της ον. ισχύς για πάνω από 1000MW και κάτω, λόγω της μεγάλης διαφοράς στην τιμή.

$$\text{Για } \pm 320\text{kV} \text{ τάση, } S_{\text{VSC}} < 1000\text{MW} \quad C_{\text{VSC}} = 0.0866 \cdot S_{\text{VSC}} + 39 \quad [\text{M€}] \quad (5.1)$$

$$\text{Για } \pm 500\text{kV} \text{ τάση, } S_{\text{VSC}} > 1000\text{MW} \quad C_{\text{VSC}} = 0.046 \cdot S_{\text{VSC}} + 78 \quad [\text{M€}] \quad (5.2)$$

Σημειώνεται ότι οι παραπάνω συναρτήσεις κόστους περιλαμβάνουν όλον τον εξοπλισμό ενός σταθμού μετατροπής δηλαδή κόστος μετατροπέα, Μ/Σ, βαλβίδων, φίλτρων και πυκνωτών.



Average cost per VSC

Σχήμα 5.4: Κόστος Σταθμού Μετατροπέα VSC σε Εκατ.£ ανάλογα με την ον.ισχύ για τάση $\pm 320\text{KV}$ [37]

All costs are given in millions of Euros.

Specifications	Unit Cost
500 MW 300 kV	75 – 92
850 MW 320 kV	98 – 105
1250 MW 500 kV	121 – 150
2000 MW 500 kV	144 – 196

Πίνακας 5.1: Κόστος Σταθμού Μετατροπέα VSC σε εκατ.€ ανάλογα με την ον. ισχύ και τάση [38]

2) Κόστος Συστήματος Μεταφοράς: Το σύστημα μεταφοράς περιλαμβάνει το κόστος καλωδίωσης. Τα καλώδια που χρησιμοποιούνται για την διασύνδεση είναι ΥΒΚ HVDC, ενώ μπορεί να χρησιμοποιούνται και εναέρια καλώδια που συνδέουν τους σταθμούς μετατροπείς με τα αντίστοιχα ΚΥΤ του ΕΣΜΗΕ όπου αυτό κρίνεται αναγκαίο.

Το κόστος των ΥΒΚ χωρίζεται στο κόστος απόκτησης που είναι το κόστος αγοράς, προμήθειας κλπ των καλωδίων και στο κόστος εγκατάστασης που είναι το κόστος τοποθέτησης των καλωδίων στον πυθμένα. Επομένως το συνολικό κόστος των ΥΒΚ δίνεται από την παρακάτω εξίσωση:

$$C_{\text{YBK_DC}} = N_{\text{CABLES}} \cdot (C_A + C_I) \quad (5.3)$$

όπου N_{CABLES} είναι ο αριθμός των καλωδίων, C_A το κόστος απόκτησης και C_I το κόστος εγκατάστασης (Installation Cost).

Voltage (kV)	Section (mm ²)	R (mΩ/km)	S _{max} (MVA)	C _A (κ€/km)	C _I (κ€/km)	C _T (κ€/km)
150	1000	22.4	493	353.4	410.4	763.8
	1200	19.2	537	410.4	421.8	832.2
	1400	16.5	589	461.7	433.2	894.9
	1600	14.4	637	513.0	444.6	957.6
	2000	11.5	722	570.0	456.0	1026.0
300	1000	22.4	986	501.6	473.1	974.7
	1200	19.2	1075	581.4	490.2	1071.6
	1400	16.5	1177	655.5	501.6	1157.1
	1600	14.4	1274	729.6	513.0	1242.6
	2000	11.5	1444	809.4	530.1	1339.5

Πίνακας 5.2: Κόστος απόκτησης και εγκατάστασης δύο μονοπολικών ΥΒΚ σε κ€/km ανάλογα την τάση και την διατομή του [39].

Conductor Area mm ²	±150kV cable bipole				±300kV cable bipole			
	Capacity MW	Weight kg/m	Diameter mm	Installed Cost £/m	Capacity MW	Weight kg/m	Diameter mm	Installed Cost £/m
500	233	36	156	820	466	52	216	845
1000	352	54	192	1040	704	74	244	1090
1400	421	62	206	1216	841	86	260	1286
2000	516	82	226	1480	1031	106	280	1580
2400	573	96	242	1656	1146	122	296	1776
3000	653	114	256	1920	1306	140	310	2070

Πίνακας 5.3: Κόστος διπολικού ΥΒΚ (XPLE) σε £/m ανάλογα την τάση και την διατομή του [37].

Τα εν λόγω κόστη για ένα ζεύγος δύο μονοπολικών HVDC καλωδίων φαίνονται στους παραπάνω Πίνακες 5.1-5.2 ανάλογα την διατομή και την τάση τους, με βάση τα οποία και σε σύγκριση με τα κόστη αντίστοιχων μελετών διαμορφώθηκαν οι κάτωθι εξισώσεις (5.4-5.6) που προέκυψαν από γραμμικοποίησή τους (για την μετατροπή των τιμών του Πίνακα 5.3 σε € θεωρήθηκε ισοτιμία 1£ = 1,38€).

Για ±150KV τάση Μοναδιαίο Κόστος ΥΒΚ (XPLE) σε k€/km

$$C_{ΥΒΚ_DC} = (0.27 \cdot \text{Diat_ybk} + 171) \cdot N_{\text{CABLES}} + (0.045 \cdot \text{Diat_ybk} + 370.5) \quad (5.4)$$

Για ±320KV τάση Μοναδιαίο Κόστος ΥΒΚ (XPLE) σε k€/km

$$C_{ΥΒΚ_DC} = (0.35 \cdot \text{Diat_ybk} + 136.8) \cdot N_{\text{CABLES}} + (0.055 \cdot \text{Diat_ybk} + 421.8) \quad (5.5)$$

Η επιλογή της διατομής των καλωδίων, όπως έχει αναλυθεί και στο Κεφάλαιο 4.1 γίνεται με βάση το απαιτούμενο επίπεδο τάσης, την μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης και το ρεύμα φόρτισης από τους Πίνακες του Παραρτήματος Π5.1-Π5.4.

Όσον αφορά τις ΕΓΜ η κοστολόγηση $C_{ΕΓΜ}$ τους έγινε από στοιχεία της ΡΑΕ τα οποία παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.3 και συγκεκριμένα θα αναφερθούν στο Κεφάλαιο 6.

Επομένως το **συνολικό κόστος καλωδίωσης** προκύπτει από την παρακάτω εξίσωση:

$$C_{\text{ΚΑΛ_ΤΟΤ}} = [\text{Μήκος υποβρύχιας όδευσης σε km}] \cdot C_{ΥΒΚ_DC} + [\text{Μήκος ΕΓΜ σε km}] \cdot C_{ΕΓΜ} \quad (5.6)$$

3) Κόστος λοιπού εξοπλισμού: Όπως έχει προαναφερθεί το κόστος μετασχηματιστών, AC και DC φίλτρων, πυκνωτών και βαλβίδων έχει συμπεριληφθεί στο συνολικό του σταθμού μετατροπής C_{VSC} . Σε περίπτωση που υπάρχει υπεράκτια πλατφόρμα DC για την στέγαση των HVDC μετατροπέων, Μ/Σ Ισχύος κλπ τότε το κόστος της δίνεται από την Εξίσωση 5.7.

$$C_{DC_PLATFORM} = 28.5 \text{ [Μ€]} \quad (5.7)$$

ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ:

Το συνολικό κόστος επομένως δίνεται από τον παρακάτω τύπο (5.8) ανάλογα με τους πόλους – καλώδια της διασύνδεσης:

$$ΚΔ = 2 \cdot N \cdot C_{VSC} + C_{\text{ΚΑΛ_ΤΟΤ}} + C_{DC_PLATFORM} \quad (5.8)$$

όπου N ο αριθμός των διαφορετικών πόλων - καλωδίων του HVDC συστήματος

ΤΥΠΟΣ ΓΡΑΜΜΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ (Γ.Μ.)	ΕΚΤΙΜΩΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ (κ€/km)
Γ.Μ. Ε/150 kV μήκους τουλάχιστον 10 km	75
Γ.Μ. Ε/150 kV μήκους έως 1,5 km	110
Γ.Μ. Β/150 kV μήκους τουλάχιστον 10 km	100
Γ.Μ. Β/150 kV μήκους έως 1,5 km	145
Γ.Μ. 2Β/150 kV μήκους τουλάχιστον 10 km	135
Γ.Μ. 2Β/150 kV μήκους έως 1,5 km	195
Αναβάθμιση Γ.Μ. Ε σε 2Β/150 kV μήκους τουλάχιστον 10 km	160
Αναβάθμιση Γ.Μ. Ε σε 2Β/150 kV μήκους έως 1,5 km	230
Αναβάθμιση Γ.Μ. Β σε 2Β/150 kV μήκους τουλάχιστον 10 km	170
Αναβάθμιση Γ.Μ. Β σε 2Β/150 kV μήκους έως 1,5 km	240
Αναβάθμιση Γ.Μ. 2Β(Ε) σε 2Β/150 kV μήκους τουλάχιστον 10 km	50
Αναβάθμιση Γ.Μ. 2Β(Ε) σε 2Β/150 kV μήκους έως 1,5 km	70
Γ.Μ. Β'Β'/400 kV μήκους τουλάχιστον 10 km	195
Γ.Μ. Β'Β'/400 kV μήκους έως 1,5 km	270
Γ.Μ. 2Β'Β'/400 kV μήκους τουλάχιστον 10 km	315
Γ.Μ. 2Β'Β'/400 kV μήκους έως 1,5 km	460
Γ.Μ. Β'Β'Β'/400 kV μήκους τουλάχιστον 10 km	240
Γ.Μ. Β'Β'Β'/400 kV μήκους έως 1,5 km	340
Γ.Μ. 150 kV με χρήση υπογείου καλωδίου – Μονό κύκλωμα	500
Γ.Μ. 150 kV με χρήση υπογείου καλωδίου – Διπλό κύκλωμα σε κοινή όδευση	850

Πίνακας 5.4: Εκτιμώμενο κόστος κ€/km διάφορων τύπων γραμμών από τη ΡΑΕ [32]

5.3 Κόστος Εξυπηρέτησης του Φορτίου

5.3.1 Εισαγωγή

Παρακάτω παρουσιάζονται οι έννοιες των ΥΚΩ (Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας) και του ΕΤΜΕΑΡ (Ειδικό Τέλος Μείωσης Εκπομπών Αέριων Ρύπων) που θα χρησιμοποιηθούν αργότερα στην μελέτη, ενώ συνοπτικά φαίνονται στο *Σχήμα 5.5*.

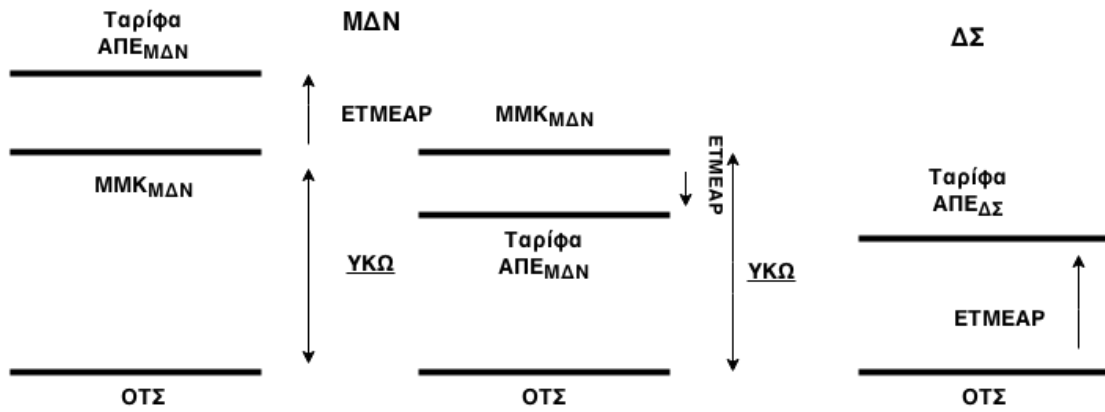
Όσον αφορά καταρχήν το Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΔΣ), η Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) αναπαριστά το χονδρεμπορικό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας. Η ΟΤΣ υπολογίζεται σε καθημερινή βάση από τον ΛΑΓΗΕ σύμφωνα με τον ν. 4001/11 στα πλαίσια του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) που αυτός διενεργεί και αποτυπώνεται στα δελτία του Λειτουργού ηλεκτρονικά και έντυπα. Επί του παρόντος κινείται μεσοσταθμικά περίξ των 60 ευρώ/MWh.

Οι προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας όσον αφορά την ηπειρωτική χώρα, αγοράζουν το ανταγωνιστικό σκέλος της ενέργειας ανά MWh που μεταπωλούν στους καταναλωτές στην ΟΤΣ και χωριστά πληρώνουν στους διαχειριστές (ΑΔΜΗΕ ή ΔΕΔΔΗΕ) την συμμετοχή τους στα υπόλοιπα κόστη της αγοράς. Προς επίρρωση αυτού, οι λογαριασμοί αντίστοιχα που εκδίδουν οι Προμηθευτές προς τους καταναλωτές έχουν παρόμοιο διαχωρισμό μεταξύ του ανταγωνιστικού κόστους για την καταναλισκόμενη ενέργεια που προέρχεται από την ΟΤΣ πλέον του περιθωρίου κέρδους τους και αφορά την προσφερόμενη τιμή ανά kWh και των υπολοίπων ρυθμιζόμενων χρεώσεων που άπτονται ευρύτερα της ηλεκτρικής αγοράς και είναι οι Χρεώσεις Συστήματος, οι Χρεώσεις Δικτύου, οι Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) και το ΕΤΜΕΑΡ.

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελληνική επικράτεια ωστόσο, διασυνδεδεμένο σύστημα (ΔΣ) και ΜΔΝ, αντιμετωπίζεται εκ του νόμου ενιαία ως προς το ανηγμένο κόστος που προσφέρεται στους καταναλωτές. Δηλαδή στα νησιά, παρότι στερούνται φθηνών λιγνιτικών και μεγάλων υδροηλεκτρικών (ΥΗΣ) σταθμών παραγωγής ηλεκτρισμού, προσφέρονται στους εκεί καταναλωτές ορθώς τα ίδια τιμολόγια με αυτά των καταναλωτών του ηπειρωτικού συστήματος το οποίο και απολαμβάνει την λειτουργία τέτοιων φθηνών μονάδων. Αναλυτικότερα στα νησιά το Μεσοσταθμικό Μεταβλητό Κόστος (ΜΜΚμδν) παραγωγής από συμβατικές μονάδες (πετρελαϊκές ή μαζούτ) υπολογίζεται κάθε εξάμηνο από την ΡΑΕ (περί τα 190 ευρώ/MWh). Αντίστοιχα το Μεσοσταθμικό Μεταβλητό Κόστος (ΜΜΚδσ) παραγωγής από συμβατικές μονάδες του διασυνδεδεμένου συστήματος κατόπιν της άρσης των στρεβλώσεων (κατάργηση Κανόνα 30% και ΜΑΜΚ) αντανakλάται καθημερινά στον ΗΕΠ και συγκεκριμένα στην ΟΤΣ η οποία μεσοσταθμικά επί του παρόντος ευρίσκεται περί τα 60 ευρώ/MWh.

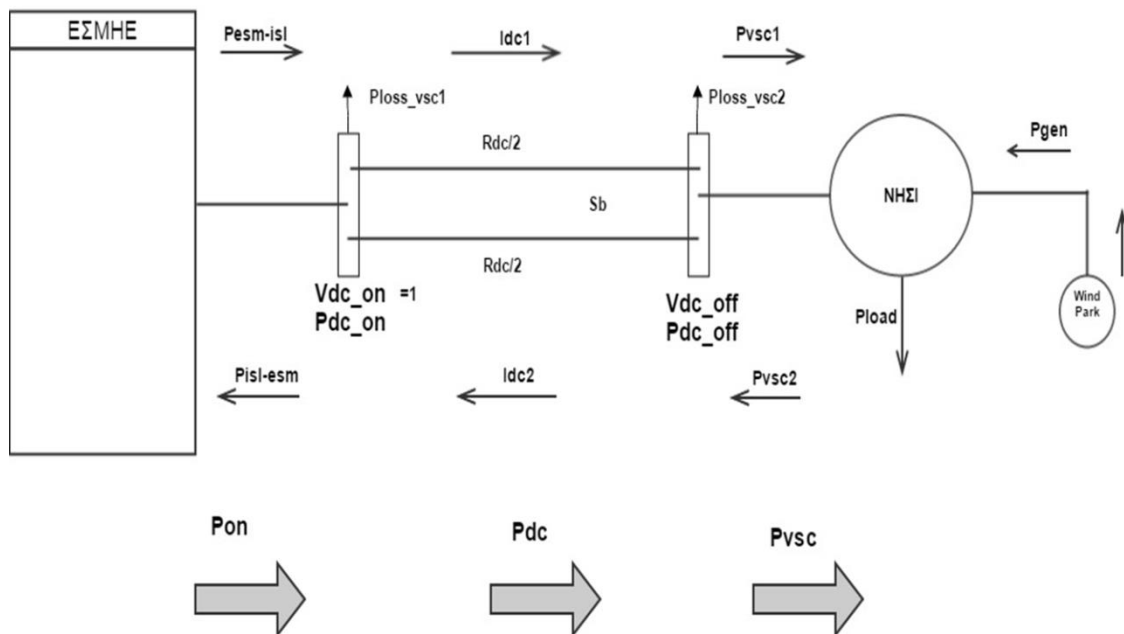
Γίνεται λοιπόν αντιληπτό πως αν οι Προμηθευτές μετακυλούσαν στον καταναλωτή το ανταγωνιστικό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας όπως το αγοράζουν από τις αγορές (στο ΔΣ με βάση την ΟΤΣ και στο ΜΔΝ με βάση το ΜΜΚμδν) χωρίς μηχανισμό εξισορρόπησης, τότε τα προσφερόμενα τιμολόγια στους καταναλωτές του ΜΔΝ θα ήταν τριπλάσια σε κόστος απ' ό,τι αυτά των πελατών του ΔΣ. Αυτό όμως ορθά δεν συμβαίνει διότι η Ελληνική αγορά κατανάλωσης ηλεκτρισμού αντιμετωπίζεται εκ του νόμου ενιαία ως προς τους καταναλωτές και για τον σκοπό αυτό έχει θεσπιστεί το Τέλος των ΥΚΩ (Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας). Τα ΥΚΩ εν προκειμένης, τα οποία ως διακριτή χρέωση εμφανίζονται στο μη-ανταγωνιστικό σκέλος των λογαριασμών ρεύματος των καταναλωτών, παίζουν μεταξύ και άλλων δράσεων (παροχή Κοινωνικού Οικιακού Τιμολογίου και Αγροτικού Τιμολογίου) τον ρόλο της αντιστάθμισης του υψηλού κόστους ηλεκτρισμού στα νησιά. Το 60% μάλιστα των ΥΚΩ και συγκεκριμένα ποσά άνω του μισού δις ευρώ ετησίως διατίθενται για την αντιστάθμιση του υψηλού κόστους αυτού των καταναλωτών των νησιών. **Με άλλα λόγια δηλαδή τα ΥΚΩ καλύπτουν την διαφορά μεταξύ ΟΤΣ και ΜΜΚμδν για τους Προμηθευτές του ΜΔΝ, ώστε να μπορούν αυτοί να προσφέρουν ενιαία Πανελλαδικά τιμολόγια στους πελάτες τους [33].**

Αντίστοιχα με την κατανάλωση ενιαία Πανελλαδικά είναι και η αγορά της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, όπου την διαφορά μεταξύ του συμβατικού κόστους από αυτό που καλούνται να καταβάλλουν οι Προμηθευτές προς τις ΑΠΕ, την πληρώνουν εξίσου Πανελλαδικά οι καταναλωτές κυρίως μέσω του Τέλους ΕΤΜΕΑΡ. Έτσι για το μεν ΔΣ το ΕΤΜΕΑΡ μαζί με τους λοιπούς πόρους ΑΠΕ καλείται να καλύψει την διαφορά μεταξύ ΟΤΣ και ταριφών ΑΠΕ, ενώ για το ΜΔΝ η διαφορά αφορά μεταξύ του υψηλότερου ΜΜΚμδν και των εκεί ανά τεχνολογία ΑΠΕ ταριφών. Το υψηλότερο όμως ΜΜΚμδν και συγκεκριμένα η διαφορά του από την ΟΤΣ έχει καλυφθεί από πόρους των ΥΚΩ επιδοτούμενους από τους καταναλωτές του ηπειρωτικού συστήματος και όχι από πόρους των καταναλωτών του ΜΔΝ όπως αναλύθηκε νωρίτερα. Συνεπώς η οικονομική λειτουργία και αποζημίωση των ΑΠΕ του ΜΔΝ βασιζόμενη στο ΜΜΚμδν ουδόλως αυτόνομη από την ηπειρωτική χώρα είναι. Το «τοπίο» αυτό αποτυπώνεται επακριβώς στην κείμενη νομοθεσία και συγκεκριμένα τόσο στον ιδρυτικό νόμο για την ύπαρξη ενός και μόνο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ Πανελλαδικά (άρθρο 40 του ν. 2773/99), όσο και εν συνεχεία στο άρθρο 143 του ν. 4001/11 όπου το ΜΜΚμδν αποτελεί έσοδο του Εθνικού Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ τον οποίο και διαχειρίζεται αποκλειστικά ο ΛΑΓΗΕ και προς χρηματοδότηση της λειτουργίας των ΑΠΕ Πανελλαδικά συμμετρως [33].



Σχήμα 5.5: Γραφική αναπαράσταση για την εξήγηση των μεγεθών $ΥΚΩ$ και $ETMEAP$

5.3.2 Υπολογισμός κόστους εξυπηρέτησης φορτίου



Σχήμα 5.6: Ενδεικτικό Σχήμα της Διασύνδεσης για την απεικόνιση της ονομασίας των ενεργειών που χρησιμοποιούνται στις ακόλουθες εξισώσεις

Παρακάτω αναλύονται τα επιμέρους κόστη που προκύπτουν από κάθε τρόπο εξυπηρέτησης της ζήτησης του φορτίου του νησιού, όπως έχει εξηγηθεί παραπάνω:

1) Μέσω της διασύνδεσης:

Το κόστος εξυπηρέτησης του φορτίου μέσω της διασύνδεσης από το Ηπειρωτικό Κορμό λαμβάνεται με βάση την Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ).

Συγκεκριμένα υπολογίζεται ωριαία από το μοντέλο matlab ως το γινόμενο της ΟΤΣ επί την ενέργεια που δίνεται από το ΕΣΜΗΕ (Pesm_isl) σύμφωνα με την εξίσωση (5.9) και με βάση το Σχήμα 5.7 ενώ βρίσκεται και το αντίστοιχο κόστος απωλειών της διασύνδεσης για λόγους πληρότητας.

$$K_{ΕΣΜΗΕ} = \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^{8760} [OTΣ(i, n) x Pesm_isl (i, n)] \quad (5.9)$$

$$K_{ΑΠΩΛ} = \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^{8760} [OTΣ(i, n) x \{Pesm_{isl} (i, n) - P_{vsc1}(i, n)\}]$$

όπου N τα έτη μελέτης, i τα “bins” ώρας και Pesm_isl η ενέργεια που δίνεται ωριαία από το ΕΣΜΗΕ προς το νησί και που υπολογίζεται από το μοντέλο και P_{vsc1} η αντίστοιχη που φτάνει στο νησί μετά τις απώλειες (βλ. Κεφ.4).

Για την ΟΤΣ χρησιμοποιούνται οι πραγματικές ωριαίες τιμές του ΕΣΜΗΕ για τα έτη 2011-2014 ενώ τα επόμενα χρόνια ακολουθούνται σενάρια για την εξέλιξή της. Συγκεκριμένα το βασικό σενάριο προβλέπει ετήσια αύξηση της ΟΤΣ κατά 1% με έτος βάσης το 2014, ενώ ακόμα εξετάζονται και τα σενάρια ±2% και στο τέλος γίνεται ανάλυση ευαισθησίας των τελικών αποτελεσμάτων ως προς αυτή. Τα παραπάνω θα αναλυθούν εκτενέστερα και θα παρουσιαστούν οι ωριαίες χρονοσειρές στο Κεφ.6

2) Από τις ΑΠΕ:

Το κόστος εξυπηρέτησης του φορτίου από τις ΑΠΕ του νησιού υπολογίζεται με βάση τις Ταρίφες ΑΠΕ (ΕΤΜΕΑΡ).

Σημειώνεται ότι στην περίπτωση της Αυτοδύναμης Ανάπτυξης (ΜΔΝ) η συνολική διαφορά της Ταρίφας ΑΠΕ από την ΟΤΣ του ΕΣΜΗΕ δίνεται ουσιαστικά από το άθροισμα (ή διαφορά) των ΥΚΩ και ΕΤΜΕΑΡ όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.5, ενώ στον Ηπειρωτικό Κορμό από το ΕΤΜΕΑΡ μόνο. Για την περίπτωση της Διασύνδεσης επειδή το μεταβλητό κόστος της ΤΠ τις ώρες που αυτή τίθεται σε λειτουργία, είναι διάφορο της ΟΤΣ του ΕΣΜΗΕ, προκύπτει κόστος ΥΚΩ (ελάχιστο) και άρα η διαφορά προκύπτει πάλι από το άθροισμα ΥΚΩ+ΕΤΜΕΑΡ που στο εξής ονομάζεται ΕΤΜΥΚΩ για συντομία.

Καταρχάς όπως έχει ειπωθεί και στην εισαγωγή, η ενέργεια που δίνεται από τις ΑΠΕ **διαχωρίζεται ωριαία** σε αυτή που δίνεται για την εξυπηρέτηση του Φορτίου του Νησιού (P_{gen} - P_{vsc2}) και σε αυτή που δεν μπορεί να απορροφηθεί και μεταπουλείται μέσω της διασύνδεσης στο ΕΣΜΗΕ (P_{vsc2}). Αυτός ο διαχωρισμός και ο υπολογισμός φαίνεται στις παρακάτω εξισώσεις (5.10-5.11).

Έτσι λοιπόν η ενέργεια από τις ΑΠΕ χρεώνεται στην Ταρίφα ΑΠΕ (που διαμορφώνεται ανάλογα το μίγμα και την πρόβλεψη της εξέλιξης των τιμών) ενώ η πλεονάζουσα ενέργεια (P_{vsc2}) χρεώνεται στην ΟΤΣ. Σε κάθε περίπτωση υπολογίζεται και το ΕΤΜΕΑΡ ώστε να φαίνεται ανάλογα με την θεώρηση το επιπλέον κόστος που μεταβιβάζεται στον καταναλωτή από την υψηλότερη τιμή που χρεώνονται οι ΑΠΕ σε σχέση με την ΟΤΣ.

$$K_{ΑΠΕ} = \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^{8760} [\{Ταρίφα ΑΠΕ\}(i, n) \times \{P_{gen} - P_{vsc2}\}(i, n)] \quad (5.10)$$

$$K_{ΑΠΕover} = \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^{8760} [\{ΟΤΣ\}(i, n) \times \{P_{vsc2}(i, n)\}] \quad (5.11)$$

$$\text{Όπου} \quad \text{θεωρούμενη Ταρίφα ΑΠΕ}(n) = ΟΤΣ(i, n) + ΕΤΜΥΚΩ(i, n) \quad (5.12)$$

$$\text{Και} \quad ΕΤΜΥΚΩ(i, n) = ΕΤΜΕΑΡ_{(i,n)} + (ΥΚΩ(i, n)) \quad (5.13)$$

$$K_{ΕΤΜΥΚΩ} = \sum [ΕΤΜΥΚΩ(i, n) \times \{P_{gen} - P_{vsc2}\}(i, n)] \quad (5.14)$$

όπου N τα έτη μελέτης, i τα “bins” ώρας και P_{gen} η ενέργεια που παράγεται ωριαία από τις ΑΠΕ του νησιού (ανάλογα το Σενάριο) και P_{vsc2} η «υπερβάλλουσα» ενέργεια από τις ΑΠΕ.

Οι Ταρίφες ΑΠΕ διαμορφώνονται με βάση τις υπάρχουσες και κατάλληλη πρόβλεψη αυτών για τα επόμενα χρόνια η οποία γίνεται ανάλογα με την εξέλιξη του κόστους των τεχνολογιών ΑΠΕ, τις οικονομικές συνθήκες της χώρας καθώς και τις ιδιαιτερότητες του εκάστοτε νησιού. Τα παραπάνω θα αναλυθούν εκτενέστερα στο Κεφ.6.

3) Από την τοπική θερμική παραγωγή:

Όπως έχει προαναφερθεί το κόστος εξυπηρέτησης του φορτίου μέσω της τοπικής θερμικής παραγωγής επιβαρύνεται από το μέσο μεταβλητό κόστος ΜΔΝ ($MMK_{ΜΔΝ}$) το οποίο λαμβάνεται με βάση τις ΥΚΩ (μεταβλητό μέρος). Το μεταβλητό κόστος περιλαμβάνει το κόστος υγρών καυσίμων και τις λοιπές δαπάνες (μισθοδοσίες έκτακτου προσωπικού κατά τους μήνες αιχμής, εκπομπές CO₂ κλπ).

Συγκεκριμένα η ΡΑΕ υπολογίζει κάθε τρίμηνο απολογιστικά το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές μονάδες στα ΜΔΝ με βάση στοιχεία της ΔΕΗ και στο τέλος κάθε χρόνου ορίζεται απολογιστικά το ετήσιο. Η διαδικασία αυτή απεικονίζεται αναλυτικά για την Κρήτη το 2012 στους Πίνακες Π5.5-Π5.8 του Παραρτήματος [34]. Από το MMK με βάση τα δικαιώματα εκπομπών CO₂ υπολογίζεται αντίστοιχα και το πλήρες μεταβλητό κόστος ($ΠΜΚ_{ΜΔΝ}$).

Οι τιμές λοιπόν MMK βρίσκονται με βάση τις ΥΚΩ από τις τιμές που δημοσιεύει η ΡΑΕ και η ΔΕΗ για το ΔΣ και για το συγκεκριμένο νησί που εξετάζεται και αναπροσαρμόζονται για τα επόμενα χρόνια με βάση την εξέλιξη των τιμών των καυσίμων. Η παραπάνω διαδικασία θα εξηγηθεί αναλυτικά στο Κεφ.6

Παρακάτω φαίνεται η εξίσωση που γίνεται ο ωριαίος υπολογισμός του κόστους εξυπηρέτησης της ζήτησης φορτίου από την Τοπική Παραγωγή:

$$K_{MET_TΠ} = \sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^{8760} \{ MMK(n) \times P_{TΠ}(i, n) \} \quad (5.15)$$

$$MMK(n) = OTΣ(i, n) + ΥΚΩ_{METABΛ}(n) \quad (5.16)$$

$$P_{TΠ}(i, n) = \{ P_{load} - P_{gen} - P_{dias} \}(i, n) \quad (5.17)$$

όπου N τα έτη μελέτης, i τα “bins” ώρας, MMK το μέσο μεταβλητό κόστος ΠΗΕ και P_{TΠ} η ωριαία ενέργεια που δίνεται από την TΠ για την τροφοδότηση του φορτίου. Η ενέργεια αυτή όπως έχει εξηγηθεί και στην Ενότητα 4.2 υπολογίζεται ωριαία από το μοντέλο με βάση τον τύπο (5.17) ως η διαφορά της ωριαίας ενέργειας του φορτίου πλην αυτής που δίνεται από τις ΑΠΕ και αυτής του ΕΣΜΗΕ μέσω της διασύνδεσης.

Η μεθοδολογία επιλογής και πρόβλεψης της εξέλιξης των παραπάνω τιμών MMK γίνεται με βάση τις τιμές των καυσίμων και αναλύεται στο Κεφάλαιο 6 όπου γίνεται η εφαρμογή της για το σύστημα της Κρήτης.

5.4 Κόστος Εφεδρείας

Για την διατήρηση της αδιάλειπτης και συνεχούς κάλυψης της ζήτησης του νησιού σε περίπτωση απώλειας μέρους της μεταφορικής ικανότητας της διασύνδεσης διατηρείται ανάλογα με το σενάριο που θεωρείται ένα μέρος της θερμικής τοπικής παραγωγής του νησιού σε εφεδρεία.

Θεωρείται ότι η απαιτούμενη εφεδρεία μπορεί να παρέχεται είτε από τις θερμικές μονάδες TΠ του νησιού (βρίσκονται σε ψυχρή εφεδρεία κυρίως για την περίπτωση απώλειας μέρους της διασύνδεσης) ή ακόμα και μέσω της διασύνδεσης από μονάδες που βρίσκονται στον ηπειρωτικό κορμό, όπου η μεν λαμβάνονται με βάση το σταθερό κόστος ΥΚΩ της TΠ και οι δε με βάση τα Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ). Θα μπορούσε να θεωρηθεί ότι όλη η απαιτούμενη εφεδρεία καλύπτεται από μια από αυτές τις δύο δυνατότητες, αλλά στα πλαίσια της παρούσας μελέτης αποφασίστηκε να ληφθούν και οι δύο υπόψη (καθώς άμα η διασύνδεση προκύπτει συμφέρουσα και με τις δύο τότε δεν χρήζει περαιτέρω διερεύνησης θεώρησης μόνο της μίας).

Η απαιτούμενη εφεδρεία λοιπόν που βρίσκεται στο ΕΣΜΗΕ σε ετοιμότητα να τροφοδοτήσει το φορτίο του νησιού, λαμβάνεται υπόψη με βάση τα Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ) των εκεί μονάδων.

Τα ΑΔΙ αφορούν την Αγορά Μακροχρόνιας Διαθεσιμότητας Ισχύος (Capacity Market) που στόχος της είναι η μείωση του επιχειρηματικού κινδύνου τόσο των παραγωγών όσο και των προμηθευτών. Δηλαδή η αγορά αυτή δημιουργήθηκε για να μπορέσει να παρέχει μια συνεχή και μακροχρόνια επάρκεια και ποιότητα ηλεκτρικής ενέργειας. Για να μπορέσει να επιτευχθεί ο παραπάνω στόχος η αγορά αρχικά βασίζεται στην έκδοση από τον κάθε παραγωγό των Αποδεικτικών Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΑΔΙ), στα οποία αναγράφεται η πραγματική διαθεσιμότητα ισχύος κάθε μονάδας του, όπως αυτή ορίζεται από τον διαχειριστή του συστήματος. Για να ικανοποιηθεί η απαίτηση της διαθεσιμότητας ισχύος, στη συνέχεια ο κάθε προμηθευτής συνάπτει συμβάσεις με τους παραγωγούς, οι οποίες ονομάζονται Συμβάσεις Διαθεσιμότητας Ισχύος (ΣΔΙ), και στις οποίες συμφωνούνται με οικονομικούς όρους οι εγγυήσεις των παραγωγών για κάποια ελάχιστη διαθεσιμότητα ισχύος των μονάδων τους. Έτσι, θεωρούμε ότι υπάρχει μια εξισορροπημένη αγορά (Balance Market) όταν ισχύει η παρακάτω σχέση:

$$ΑΔΙ (MW) = ΣΔΙ (MW) + Απαιτούμενη Μακροχρόνια Εφεδρεία \quad (5.18)$$

Η εφεδρεία λοιπόν που θεωρείται με βάση τα ΑΔΙ λαμβάνεται ίση με την αιχμή του φορτίου του προς μελέτη νησιού. Έτσι ετήσια υπολογίζεται το κόστος εφεδρείας από την συμβατική παραγωγή του ΕΣΜΗΕ με βάση την αποζημίωση των ΑΔΙ (θεωρείται ίση με 45.000€/MWh) όπως φαίνεται στον παρακάτω τύπο:

$$Κ_{ΑΔΙ} = \sum_{n=1}^N \{ ΑΔΙ_{ΤΠ_{ΕΣΜΗΕ}(MW)}(n) \times (Χρέωση ΑΔΙ)_{€/MWh} \} \quad (5.19)$$

$$\text{όπου} \quad ΑΔΙ_{ΤΠ_{ΕΣΜΗΕ}(MW)}(n) = Αιχμή Φορτίου Νησιού (n) \quad (5.20)$$

$$Χρέωση ΑΔΙ = (45.000)_{€/MWh}$$

Η κοστολόγηση των θερμικών μονάδων ΤΠ του νησιού που θεωρούνται σε Ψυχρή Εφεδρεία, γίνεται με βάση τα πραγματικά στοιχεία κόστους της ΤΠ του εκάστοτε ΜΔΝ από τον ΔΕΔΔΗΕ και λαμβάνεται με βάση το σταθερό μέρος των ΥΚΩ της υπάρχουσας παραγωγής. Το σταθερό κόστος προκύπτει από άθροιση της μισθοδοσίας των υλικών και αναλώσιμων, των αποσβέσεων, του κόστους κεφαλαίου και λοιπών σταθερών κοστών (όπως ενοίκια κλπ).

Το σταθερό κόστος εξαρτάται από το μίγμα ΘΗΣ του νησιού. Για το σκοπό αυτό κοστολόγησης του ακολουθείται η εξής μεθοδολογία:

Το πραγματικό σταθερό κόστος ΥΚΩ της υπάρχουσας ΤΠ ανάγεται σε €/MW και χρεώνεται με βάση αυτό η παραμένουσα εγκατεστημένη Ισχύς της ΤΠ του νησιού

μετά τη διασύνδεση (αυτή βρίσκεται με βάση τον προγραμματισμό της ΔΕΗ από το πρόγραμμα απένταξης των παλαιών μονάδων) αφού το ποσό αυτό αφορά τα κόστη των τωρινών μονάδων όπως έχουν προκύψει απολογιστικά από τον ΔΕΔΔΗΕ. Στη συνέχεια στο κόστος αυτό προστίθεται το επενδυτικό κόστος των νέων μονάδων που θα χρειαστούν για την κάλυψη των αναγκών εφεδρείας κατά τη διάρκεια της μελέτης, ενώ τέλος αναπροσαρμόζονται οι μισθοδοσίες κλπ στα MW της εγκατεστημένης ισχύς και αφαιρούνται οι αποσβέσεις μόνο των παλαιών σταθμών που τίθενται εκτός λειτουργίας από τη ΔΕΗ (αφού αυτοί έχουν αποσβεστεί πλήρως ενώ οι υπόλοιποι εξακολουθούν να αποπληρώνονται) .

Τα παραπάνω γίνονται αναλυτικά στους Πίνακες 6.28-6.29 του Κεφαλαίου 6 ενώ παρακάτω παρουσιάζονται οι βασικές εξισώσεις:

$K_{\Sigma\tau\alpha\theta_T\Pi}$

$$= [\{\text{Σταθερό Κόστος ΥΚ}\Omega_{(\epsilon/MW)}(n)\} \times \{\text{Εγκατεστημένη Ισχύς } T\Pi_{MW}(n)\} + \text{Επενδυτικό Κόστος Νέων Μονάδων}] \quad (5.21)$$

$$\text{Όπου Εγκατεστημένη Ισχύς } T\Pi_{MW}(n) = \{\text{Υπάρχουσα Εγκατεστημένη Ισχύς}(n) - \text{Θεωρούμενη Απένταξη Παλαιών Μονάδων}(n)\} \quad (5.22)$$

Επομένως το Συνολικό Κόστος Εφεδρείας λαμβάνεται ίσο με:

$$K_{\text{ΕΦΕΔΡ}} = K_{\text{ΑΔΙ}} + K_{\Sigma\tau\alpha\theta_T\Pi} \quad (5.23)$$

5.5 Κόστος Αξιοπιστίας

Όπως έχει εξηγηθεί αναλυτικά και στην Ενότητα 4.3.3 για κάθε μια από τις περιπτώσεις είτε ολικής είτε μερικής απώλειας της γραμμής, υπολογίζεται ωριαία το μέρος της ενέργειας που δεν τροφοδοτείται και αθροίζεται βρίσκοντας την ετήσια ενέργεια απωλειών (και για το σύνολο της μελέτης).

Πιο συγκεκριμένα σε κάθε μια από τις περιπτώσεις απώλειας του 100% , 50% και 0% της μεταφορικής ικανότητας της διασύνδεσης, χάνεται η ενέργεια που θα έδινε το ΕΣΜΗΕ μέσω της διασύνδεσης στο νησί στην προς μελέτη διάρκεια. Άρα η αναμενόμενη ενέργεια απωλειών είναι :

$$\text{Αναμενόμενη Ενέργεια Απωλειών}_{0,50,100\%} = P_{0,50,100\%} \cdot \text{Ενέργεια Διασύνδεσης}_{0,50,100\%} \quad (5.24)$$

Τέλος την αναμενόμενη ενέργεια απωλειών που δεν μπορεί να δώσει η διασύνδεση για την εξυπηρέτηση του φορτίου πρέπει πλέον να την παράγει η τοπική θερμική παραγωγή του νησιού προκειμένου προφανώς να γίνεται εξολοκλήρου η

εξυπηρέτηση του φορτίου. Άρα το κόστος αξιοπιστίας που προκύπτει είναι το μεταβλητό κόστος της τοπικής παραγωγής να παράγει αυτή την ενέργεια :

$$\text{Κόστος Αξιοπιστίας}_{0,50,100\%} = \text{Αναμενόμενη Ενέργεια Απωλειών}_{0,50,100\%} \cdot \text{Μεταβλητό Κόστος ΤΠ} \quad (5.25)$$

Άρα αναλυτικά για τις 3 παραπάνω περιπτώσεις:

- **Στην περίπτωση μεταφορικής ικανότητας 0%** χάνεται όλη η διασύνδεση επομένως υπολογίζοντας σε ετήσια βάση η ενέργεια που χάνεται είναι αυτή που θα έδινε η διασύνδεση στη διάρκεια αυτού του έτους (έστω $ED(n)$ - υπολογίζεται ωριαία από το μοντέλο Matlab και αθροίζεται στο σύνολο κάθε έτους). Επομένως η συνολική ετήσια αναμενόμενη ενέργεια απώλειας είναι για αυτή τη περίπτωση $P_{0\%} \cdot ED(n)$
Επομένως το κόστος αξιοπιστίας για αυτή τη περίπτωση είναι :

$$K_{RELIAB_0\%} = \sum_{n=1}^N [\{ P_{0\%} \times ED_{0\%}(n) \} \times MMK(n)] \quad (5.26)$$

$$\text{όπου } ED_{0\%}(n) = \sum_{i=1}^{8760} [\{ P_{vsc1}(i, n) \}] \quad (5.27)$$

Δηλαδή το μεταβλητό κόστος που θα προέκυπτε από την τοπική παραγωγή για να παράγει αυτή τη ενέργεια.

- **Στην περίπτωση που μεταφορικής ικανότητας ίσης με 50%** χάνεται όλη η ενέργεια που δεν μπορεί να εξυπηρετήσει η διασύνδεση του νησιού. Η ενέργεια που δεν μπορεί να εξυπηρετήσει είναι αυτή που το φορτίο πλην τις ΑΠΕ του νησιού ξεπερνάει την μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης.

Αν έστω S_{dias} η μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης τότε η ενέργεια που χάνεται είναι αυτή που ισχύει $\frac{S_{dias}}{2} < (\text{Φορτίο} - \text{ΑΠΕ})$. Αυτή η σύγκριση γίνεται ωριαία στο matlab για τα δεδομένα εισόδου και υπολογίζεται λοιπόν η εν λόγω ενέργεια $ED_{50\%}$. Επομένως η συνολική ετήσια αναμενόμενη ενέργεια απωλειών είναι για αυτή τη περίπτωση $P_{50\%} \cdot ED_{50\%}$.

Το κόστος λοιπόν προκύπτει με την ίδια λογική όπως πριν:

$$K_{RELIAB_50\%} = \sum_{n=1}^N [\{ P_{50\%} \times ED_{50\%}(n) \} \times MMK(n)] \quad (5.28)$$

$$\text{όπου } ED_{50\%}(n) = \sum_{i=1}^{8760} [\{ P_{load} - P_{gen} \}(i, n) \} - S_{ΔΙΑΣ}/2] \quad (5.29)$$

- **Στην περίπτωση μεταφορικής ικανότητας 100%** δεν χάνεται ενέργεια λόγω αξιοπιστίας άρα προκύπτει μηδενικό κόστος, δηλαδή:

$$K_{RELIAB_100\%} = 0 \quad (5.30)$$

Άρα τελικά το συνολικό κόστος αξιοπιστίας δίνεται από την ακόλουθη σχέση:

$$K_{\text{RELIAB}} = K_{\text{RELIAB_0\%}} + K_{\text{RELIAB_50\%}} + K_{\text{RELIAB_100\%}} \quad (5.31)$$

5.6 Οικονομική Αξιολόγηση

5.6.1 Εισαγωγή

Για την οικονομική αξιολόγηση της οικονομικότητας της διασύνδεσης επιλέγεται ο δείκτης του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE) ο οποίος συνήθως αφορά στο σύνολο της επένδυσης και υπολογίζει το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια ζωής μιας επένδυσης σταθμού παραγωγής. Στον δείκτη αυτό ενσωματώνονται όλα τα επιμέρους κόστη (επένδυσης, λειτουργίας, εφεδρείας, ασφάλισης κλπ) εκφρασμένα σε παρούσα αξία. Επίσης συγκρίνονται και τα συνολικά κόστη που προκύπτουν.

Ειδικότερα ως Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας (LCOE) ορίζεται η τιμή που θα πρέπει να αποζημιωθεί η παραγόμενη από τον σταθμό ενέργεια, ώστε να αποπληρώσει τον επενδυτή για το συνολικό του κόστος (κεφαλαίου, συντήρησης και λειτουργίας κλπ.) και υπολογίζεται ως το πηλίκο του συνολικού κόστους καθ' όλη την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης (total lifetime expenses) προς τη συνολική παραγωγή του σταθμού, εκφρασμένα σε όρους παρούσας αξίας [35]:

$$\text{LCOE} = (\text{total lifetime expenses} / \text{total expected output}) \quad (5.32)$$

5.6.2 Υπολογισμός

Όπως αναφέρθηκε στην Εισαγωγή, συνήθως το LCOE υπολογίζεται ως το πηλίκο των συνολικών δαπανών προς την ολική παραγωγή ενέργειας καθ' όλη την οικονομική διάρκεια ζωής της επένδυσης (γενικά από 20 μέχρι 40 έτη), εκφρασμένα σε παρούσες αξίες. Ανάλογα λοιπόν τι ακριβώς ενδιαφέρει να εκφράζει ο δείκτης που θα υπολογιστεί, χρησιμοποιούνται και τα αντίστοιχα κόστη και ενέργεια παρονομαστή.

Καταρχάς στην παρούσα μελέτη υπολογίζονται τα εξής:

- **Ο συνολικός δείκτης LCOE** (για όλα τα χρόνια μελέτης) κάθε Σεναρίου Διασύνδεσης για το προς μελέτη νησί

- **Οι ετήσιοι δείκτες LCOE** κάθε Σεναρίου για το προς μελέτη νησί (για το σκοπό αυτό το επενδυτικό κόστος της διασύνδεσης ανάγεται ετήσια με **τοκοχρεωλύσιο 10%**)
- **Ο συνολικός δείκτης LCOE** (για όλα τα χρόνια μελέτης) της **Αυτοδύναμης Ανάπτυξης** του νησιού

Έτσι λοιπόν με βάση τα παραπάνω συγκρίνοντας τους επιμέρους συνολικούς δείκτες LCOE των Σεναρίων Διασύνδεσης με αυτόν της Αυτοδύναμης Ανάπτυξης συμπεραίνεται :

- Αν συμφέρει καταρχάς να υλοποιηθεί η Διασύνδεση σε σχέση με την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη του νησιού
- Ποιό από όλα τα Σενάρια και τις τεχνικά εφικτές λύσεις Διασύνδεσης είναι το οικονομικότερα βιώσιμο.

Για τον υπολογισμό του κάθε διαφορετικού LCOE τα κόστη στον αριθμητή είναι διαφορετικά ενώ η ενέργεια στον παρονομαστή είναι κοινή, ίση με την ενέργεια ζήτησης του νησιού. Ο δείκτης του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας υπολογίζεται από τον παρακάτω γενικό τύπο:

$$\text{γενικός τύπος } LCOE = \frac{K_0 + \sum_{i=1}^N \frac{KOS_i}{(1+Ktot)^i}}{\sum_{i=1}^N \frac{E\Phi_i}{(1+Ktot)^i}} \quad (5.33)$$

Όπου

EΦ: Η ενέργεια που απαιτείται για την κάλυψη της ζήτησης φορτίου του νησιού το έτος i
 ΚΟΣ : Τα (μεταβλητά) κόστη που προκύπτουν (διαφορετικά για κάθε περίπτωση) για την εξυπηρέτηση της ενέργειας ζήτησης EΦ (λειτουργικά, επενδυτικά κλπ) κατά το έτος i
 Κ₀ : Το συνολικό αρχικό κόστος επένδυσης υλοποίησης της διασύνδεσης (ΚΔ)
 Ν : Τα χρόνια μελέτης, Κ_{tot} : το μεσοσταθμικό κόστος των κεφαλαίων

Συγκεντρωτικά υπολογίζονται οι εξής δείκτες LCOE που εξηγούνται αναλυτικά παρακάτω, ο LCOE_κ με δύο διαφορετικούς τρόπους λογισμού, ο LCOE_Π και LCOE_Σ.

Στην παρούσα μελέτη ενδιαφέρει ο υπολογισμός του παρακάτω δείκτη LCOE για την περίπτωση της διασύνδεσης με τους δυο τρόπους όπως έχουν εξηγηθεί στην *Ενότητα 4.2*, ενώ παράλληλα γίνεται και ο υπολογισμός δύο επιπλέον βοηθητικών δεικτών που επιτρέπουν την καλύτερη κατανόηση του αποτελέσματος :

- **Πόσα €/MWh επιβαρύνεται - κοστίζει στον καταναλωτή η εξυπηρέτηση του Φορτίου του Νησιού στο ΔΣ (LCOE_κ):** Αυτός ο τρόπος υπολογισμού αποτιμά πόσα € κατά μέσο όρο πρέπει να αποζημιώνεται κάθε MWh που

παράγεται από τον καταναλωτή ώστε να η επένδυση της διασύνδεσης να είναι βιώσιμη.

$$ΚΟΣΚ = Κ_{ΕΣΜΗΕ} + Κ_{ΑΠΕ} \text{ (Χρέωση ΑΠΕ στην Ταρίφα)} + Κ_{ΜΕΤ_ΤΠ} + Κ_{ΕΦΕΔΡ} + Κ_{RΕLIAB} \quad (5.34)$$

Εδώ όπως έχει εξηγηθεί στην *Ενότητα 5.3.2*, η χρέωση των ΑΠΕ γίνεται στην Ταρίφα όπου λαμβάνεται δηλαδή υπόψη το ΕΤΜΕΑΡ και οι ΥΚΩ αφού αυτά μετακυλιούνται και χρεώνονται στα τιμολόγια των καταναλωτών, για την ύπαρξη ενιαίας τιμής πώλησης του ρεύματος πανελλαδικά.

- **Πόσα €/MWh κοστίζει η ενέργεια για την εξυπηρέτηση του Φορτίου του Νησιού άμα αυτή δινόταν εξολοκλήρου μέσω της διασύνδεσης (LCOE_K):** Αυτός ο τρόπος υπολογισμού αποτιμά πόσα € κατά μέσο όρο κοστίζει κάθε MWh που παράγεται με το σκεπτικό ότι η ενέργεια για την εξυπηρέτηση του φορτίου μπορεί να προέρχεται από τις ΑΠΕ του νησιού ή/και του ΕΣΜΗΕ, από τις θερμικές μονάδες του νησιού ή/και του ΕΣΜΗΕ και επομένως εξετάζεται η ενέργεια σαν σύνολο που δίνεται από τη διασύνδεση χωρίς να θεωρούνται σενάρια ανάπτυξης ΑΠΕ επί του νησιού.

Αντίθετα αυτή η ενέργεια θα μπορούσε να δοθεί μέσω της διασύνδεσης στην ΟΤΣ και επομένως λαμβάνεται ίση με αυτή. Εξάλλου οι ΑΠΕ ή μέρος αυτών που θεωρούνται στο ενεργειακό μίγμα του νησιού θα μπορούσαν αντίστοιχα να βρίσκονται αλλού. Το κόστος αριθμητή λαμβάνεται λοιπόν σε αυτή την περίπτωση, όπως έχουν αναλυθεί παραπάνω τα επιμέρους κόστη, ίσο με:

$$ΚΟΣΚ = [Κ_{ΕΣΜΗΕ} + Κ_{ΑΠΕ}] \text{ (Χρέωση στην ΟΤΣ)} + Κ_{ΜΕΤ_ΤΠ} + Κ_{ΕΦΕΔΡ} + Κ_{RΕLIAB} \quad (5.35)$$

Τέλος γίνεται και ο υπολογισμός των εξής δύο βοηθητικών δεικτών LCOE για τον 1^ο τρόπο λογισμού, ώστε να διευκολύνεται η καλύτερη κατανόηση του αποτελέσματος:

- **Πόσα €/MWh θα κοστίζει η ενέργεια για την εξυπηρέτηση του Νησιού στο Σύστημα (LCOE_Σ):** Αυτός ο τρόπος υπολογισμού λαμβάνει υπόψη και την ενέργεια των ΑΠΕ (ΑΠΕ_{over}) που δεν μπορεί να απορροφηθεί και δίνεται στο ΕΣΜΗΕ.

$$ΚΟΣΣ = Κ_{ΕΣΜΗΕ} + Κ_{ΑΠΕ} \text{ (Χρέωση ΑΠΕ στην Ταρίφα)} + Κ_{ΑΠΕ_over} \text{ (Χρέωση στην ΟΤΣ)} + Κ_{ΜΕΤ_ΤΠ} + Κ_{ΕΦΕΔΡ} + Κ_{RΕLIAB} \quad (5.36)$$

Εδώ στην περίπτωση αυτή στον παρονομαστή του LCOE δεν ενδιαφέρει μόνο το φορτίο του νησιού αλλά και η ενέργεια του ΕΣΜΗΕ που οι ΑΠΕ του νησιού εξυπηρετούν και επομένως είναι το άθροισμα των δύο. Επιπλέον η χρέωση των ΑΠΕ του νησιού γίνεται στην ταρίφα (αφού αυτό το ποσό επιβαρύνει το σύστημα) ενώ η ενέργεια από αυτές που δίνεται στον ηπειρωτικό κορμό χρεώνεται στην ΟΤΣ (αφού υποκαθιστά μέρος ενέργειας που θα παραγόταν στο ΕΣΜΗΕ και θα κόστιζε στο σύστημα την Οριακή Τιμή).

- Πόσα €/MWh θα κόστιζε η ενέργεια για την εξυπηρέτηση του Νησιού στον Καταναλωτή αν οι ΑΠΕ χρεώνονταν στην ΟΤΣ (LCOE_Π):

$$ΚΟΣ_K = Κ_{ΕΣΜΗΕ} + Κ_{ΑΠΕ} \text{ (Χρέωση ΑΠΕ στην ΟΤΣ)} + Κ_{ΜΕΤ_ΤΠ} + Κ_{ΕΦΕΔΡ} + Κ_{RΕLΙΑΒ} \quad (5.37)$$

Σημειώνεται ότι σε όλες τις παραπάνω περιπτώσεις έχουμε και το επενδυτικό κόστος της διασύνδεσης ΚΔ που λαμβάνεται στον τύπο (5.33) σαν το Κ_ο.

Για την περίπτωση της **αυτοδύναμης ανάπτυξης** υπολογίζονται αντίστοιχα οι δείκτες LCOE_{Κ,Π} που εκφράζουν πόσα €/MWh κοστίζει η ενέργεια για την εξυπηρέτηση του Φορτίου του Νησιού στον καταναλωτή και παραγωγό αντίστοιχα. Το κόστος είναι:

$$ΚΟΣ_{Α,Α} = Κ_{ΑΠΕ} + Κ_{ΜΕΤ_ΤΠ} + Κ_{ΕΦΕΔΡ} \quad (5.38)$$

Από τον τύπο 5.33 λοιπόν και τα παραπάνω κόστη 5.34 - 5.36 υπολογίζονται τα αντίστοιχα LCOE_{Π,Κ,Σ} όπως έχει εξηγηθεί αναλυτικά.

Με βάση λοιπόν την σύγκριση τους με αυτό της αυτοδύναμης ανάπτυξης (βλ. Εξ.5.37) γίνεται φανερό αν η υλοποίηση της διασύνδεσης είναι συμφέρουσα και επιπλέον ποιο σενάριο παρουσιάζει το μεγαλύτερο όφελος.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 : ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

6.1 Δεδομένα Εισόδου Προσομοίωσης Τεχνικού Μοντέλου για το Σύστημα της Κρήτης

6.1.1 Οριστικοποίηση Σεναρίων Διασύνδεσης Κρήτης

Στο *Κεφάλαιο 3.3* επανεξετάστηκαν εκτενώς τα Σενάρια διασύνδεσης της Κρήτης σύμφωνα με το δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης του συστήματος μεταφοράς και τις προτάσεις της ΡΑΕ-ΑΔΜΗΕ. Αναφέρονται λοιπόν εδώ τα συμπεράσματα που προέκυψαν:

- όσον αφορά τη θέση των σημείων άφιξης και εκκίνησης των οδεύσεων καταλληλότερη λύση κρίνεται η όδευση από την περιοχή Λινοπεραμάτων (με την Κορακιά να ακολουθεί) προς την Αττική και συγκεκριμένα στο ΚΥΤ Κουμουνδούρου (ΚΥΤ Αχαρνών αντίστοιχα)
- Για την τεχνολογία των συνδέσμων είναι επιβεβλημένη η χρήση VSC- HVDC διπολικής διασύνδεσης μεταφορικής ικανότητας μεταξύ 2×350MW-2×500MW με καλύτερη επιλογή αυτή των 2×500MW λαμβάνοντας υπόψη την μελλοντική ανάπτυξη του νησιού (Συγκεκριμένα ο ΑΔΜΗΕ πρότεινε σύνδεση 2×350MW ενώ η ΡΑΕ αντιπρότεινε 2×500MW ως καλύτερη επιλογή λαμβάνοντας υπόψη χρόνο 20-ετίας) [23]
- Για την τάση λειτουργίας του συνεχούς εκτιμάται ότι θα είναι της τάξεως των 300 – 400kV με μάλλον πιο ρεαλιστική επιλογή αυτή των 320kV.

Με βάση τα παραπάνω λοιπόν διαμορφώνονται το εξής κύριο Σενάριο Διασύνδεσης DC που εξετάζεται στην παρούσα μελέτη:

- **Σενάριο Διασύνδεσης Α:**

Το Σενάριο Α προβλέπει τη διασύνδεση της Κρήτης με ΚΥΤ της Αττικής (πιθανώς ΚΥΤ Κουμουνδούρου ή Αχαρνών) που θα εκκινεί από τα Λινοπεράματα ή την Κορακιά και θα φτάνει με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 360-380km αντίστοιχα στην Αττική, όπου θα συνδέεται με κατάλληλο υπόγειο καλώδιο ή εναέρια Γ.Μ. με ΚΥΤ της Αττικής.

Περιλαμβάνει δύο υποπεριπτώσεις:

Την διασύνδεση με διπολικό σύνδεσμο DC ικανότητας $2 \times 350 \text{ MW} = 700 \text{ MW}$ (A1) και με διπολικό σύνδεσμο DC ικανότητας $2 \times 500 \text{ MW} = 1000 \text{ MW}$ (A2) (βλ. Σχήμα Παράρτημα Π6.1).

Το Σενάριο αυτό κρίνεται και το βασικό Σενάριο της μελέτης αφού όλες οι απόψεις συνηγορούν ότι μάλλον παρουσιάζει τα περισσότερα πλεονεκτήματα.

Άλλα σενάρια διασύνδεσης που έχουν προταθεί κατά καιρούς και χρίζουν εξέτασης φαίνονται στον παρακάτω Πίνακα 6.1.

ΣΕΝΑΡΙΑ		Έτος Κατασκευής	Σημείο Άφιξης - Εκκίνησης Διασύνδεσης		Διπολική Διασύνδεση VSC-HVDC		Km Καλωδίων	
			ΕΣΜΗΕ	Κρήτη			ΥΒΚ	ΕΓΜ
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ	Α	2020	ΚΥΤ Αττικής (Κουμουνδούρου)	Λινοπεράματα	2x350 MW	2x500 MW	380	20
			ΚΥΤ Αττικής (Αχαρνών)	Κορακιά			360	
	Β	2020	ΚΥΤ Αττικής (Αχαρνών)	Κορακιά	2x350 MW		380	20
		2030	ΚΥΤ Μεγαλόπολης (μέσω Μονεμβασιάς)	Κοντά στα Χανιά	2x350 MW		250	120
	Γ	2020	ΚΥΤ Μεγαλόπολης (μέσω Μονεμβασιάς)	Κορακιά	2x350 MW		250	120

Πίνακας 6.1 : Σενάρια Διασύνδεσης που εξετάζονται στην παρούσα μελέτη –Βασικό Σενάριο εξέτασης το Α

6.1.2 Στοιχεία του Τεχνικού Εξοπλισμού

Για την τεχνολογία των συνδέσμων, όπως έχει προκύψει από προηγούμενες μελέτες για την στατική και δυναμική συμπεριφορά του συστήματος της Κρήτης [48], επιλέγεται η χρήση **VSC - HVDC διπολικής διασύνδεσης** ώστε να καλύπτεται το κριτήριο N-1 όσον αφορά το ήμισυ της συνολικής ισχύος. Συγκεκριμένα τρία καλώδια είναι επιβεβλημένα (θετικός – αρνητικός πόλος και επιστροφή ουδετέρου) με πλήρη υποκαταστασιμότητα θετικού και αρνητικού πόλου, δυνατότητα λειτουργίας σε πλήρη ισχύ σε περίπτωση απώλειας του ουδετέρου και δυνατότητα λειτουργίας στο ήμισυ σε περίπτωση απώλειας του καλωδίου αρνητικού ή θετικού.

Για τη μελέτη επίδρασης της αξιοπιστίας των μετατροπέων VSC στην απορριπτόμενη ενέργεια της διασύνδεσης καθ' όλη τη διάρκεια, θεωρήθηκε ρυθμός βλαβών ίσος με **1.4** βλ./έτος και χρόνος επισκευής **14** ώρες καθότι ο μετατροπέας είναι επίγειος, με βάση δημοσιευμένα στοιχεία παρόμοιων μελετών [1, 30, 46]. Ενώ για αποτυχία κοινού κόμβου του συστήματος προστασίας και ελέγχου των μετατροπέων καθώς και για αποτυχία του DC εξοπλισμού θεωρήθηκαν αντίστοιχα ρυθμός ίσος με **0.063**

βλ./έτος και χρόνος επισκευής **6** ώρες και **0.015** βλ./έτος με χρόνος επισκευής **12** ώρες [30].

Όσο αναφορά τα ΥΒ καλώδια, η διατομή τους επιλέγεται ανάλογα με την μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης και την τάση από τα στοιχεία της ABB (HVDC Light [36]) τα οποία απεικονίζονται αναλυτικά στους Πίνακες του Παραρτήματος Π5.1-Π5.4. Σύμφωνα με τα στοιχεία αυτά η επιλογή επιπέδου τάσης **150kV κρίνεται μη ρεαλιστική** καθώς ήδη για μεταφορική ικανότητα διασύνδεσης 2x350MW απαιτούνται καλώδια διατομής μεγαλύτερης των 2400mm², ενώ για την 2x500MW πολύ παραπάνω που δεν υπάρχει τέτοια τυποποίηση. Επιπλέον έως σήμερα τα καλώδια HVDC Light έχουν φτάσει μέχρι 320kV τάσης διπόλου, και όπως δείχνουν οι απώλειες από την εφαρμογή στο μοντέλο η 320kV τάση συνιστά την καλύτερη επιλογή (βλ. Ενότητα 7.3.6 για περαιτέρω).

Τέλος τα στοιχεία των ΕΓΜ επιλέγονται πάλι από το παραπάνω έγγραφο με ανάλογα κριτήρια. Τα στοιχεία αφορούν ζεύγος μονοπολικών ΥΒΚ HVDC αγωγού Cu και ζυγούς χερσαίων μονοπολικών HVDC αγωγού Al [36].

Στον παρακάτω Πίνακα 6.2 παρουσιάζονται λοιπόν τα **στοιχεία καλωδίων** που επιλέχθηκαν για τα υποβρύχια καλώδια και τις εναέριες γραμμές μεταφοράς:

ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	ΤΑΣΗ 320 KV			
2x350MW	Close Laying		R	Διατομή
	(MW)	(Amps)	(Ω/km)	(mm ²)
ΥΒΚ	752	1175	0.0221	800
ΕΓΜ	701	1096	0.0247	1200
2x500MW	Laying		R	Διατομή
	(MW)	(Amps)	(Ω/km)	(mm ²)
ΥΒΚ	1020	1594	0.0126	1400
ΕΓΜ	1005	1571	0.0132	2200

Πίνακας 6.2: Επιλογή διατομής καλωδίων με βάση την τάση και την μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης

Για τη μελέτη επίδρασης της αξιοπιστίας των ΥΒΚ και χερσαίων καλωδίων HVDC στην απορριπτόμενη ενέργεια της διασύνδεσης καθ' όλη την διάρκεια της μελέτης, θεωρήθηκε ρυθμός βλαβών ίσος με **0.07** βλ./έτος/100 km και χρόνος επισκευής **1440** ώρες για τα ΥΒΚ HVDC [1], για το ενδεχόμενο διπλής-ταυτόχρονης βλάβης (των γραμμών του διπόλου) ρυθμός βλαβών ίσος με **0.0025** βλ./έτος/100 km και χρόνος επισκευής **1440** ώρες και τέλος ρυθμός βλαβών ίσος με **0.15** βλ./έτος/100 km [30] και χρόνος επισκευής **16** ώρες για τις Ε.Γ.Μ [1].

Για τους ρυθμούς βλαβών και χρόνους επισκευής των επιμέρους στοιχείων όπως Μ/Σ, αυτόματοι διακόπτες κλπ τα στοιχεία αντλήθηκαν από το έγγραφο [30].

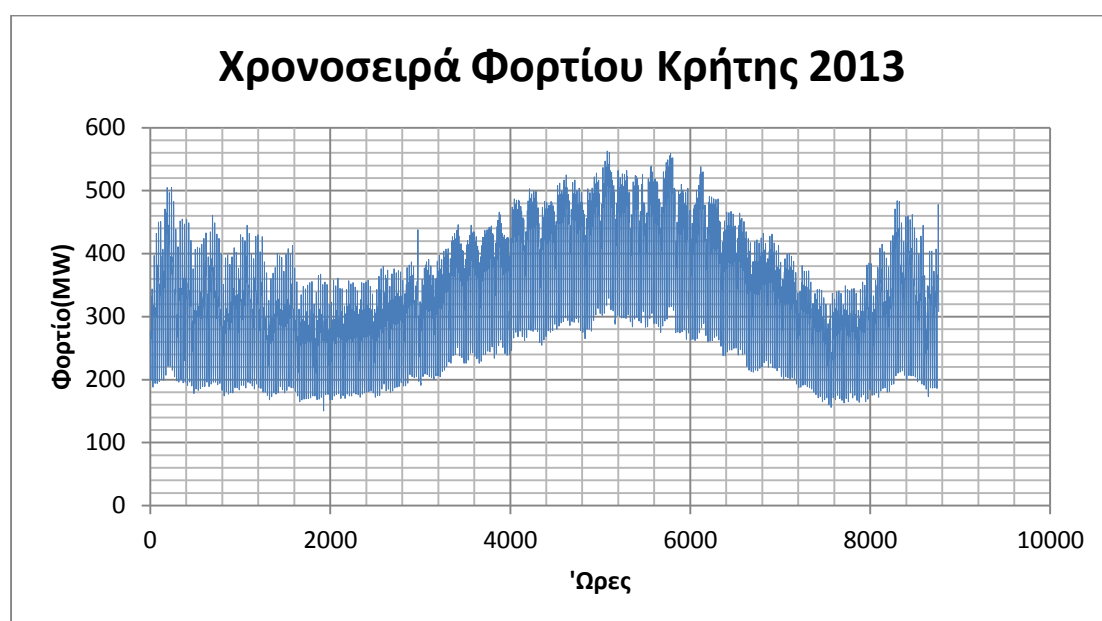
6.1.2 Ζήτηση νησιού και εξέλιξή της

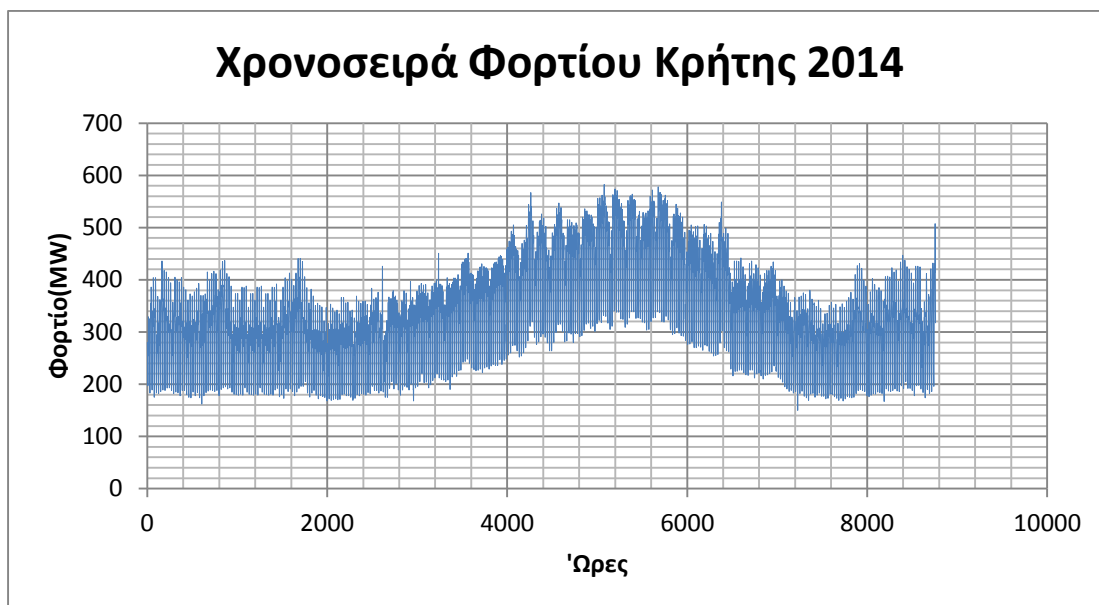
Αρχικά παρουσιάζεται η εξέλιξη της ζήτησης και της αιχμής της Κρήτης κατά την περίοδο 2000-2010 (βλ. Πίνακα 6.3).

ΕΤΟΣ	Ζήτηση (GWh)	Ετήσιος ρυθμός αύξησης (%)	Μέση ωριαία αιχμή (MW)	Ετήσιος ρυθμός αύξησης (%)	Συντελεστής Φορτίου (%)
2000	2078		418		56.6
2001	2192	5.5	448	7.3	55.8
2002	2301	5.0	506	12.9	51.9
2003	2445	6.3	498	-1.5	56.1
2004	2545	4.1	529	6.2	54.7
2005	2654	4.3	560	5.9	54.1
2006	2832	6.7	605	8.0	53.4
2007	2961	4.5	650	7.4	52.0
2008	3047	2.9	633	-2.6	54.9
2009	2989	-1.9	618	-2.4	55.2
2010	3014	0.8	638	3.2	53.9

Πίνακας 6.3: Ιστορικά Στοιχεία Ζήτησης Κρήτης 2000-2010 [ΔΕΗ]

Για τις χρονιές 2011-2014 χρησιμοποιήθηκαν σαν δεδομένα εισόδου του μοντέλου οι πραγματικές ωριαίες χρονοσειρές του φορτίου της Κρήτης. Παρακάτω παρουσιάζονται αυτές του 2013 και 2014 (βλ. Σχήμα 6.1) μαζί με τα κύρια στοιχεία τους (βλ. Πίνακας 6.4). Η ζήτηση παρουσίασε μια συνολική μείωση μετά το 2010, γεγονός που οφείλεται κυρίως στην οικονομική κρίση.





Σχήμα 6.1: Ωριαίες χρονοσειρές φορτίου ζήτησης Κρήτης 2013-2014 [ΔΕΔΔΗΕ]

ΕΤΟΣ	Ζήτηση (GWh)	Ετήσιος ρυθμός αύξησης (%)	Μέση ωριαία αιχμή (MW)	Ετήσιος ρυθμός αύξησης (%)
2011	2757,8	-9%	559,3	-12%
2012	2667,7	-3%	563,27	1%
2013	2854,1	7%	563,58	0%
2014	2879,9	1%	582,48	3%

Πίνακας 6.4: Στοιχεία της ζήτησης της Κρήτης 2011-2014 [ΔΕΔΔΗΕ]

Σύμφωνα με τα τελευταία δεδομένα το έργο της ηλεκτρικής διασύνδεσης της Κρήτης έχει ενταχθεί στο δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης του Α.Δ.Μ.Η.Ε. 2014-2023 με στόχο ολοκλήρωσης το 2022 και πρόθεση επίσπευσης της ολοκλήρωσης πριν το 2020 [4],[18]. **Επομένως σαν περίοδος μελέτης θεωρείται η εικοσαετία 2020-2040.**

Την περίοδο 2000-2008 υπήρξε μια συνεχής αύξηση της συνολικής καθαρής ζήτησης ενώ την τελευταία τετραετία ως επακόλουθο της οικονομικής κρίσης παρατηρείται συνεχής μείωση. Γεγονός που συνάδει με την αντίστοιχη πορεία της εξέλιξης της ζήτησης στην Κρήτη και καταδεικνύει την σημασία να εξεταστεί η πρόβλεψη της συνολικής καθαρής ζήτησης ενέργειας του ΕΣΜΗΕ κατά την πρόβλεψη της ζήτησης της Κρήτης.

Οι προβλέψεις του ΑΔΜΗΕ για την εξέλιξη της ζήτησης ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ κατά την επόμενη δεκαετία (2014-2024) βασίζονται στα διαθέσιμα ιστορικά στοιχεία της ζήτησης και θερμοκρασίας και σε δημοσιευμένες προβλέψεις που έχουν εκπονηθεί από άλλους αρμόδιους φορείς (μεσοπρόθεσμη εξέλιξη του ΑΕΠ, μακροπρόθεσμες προβλέψεις της ζήτησης κλπ), λαμβάνοντας υπόψη τυχόν διαθέσιμες προβλέψεις

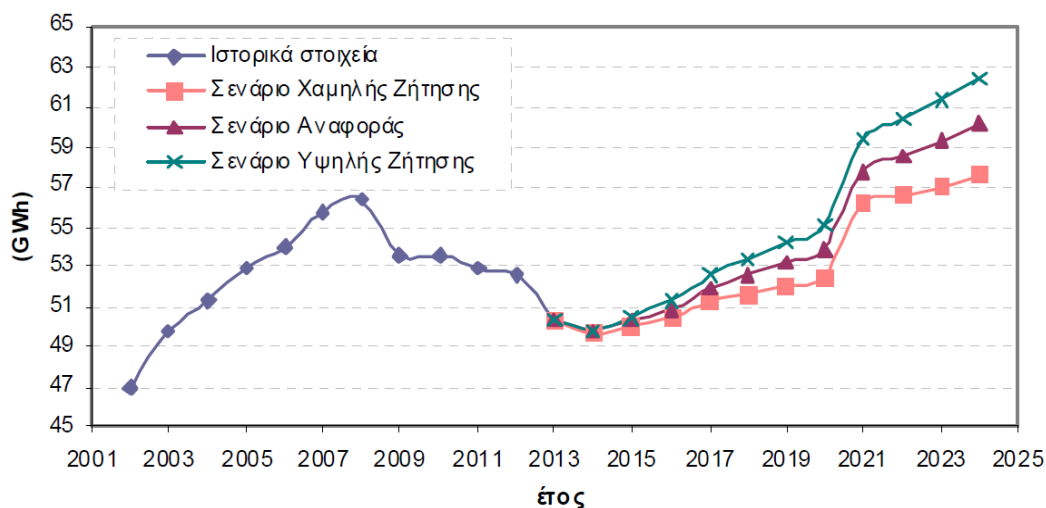
προμηθευτών. Η πρόβλεψη λοιπόν της καθαρής συνολικής ζήτησης ΕΣΜΗΕ από τον ΑΔΜΗΕ φαίνεται στο Σχήμα 6.2.

Έτος	Καθαρό Φορτίο Συστήματος ^(*) (GWh)	Ετήσια μεταβολή	Συνολική Καθαρή Ζήτηση (GWh)	Ετήσια μεταβολή	Μέση ετήσια μεταβολή			
					10-ετία 2003-2012	5-ετία 2003-2007	5-ετία 2008-2012	3-ετία 2010-2012
2002	46 974		46 974					
2003	49 732	5.87%	49 732	5.87%	0.63%	2.87%		
2004	50 954	2.46%	51 225	3.00%				
2005	52 553	3.14%	52 880	3.23%				
2006	53 597	1.99%	53 990	2.10%				
2007	55 253	3.09%	55 690	3.15%				
2008	55 675	0.76%	56 310	1.11%				
2009	52 436	-5.56%	53 490	-5.01%				
2010	52 329	-0.20%	53 545	0.10%			-1.68%	
2011	51 492	-1.60%	52 915	-1.18%				-0.88%
2012	50 289	-2.34%	52 611	-0.58%				
2013 ^(**)	(38 340)		(42 028)					

(*) Το φορτίο που διακινείται στο Σύστημα χωρίς το φορτίο άντλησης. Δεν περιλαμβάνεται το φορτίο που καλύφθηκε από τη διεσπαρμένη παραγωγή που συνδέεται στο Δίκτυο Διανομής. Περιλαμβάνονται οι απώλειες Συστήματος.

(**) Στοιχεία μέχρι και τον Οκτώβριο του 2013

Πίνακας 6.5: Εξέλιξη της καθαρής ζήτησης της ενέργειας στο ΕΜΣΗΕ 2002-2012[2]



Σχήμα 6.2: Προβλέψεις ΑΔΜΗΕ για την εξέλιξη της συνολικής καθαρής ζήτησης κατά την περίοδο 2014 – 2024 [4],[18]

Επομένως με βάση τις παραπάνω προβλέψεις η εξέλιξη της ζήτησης της Κρήτης μέχρι το 2020 θεωρείται ότι συνάδει περίπου με αυτή του ΕΣΜΗΕ όπου δηλαδή θεωρείται μια ετήσια αύξηση 1.5% (Σενάριο Αναφοράς) ενώ στη συνέχεια αναθεωρούνται οι προβλέψεις από τη μελέτη ΡΑΕ-ΔΕΗ [2]. Συγκεκριμένα από το 2020 και μετά θεωρείται, όπως φαίνεται και από την αντίστοιχη τάση της ενέργειας

του ΕΣΜΗΕ, μια αύξηση 2.7% τα πρώτα 10 χρόνια (2020-2029) και μια 2.1% τα επόμενα 10 (2030-2039) [2], ενώ για τα υπόλοιπα θεωρείται ίση με 1.5%.

Τα παραπάνω συμπεράσματα παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.6 και η συνολική λοιπόν εξέλιξη της ζήτησης της Κρήτης και της αιχμής που θεωρήθηκε στον Πίνακα 6.7. Τα Σενάρια της μελέτης του ΑΔΜΗΕ παρατίθενται στον Πίνακα Π6.2.

ΕΤΟΣ	2015-2019	2020-2029	2030-2039	2040+
Μ.Ο.ΑΥΞΗΣΗΣ(%)	1.5%	2.7%	2.1%	1.5%

Πίνακας 6.6: Ετήσια θεωρούμενη αύξηση της ζήτησης στην Κρήτη

ΕΤΟΣ	Ζήτηση (GWh)	Μέση ωριαία αιχμή (MW)	Ελάχιστο (MW)	ΕΤΟΣ	Ζήτηση (GWh)	Μέση ωριαία αιχμή (MW)	Ελάχιστο (MW)
2011	2757,75	636,00	132,40	2027	3839,41	776,56	200,89
2012	2667,69	635,87	133,85	2028	3943,07	797,53	206,31
2013	2854,13	563,58	150,21	2029	4049,53	819,06	211,88
2014	2879,85	582,48	150,68	2030	4134,57	836,26	216,33
2015	2923,05	591,22	152,94	2031	4221,40	853,82	220,87
2016	2966,90	600,09	155,23	2032	4310,05	871,75	225,51
2017	3011,40	609,09	157,56	2033	4400,56	890,06	230,25
2018	3056,57	618,22	159,93	2034	4492,97	908,75	235,08
2019	3102,42	627,50	162,33	2035	4587,33	927,83	240,02
2020	3186,19	644,44	166,71	2036	4683,66	947,32	245,06
2021	3272,21	661,84	171,21	2037	4782,02	967,21	250,21
2022	3360,56	679,71	175,83	2038	4882,44	987,52	255,46
2023	3451,30	698,06	180,58	2039	4984,97	1008,26	260,82
2024	3544,48	716,91	185,45	2040	5089,65	1029,43	266,30
2025	3640,18	736,26	190,46	2041	5166,00	1044,88	270,30
2026	3738,47	756,14	195,60	2042	5243,49	1060,55	274,35

Πίνακας 6.7: Εξέλιξη στοιχείων φορτίου Κρήτης που θεωρήθηκε 2011-2042

Η παραπάνω λοιπόν πρόβλεψη της ζήτησης εφαρμόζεται στις ωριαίες χρονοσειρές του φορτίου όπου και εισάγονται στο μοντέλο με περίοδο μελέτης 2020-2040. Θεωρείται προφανώς η ίδια εξέλιξη της ζήτησης και στην περίπτωση της Αυτοδύναμης Ανάπτυξης του νησιού και στην Διασύνδεση. Τέλος εξετάζονται σε επόμενη ενότητα και η αύξηση της ζήτησης με βάση τα σενάρια Χαμηλής και Υψηλής Ζήτησης του ΑΔΜΗΕ.

6.1.3 ΑΠΕ

Ως δεδομένα εισόδου ΑΠΕ στο μοντέλο δόθηκαν οι πραγματικές χρονοσειρές αιολικών (βλ. Σχήμα 6.3) και φωτοβολταϊκών του νησιού για τα έτη 2011-2014 (βλ. Σχήμα 6.4) με κατάλληλα σενάρια εξέλιξης αυτών για τα επόμενα χρόνια. Τα συνολικά στοιχεία ΑΠΕ των ανωτέρω ετών φαίνονται στον Πίνακα 6.8.

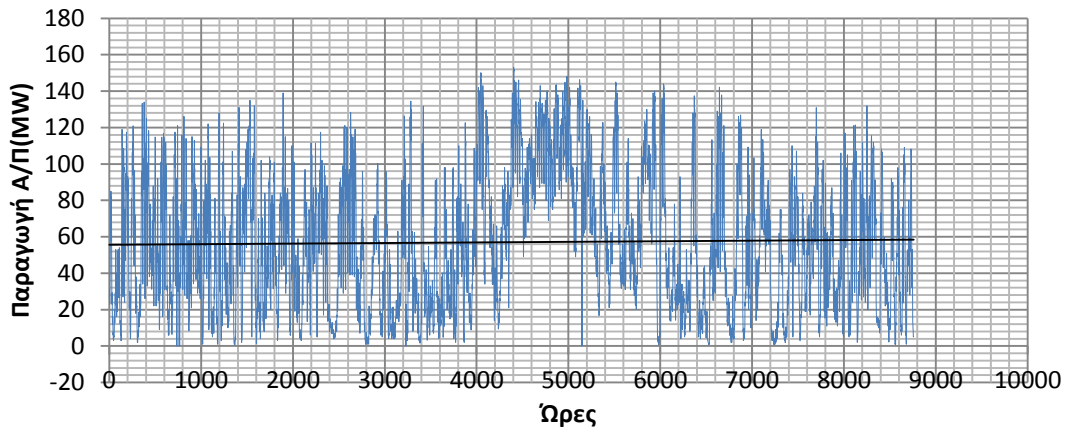
Λαμβάνοντας υπόψη τις νέες επενδυτικές προτάσεις για ΑΠΕ στο νησί καθώς και προγενέστερες μελέτες για το σύστημα της Κρήτης διαμορφώνονται τα σενάρια ανάπτυξης ΑΠΕ επί του νησιού. Έχουν κατατεθεί στη ΡΑΕ αιτήσεις για χορήγηση άδειας παραγωγής δύο επιχειρηματικών σχεδίων από την εταιρείες Κ. Σάρρας & ΣΙΑ-844MW και ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ-954MW, τα οποία και αδειοδοτήθηκαν, ενώ μέχρι την ολοκλήρωση της μελέτης κατατέθηκαν δύο ακόμη επιχειρηματικά σχέδια, από την εταιρεία ΑΚΤΙΝΑ ΚΡΗΤΗΣ ΑΕ, συνολικής ισχύος 315MW και την Κ/Ε VENERGIA-TZABAPAS, συνολικής ισχύος 500MW, τα οποία βρίσκονται υπό αξιολόγηση στη ΡΑΕ [4].

Καταρχάς για τα έτη 2015-2020, δηλαδή πριν την λειτουργία της διασύνδεσης, θεωρείται μια μικρή αύξηση ΑΠΕ του νησιού ίση με αυτή του μέσου όρου των τριών τελευταίων ετών, αφού οι νέες επενδυτικές προτάσεις συνηγορούν προς αυτή την κατεύθυνση, ενώ τα μεγάλα έργα ΑΠΕ προβλέπεται να υλοποιηθούν μετά την ολοκλήρωσή της.

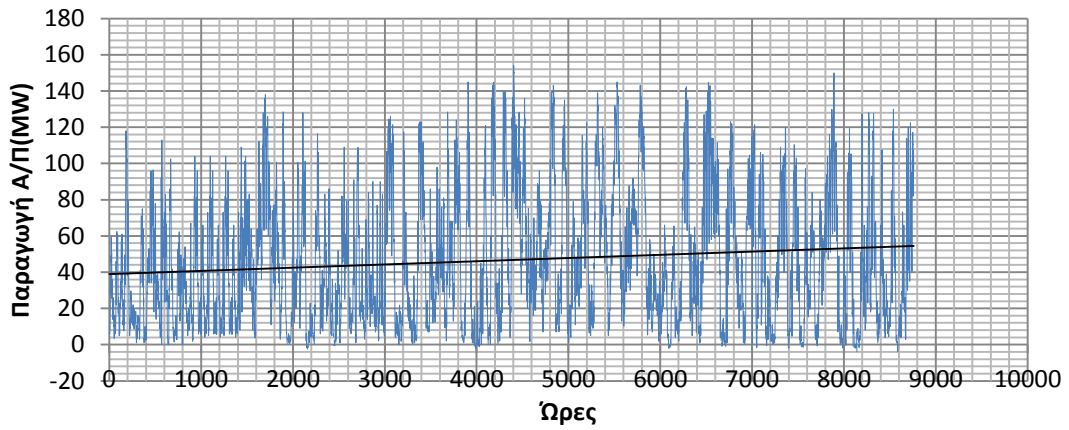
ΖΗΤΗΣΗ ΚΑΙ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΚΡΗΤΗ ΓΙΑ ΤΑ ΕΤΗ 2010-2014 (MWh)														
ΕΤΟΣ	ΜΕΓΕΘΟΣ	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΪ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ	ΣΥΝΟΛΟ
2010	ΖΗΤΗΣΗ	229.736	203.612	206.265	206.806	251.339	286.973	328.827	358.364	289.742	232.027	197.534	223.165	3.014.392
	ΑΙΟΛΙΚΑ	35.774	43.477	31.027	35.217	30.950	29.805	55.236	47.538	40.887	35.647	28.913	37.577	452.048
	ΦΒ	101	149	227	483	903	1.443	2.420	3.532	4.123	3.048	3.369	2.515	22.315
	ΜΥΗΣ	49	0	18	70	64	40	47	5	27	40	53	34	447
2011	ΖΗΤΗΣΗ	231.826	213.775	216.720	205.202	226.182	251.921	324.482	320.631	285.738	226.066	213.573	229.765	2.945.881
	ΑΙΟΛΙΚΑ	36.976	40.762	34.040	39.758	33.047	32.155	43.616	61.690	53.966	36.210	47.808	33.729	493.757
	ΦΒ	3.137	3.463	3.877	6.200	7.429	8.745	10.456	10.673	10.715	7.510	5.836	5.782	83.822
	ΜΥΗΣ	68	38	110	101	61	68	60	63	59	59	58	58	802
2012	ΖΗΤΗΣΗ	244.935	222.838	208.081	188.914	226.115	264.028	331.991	337.244	270.777	232.559	191.199	225.670	2.944.351
	ΑΙΟΛΙΚΑ	41.113	36.079	31.084	28.993	24.707	42.846	61.800	62.713	42.953	27.192	33.696	35.349	468.527
	ΦΒ	4.563	5.397	7.823	11.663	12.898	14.759	14.588	15.144	13.861	11.218	7.704	5.209	124.829
	ΜΥΗΣ	82	83	127	105	100	79	73	67	57	56	52	64	945
2013	ΖΗΤΗΣΗ	232.777	193.451	192.253	189.779	234.212	259.584	299.808	311.579	270.012	227.760	187.180	229.039	2.827.434
	ΑΙΟΛΙΚΑ	39.713	35.988	40.754	34.180	29.272	41.550	78.479	56.838	37.556	37.373	35.948	38.903	506.553
	ΦΒ	6.576	8.465	10.683	12.869	14.594	15.952	16.758	16.845	14.480	12.635	9.916	5.889	145.663
	ΜΥΗΣ	82	71	74	67	58	55	16	29	20	56	0	0	527
2014	ΖΗΤΗΣΗ	207.775	189.515	203.247	195.980	229.208	264.484	314.149	332.626	279.589	230.867	194.302	218.871	2.860.612
	ΑΙΟΛΙΚΑ	27.534	24.784	42.894	26.563	32.689	37.034	46.479	52.486	33.695	39.822	37.771	32.754	434.505
	ΦΒ	6.142	8.628	8.800	13.499	14.348	15.242	16.127	17.030	14.324	11.115	7.386	6.720	139.361
	ΜΥΗΣ	0	0	0	0	47	43	0	0	0	0	0	0	91

Πίνακας 6.8: Συνολικά στοιχεία φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ Κρήτης (Α/Π, Φ/Β, ΜΥΗΣ) ανά μήνα για τα έτη 2011-2014 [ΔΕΛΔΗΕ-22]

Παραγωγή Α/Π Κρήτης 2013

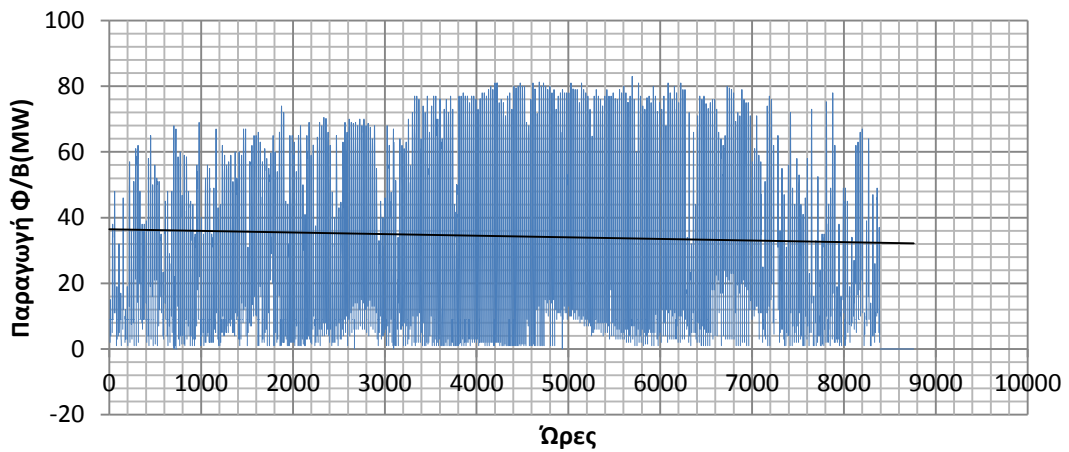


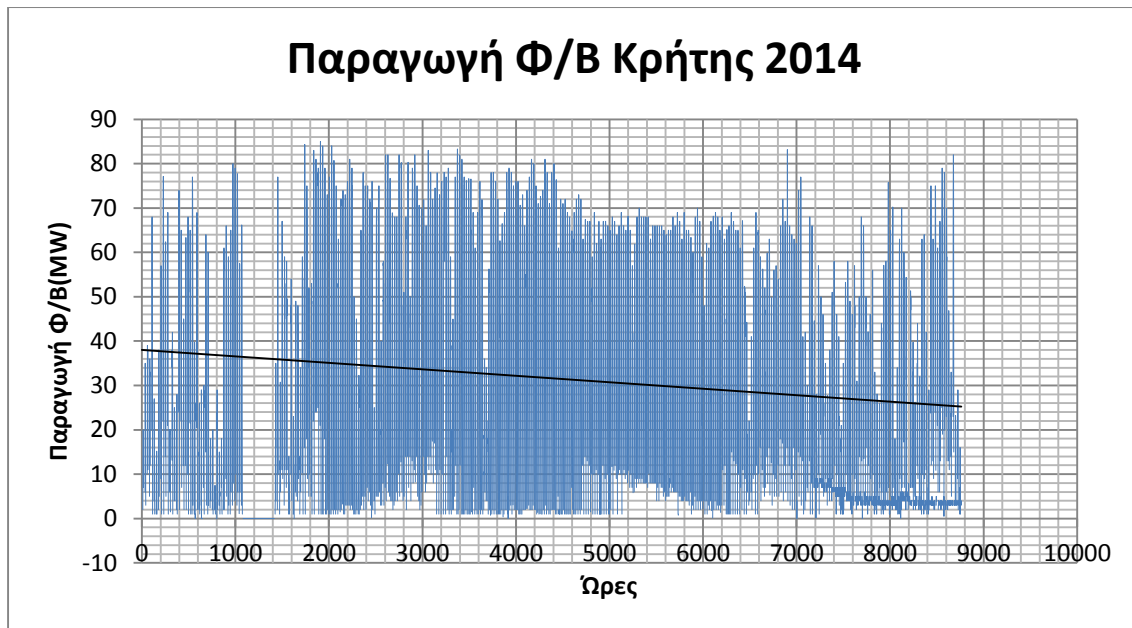
Παραγωγή Α/Π Κρήτης 2014



Σχήμα 6.3 Ωριαία παραγωγή αιολικών Κρήτης σε MW κατά τα έτη 2013-2014 [ΔΕΔΔΗΕ]

Παραγωγή Φ/Β Κρήτης 2013





Σχήμα 6.4 Ωριαία παραγωγή φωτοβολταϊκών Κρήτης σε MW κατά τα έτη 2013-2014

Για τα επόμενα χρόνια **αφού έχει υλοποιηθεί η διασύνδεση**, αξιολογώντας τις νέες επενδυτικές προτάσεις ΑΠΕ όπως προαναφέρθηκε και επανεξετάζοντας τις προηγούμενες μελέτες [2],[10],[12] για το σύστημα της Κρήτης, λαμβάνονται για υλοποίηση τα Σενάρια Α και Β της μελέτης της ΡΑΕ-ΔΕΣΜΗΕ [2] με την κατάλληλη χρονική μετατόπιση, ενώ το Σενάριο Γ κρίνεται υπερβολικό με βάση τα σημερινά δεδομένα.

Τα εξεταζόμενα σενάρια αφορούν μόνο Α/Π και Φ/Β χωρίς βλάβη της γενικότητας καθώς για αυτά υπήρχαν διαθέσιμες οι χρονοσειρές και εξάλλου αποτελούν πάνω από το 99.5% της συνολικής παραγωγής ΑΠΕ. Πιο συγκεκριμένα θεωρείται ότι το μίγμα ΑΠΕ τα επόμενα χρόνια περιλαμβάνει 80% Α/Π και 20% Φ/Β περίπου όπως προβλεπόταν και από την ανωτέρω μελέτη με ελαφρώς σχετική αύξηση των Φ/Β με την πάροδο των χρόνων. Τέλος αναπτύσσεται και ένα ακόμη σενάριο συγκριτικά με την μελέτη της ΡΑΕ όπου λαμβάνοντας υπόψη τα σημερινά δεδομένα θεωρείται μεγαλύτερη ανάπτυξη Φ/Β περί τα 40% (ο λόγος που εξετάζεται και μεγαλύτερη αύξηση των Φ/Β είναι οι παρούσες συνθήκες στην Κρήτη που παρουσιάζονται εμπόδια για την κατασκευή Α/Γ, όπου υπάρχει αντίδραση από οργανώσεις και κατοίκους για ζημιά του τοπικού οικοσυστήματος).

Επομένως τα **Σενάρια ΑΠΕ της Διασύνδεσης** διαμορφώνονται συνολικά όπως φαίνεται στον *Πίνακα 6.9* και είναι τα εξής:

- **Σενάριο Α:** Ισχύς ΑΠΕ 1.000MW (εκ των οποίων 750MW Α/Π, 250MW Φ/Β) τα οποία και εγκαθίστανται μέχρι το 2028
- **Σενάριο Β:** Ισχύς ΑΠΕ 1.535MW (εκ των οποίων 1.151MW Α/Π) τα οποία και εγκαθίστανται μέχρι το 2028.
- **Σενάριο Γ:** Ισχύς ΑΠΕ 1.200MW (εκ των οποίων 720MW Α/Π, 480MW Φ/Β) τα οποία και εγκαθίστανται μέχρι το 2028.

Στην Αυτοδύναμη Ανάπτυξη γίνεται η συντηρητική παραδοχή ότι θα εντάσσονται στο σύστημα της Κρήτης και νέες μονάδες ΑΠΕ, η ισχύς των οποίων όμως δεν υπερβαίνει το 30% της αιχμής του νησιού ανά έτος (360MW ΑΠΕ το έτος 2040 με θεώρηση κυρίως Α/Π).

Τέλος η χωροθέτηση των παραπάνω γίνεται σύμφωνα με την αντίστοιχη μελέτη του είχε γίνει από την ΡΑΕ-ΔΕΣΜΗΕ [2] (βλ. *Πίνακα 6.11*).

ΣΕΝΑΡΙΑ ΑΠΕ		ΕΤΟΣ									
		2014	%		2020	%		2028	%		2040
A/Π	A	194	71%		312	78%		750	75%		750
Φ/Β		78	29%		86	22%		250	25%		250
TOTAL		272	100%		398	100%		1000	100%		1000
A/Π	B	194	71%		312	78%		1151	75%		1151
Φ/Β		78	29%		86	22%		384	25%		384
TOTAL		272	100%		398	100%		1535	100%		1535
A/Π	Γ	194	71%		299	65%		720	60%		720
Φ/Β		78	29%		161	35%		480	40%		480
TOTAL		272	100%		460	100%		1200	100%		1200

Πίνακας 6.9: Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς θεωρούμενων Σεναρίων ΑΠΕ και ποσοστό της % του συνολικού μίγματος

ΣΕΝΑΡΙΑ ΑΠΕ		ΕΤΟΣ						
		2014	Ετήσια % Αύξηση	2020	Ετήσια % Αύξηση	2028	Ετήσια % Αύξηση	2040
A/Π	A	194	1,082	312	1,067	750	0	750
Φ/Β		78	1,016	86	1,106	250	0	250
TOTAL		272	1,066	398	1,101	1000	0	1000
A/Π	B	194	1,082	312	1,177	1151	0	1151
Φ/Β		78	1,016	86	1,22	384	0	384
TOTAL		272	1,066	398	1,257	1535	0	1535
A/Π	Γ	194	1,075	299	1,116	720	0	720
Φ/Β		78	1,128	161	1,146	480	0	480
TOTAL		272	1,092	460	1,173	1200	0	1200

Πίνακας 6.10: Ετήσια αύξηση επί της % στις χρονοσειρές θεωρούμενων Σεναρίων ΑΠΕ

Υ/Σ Συστήματος	Ποσοστό	ΣΕΝΑΡΙΟ Α			ΣΕΝΑΡΙΟ Β			ΣΕΝΑΡΙΟ Γ		
		2020	2028	2040	2020	2028	2040	2020	2028	2040
ΧΑΝΙΑ	32%	127	324	324	127	497	624	179	528	528
ΚΟΡΑΚΙΑ	31%	123	314	314	123	482	605	174	512	512
ΜΟΙΡΕΣ	10%	40	104	104	40	160	200	56	165	165
ΙΕΡΑΠΕΤΡΑ	6%	24	64	64	24	98	122	34	99	99
ΑΘΕΡ/ΚΟΣ	4%	16	42	42	16	64	80	22	66	66
ΑΓ.ΝΙΚΟΛ	15%	60	152	152	60	233	293	84	248	248
ΣΥΝΟΛΟ		398	1000	1000	398	1534	1924,04	560	1650	1650

Πίνακας 6.11: Ενδεικτική χωροθέτηση μελλοντικών επενδύσεων ΑΠΕ στην Κρήτη ανάλογα τα σενάρια διασύνδεσης με βάση στοιχεία από [2] αναπροσαρμοσμένα.

6.1.4. Τοπική θερμική παραγωγή – Σενάρια εφεδρείας

6.1.4.1 Αυτοδύναμη Ανάπτυξη

Για τις μονάδες της συμβατικής τοπικής παραγωγής της Κρήτης θεωρείται το υπάρχων μίγμα και ανάλογα με την αναγκαία εφεδρεία αναπροσαρμόζεται στις ανάγκες του φορτίου.

Συγκεκριμένα στους Πίνακες 3.1-3.2 έχουν παρουσιαστεί οι μονάδες θερμικής παραγωγής που βρίσκονται σήμερα σε λειτουργία στο σύστημα της Κρήτης ενώ στον Πίνακα 6.13 απεικονίζεται το πρόγραμμα απένταξης των υφιστάμενων μονάδων του νησιού σύμφωνα με τον τρέχοντα προγραμματισμό της ΔΕΗ. **Με βάση λοιπόν αυτόν τον προγραμματισμό γίνεται η απένταξη των μονάδων στην παρούσα μελέτη, ενώ όπου απαιτείται γίνεται η ένταξη νέων μονάδων για την κάλυψη της αναγκαίας εφεδρείας.**

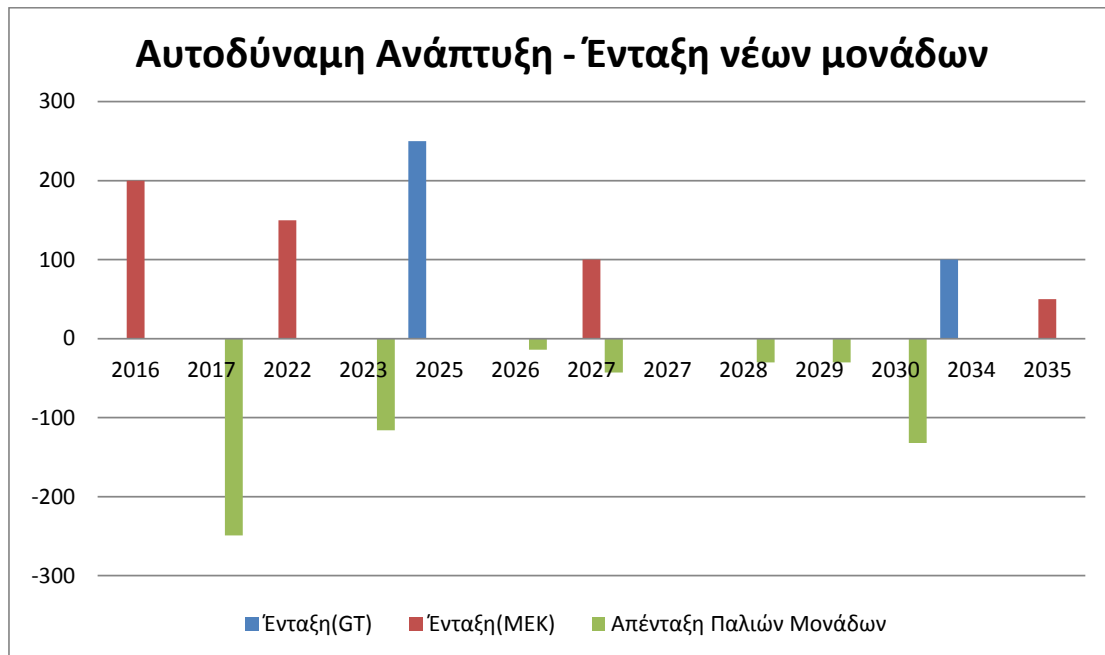
Πιο συγκεκριμένα στο Σενάριο Αυτοδύναμης Ανάπτυξης της Κρήτης με βάση το πετρέλαιο θεωρούμε ότι η ανάπτυξη της Κρήτης συνεχίζει όπως και μέχρι σήμερα, δηλαδή με ένταξη νέων πετρελαϊκών μονάδων (μαζούτ και Diesel) για την κάλυψη της αύξησης της ζήτησης και την αντικατάσταση των παλαιών και χαμηλής απόδοσης υφιστάμενων μονάδων που αποσύρονται σταδιακά. Ως υποψήφιες προς ένταξη μονάδες είναι:

- **μονάδες ΜΕΚ** (Μηχανές Εσωτερικής Καύσης με καύσιμο μαζούτ) που χρησιμοποιούνται ως μονάδες βάσης
- **αεριοστρόβιλοι** (με καύσιμο ντίζελ) που χρησιμοποιούνται ως μονάδες αιχμής

Θεωρείται ότι η εγκατεστημένη ισχύς καλύπτει συνεχώς την αιχμή του φορτίου (χωρίς τις ΑΠΕ του νησιού).

Τέλος στο Σχήμα 6.5 παρουσιάζεται η ένταξη νέων μονάδων που προκύπτει από τα παραπάνω για την περίπτωση της Αυτοδύναμης Ανάπτυξης του νησιού ενώ ο υπολογισμός της φαίνεται αναλυτικά στον Πίνακα.

Σχήμα 6.5: Ένταξη νέων μονάδων για την κάλυψη του φορτίου στην περίπτωση της αυτοδύναμης ανάπτυξης της Κρήτης 2015-2040



6.1.4.2 Διασύνδεση

Για το διασυνδεδεμένο νησί μετά το 2020 θεωρούνται δύο Σενάρια Ψυχρής Εφεδρείας (βλ. Πίνακα 6.12). Το πρώτο σενάριο αφορά εφεδρεία στο 90% της αιχμής του φορτίου (αυστηρό σενάριο), ενώ το δεύτερο στο 90% της αιχμής του φορτίου πλην το 50% της μεταφορικής ικανότητας της διασύνδεσης.

Οι νέες μονάδες που εντάσσονται για την κάλυψη της εφεδρείας θεωρούνται ότι είναι αποκλειστικά αεριοστρόβιλοι για δύο κυρίως λόγους:

- Έχουν μικρό σταθερό κόστος (κόστος επένδυσης κλπ) αφού αυτό ενδιαφέρει ενώ το μεγάλο μεταβλητό τους κόστος δεν απασχολεί διότι στο ΔΣ της Κρήτης λειτουργούν ελάχιστο χρόνο όπως προκύπτει από το μοντέλο
- Είναι μονάδες αιχμής δηλαδή μπορούν να ξεκινήσουν γρήγορα σε περίπτωση που αυτό χρειαστεί και επιπλέον για μικρά ποσά ενέργειας (όπως προκύπτουν στην περίπτωση της διασύνδεσης) η εκκίνηση άλλων μονάδων είναι τελείως ασύμφορη.

Αντίθετα οι μονάδες βάσης κρίνονται ακατάλληλες για το διασυνδεδεμένο σύστημα αφού απαιτούν προγραμματισμό και εντολές ένταξης έως και ένα μήνα πριν, έχουν μεγάλα επενδυτικά κόστη και το κόστος τους είναι απαγορευτικό για την παραγωγή μικρής ποσότητας ενέργειας. Σημειώνεται ότι τα παραπάνω αφορούν τις νέες μονάδες που εντάσσονται (στις υφιστάμενες διατηρούνται τα MW μονάδων βάσεως σύμφωνα με τον προγραμματισμό της ΔΕΗ).

ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	Σενάρια Ψυχρής Εφεδρείας
ΣΕΝΑΡΙΟ Α	Εφεδρεία στο 90% της Αιχμής
ΣΕΝΑΡΙΟ Β	Εφεδρεία στο (90% της Αιχμής - 50% μεταφορικής ικανότητας της διασύνδεσης)

Πίνακας 6.12: Σενάρια Ψυχρής Εφεδρείας που θεωρούνται στην περίπτωση της Διασύνδεσης

Έτσι λοιπόν με βάση τα δύο σενάρια εφεδρείας, τον προγραμματισμό απένταξης και την πρόβλεψη της εξέλιξης του φορτίου της Κρήτης υπολογίζεται η επιπλέον ένταξη αεριοστρόβιλων στην Κρήτη όπως φαίνεται στο παρακάτω Σχήμα 6.6, ενώ ο αναλυτικός υπολογισμός παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.15 με κριτήριο την κάλυψη της απαιτούμενης εφεδρείας κάθε στιγμή και το μηδενικό πλεόνασμα στο τέλος της περιόδου εξέτασης.

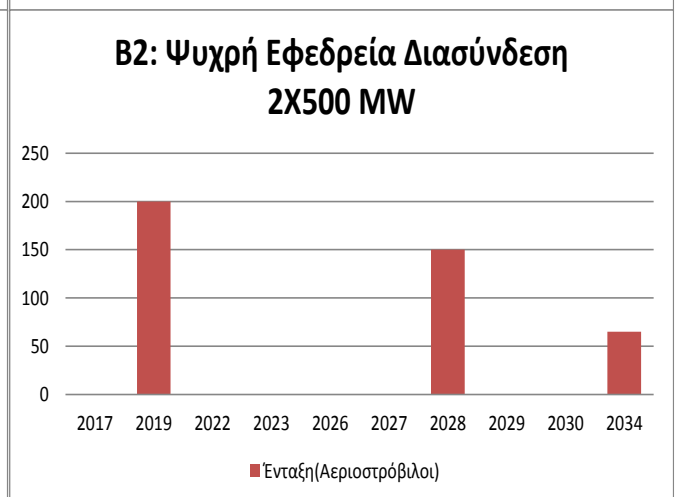
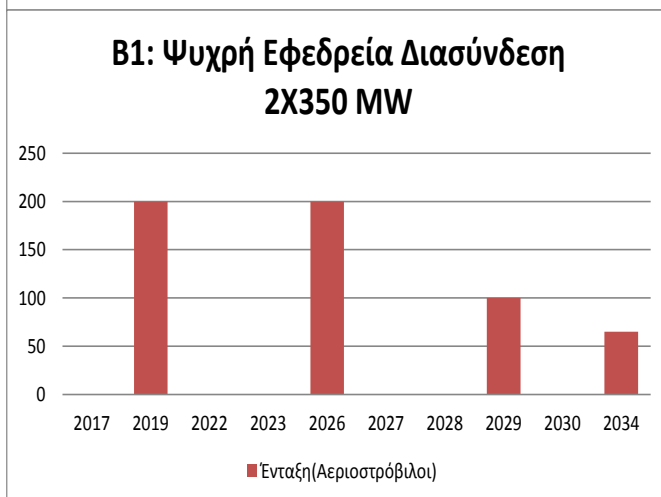
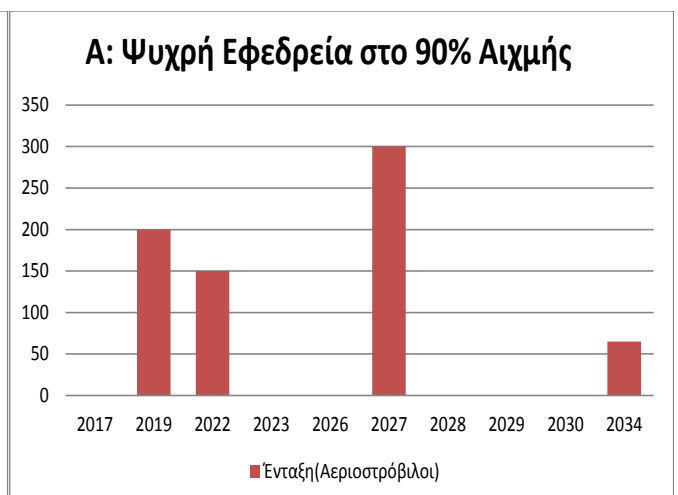
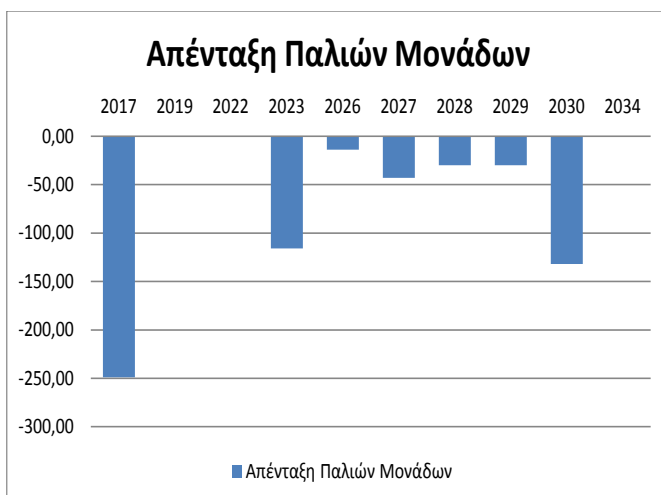
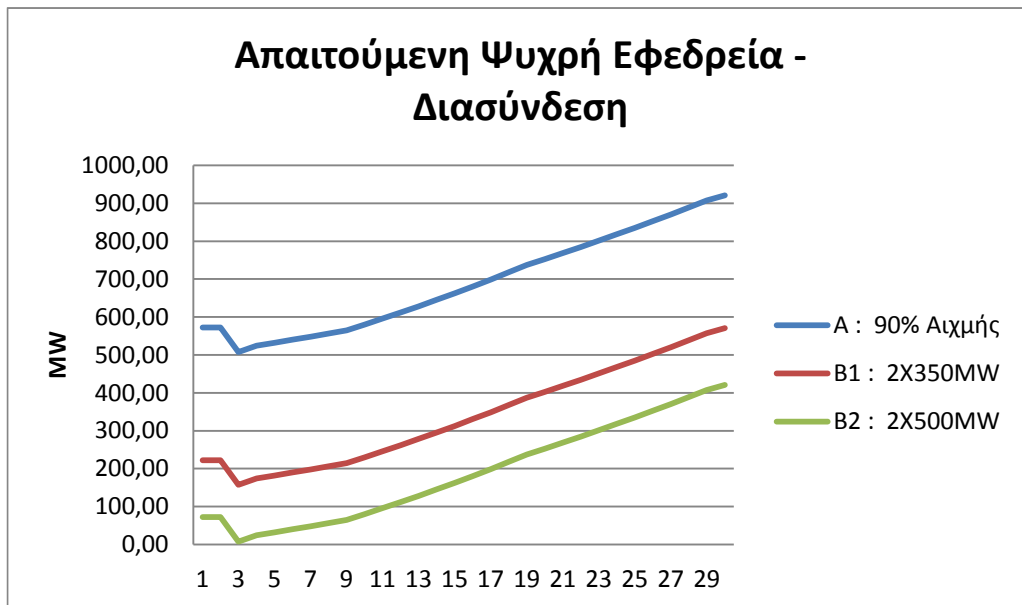
Μονάδα	Καύσιμο	Καθαρή Ισχύς (MW)	Ημερομηνία πλήρους ενεργειακής απένταξης
Λινοπεράματα ΑΤΜ 2	Μαζούτ Χ.Θ.	13	2017
Λινοπεράματα ΑΤΜ 3	Μαζούτ Χ.Θ.	14	2017
Λινοπεράματα ΑΤΜ 4	Μαζούτ Χ.Θ.	24	2017
Λινοπεράματα ΑΤΜ 5	Μαζούτ Χ.Θ.	24	2017
Λινοπεράματα ΑΤΜ 6	Μαζούτ Χ.Θ.	24	2017
Λινοπεράματα ΜΕΚ 1 - 4	Μαζούτ Χ.Θ.	48	2017
Λινοπεράματα Α/Σ 1	Νηήζελ	16	2017
Λινοπεράματα Α/Σ 2	Νηήζελ	16	2017
Χανιά Α/Σ 1	Νηήζελ	16	2017
Χανιά Α/Σ 4	Νηήζελ	24	2017
Χανιά Α/Σ 5	Νηήζελ	30	2017
Χανιά Α/Σ 11	Νηήζελ	58	2023
Χανιά Α/Σ 12	Νηήζελ	58	2023
Λινοπεράματα Α/Σ 4	Νηήζελ	14	2026
Λινοπεράματα Α/Σ 3	Νηήζελ	43	2027
Λινοπεράματα Α/Σ 5	Νηήζελ	30	2028
Χανιά Α/Σ 13	Νηήζελ	30	2029
Χανιά Συν. Κύκλος	Νηήζελ	132	2030
Αθερινόλακκος ΜΕΚ 1	Μαζούτ Χ.Θ.	49	μετά το 2040
Αθερινόλακκος ΜΕΚ 2	Μαζούτ Χ.Θ.	49	μετά το 2040
Αθερινόλακκος ΑΤΜ 1	Μαζούτ Χ.Θ.	47	μετά το 2040
Αθερινόλακκος ΑΤΜ 2	Μαζούτ Χ.Θ.	47	μετά το 2040

Πηγή: ΔΕΗ Α.Ε. ΔΣΤΡ

Πίνακας 6.13: Πρόγραμμα απένταξης παλαιών θερμικών μονάδων της Κρήτης- σύμφωνα με τον τρέχοντα προγραμματισμό της ΔΕΗ [2]

Έτος	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Αιχμή Φορτίου(MW)	636,00	635,87	563,58	582,48	592,38	602,45	612,69	623,11	633,70	650,81	668,38	686,43	704,97	724,00	743,55	763,62	784,24	805,42	827,16	844,53	862,27	880,37	898,86	917,74	937,01	956,69	976,78	997,29	1018,23	1039,62
Ελάχιστο Φορτίο(MW)	132,40	133,85	150,21	150,68	153,24	155,85	158,50	161,19	163,93	168,36	172,90	177,57	182,37	187,29	192,35	197,54	202,87	208,35	213,98	218,47	223,06	227,74	232,52	237,41	242,39	247,48	252,68	257,99	263,40	268,94
Μέγιστη Ισχύ ΑΠΕ(30% Αιχμής)	190,80	190,76	169,07	174,74	177,71	180,74	183,81	186,93	190,11	195,24	200,52	205,93	211,49	217,20	223,06	229,09	235,27	241,62	248,15	253,36	258,68	264,11	269,66	275,32	281,10	287,01	293,03	299,19	305,47	311,89
Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25
Προγραμματισμένη Απένταξη (MW)							-249						-116			-14	-43	-30	-30	-132										
Εναπομείνουσα Ισχύς Θερμ. Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25	454,25	454,25	454,25	440,25	397,25	367,25	337,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25
A1: Απαιτούμενη Εφεδρεία στο 100% της Αιχμής	636,00	635,87	563,58	582,48	592,38	602,45	612,69	623,11	633,70	650,81	668,38	686,43	704,97	724,00	743,55	763,62	784,24	805,42	827,16	844,53	862,27	880,37	898,86	917,74	937,01	956,69	976,78	997,29	1018,23	1039,62
Ένταξη νέων μονάδων MEK-A1 για κάλυψη εφεδρείας (σε MW)							"+200MW"					"+150MW"					"+100MW"					"+50MW"								
Νέα Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	770,25	770,25	770,25	770,25	770,25	770,25	804,25	804,25	804,25	790,25	847,25	817,25	787,25	655,25	655,25	655,25	655,25	655,25	705,25	705,25	705,25	705,25	705,25	705,25
Ένταξη νέων μονάδων GT-A1 για κάλυψη εφεδρείας (σε MW)																"+250MW"								"+100MW"						
Νέα Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	770,25	770,25	770,25	770,25	770,25	770,25	804,25	804,25	1054,25	1040,25	1097,25	1067,25	1037,25	905,25	905,25	905,25	905,25	1005,25	1055,25	1055,25	1055,25	1055,25	1055,25	1055,25
Πλεόνασμα Εγκ. Ισχ. από Απαιτούμενη Εφεδρεία	181,00	147,91	255,67	236,77	226,87	216,80	157,56	147,14	136,55	119,44	101,87	83,82	99,28	80,25	310,70	276,63	313,01	261,83	210,09	60,72	42,98	24,88	6,39	87,51	118,24	98,56	78,47	57,96	37,02	0,00

Πίνακας 6.14: Υπολογισμός της ένταξης νέων θερμικών μονάδων που θα χρειαστούν για την κάλυψη της ζήτησης στην αυτοδύναμη ανάπτυξη του συστήματος της Κρήτης



Σχήμα 6.6: Επιπλέον απαιτούμενη ένταξη νέων μονάδων (αεριοστρόβιλοι) στην Κρήτη ανάλογα το σενάριο εφεδρείας στο ΔΣ

Έτος	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Αιχμή Φορτίου(MW)	636,00	635,87	563,58	582,48	592,38	602,45	612,69	623,11	633,70	650,81
Ελάχιστο Φορτίο(MW)	132,40	133,85	150,21	150,68	153,24	155,85	158,50	161,19	163,93	168,36
Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25
Προγραμματισμένη Απένταξη (MW)							-249			
Εναπομείνουσα Ισχύς Θερμ.Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	570,25	570,25	570,25	570,25
A : Απαιτούμενη Ψυχρή Εφεδρεία(90% Αιχμής)	572,40	572,28	507,22	524,23	533,14	542,21	551,42	560,80	570,33	585,73
B1 : Απαιτούμενη Ψυχρή Εφεδρεία 2Χ350(MW)*	222,40	222,28	157,22	174,23	183,14	192,21	201,42	210,80	220,33	235,73
B2 : Απαιτούμενη Ψυχρή Εφεδρεία 2Χ500(MW)*	72,40	72,28	7,22	24,23	33,14	42,21	51,42	60,80	70,33	85,73
Ένταξη νέων μονάδων αεριοστρόβιλων Σεναρίου A (σε MW)										+200MW"
Νέα Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	817	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	770,25	770,25	770,25	770,25
Πλεόνασμα Εγκτ.Ισχύς από Εφεδρεία	244,60	211,50	312,03	295,02	286,11	277,04	218,83	209,45	199,92	184,52
Ένταξη νέων μονάδων αεριοστρόβιλων Σεναρίου B1 (σε MW)										
Νέα Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	570,25	570,25	570,25	570,25
Πλεόνασμα Εγκτ.Ισχύς από Εφεδρεία	594,60	561,50	662,03	645,02	636,11	627,04	368,83	359,45	349,92	334,52
Ένταξη νέων μονάδων αεριοστρόβιλων Σεναρίου B2 (σε MW)										
Νέα Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	570,25	570,25	570,25	570,25
Πλεόνασμα Εγκτ.Ισχύς από Εφεδρεία	744,60	711,50	812,03	795,02	786,11	777,04	518,83	509,45	499,92	484,52

Έτος	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Αιχμή Φορτίου(MW)	668,38	686,43	704,97	724,00	743,55	763,62	784,24	805,42	827,16	844,53	862,27	880,37	898,86	917,74	937,01	956,69	976,78	997,29	1018,23	1039,62
Ελάχιστο Φορτίο(MW)	172,90	177,57	182,37	187,29	192,35	197,54	202,87	208,35	213,98	218,47	223,06	227,74	232,52	237,41	242,39	247,48	252,68	257,99	263,40	268,94
Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25
Προγραμματισμένη Απένταξη (MW)			-116			-14	-43	-30	-30	-132										
Εναπομείνουσα Ισχύς Θερμ.Μονάδων(MW)	570,25	570,25	454,25	454,25	454,25	440,25	397,25	367,25	337,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25
A : Απαιτούμενη Ψυχρή Εφεδρεία(90% Αιχμής)	601,55	617,79	634,47	651,60	669,19	687,26	705,82	724,87	744,45	760,08	776,04	792,34	808,98	825,96	843,31	861,02	879,10	897,56	916,41	935,66
B1 : Απαιτούμενη Ψυχρή Εφεδρεία 2Χ350(MW)*	251,55	267,79	284,47	301,60	319,19	337,26	355,82	374,87	394,45	410,08	426,04	442,34	458,98	475,96	493,31	511,02	529,10	547,56	566,41	585,66
B2 : Απαιτούμενη Ψυχρή Εφεδρεία 2Χ500(MW)*	101,55	117,79	134,47	151,60	169,19	187,26	205,82	224,87	244,45	260,08	276,04	292,34	308,98	325,96	343,31	361,02	379,10	397,56	416,41	435,66
Ένταξη νέων μονάδων αεριοστρόβιλων Σεναρίου A (σε MW)		+150MW"					+300MW"							+ 65MW"						
Νέα Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	770,25	770,25	804,25	804,25	804,25	790,25	747,25	1017,25	987,25	855,25	855,25	855,25	855,25	920,25	920,25	920,25	920,25	920,25	920,25	920,25
Πλεόνασμα Εγκτ.Ισχύς από Εφεδρεία	168,70	152,46	169,78	152,65	135,06	102,99	41,43	292,38	242,80	95,17	79,21	62,91	46,27	94,29	76,94	59,23	41,15	22,69	3,84	0,00
Ένταξη νέων μονάδων αεριοστρόβιλων Σεναρίου B1 (σε MW)						+200MW"		+100MW"						+ 65MW"						
Νέα Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	570,25	570,25	454,25	454,25	454,25	640,25	597,25	567,25	637,25	505,25	505,25	505,25	505,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25
Πλεόνασμα Εγκτ.Ισχύς από Εφεδρεία	318,70	302,46	169,78	152,65	135,06	302,99	241,43	192,38	242,80	95,17	79,21	62,91	46,27	94,29	76,94	59,23	41,15	22,69	3,84	0,00
Ένταξη νέων μονάδων αεριοστρόβιλων Σεναρίου B2 (σε MW)							+150MW"							+ 65MW"						
Νέα Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	570,25	570,25	454,25	454,25	454,25	440,25	397,25	517,25	487,25	355,25	355,25	355,25	355,25	420,25	420,25	420,25	420,25	420,25	420,25	420,25
Πλεόνασμα Εγκτ.Ισχύς από Εφεδρεία	468,70	452,46	319,78	302,65	285,06	252,99	191,43	292,38	242,80	95,17	79,21	62,91	46,27	94,29	76,94	59,23	41,15	22,69	3,84	0,00

Πίνακας 6.15: Αναλυτικός υπολογισμός απαιτούμενης Ψυχρής Εφεδρείας και Ένταξης νέων μονάδων για την κάλυψη της εφεδρείας από το 2020-2040

6.1.5 Σύνοψη Σεναρίων

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται συγκεντρωτικά όλα τα σενάρια διασύνδεσης, ΑΠΕ, εφεδρείας κλπ που συζητήθηκαν με βάση τα οποία θα γίνει και ο καθορισμός των τελικών σεναρίων εξέτασης:

ΣΕΝΑΡΙΑ		Έτος					
		2020	2025	2028	2030	2035	2040
Φορτίο (MW)	Μέγιστο	651	744	805	845	937	1040
	Ελάχιστο	168	192	208	218	242	269
Διασυνδέσεις	Δ1	2x350MW Αττική					
	Δ2	2x500MW Αττική					
	Δ3	2x350MW Αττική			2x350MW Μεγαλόπολη		
	Δ4	2x350MW Μεγαλόπολη					
ΑΠΕ (MW)	A1	560	805	1000			1000
	A2	460	720	1200			1200
	A3	390	918	1535			1535
Εφεδρεία	ΕΦ1	Ψυχρή Εφεδρεία στο 90% της Αιχμής - 50% Μεταφ. Ικανότητας Διασύνδεσης					
	ΕΦ2	Ψυχρή Εφεδρεία στο 90% της Αιχμής - 50% Μεταφ. Ικανότητας Διασύνδεσης					
	ΕΦ3	Ψυχρή Εφεδρεία στο 90% της Αιχμής	0%				
	ΕΦ4	Ψυχρή Εφεδρεία στο 90% της Αιχμής					

Πίνακας 6.16: Συγκεντρωτικός πίνακας των διάφορων σεναρίων που θεωρούνται στην μελέτη (Φορτίο, ΑΠΕ, Διασυνδέσεις, Εφεδρεία)

Επομένως με βάση τα παραπάνω μπορούν να δημιουργηθούν τα κύρια σενάρια που θα εξεταστούν στην παρούσα μελέτη τα οποία και θα παρουσιαστούν στο Κεφάλαιο 7.

6.2 Δεδομένα Εισόδου Οικονομικού Μοντέλου

Στην παρακάτω ενότητα παρουσιάζονται τα δεδομένα εισόδου που χρησιμοποιήθηκαν για την οικονομική αποτίμηση του μοντέλου της Κρήτης.

Έτσι λοιπόν παρουσιάζονται οι τιμές κόστους που ελήφθησαν από τα τωρινά πραγματικά στοιχεία με την κατάλληλη αναπροσαρμογή τους για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Κρήτης για μετά το 2020. Ακόμα αναλύεται η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε για την πρόβλεψη και εξέλιξη αυτών των τιμών κατά την περίοδο μελέτης.

Συγκεκριμένα παρουσιάζονται οι βασικές χρηματοοικονομικές παραδοχές του γίνονται, η ΟΤΣ του ΕΣΜΗΕ και η εξέλιξη της που θεωρείται, η χρέωση των ΑΠΕ (Ταρίφες και ΟΤΣ), η κοστολόγηση της Τοπικής Θερμικής Παραγωγής της Κρήτης (τόσο του μεταβλητού όσο και του σταθερού μέρους της) κλπ

Οι βασικές χρηματοοικονομικές παραδοχές της μελέτης είναι οι εξής:

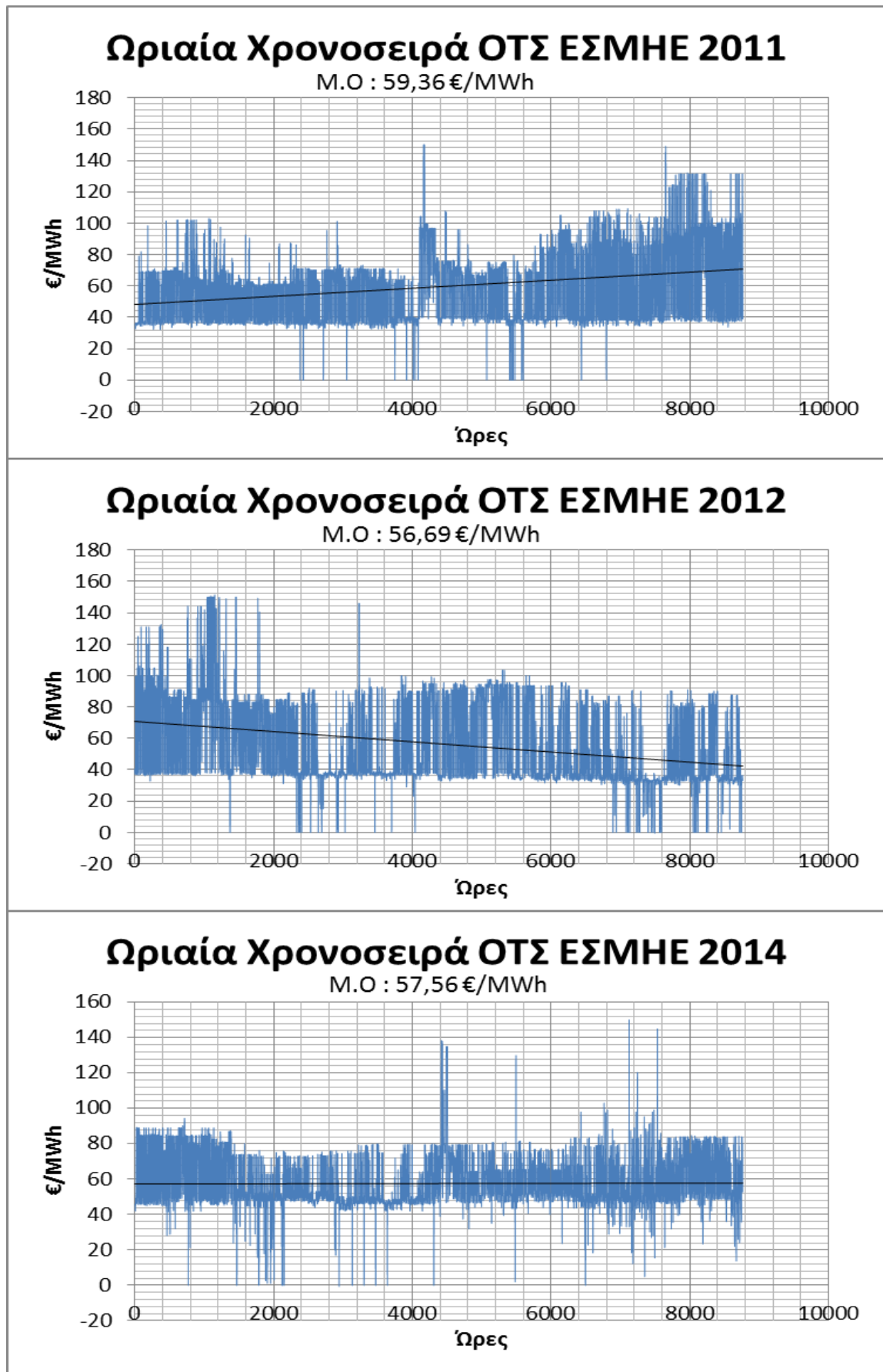
- Ως περίοδος μελέτης λαμβάνεται η 20-ετία **2020-2040**
- Το επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία της χρηματοοικονομικής ανάλυσης λαμβάνεται ίσο με **8%**
- Όλες οι χρηματοροές εκφράζονται σε τιμές **2015**
- Πληθωρισμός ίσος με **1,5%** ανά έτος* (στις τιμές καυσίμων, ΑΠΕ κλπ εφαρμόζεται επιπλέον ρυθμός αύξησης πάνω από τον πληθωρισμό)

*Ο πληθωρισμός θεωρείται ίσος με 1,5% για μετά το έτος 2020 όπως προκύπτει από ιστορικά στοιχεία και προβλέψεις [43] που συνοψίζονται στον Πίνακα Π6.3 του Παραρτήματος

6.2.1 Οριακή Τιμή Συστήματος ΕΣΜΗΕ

Για την ΟΤΣ ως είσοδο του μοντέλου και συγκεκριμένα της εξίσωσης (5.9) όπως έχει αναλυθεί παραπάνω, χρησιμοποιούνται οι πραγματικές ωριαίες χρονοσειρές ΟΤΣ του ΕΣΜΗΕ 2011-2014 όπως παρουσιάζονται στη συνέχεια (βλ. Σχήμα 6.7).

Για την εξέλιξη της ΟΤΣ κατά την υπόλοιπη διάρκεια της μελέτης λαμβάνεται σαν Βασικό Σενάριο η ωριαία χρονοσειρά του 2014 με ετήσιο ρυθμό αύξησης 1%. Επιπλέον πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας ως προς την Οριακή Τιμή Συστήματος θεωρώντας και τα Σενάρια **ΟΤΣ ± 2%** .



Σχήμα 6.7: Ωριαίες Χρονοσειρές ΟΤΣ ΕΣΜΗΕ 2011-2014 από στοιχεία ΔΕΗ

6.2.2 Δεδομένα Εισόδου Κοστολόγησης ΑΠΕ

Όπως έχει αναλυθεί και στην Ενότητα 5.3.2 και 5.6.2 η κοστολόγηση των ΑΠΕ γίνεται:

- **Με βάση τις Ταρίφες ΑΠΕ:** Αυτός ο τρόπος κοστολόγησης αφορά την τιμή που επιβαρύνεται ο καταναλωτής μέσω του ΕΤΜΕΑΡ για την εξυπηρέτηση του φορτίου από τις ΑΠΕ οπότε και χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του LCOE_Κ όπως έχει αναλυθεί στην αντίστοιχη ενότητα

Εξετάζεται επίσης η **χρέωση των ΑΠΕ στην ΟΤΣ** ώστε να διαχωρίζεται το κόστος που οφείλεται στην υψηλότερη Ταρίφα σε σχέση με την ΟΤΣ και να υπολογίζεται το επιπλέον κόστος που μετακυλιέται στον καταναλωτή από αυτή την υψηλότερη τιμή . Αυτός ο τρόπος χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του LCOE_Π όπως έχει αναλυθεί στην αντίστοιχη ενότητα και γίνεται για να διαφαινεται πιο ξεκάθαρα η επίδραση του κόστους των ΑΠΕ στην οικονομικότητα της διασύνδεσης.

Κατά τον 1^ο τρόπο η κοστολόγηση των ΑΠΕ γίνεται με βάση:

- τις προβλέψεις της ΔΕΗ για τη χονδρεμπορική τιμή ηλεκτρικής ενέργειας του Διασυνδεδεμένου Συστήματος για την περίπτωση της Διασύνδεσης και
- τις προβλέψεις της ΔΕΗ για το μέσο μεταβλητό κόστος ηλεκτροπαραγωγής στα μη-Διασυνδεδεμένα νησιά για την περίπτωση της αυτόνομης ανάπτυξης

Όσον αφορά την τωρινή κοστολόγηση των ΑΠΕ καθώς και των προηγούμενων ετών, αυτή γίνεται σύμφωνα με την διαμόρφωση των τιμολογίων από τα τελευταία ΦΕΚ όπως δημοσιεύονται στον ιστότοπο του ΛΑΓΗΕ [40]:

Συγκεκριμένα με την αναπροσαρμογή των τιμολογίων του άρθρου 5 του [Ν.3851/2010/ΦΕΚ.Α'85](#) 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 τον **Πίνακα 6.17 για τα αιολικά**, ενώ για όλες τις ΑΠΕ με τον **Πίνακα Π6.4 του Παραρτήματος**.

Για την τιμολόγηση των Φ/Β εισήχθησαν καινούργιες ρυθμίσεις αναπροσαρμόζοντας τις τιμές μεσοπρόθεσμα και συνδέοντάς τες απευθείας με την μέση Οριακή Τιμή του Συστήματος (μΟΤΣ) μακροπρόθεσμα. Πιο συγκεκριμένα, η τιμολόγηση της ενέργειας από Φωτοβολταϊκούς σταθμούς (πλην εκείνων του ειδικού προγράμματος για Φ/Β σε κτίρια) γίνεται με βάση τον **Πίνακα 6.18**.

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	
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται από υπερράκτιες εγκαταστάσεις (άρθ.42,§20, Ν.4030/25-11-2011/ΦΕΚ.Α'249)	108,30 (***)	

Πίνακας 6.17: Τιμολόγηση Αιολικής Ενέργειας για το ΔΣ και ΜΔΝ [40]

Έτος / Μήνας	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)		
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα		Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
	Α	Β	Γ
	> 100 kW	≤ 100 kW	Ανεξαρτήτως Ισχύος
2012 Αύγουστος	180,00	225,00	225,00
2013 Φεβρουάριος	171,90	214,88	214,88
2013 Αύγουστος	164,16	205,21	205,21
2014 Φεβρουάριος	156,78	195,97	195,97
2014 Αύγουστος	149,72	187,15	187,15
Για κάθε έτος ν από το 2015 και μετά	$1,3 \times \mu\text{ΟΤΣ}_{\nu-1}$	$1,4 \times \mu\text{ΟΤΣ}_{\nu-1}$	$1,4 \times \mu\text{ΟΤΣ}_{\nu-1}$

Πίνακας 6.18: Τιμολόγηση ενέργειας από Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς για ΔΣ και ΜΔΝ [40]

Για την πρόβλεψη της εξέλιξη της τιμής ενέργειας των αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών λαμβάνονται υπόψη τα παραπάνω:

- Οι προβλέψεις των τελευταίων δελτίων του ΛΑΓΗΕ [40] για την διαμόρφωση της τιμής τους τα επόμενα χρόνια
- Οι προβλέψεις διεθνών οργανισμών (κυρίως της EPIA [41]) για την εξέλιξη του κόστους της τεχνολογίας των Φ/Β
- Η εξέλιξη της μέσης Οριακής Τιμής Συστήματος (μΟΤΣ) που όπως φαίνεται από τους παραπάνω πίνακες με βάση αυτή η τιμή των Φ/Β αναπροσαρμόζεται μακροπρόθεσμα
- Τα τελευταία ΦΕΚ και νομοθετικά πλαίσια επί του θέματος

Από τις προβλέψεις της ΕΡΙΑ [41] υπολογίζεται η αναμενόμενη ετήσια μείωση του κόστους των Φ/Β και με βάση τα παραπάνω διαμορφώνεται η αναμενόμενη ετήσια μείωση της τιμής αγοράς Η/Ε από Φ/Β που παρατίθεται στον Πίνακα 6.20. Με βάση λοιπόν αυτή και τα προηγούμενα υπολογίζεται η εξέλιξη της τιμής των Φ/Β που θεωρήθηκε στην μελέτη και αντίστοιχα και των Αιολικών τόσο για την περίπτωση του Διασυνδεδεμένου Συστήματος (ΔΣ) όσο και για την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη (βλ. Πίνακα 6.19) ενώ στον Πίνακα του Παραρτήματος Π6.5 φαίνονται αναλυτικά όλες οι τιμές για όλα τα έτη.

Πρόβλεψη ετήσιας μείωσης της Τιμής Η/Ε από Φ/Β					
2015	2020	2020	2030	2030	2040
1,44%		0,87%		0,19%	

Πίνακας 6.19: Πρόβλεψη της αναμενόμενης ετήσιας μείωσης της τιμής αγοράς Η/Ε από Φ/Β για τα έτη 2015-2040

Για τα Σενάρια που έχουμε και Α/Π και Φ/Β η τιμολόγηση της ενέργειας από το μοντέλο γίνεται ξεχωρίζοντας την ενέργεια από Αιολικά και από Φ/Β και είτε χρεώνοντας τες ξεχωριστά στις παρακάτω τιμές είτε υπολογίζοντας ωριαία από το μοντέλο την μεσοσταθμική τιμή των δύο σύμφωνα με τον παρακάτω τύπο:

$$\text{Μεσοσταθμική Τιμή} = \frac{\left(\text{Παραγωγή} \frac{A}{\Pi} \times \text{Τιμή Χρέωσης} \frac{A}{\Pi} \right) + \left(\text{Παραγωγή} \frac{\Phi}{B} \times \text{Τιμή Χρέωσης} \frac{\Phi}{B} \right)}{\text{Παραγωγή} \frac{A}{\Pi} + \text{Παραγωγή} \frac{\Phi}{B}} \text{ €} / \text{MWh}$$

(6.1)

Τιμή αγοράς Η/Ε από ΑΠΕ (€/MWh)	2012	2013	2014	2015	2020	2030	2040
Α/Π-Διασυνδ. Συστήματος (ΔΣ)	87,85	87,85	87,85	87,85	88,45	89,20	90,00
Α/Π-Συστήματος Κρήτης (ΜΔ)	99,45	99,45	99,45	99,45	100,13	100,29	101,03
Φ/Β-Διασυνδ. Συστήματος (ΔΣ)	180,00	168,03	153,25	148,65	138,25	126,69	124,30
Φ/Β-Συστήματος Κρήτης (ΜΔ)	225,00	210,05	191,56	185,81	172,81	158,35	155,37
*Με κόκκινο οι τιμές πρόβλεψης							

Πίνακας 6.20: Πρόβλεψη της εξέλιξης της τιμής αγοράς Η.Ε από ΑΠΕ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΔΣ) και στην μη-Διασυνδεδεμένη Κρήτη (ΜΔ) για τα έτη μελέτης 2020-2040

6.2.3 Κοστολόγηση Τοπικής Θερμικής Παραγωγής

Όπως έχει αναλυθεί εκτενώς στο Κεφάλαιο 5 το κόστος της συμβατικής παραγωγής υπολογίζεται με βάση τις Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ). Το κόστος ΥΚΩ χωρίζεται σε συνολικό και μεταβλητό, έτσι ώστε να ληφθεί υπόψη και η περίπτωση κατά την οποία διατηρούνται οι τοπικοί σταθμοί παραγωγής, χωρίς να λειτουργούν (η οποία αντιστοιχεί στο κόστος ΥΚΩ που λαμβάνει υπόψη μόνο το σταθερό κόστος παραγωγής).

Τα ετήσια μεταβλητά κόστη ανά νησί περιλαμβάνουν το ετήσιο κόστος υγρών καυσίμων και τις ετήσιες λοιπές δαπάνες, ενώ τα ετήσια σταθερά κόστη προκύπτουν από άθροιση της μισθοδοσίας, των ετήσιων αποσβέσεων και της ετήσιας απόδοσης RAB.

Ο υπολογισμός των ΥΚΩ γίνεται από τα στοιχεία που δημοσιεύει η ΔΕΗ για το συνολικό κόστος παραγωγής των θερμικών μονάδων καθώς και την συνολική ενέργεια που παρήγαγαν. Με αυτά τα στοιχεία η ΡΑΕ δημοσιεύει απολογιστικά σε τριμηνιαία βάση το Μεταβλητό Κόστος Παραγωγής ΜΔΝ (ΜΜΚμδν)[34]. Τα παραπάνω και πώς γίνεται ο διαχωρισμός των ΥΚΩ σε σταθερό και μεταβλητό μέρος φαίνονται στον παρακάτω Πίνακα 6.21 για το Σύστημα της Κρήτης το 2008 καθώς και οι τύποι που προκύπτουν (6.2-6.4):

2008	Μεταβλητό Κόστος Παραγωγής (Καύσιμα και Λοιπές Δαπάνες) (€)	Συνολικό Κόστος Παραγωγής (Σταθερό & Μεταβλητό) (€)	Ενέργεια (MWh)	ΥΚΩ με σταθερά και μεταβλητά κόστη (€/MWh)	ΥΚΩ με μεταβλητά κόστη (€/MWh)	Κόστος ΥΚΩ (συνολικό) (Μ€)	Κόστος ΥΚΩ (μεταβλητό) (Μ€)
Κρήτη	405497958	498693172	2616352	99.74	64.12	260.95	167.75
Σύνολο						260.95	167.75

Όπου

$$ΥΚΩ_{ΣΥΝΟΛΙΚΟ} = \frac{ΣυνολικόΚόστοςΠαραγωγής}{Ενέργεια} - ΟΤΣ \quad (6.2)$$

$$ΥΚΩ_{ΜΕΤΑΒΛΗΤΟ} = \frac{ΜεταβλητόΚόστοςΠαραγωγής}{Ενέργεια} - ΟΤΣ \quad (6.3)$$

$$ΥΚΩ_{ΣΤΑΘΕΡΟ} = ΥΚΩ_{ΣΥΝΟΛΙΚΟ} - ΥΚΩ_{ΜΕΤΑΒΛΗΤΟ} \quad (6.4)$$

Με τον τρόπο που περιγράφετε από τις εξισώσεις 6.2-6.4 υπολογίστηκαν μηνιαία από το ΔΕΔΔΗΕ τα παρακάτω στοιχεία κόστους της Κρήτης για τα έτη 2012-2014

ανηγμένα σε €/MWh με βάση την μηνιαία θερμική παραγωγή των μονάδων (βλ. Πίνακα 6.22).

Για τα επόμενα χρόνια η μεθοδολογία υπολογισμού που ακολουθείται θα αναλυθεί στη συνέχεια ξεχωριστά για το μεταβλητό και σταθερό κόστος.

	ΚΟΣΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ (€/MWh)						ΘΕΡΜΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΚΡΗΤΗΣ (GWh)		
	2012		2013		2014		2012	2013	2014
	ΜΕΤΑΒΛΗΤΟ	ΣΤΑΘΕΡΟ	ΜΕΤΑΒΛΗΤΟ	ΣΤΑΘΕΡΟ	ΜΕΤΑΒΛΗΤΟ	ΣΤΑΘΕΡΟ			
ΙΑΝ	181,98	47,82	178,02	43,02	171,43	45,47	199,18	186,41	180,24
ΦΕΒ	199,35	47,25	190,88	52,74	172,95	44,05	181,28	148,93	156,10
ΜΑΡ	198,52	32,92	222,78	55,32	177,36	43,09	169,05	140,74	151,55
ΑΠΡ	200,88	50,60	186,05	54,52	171,40	42,00	148,26	142,66	155,92
ΜΑΪ	199,27	41,93	181,94	42,05	171,95	35,53	188,41	190,29	182,12
ΙΟΥΝ	225,14	39,62	182,17	38,62	178,95	28,04	206,34	202,08	212,16
ΙΟΥΛ	197,21	28,34	181,25	36,62	186,78	29,15	255,53	204,56	251,54
ΑΥΓ	208,01	40,78	181,43	32,21	187,84	25,74	259,32	237,16	263,11
ΣΕΠ	212,22	36,25	189,25	37,01	188,37	28,82	213,91	217,56	231,57
ΟΚΤ	209,59	42,43	181,88	43,15	174,91	39,91	194,09	177,30	179,93
ΝΟΕ	199,95	51,10	173,25	55,12	172,61	48,47	149,75	141,31	149,15
ΔΕΚ	211,16	45,24	172,40	44,17	169,65	39,42	185,05	183,45	179,40

Πίνακας 6.22: Μηνιαίος Υπολογισμός Μεταβλητού και Σταθερού Κόστους των Θερμικών Μονάδων της Κρήτης και η παραγωγή τους για τα έτη 2012-2014 σε €/MWh [21]

6.2.3.1 Κοστολόγηση Μεταβλητού Μέρους

Όπως έχει προαναφερθεί το μεταβλητό κόστος της Τοπικής Θερμικής Παραγωγής δίνεται από την εξίσωση (5.15), όπου το Μέσο Μεταβλητό Κόστος Παραγωγής της Ηλεκτρικής Ενέργειας (MMK) προκύπτει από την (5.16) και είναι ίσο με το άθροισμα της ΟΤΣ και των ΥΚΩ.

Στην Διασύνδεση επιλέγονται αποκλειστικά μονάδες αιχμής -Αεριοστρόβιλοι για να καλύψουν αυτήν την ζήτηση για τους λόγους που έχουν εξηγηθεί στην Ενότητα 6.1.4.2.

Επομένως για την Διασύνδεση το MMK είναι αυτό των αεριοστροβίλων (με τιμές ΔΣ) ενώ για την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη το μεσοσταθμικό όλων των μονάδων που λειτουργούν.

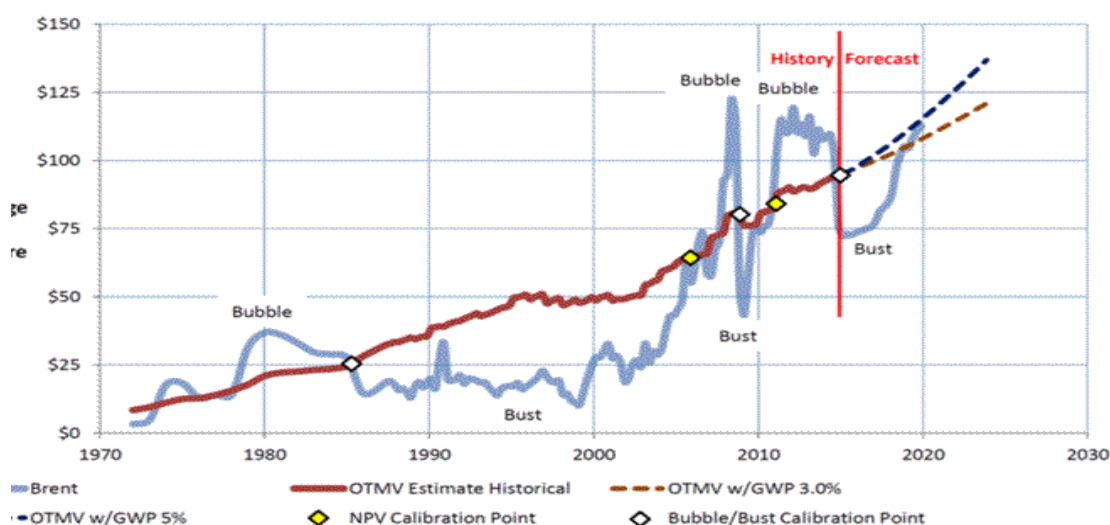
Επιπλέον λόγω φθορών κλπ που οδηγούν με μείωση της απόδοσης, το μεταβλητό κόστος των παλιών μονάδων είναι συνήθως αρκετά υψηλότερο από τις αντίστοιχες καινούργιες. Γι αυτό το λόγο στην παρούσα μελέτη γίνεται ο διαχωρισμός του μεταβλητού των καινούργιων και παλιών. **Συγκεκριμένα το μεταβλητό κόστος του υπάρχοντος μίγματος παίρνεται με βάση τις τιμές του Πίνακα 6.22 (αφού αφορούν αυτό), ενώ των νέων υπολογίζεται στον Πίνακα 6.23 για τιμές 2010.**

Το μεταβλητό κόστος αποτελείται κυρίως από το κόστος υγρών καυσίμων. Επομένως η εξέλιξη του ΜΜΚ τα επόμενα χρόνια της μελέτης συσχετίζεται άμεσα με την εξέλιξη της τιμής των καυσίμων. Συγκεκριμένα διατηρούνται σταθερές περίπου οι ετήσιες λοιπές μεταβλητές δαπάνες, ενώ το μέρος που οφείλεται στα καύσιμα αυξάνεται ανάλογα με την αύξηση της πρόβλεψης της τιμής του καυσίμου και αντίστοιχα και των τιμών CO₂ (τόσο για τις παλιές όσο και τις νέες).

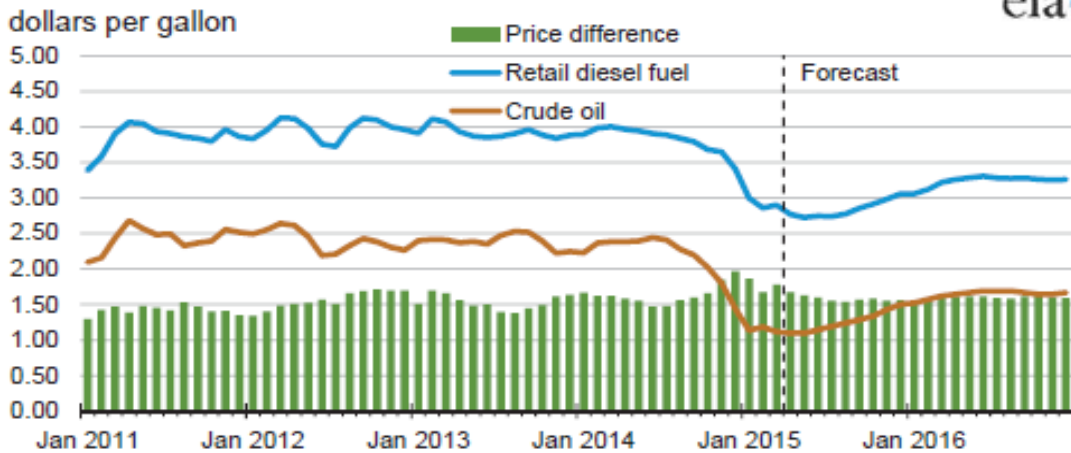
Η μεγάλη πτώση της τιμής του πετρελαίου κατά το 2015 έκανε την πλειοψηφία των παλιότερων προβλέψεων να κρίνονται ακατάλληλες και επομένως πρέπει να χρησιμοποιηθούν προβλέψεις πολύ πρόσφατες που είναι περιορισμένες σε αριθμό. Στο Σχήμα 6.8 παρουσιάζεται το ιστορικό τιμής του αργού πετρελαίου και η πρόβλεψη του γίνεται με βάση συνδυασμό στοιχείων (της EIA και του World Bank Group-WBG) που παρουσιάζονται αναλυτικά στον Πίνακα Π6.6 του Παραρτήματος.

	Νηζελ/νήτριες (Δ/Ζ)	Ατμοηλ/κές (Α/Τ)	Συν. Κύκλου (ΣΚ)	Αεριο/βιολι (Α/Σ)
Μεταβλητό κόστος ρύπων (Ε/ΜWh)	17.6	21.3		
- Καυσίμου: Μαζούτ ¹			18.0	22.6
Ντίζελ			12.3	
ΦΑ				
Μεταβλητό κόστος (Ε/ΜWh)				
- Καυσίμου: Μαζούτ	92	94	-	-
Ντίζελ	-	-	114	145
ΦΑ	-	-	63	-
- Λειτουργία & Συντήρησης.	5.4	5.4	4.3	4.3
Συνολικό Μεταβλητό Κόστος	97	99	119	150
-Με Πετρέλαιο	-	-	67	
-Με ΦΑ				
Συνολικό Μεταβλητό (Ε/ΜWh)	115	121	-	-
- Καυσίμου: Μαζούτ	-	-	137	172
Ντίζελ	-	-	80	-
ΦΑ				

Πίνακας 6.23: Βασικές μοναδιαίες τιμές ΘΗΣ για το ΔΣ (σε τιμές 2010) [1]

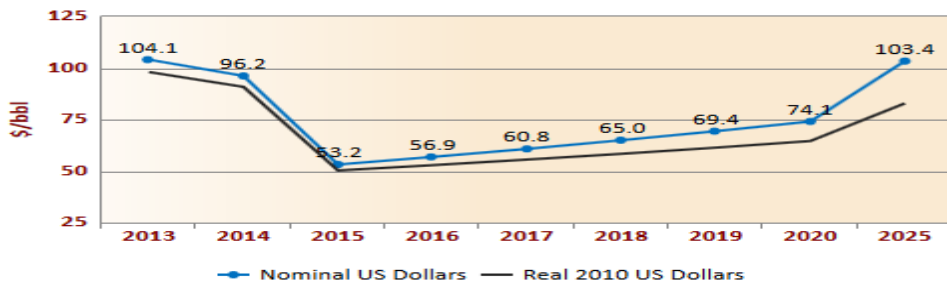


U.S. Diesel Fuel and Crude Oil Prices



Crude oil price is composite refiner acquisition cost. Retail prices include state and federal taxes.

Source: Short-Term Energy Outlook, April 2015.



Σχήμα 6.8: Πρόβλεψη της εξέλιξης της τιμής του Πετρελαίου για 3 Σενάρια 2012-2040 [41],[42]

Για την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη:

Όπως έχει αναλυθεί παραπάνω με βάση:

- Την εξέλιξη του μίγματος ΘΗΣ στο Σύστημα της Κρήτης όπως έχει βρεθεί στον Πίνακα 6.14
- Τις τιμές του μεταβλητού κόστους του Πίνακα 6.22 για το υπάρχον μίγμα
- Τις τιμές του μεταβλητού κόστους του Πίνακα 6.23 για τις νέες μονάδες
- Την εξέλιξη της τιμής των Καυσίμων του Πίνακα Π6.6 (τιμές αναφοράς) και των τιμών CO₂
- Την παραγόμενη ενέργεια σε MWh από ΘΗΣ συνολικά και ανά είδος μονάδας από την προσομοίωση του μοντέλου Matlab για όλη τη διάρκεια της μελέτης

υπολογίζονται οι παρακάτω μεσοσταθμικές τιμές του ΜΜΚμδν:

Εξέλιξη Μεσοσταθμικού ΜΜΚμδν Αυτοδύναμης Ανάπτυξης σε €/MWh										
Έτος	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Αύξηση %		-42,17%	10,00%	10,00%	8,50%	7,50%	7,50%	5,00%	3,60%	1,77%
Μετ. Καυσίμου	143,39	82,92	91,21	100,33	108,86	117,02	125,80	132,09	136,84	139,27
Συνολ.Μεταβλ.	177,02	102,36	112,60	123,86	134,39	144,47	155,30	163,07	168,94	171,93
Έτος	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Αύξηση %	1,73%	1,73%	1,76%	1,41%	1,41%	1,81%	1,81%	1,63%	0,43%	1,63%
Μετ. Καυσίμου	141,68	144,13	146,66	148,73	150,83	153,56	156,34	158,89	159,57	162,17
Συνολ.Μεταβλ.	174,90	177,93	181,06	183,61	186,20	189,57	193,01	196,15	196,99	200,21
Έτος	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040			
Αύξηση %	0,43%	1,63%	1,63%	0,43%	0,43%	0,43%	0,43%			
Μετ. Καυσίμου	162,87	165,52	168,22	168,94	169,67	170,40	171,13			
Συνολ.Μεταβλ.	201,07	204,34	207,67	208,57	209,46	210,37	211,27			

Πίνακας 6.24: Υπολογισμός εξέλιξης του ΜΜΚ_{ΜΑΝ} της Κρήτης που θεωρήθηκε για την περίπτωση της Αυτοδύναμης Ανάπτυξης (με βάση την εξέλιξη της τιμής του πετρελαίου)

Για την Διασύνδεση:

Όπως έχει αναλυθεί παραπάνω στην Διασύνδεση εντάσσονται μόνο οι αεριοστροβίλοι επομένως το ΜΜΚ_{ΔΣ} είναι ίσο με αεριοστροβιλικής μονάδας και από τους Πίνακες 6.23 και Π7.3 και τις τιμές C₀₂ διαμορφώνεται μεσοσταθμικά όπως παρακάτω:

Εξέλιξη ΜΜΚ Αεριοστροβιλικών Μονάδων σε €/MWh										
Έτος	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Αύξηση %		37,00%	-1,41%	0,90%	-8,75%	-42,17%	10,00%	10,00%	8,50%	7,50%
Μετ. Καυσίμου	150,00	205,50	202,60	204,41	186,52	107,86	118,64	130,51	141,60	152,22
Συνολ.Μεταβλ.	172,00	235,64	232,31	234,39	213,88	123,68	136,04	149,65	162,37	174,55
Εξέλιξη ΜΜΚ Αεριοστροβιλικών Μονάδων Διασυνδεδεμένου Συστήματος σε €/MWh										
Έτος	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Αύξηση %	7,50%	5,00%	3,60%	1,77%	1,73%	1,73%	1,76%	1,41%	1,41%	1,81%
Μετ. Καυσίμου	163,64	171,82	178,01	181,16	184,29	187,48	190,78	193,47	196,20	199,75
Συνολ.Μεταβλ.	187,64	197,02	204,11	207,73	211,32	214,98	218,76	221,84	224,97	229,04
Έτος	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Αύξηση %	1,81%	1,63%	0,43%	1,63%	0,43%	1,63%	1,63%	0,43%	0,43%	0,43%
Μετ. Καυσίμου	203,36	206,68	207,57	210,95	211,86	215,31	218,82	219,76	220,71	221,65
Συνολ.Μεταβλ.	233,19	236,99	238,01	241,89	242,93	246,89	250,91	251,99	253,08	254,16

Πίνακας 6.25: Υπολογισμός εξέλιξης του ΜΜΚ_{ΔΣ} του Διασυνδεδεμένου Συστήματος της Κρήτης που θεωρήθηκε (με βάση την εξέλιξη της τιμής του πετρελαίου).

6.2.3.2 Κοστολόγηση Σταθερού Μέρους

Όπως έχει προαναφερθεί παραπάνω και στο *Κεφάλαιο 5* το σταθερό κόστος της Τοπικής Θερμικής Παραγωγής δίνεται από την *εξίσωση 5.21 και 5.22*.

Η κοστολόγηση των θερμικών μονάδων ΤΠ του νησιού που θεωρούνται σε Ψυχρή Εφεδρεία, γίνεται με βάση τα πραγματικά στοιχεία κόστους της ΤΠ του εκάστοτε ΜΔΝ από τον ΔΕΔΔΗΕ και λαμβάνεται με βάση το σταθερό μέρος των ΥΚΩ της υπάρχουσας παραγωγής. Το σταθερό κόστος προκύπτει από άθροιση της μισθοδοσίας, των υλικών και αναλώσιμων, των αποσβέσεων, του κόστους κεφαλαίου και λοιπών σταθερών κοστών (όπως ενοίκια κλπ)

Το σταθερό κόστος εξαρτάται από το μίγμα ΘΗΣ του νησιού. Για το λόγο αυτό για την κοστολόγησή του ακολουθείται η εξής μεθοδολογία:

- Το πραγματικό σταθερό κόστος ΥΚΩ της υπάρχουσας ΤΠ (βλ. Πίνακα 6.22) ανάγεται σε €/MW ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ της εκάστοτε χρονιάς και χρεώνεται με βάση αυτό η παραμένουσα εγκατεστημένη ισχύς της ΤΠ του νησιού μετά τη διασύνδεση (αυτή βρίσκεται με βάση τον προγραμματισμό της ΔΕΗ από το πρόγραμμα απένταξης των παλαιών μονάδων). Όπως θα εξηγηθεί παρακάτω το ανηγμένο σταθερό κόστος σε €/MW αναπροσαρμόζεται κατά δύο τρόπους.
- Στη συνέχεια στο κόστος αυτό προστίθεται το επενδυτικό κόστος των νέων μονάδων που τυχόν θα χρειαστούν για την κάλυψη των αναγκών εφεδρείας κατά τη διάρκεια της μελέτης.

Συγκεκριμένα όπως φαίνεται στον *Πίνακα 6.27* τα κύρια σταθερά κόστη της συμβατικής παραγωγής του παραπάνω *Πίνακα 6.22* είναι η μισθοδοσία, οι αποσβέσεις, το κόστος κεφαλαίου, τα υλικά και αναλώσιμα και τέλος οι συντηρήσεις. Επομένως :

- **όταν μια μονάδα αφαιρείται από το μίγμα** σύμφωνα με το πρόγραμμα απένταξης της ΔΕΗ, σημαίνει ότι αυτή η μονάδα έχει αποσβεστεί πλήρως και άρα αφαιρούνται όλα τα κεφαλαιουχικά και κόστη απόσβεσης της. Συνεπώς αφαιρείται (αναλογικά) το μέρος που αντιστοιχεί στις αποσβέσεις της σύμφωνα με τα στοιχεία του *Πίνακα 6.27* ενώ το παραμένον μέρος αποσβέσεως % αναπροσαρμόζεται με βάση αυτό που αφαιρέθηκε.
- **επιπλέον για το πλεόνασμα εγκατεστημένης ισχύς από την απαιτούμενη εφεδρεία** κάθε σεναρίου γίνεται η θεώρηση ότι οι αποσβέσεις και κεφαλαιουχικά κόστη παραμένουν εξολοκλήρου (διότι αν κάποια μονάδα δεν έχει αποσβεστεί συνεχίζονται οι χρηματοροές της ακόμα και αν τυπικά αφαιρεθεί από το μίγμα) ενώ αφαιρείται αναλογικά το κομμάτι των μισθοδοσιών, αναλώσιμων και συντηρήσεων.

Στον παρακάτω πίνακα φαίνονται τα κόστη επένδυσης των νέων μονάδων που θεωρήθηκαν για το ΔΣ και την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη (ΜΔΝ) σε €/KW εγκατεστημένης ισχύς, για τις μονάδες που ενδιαφέρουν, όπως έχει εξηγηθεί σε προηγούμενη ενότητα:

Τεχνολογία		Κόστος Επένδυσης (€2011/Kw)
Αεριοστρόβιλος	(Δ/Σ)	410
Αεριοστρόβιλος	(ΜΔΚρήτη)	650
ΜΕΚ	(ΜΔΚρήτη)	1350
Συνδ. Κύκλος	(ΜΔΚρήτη)	1000

Πίνακας 6.26: Κόστος Επένδυσης νέων μονάδων σε €/KW που θεωρείται στην Κρήτη σε τιμές 2011 [2].

Τα παραπάνω κόστη επένδυσης είναι σε τιμές 2011 και γι' αυτό το λόγο αναπροσαρμόζονται ανάλογα το έτος ένταξης της μονάδας που ενδιαφέρει.

Η όλη διαδικασία που περιγράφηκε παραπάνω φαίνεται αναλυτικά στους Πίνακες 6.28-6.29, αντίστοιχα για την περίπτωση της Αυτοδύναμης Ανάπτυξης και της Διασύνδεσης.

Το ανηγμένο κόστος υπολογίστηκε από τα στοιχεία σταθερού κόστους των τελευταίων χρόνων του Πίνακα 6.22 σε σχέση με την αντίστοιχη εγκατεστημένη ισχύς του σε 114,61 €/MW. Τέλος **τα επενδυτικά κόστη των νέων μονάδων θεωρείται ότι μοιράζονται ίσα σε όλα τα χρόνια** για να μην υπάρχουν μεγάλες διαφορές στο ετήσιο κόστος ανάλογα με την θεώρηση του έτους ένταξης των νέων μονάδων (εξάλλου το κόστος κατασκευής μιας νέας μονάδας συνεχίζει να αποπληρώνεται μέσω των αποσβέσεων ακόμα και 20 χρόνια μετά λόγω δανεισμού κλπ και αρχίζει αρκετά πριν την ένταξή της στο μίγμα κατά την διαδικασία κατασκευής της).

ΣΗΜΑΝΤΙΚΟΤΕΡΟΙ ΠΑΡΑΓΟΝΤΕΣ ΣΤΑΘΕΡΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΚΡΗΤΗΣ 2013 σε €/MWh					
	Α' ΤΡΙΜ.	Β' ΤΡΙΜ.	Γ' ΤΡΙΜ.	Δ' ΤΡΙΜ.	ΣΥΝΟΛΟ
Αμοιβές Προσωπικού	12,47	11,33	9,05	11,63	10,96
Υλικά & Αναλώσιμα	4,86	2,79	3,56	5,29	4,05
Αποσβέσεις	9,98	8,94	7,38	9,51	8,83
Κόστος Κεφαλαίου	21,98	19,56	15,87	20,84	19,27

ΣΗΜΑΝΤΙΚΟΤΕΡΟΙ ΠΑΡΑΓΟΝΤΕΣ ΣΤΑΘΕΡΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΚΡΗΤΗΣ 2014 σε €/MWh													
	ΙΑΝ	ΦΕΒ	ΜΑΡ	ΑΠΡ	ΜΑΪ	ΙΟΥΝ	ΙΟΥΛ	ΑΥΓ	ΣΕΠ	ΟΚΤ	ΝΟΕ	ΔΕΚ	ΣΥΝΟΛΟ
Αμοιβές Προσωπικού	10,80	11,40	12,83	13,54	11,93	9,53	8,38	7,48	8,50	10,50	12,63	11,04	10,37
Συντηρήσεις	0,49	0,56	0,84	0,63	0,12	0,28	0,61	1,71	2,48	3,28	0,28	1,16	1,09
Υλικά & Αναλώσιμα	4,89	5,65	0,36	1,11	1,50	0,00	3,76	1,84	0,00	0,00	3,45	1,88	1,76
Αποσβέσεις	8,30	9,59	10,39	10,20	8,71	7,47	6,35	6,05	6,87	9,05	10,73	8,79	8,25
Κόστος Κεφαλαίου	20,55	15,87	16,35	15,89	13,61	11,68	9,85	9,42	10,70	13,77	16,62	13,81	13,50

Πίνακας 6.27: Διαχωρισμός του σταθερού κόστους του Πίνακα 6.22 στους σημαντικότερους παράγοντες του σε €/MWh [22]

Έτος	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Αιχμή Φορτίου(MW)	636,00	635,87	563,58	582,48	592,38	602,45	612,69	623,11	633,70	650,81	668,38	686,43	704,97	724,00	743,55	763,62	784,24	805,42	827,16	844,53	862,27	880,37	898,86	917,74	937,01	956,69	976,78	997,29	1018,23	1039,62	
Ελάχιστο Φορτίο(MW)	132,40	133,85	150,21	150,68	153,24	155,85	158,50	161,19	163,93	168,36	172,90	177,57	182,37	187,29	192,35	197,54	202,87	208,35	213,98	218,47	223,06	227,74	232,52	237,41	242,39	247,48	252,68	257,99	263,40	268,94	
Μέγιστη Ισχύ ΑΠΕ(30% Αιχμής)	190,80	190,76	169,07	174,74	177,71	180,74	183,81	186,93	190,11	195,24	200,52	205,93	211,49	217,20	223,06	229,09	235,27	241,62	248,15	253,36	258,68	264,11	269,66	275,32	281,10	287,01	293,03	299,19	305,47	311,89	
Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	
Προγραμματισμένη Απένταξη (MW)							-249					-116			-14	-43	-30	-30	-132												
Εναπομείνουσα Ισχύς Θερμ.Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25	454,25	454,25	454,25	440,25	397,25	367,25	337,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	
A1:Απαιτούμενη Εφεδρεία στο 100% της Αιχμής	636,00	635,87	563,58	582,48	592,38	602,45	612,69	623,11	633,70	650,81	668,38	686,43	704,97	724,00	743,55	763,62	784,24	805,42	827,16	844,53	862,27	880,37	898,86	917,74	937,01	956,69	976,78	997,29	1018,23	1039,62	
Ένταξη νέων μονάδων ΜΕΚ-A1 για κάλυψη εφεδρείας (σε MW)							"+200MW"					"+150MW"					"+100MW"					"+50MW"									
Νέα Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	770,25	770,25	770,25	770,25	770,25	770,25	804,25	804,25	804,25	790,25	847,25	817,25	787,25	655,25	655,25	655,25	655,25	655,25	655,25	705,25	705,25	705,25	705,25	705,25	
Ένταξη νέων μονάδων ΓΤ-A1 για κάλυψη εφεδρείας (σε MW)																"+250MW"										"+100MW"					
Νέα Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	770,25	770,25	770,25	770,25	770,25	770,25	804,25	804,25	1054,25	1040,25	1097,25	1067,25	1037,25	905,25	905,25	905,25	905,25	1005,25	1055,25	1055,25	1055,25	1055,25	1055,25	1055,25	
Πλεόνασμα Εγκ.Ισχ. από Απαιτούμενη Εφεδρεία	181,00	147,91	255,67	236,77	226,87	216,80	157,56	147,14	136,55	119,44	101,87	83,82	99,28	80,25	310,70	276,63	313,01	261,83	210,09	60,72	42,98	24,88	6,39	87,51	118,24	98,56	78,47	57,96	37,02	0,00	
Έτος	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
ΕΞΕΛΙΞΗ ΣΤΑΘΕΡΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΘΕΡΜ.ΜΟΝ ΜΕ (0,1146 Μ€/ΜW)*[Εγκ.Ισχύς εκάστοτε χρονιάς]	93,63	89,82	93,89	93,89	93,89	93,89	88,27	88,27	88,27	88,27	88,27	88,27	92,17	92,17	120,82	119,21	125,74	122,31	118,87	103,74	103,74	103,74	103,74	115,20	120,93	120,93	120,93	120,93	120,93	120,93	
ΑΥΞΙΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΛΟΓΩ ΝΕΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΜΕΚ - 1,35€/ΜW							270					202,5					135					67,5									
							=(1,35Μ€/ΜW)*200ΜW					=(1,35Μ€/ΜW)*150ΜW					=(1,35Μ€/ΜW)*300ΜW					=(1,35Μ€/ΜW)*65ΜW									
ΕΤΗΣΙΑ ΑΥΞΗΣΗ ΛΟΓΩ ΝΕΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΜΕΚ (αμα το ισομοιράσω σε όλα τα έτη)	0,00	0,00	0,00	0,00	10,38	10,38	10,38	10,38	10,38	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	29,67	
ΑΥΞΙΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΛΟΓΩ ΝΕΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ Αεριοστρόβιλων - 0,65€/ΜW																162,50								65							
																=(0,65Μ€/ΜW)*250ΜW								=(0,65Μ€/ΜW)*100ΜW							
ΕΤΗΣΙΑ ΑΥΞΗΣΗ ΛΟΓΩ ΝΕΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΓΤ (αμα το ισομοιράσω σε όλα τα έτη)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	10,83	
ΕΤΗΣΙΑ ΜΕΙΩΣΗ ΛΟΓΩ ΑΠΟΣΒΕΣΕΩΝ ΠΑΛΙΩΝ							10,27	10,27	10,27	10,27	10,27	10,27	15,06	15,06	15,06	15,64	17,41	18,65	19,89	25,33	25,33	25,33	25,33	25,33	25,33	25,33	25,33	25,33	25,33	25,33	
ΤΕΛΙΚΟ ΣΤΑΘΕΡΟ ΚΟΣΤΟΣ σε Μ€	93,63	89,82	93,89	93,89	104,27	104,27	88,38	88,38	88,38	118,50	118,50	118,50	117,61	117,61	146,26	144,08	148,83	144,16	139,48	118,91	118,91	118,91	118,91	130,37	136,10	136,10	136,10	136,10	136,10	136,10	

Πίνακας 6.28: Αναλυτικός υπολογισμός του σταθερού κόστους της αυτοδύναμης ανάπτυξης της Κρήτης σε Μ€

Έτος	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040			
Αιχμή Φορτίου(MW)	636,00	635,87	563,58	582,48	592,38	602,45	612,69	623,11	633,70	650,81	668,38	686,43	704,97	724,00	743,55	763,62	784,24	805,42	827,16	844,53	862,27	880,37	898,86	917,74	937,01	956,69	976,78	997,29	1018,23	1039,62			
Ελάχιστο Φορτίο(MW)	132,40	133,85	150,21	150,68	153,24	155,85	158,50	161,19	163,93	168,36	172,90	177,57	182,37	187,29	192,35	197,54	202,87	208,35	213,98	218,47	223,06	227,74	232,52	237,41	242,39	247,48	252,68	257,99	263,40	268,94			
Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25	819,25			
Προγραμματισμένη Απέκλιση (MW)							-249						-116			-14	-43	-30	-30	-132													
Εναπομείνουσα Ισχύς Θερμ.Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25	454,25	454,25	454,25	440,25	397,25	367,25	337,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25	205,25			
A : Απαιτούμενη Ψυχρή Εφεδρεία(90% Αιχμής)	572,40	572,28	507,22	524,23	533,14	542,21	551,42	560,80	570,33	585,73	601,55	617,79	634,47	651,60	669,19	687,26	705,82	724,87	744,45	760,08	776,04	792,34	808,98	825,96	843,31	861,02	879,10	897,56	916,41	935,66			
B1 : Απαιτούμενη Ψυχρή Εφεδρεία 2Χ350(MW)*	222,40	222,28	157,22	174,23	183,14	192,21	201,42	210,80	220,33	235,73	251,55	267,79	284,47	301,60	319,19	337,26	355,82	374,87	394,45	410,08	426,04	442,34	458,98	475,96	493,31	511,02	529,10	547,56	566,41	585,66			
B2 : Απαιτούμενη Ψυχρή Εφεδρεία 2Χ500(MW)*	72,40	72,28	7,22	24,23	33,14	42,21	51,42	60,80	70,33	85,73	101,55	117,79	134,47	151,60	169,19	187,26	205,82	224,87	244,45	260,08	276,04	292,34	308,98	325,96	343,31	361,02	379,10	397,56	416,41	435,66			
Ένταξη νέων μονάδων αεριοτροβίλων Σεναρίου A (σε MW)									+200MW"				+150MW"					+300MW"							+65MW"								
Νέα Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	817	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	770,25	770,25	770,25	770,25	770,25	770,25	804,25	804,25	804,25	790,25	747,25	1017,25	987,25	855,25	855,25	855,25	855,25	920,25	920,25	920,25	920,25	920,25	920,25	920,25			
Πλεόνασμα Εγκτ.Ισχύς από Εφεδρεία	244,60	211,50	312,03	295,02	286,11	277,04	218,83	209,45	199,92	184,52	168,70	152,46	169,78	152,65	135,06	102,99	41,43	292,38	242,80	95,17	79,21	62,91	46,27	94,29	76,94	59,23	41,15	22,69	3,84	0,00			
Ένταξη νέων μονάδων αεριοτροβίλων Σεναρίου B1 (σε MW)																	+200MW"		+100MW"					+65MW"									
Νέα Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25	454,25	454,25	454,25	440,25	397,25	567,25	637,25	505,25	505,25	505,25	505,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25			
Πλεόνασμα Εγκτ.Ισχύς από Εφεδρεία	594,60	561,50	662,03	645,02	636,11	627,04	368,83	359,45	349,92	334,52	318,70	302,46	169,78	152,65	135,06	302,99	241,43	192,38	242,80	95,17	79,21	62,91	46,27	94,29	76,94	59,23	41,15	22,69	3,84	0,00			
Ένταξη νέων μονάδων αεριοτροβίλων Σεναρίου B2 (σε MW)																		+150MW"					+65MW"										
Νέα Εγκατ.Ισχύς Θερμικών Μονάδων(MW)	817,00	783,78	819,25	819,25	819,25	819,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25	570,25	454,25	454,25	454,25	440,25	397,25	517,25	487,25	355,25	355,25	355,25	355,25	420,25	420,25	420,25	420,25	420,25	420,25	420,25			
Πλεόνασμα Εγκτ.Ισχύς από Εφεδρεία	744,60	711,50	812,03	795,02	786,11	777,04	518,83	509,45	499,92	484,52	468,70	452,46	319,78	302,65	285,06	252,99	191,43	292,38	242,80	95,17	79,21	62,91	46,27	94,29	76,94	59,23	41,15	22,69	3,84	0,00			
Έτος	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040			
ΕΞΕΛΙΞΗ ΣΤΑΘΕΡΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΘΕΡΜ.ΜΟΝ ΜΕ (0,1146 Μ€/MW)*[Εγκ.Ισχύς εκάστοτε χρονιάς]	97,06	97,06	93,97	82,83	93,90	93,90	65,36	65,36	65,36	65,36	65,36	65,36	52,06	52,06	52,06	50,46	45,53	42,09	38,65	23,52	23,52	23,52	23,52	23,52	23,52	23,52	23,52	23,52	23,52				
ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΕΦΕΔΡΕΙΑ ΣΤΟ 90% ΤΗΣ ΑΙΧΜΗΣ - λόγω νέων μονάδων																																	
ΑΥΞΙΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΛΟΓΩ ΝΕΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ										82			61,5				123															26,65	
ΕΤΗΣΙΑ ΑΥΞΙΣΗ ΛΟΓΩ ΝΕΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (αμα το ισομείωσος σε όλα τα έτη)	0,00	0,00	0,00	0,00	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71	13,71		
ΕΤΗΣΙΑ ΜΕΙΩΣΗ ΚΑΤΑ ΤΟ ΠΛΕΟΝΑΣΜΑ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ *(μέρος που αντιστοιχεί σε μισθοδοσίες-αναλώσιμα)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,51	8,70	7,86	9,41	8,46	7,48	5,75	2,37	17,04	14,39	6,06	5,04	4,00	2,95	6,00	4,90	3,77	2,62	1,44	0,24	0,00			
ΤΕΛΙΚΟ ΣΤΑΘΕΡΟ ΚΟΣΤΟΣ σε Μ€	97,06	97,06	93,97	82,83	97,05	97,05	68,51	68,51	68,51	69,55	70,37	71,21	56,36	57,31	58,29	58,41	56,86	38,76	37,97	31,17	32,19	33,23	34,29	31,23	32,33	33,46	34,61	35,79	36,99	37,23			
ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΨΥΧΡΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ (2Χ350MW) - λόγω νέων μονάδων																																	
ΑΥΞΙΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΛΟΓΩ ΝΕΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ																	82		41												26,65		
ΕΤΗΣΙΑ ΑΥΞΙΣΗ ΛΟΓΩ ΝΕΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (αμα το ισομείωσος σε όλα τα έτη)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48	7,48			
ΕΤΗΣΙΑ ΜΕΙΩΣΗ ΚΑΤΑ ΤΟ ΠΛΕΟΝΑΣΜΑ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ *(μέρος που αντιστοιχεί σε μισθοδοσίες-αναλώσιμα)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,25	16,43	15,59	9,41	8,46	7,48	16,93	13,83	11,21	14,39	6,06	5,04	4,00	2,95	6,00	4,90	3,77	2,62	1,44	0,24	0,00			
ΤΕΛΙΚΟ ΣΤΑΘΕΡΟ ΚΟΣΤΟΣ σε Μ€	97,06	97,06	93,97	82,83	93,90	93,90	65,36	65,36	65,36	55,59	56,41	57,24	50,14	51,08	52,06	41,01	39,18	38,36	31,74	24,95	25,96	27,00	28,06	25,00	26,11	27,23	28,38	29,56	30,76	31,00			
ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΓΙΑ ΨΥΧΡΗ ΕΦΕΔΡΕΙΑ (2Χ500MW) - λόγω νέων μονάδων																																	
ΑΥΞΙΣΗ ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟΥ ΛΟΓΩ ΝΕΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ																		61,5													26,65		
ΕΤΗΣΙΑ ΑΥΞΙΣΗ ΛΟΓΩ ΝΕΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (αμα το ισομείωσος σε όλα τα έτη)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41			
ΕΤΗΣΙΑ ΜΕΙΩΣΗ ΚΑΤΑ ΤΟ ΠΛΕΟΝΑΣΜΑ ΕΦΕΔΡΕΙΑΣ *(μέρος που αντιστοιχεί σε μισθοδοσίες-αναλώσιμα)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,98	24,16	23,33	17,72	16,77	15,79	14,14	10,97	17,04	14,39	6,06	5,04	4,00	2,95	6,00	4,90	3,77	2,62	1,44	0,24	0,00			
ΤΕΛΙΚΟ ΣΤΑΘΕΡΟ ΚΟΣΤΟΣ σε Μ€	97,06	97,06	93,97	82,83	93,90	93,90	65,36	65,36	65,36	44,79	45,60	46,44	38,75	39,70	40,68	40,73	38,97	29,46	28,67	21,87	22,89	23,93	24,99	21,93	23,03	24,16	25,31	26,49	27,69	27,93			

Πίνακας 6.29: Αναλυτικός υπολογισμός του σταθερού κόστους του διασυνδεδεμένου συστήματος της Κρήτης σε Μ€ για κάθε θεωρούμενο σενάριο εφεδρείας

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7 : ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

7.1 Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο θα παρουσιαστούν τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την εφαρμογή του μοντέλου στο σύστημα της Κρήτης, για τα δεδομένα εισόδου που έχουν αναλυθεί διεξοδικά στο Κεφάλαιο 6.

Αρχικά παρουσιάζονται τα συνολικά στοιχεία κόστους και οι συνολικοί δείκτες LCOE των βασικών σεναρίων της μελέτης καθώς και αναλυτικά στοιχεία της ενέργειας σε κάθε σημείο της μελέτης. Επίσης παρουσιάζονται τα αντίστοιχα ετήσια στοιχεία κόστους και LCOE. Ακολουθεί διερεύνηση ως προς:

- Την επίδραση του *ύψους διείσδυσης των ΑΠΕ* στην οικονομικότητα της διασύνδεσης και στο κόστος γενικότερα, αλλά και στον καταναλωτή μέσω του τέλους ETMEAP
- Την εκτίμηση της *μέγιστης αιολικής διείσδυσης* του νησιού με κριτήριο η αναμενόμενη απορριπτόμενη αιολική ενέργεια να μην ξεπερνάει το 1% της συνολικά παραγόμενης
- Το σενάριο κατασκευής 2^{ης} ανεξάρτητης διασύνδεσης
- Την *επιλογή μεταφορικής ικανότητας* διασύνδεσης για την περίοδο εξέτασης αλλά και μακροχρόνια
- Την επίδραση του θεωρούμενου *επιπέδου τάσης* στις απώλειες

Τέλος πραγματοποιείται και ανάλυση ευαισθησίας ως προς τις κύριες παραμέτρους εισόδου του μοντέλου, πιο συγκεκριμένα:

- Εξετάζεται η επίδραση στο συνολικό αποτέλεσμα από μεταβολή της *ΟΤΣ* (2014) $\pm 2\%$ που θεωρήθηκε για την μελέτη, καθώς και η προέκτασή της για την χρονοσειρά της ΟΤΣ του 2013.
- Η επίδραση της *τιμής των καυσίμων* στο συνολικό κόστος
- Την επίδραση της *θεώρησης εξέλιξης του φορτίου* στο τελικό αποτέλεσμα
- Τέλος την επίδραση του *επενδυτικού κόστους της διασύνδεσης* στο αποτέλεσμα καθώς και την εύρεση του *μεγίστου* που η διασύνδεση εξακολουθεί να παραμένει οριακά συμφέρουσα

7.2 Αποτελέσματα βασικού σεναρίου εξέτασης

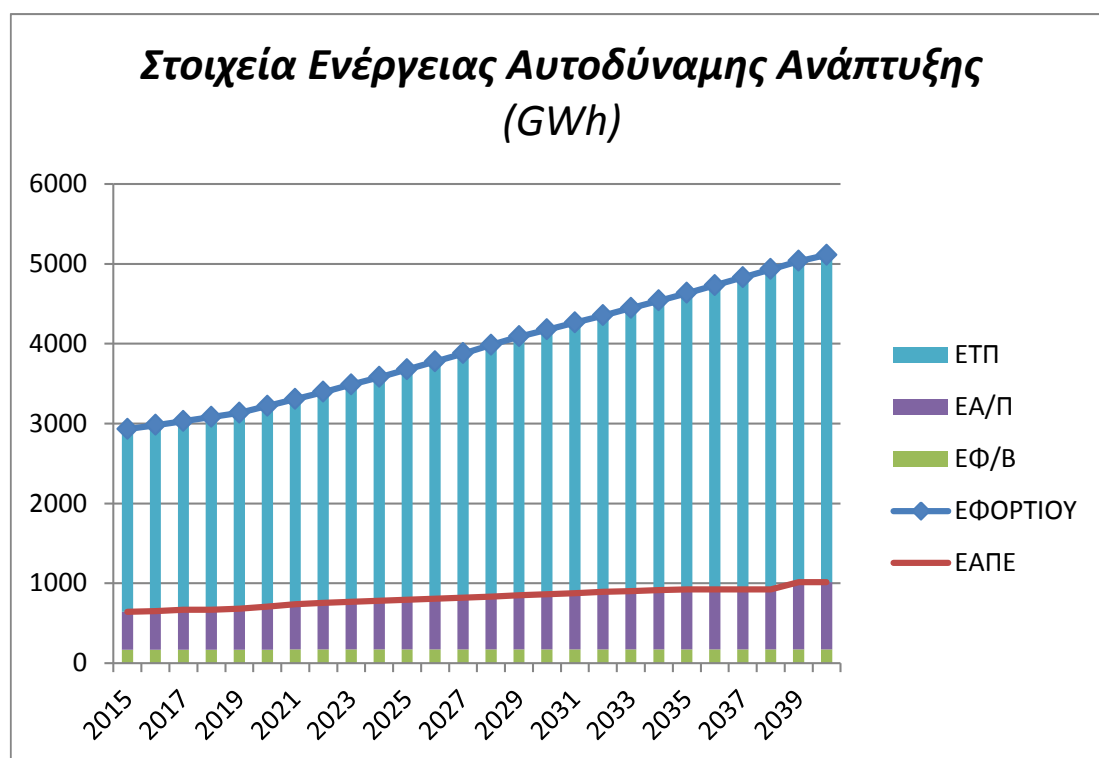
Παρακάτω στον Πίνακα 7.1 παρουσιάζονται ξανά τα στοιχεία του βασικού σεναρίου εξέτασης για το διασυνδεδεμένο σύστημα και για την περίπτωση της αυτοδύναμης ανάπτυξης.

ΣΕΝΑΡΙΑ		Έτος					
		2020	2025	2028	2030	2035	2040
A1	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	2x350MW Αττική					
	ΑΠΕ	390	918	1535			1535
	ΕΦΕΔΡΕΙΑ	Ψυχρή Εφεδρεία στο 90% της Αιχμής - 50% Μεταφ. Ικανότητας Διασύνδεσης					
B1	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	2x500MW Αττική					
	ΑΠΕ	390	918	1535			1535
	ΕΦΕΔΡΕΙΑ	Ψυχρή Εφεδρεία στο 90% της Αιχμής - 50% Μεταφ. Ικανότητας Διασύνδεσης					
A2	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	2x350MW Αττική					
	ΑΠΕ	390	805	1000			1000
	ΕΦΕΔΡΕΙΑ	Ψυχρή Εφεδρεία στο 90% της Αιχμής					
B2	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	2x500MW Αττική					
	ΑΠΕ	390	805	1000			1000
	ΕΦΕΔΡΕΙΑ	Ψυχρή Εφεδρεία στο 90% της Αιχμής					
Γ	ΑΥΤΟΔΥΝΑΜΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ						
	ΑΠΕ	Μέχρι το 30% της Αιχμής του Φορτίου					
	ΕΦΕΔΡΕΙΑ	Στην Αιχμή του Φορτίου					

Πίνακας 7.1: Στοιχεία των βασικών σεναρίων προς εφαρμογή του μοντέλου για το σύστημα της Κρήτης

7.2.2 Στοιχεία Ενέργειας

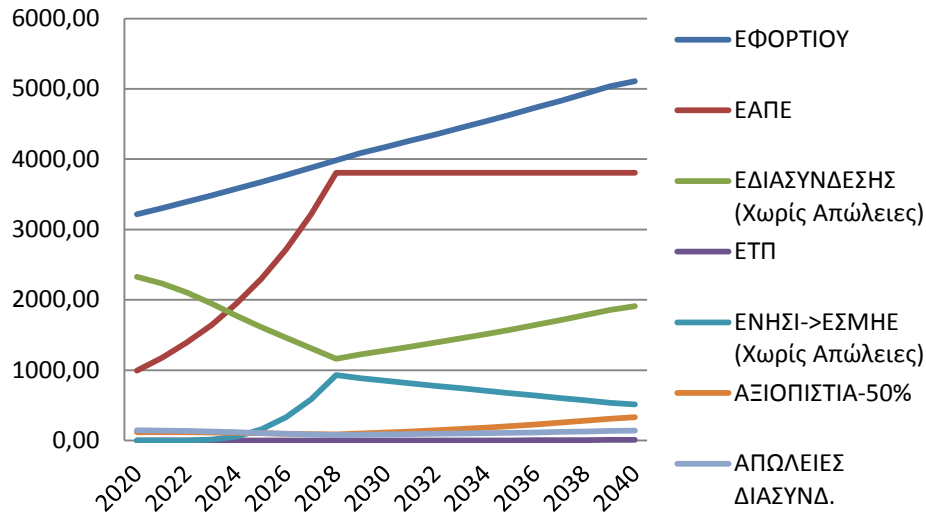
Στα παρακάτω διαγράμματα παρουσιάζονται οι ενέργειες σε GWh σε κάθε σημείο της διασύνδεσης ανάλογα με το προς εξέταση σενάριο, όπως προέκυψαν από την εφαρμογή του μοντέλου στο MATLAB. Επίσης στον Πίνακα 7.2 παρουσιάζονται αναλυτικά τα νούμερα σε GWh με βάση τα οποία σχεδιάστηκαν τα παραπάνω διαγράμματα. Παρακάτω παρουσιάζονται τα στοιχεία ενέργειας όπως προέκυψαν για την περίπτωση της αυτοδύναμης ανάπτυξης:



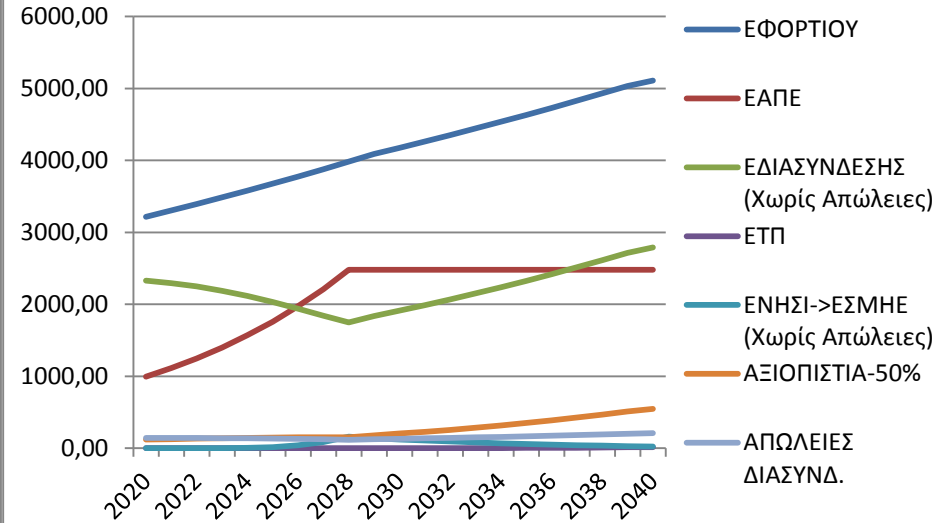
Σχήμα 7.1: Στοιχεία ενέργειας αυτοδύναμης ανάπτυξης σε GWh όπως προέκυψαν από την προσομοίωση του μοντέλου στο MATLAB

Στα παρακάτω διαγράμματα απεικονίζονται σε GWh η ενέργεια ζήτησης του φορτίου (ΕΦΟΡΤΙΟΥ), η συνολική παραγόμενη ενέργεια από τις ΑΠΕ του νησιού (ΕΑΠΕ) και ξεχωριστά από τα αιολικά (ΕΑ/Π) και τα φωτοβολταϊκά (ΕΦ/Β). Επίσης απεικονίζεται η ενέργεια που δίνεται από τον ηπειρωτικό κορμό μέσω της διασύνδεσης για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού, συγκεκριμένα αυτή που φτάνει στο νησί (ΕΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ με απώλειες – P_{VSC}), αυτή που ξεκινάει (ΕΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ χωρίς απώλειες – $P_{esm-isl}$) και οι απώλειες διασύνδεσης. Τέλος σχεδιάζεται και η αναμενόμενη ενέργεια απωλειών κάθε σεναρίου σε περίπτωση απώλειας της μίας γραμμής (ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑ-50%), ενώ στην περίπτωση απώλειας και των δύο γραμμών αυτή είναι ίση με την P_{VSC} (βλ. Κεφ.4.3.3).

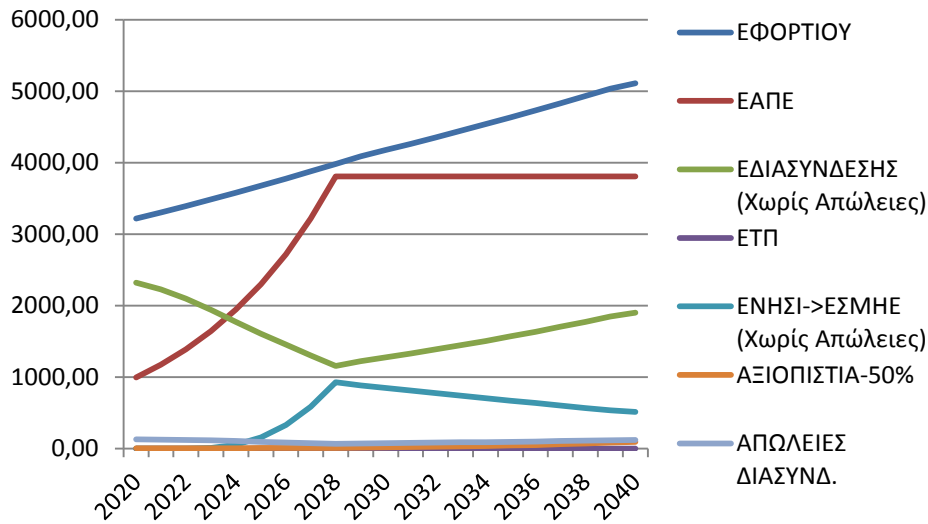
Στοιχεία Ενέργειας A1 (GWh)



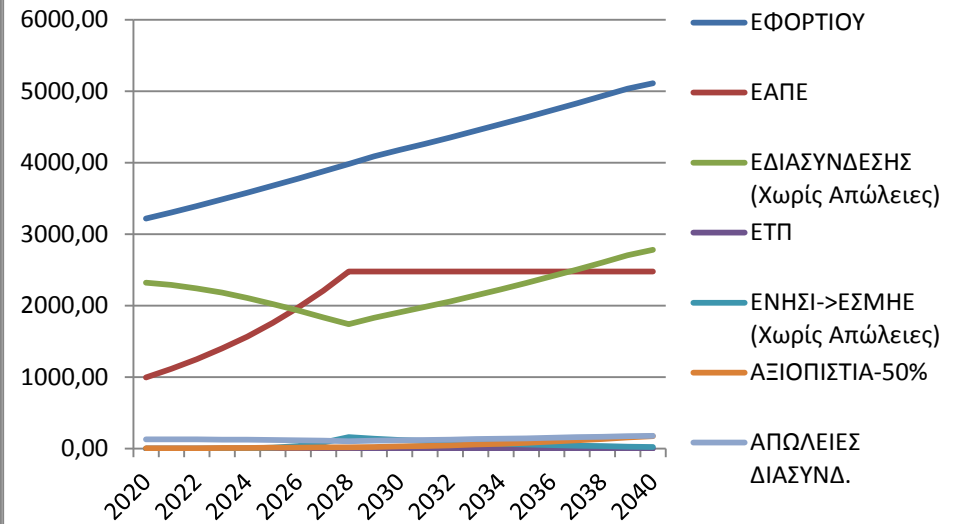
Στοιχεία Ενέργειας A2 (GWh)

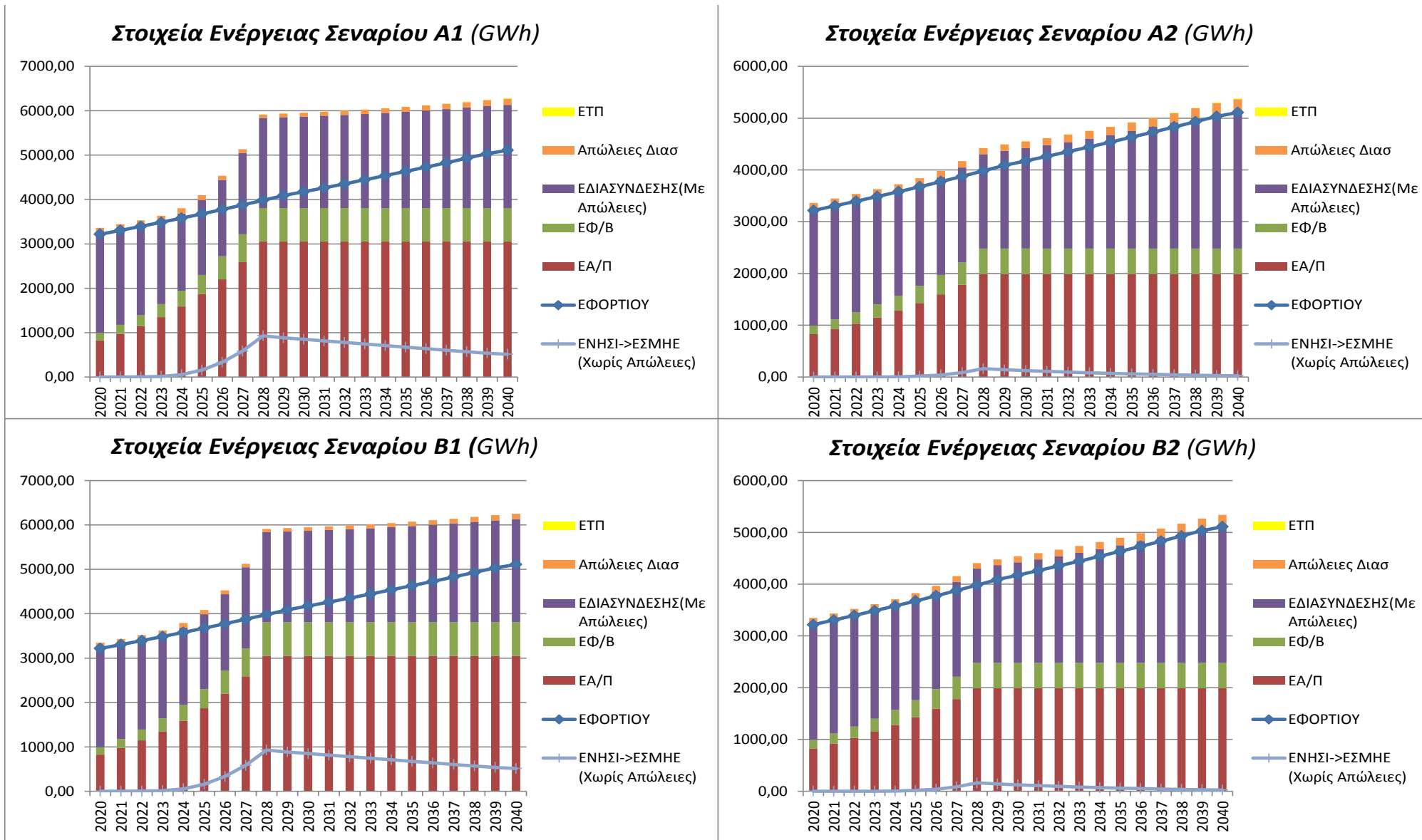


Στοιχεία Ενέργειας B1 (GWh)



Στοιχεία Ενέργειας B2 (GWh)





Σχήμα 7.2: Στοιχεία ενέργειας σεναρίων σε GWh όπως προέκυψαν από την προσομοίωση του μοντέλου στο MATLAB

		ΕΤΗΣΙΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΕΣ ΝΗΘΙΟΥ ΣΕ GWh																											
		ΕΤΟΣ	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
ΣΕΝΑΡΙΟ A1	ΕΦΟΡΤΙΟΥ	2928,81	2978,60	3029,24	3080,73	3133,11	3217,70	3304,58	3393,80	3485,43	3579,54	3676,19	3775,45	3877,38	3982,07	4089,59	4175,47	4263,15	4352,68	4444,09	4537,41	4632,70	4729,99	4829,32	4930,73	5034,28	5109,79		
	ΕΑΠΕ	628,46	685,65	749,95	822,24	903,51	994,88	1176,17	1390,61	1644,30	1944,44	2299,57	2719,82	3217,17	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84
	ΕΑ/Π	460,27	517,46	581,76	654,05	735,32	826,70	973,22	1145,71	1348,78	1587,84	1869,26	2200,57	2590,60	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76
	ΕΦ/Β	168,19	168,19	168,19	168,19	168,19	168,19	168,19	202,95	244,90	295,52	356,60	430,31	519,25	626,57	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08
	ΕΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ (Χωρίς Απ.)	2446,20	2438,82	2424,86	2403,41	2373,48	2367,56	2268,91	2138,98	1980,20	1805,53	1639,59	1483,90	1331,99	1182,26	1248,86	1303,51	1360,21	1419,01	1479,89	1543,07	1608,94	1677,21	1748,21	1821,79	1898,14	1954,71		
	ΕΤΠ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,07	0,13	0,25	0,52	0,89	1,38	2,04	2,93	4,05	5,37	6,99	8,40	
	ΕΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑ-50%	87,02	92,40	97,50	102,27	106,72	118,98	118,49	116,37	112,82	107,85	102,03	96,33	90,56	85,48	100,67	113,98	128,82	145,17	163,15	182,75	204,06	227,18	252,24	279,38	308,73	331,20		
	ΑΠΩΛΕΙΣΔΙΑΣ	145,85	145,87	145,57	144,91	143,88	144,75	140,51	135,07	127,61	117,82	105,99	95,94	86,55	77,50	82,17	86,27	90,44	94,79	99,34	104,22	109,59	115,08	120,98	127,13	133,68	138,68		
	Pvsc	2300,35	2292,95	2279,29	2258,49	2229,59	2222,82	2128,41	2004,62	1864,04	1740,30	1690,59	1720,30	1830,68	2033,30	2049,64	2064,85	2082,23	2101,58	2122,85	2146,12	2171,85	2200,11	2230,98	2264,44	2300,48	2328,10		
	ΕΝΗΞΙ->ΕΣΜΗΕ (Χωρίς Απώλεες)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,71	11,45	52,60	156,98	332,34	585,23	928,53	882,94	847,61	812,45	777,37	742,30	707,27	672,49	637,98	603,75	569,77	536,02	512,08		
	Απορρ.Εν.ΑΠΕ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,77	1,13	0,76	0,47	0,26	0,14	0,06	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	
ΣΕΝΑΡΙΟ A2	ΕΦΟΡΤΙΟΥ	2928,81	2978,60	3029,24	3080,73	3133,11	3217,70	3304,58	3393,80	3485,43	3579,54	3676,19	3775,45	3877,38	3982,07	4089,59	4175,47	4263,15	4352,68	4444,09	4537,41	4632,70	4729,99	4829,32	4930,73	5034,28	5109,79		
	ΕΑΠΕ	628,46	685,65	749,95	822,24	903,51	994,88	1114,84	1249,36	1400,23	1569,47	1759,32	1972,32	2211,31	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49
	ΕΑ/Π	460,27	517,46	581,76	654,05	735,32	826,70	922,49	1029,37	1148,65	1281,74	1430,26	1595,98	1780,91	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26
	ΕΦ/Β	168,19	168,19	168,19	168,19	168,19	168,19	192,35	219,98	251,59	287,73	329,06	376,34	430,40	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	
	ΕΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ (Χωρίς Απ.)	2446,20	2438,82	2424,86	2403,41	2373,48	2367,56	2333,70	2287,16	2226,44	2151,93	2066,02	1972,02	1873,84	1780,86	1873,53	1948,93	2027,48	2109,62	2195,55	2285,34	2378,62	2475,11	2574,79	2677,65	2784,16	2862,68		
	ΕΤΠ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,10	0,26	0,58	1,06	1,70	2,49	3,56	4,96	6,96	9,58	12,88	15,82		
	ΕΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑ-50%	87,02	92,40	97,50	102,27	106,72	118,98	126,14	132,60	138,24	143,16	147,15	150,15	152,17	153,19	180,00	202,98	227,86	254,72	283,93	315,48	349,40	385,92	425,28	467,21	511,82	545,58		
	ΑΠΩΛΕΙΣΔΙΑΣ	145,85	145,87	145,57	144,91	143,88	144,75	143,96	142,72	140,83	138,10	134,38	129,89	123,34	117,05	124,25	130,11	136,42	143,27	150,58	158,24	166,05	174,07	182,41	191,18	200,62	207,66		
	Pvsc	2300,35	2292,95	2279,29	2258,49	2229,59	2222,82	2189,74	2144,45	2086,02	2017,59	1946,41	1881,12	1834,93	1825,04	1888,46	1941,67	1998,44	2059,53	2125,36	2196,28	2271,95	2351,59	2434,92	2521,70	2612,29	2679,75		
	ΕΝΗΞΙ->ΕΣΜΗΕ (Χωρίς Απώλεες)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,41	3,76	14,77	39,00	84,43	161,23	139,18	122,85	107,39	93,17	80,38	69,18	59,37	50,55	42,55	35,23	28,75	24,73		
	Απορρ.Εν.ΑΠΕ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ΣΕΝΑΡΙΟ B1	ΕΦΟΡΤΙΟΥ	2928,81	2978,60	3029,24	3080,73	3133,11	3217,70	3304,58	3393,80	3485,43	3579,54	3676,19	3775,45	3877,38	3982,07	4089,59	4175,47	4263,15	4352,68	4444,09	4537,41	4632,70	4729,99	4829,32	4930,73	5034,28	5109,79		
	ΕΑΠΕ	628,46	685,65	749,95	822,24	903,51	994,88	1176,17	1390,61	1644,30	1944,44	2299,57	2719,82	3217,17	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	
	ΕΑ/Π	460,27	517,46	581,76	654,05	735,32	826,70	973,22	1145,71	1348,78	1587,84	1869,26	2200,57	2590,60	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	
	ΕΦ/Β	168,19	168,19	168,19	168,19	168,19	168,19	202,95	244,90	295,52	356,60	430,31	519,25	626,57	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08		
	ΕΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ (Χωρίς Απ.)	2431,50	2424,10	2410,17	2388,80	2359,03	2352,92	2254,95	2125,81	1967,92	1794,15	1629,14	1474,37	1323,37	1174,53	1240,42	1294,46	1350,52	1408,62	1468,76	1531,15	1596,18	1663,53	1733,56	1806,10	1881,33	1937,05		
	ΕΤΠ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	ΕΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑ-50%	0,83	1,17	1,59	2,10	2,74	4,31	5,20	6,03	6,81	7,49	8,21	9,03	9,99	11,01	14,36	17,56	21,34	25,77	30,90	36,95	43,99	52,16	61,74	72,86	85,57	95,64		
	ΑΠΩΛΕΙΣΔΙΑΣ	131,15	131,15	130,88	130,31	129,43	130,11	126,54	121,91	115,33	106,45	95,54	86,41	77,93	69,76	73,72	77,23	80,74	84,41	88,21	92,31	96,82	101,40	106,33	111,44	116,87	121,03		
	Pvsc	2300,35	2292,95	2279,29	2258,49	2229,59	2222,82	2128,41	2004,62	1864,04	1740,30	1690,59	1720,30	1830,68	2033,30	2049,64	2064,85	2082,23	2101,58	2122,85	2146,12	2171,85	2200,11	2230,98	2264,44	2300,48	2328,10		
	ΕΝΗΞΙ->ΕΣΜΗΕ (Χωρίς Απώλεες)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,71	11,45	52,60	156,98	332,34	585,23	928,53	882,94	847,61	812,45	777,37	742,30	707,27	672,49	637,98	603,75	569,77	536,02	512,08		
	Απορρ.Εν.ΑΠΕ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ΣΕΝΑΡΙΟ B2	ΕΦΟΡΤΙΟΥ	2928,81	2978,60	3029,24	3080,73	3133,11	3217,70	3304,58	3393,80	3485,43	3579,54	3676,19	3775,45	3877,38	3982,07	4089,59	4175,47	4263,15	4352,68	4444,09	4537,41	4632,70	4729,99	4829,32	4930,73	5034,28	5109,79		
	ΕΑΠΕ	628,46	685,65	749,95	822,24	903,51	994,88	1114,84	1249,36	1400,23	1569,47	1759,32	1972,32	2211,31	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	
	ΕΑ/Π	460,27	517,46	581,76	654,05	735,32	8																						

Από τα παραπάνω στοιχεία ενέργειας προκύπτουν ορισμένες ενδιαφέρουσες παρατηρήσεις:

- Η μικρότερη διασύνδεση **2x350MW** παρουσιάζει μεγαλύτερες **απώλειες (6.5%)** από την **2x500MW (5,8%)**. Αυτό είναι λογικό καθότι η μικρότερη διασύνδεση όπως φαίνεται στον Πίνακα 6.2 έχει μικρότερη διατομή καλωδίων άρα χρησιμοποιείται μεγαλύτερο μέρος της διατομής της για την μεταφορά της ίδιας ενέργειας (βλ. Ενότητα 7.3.6 για αναλυτικά).
- Τα σενάρια **A1** και **B1** έχουν υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ από τα **A2** και **B2**, επομένως η συνολικά παραγόμενη ενέργεια από ΑΠΕ είναι μεγαλύτερη και ταυτόχρονα η ενέργεια που δίνεται μέσω της διασύνδεσης (ΕΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ) μικρότερη, αφού μεγαλύτερο μέρος του φορτίου του νησιού τροφοδοτείται από τις ΑΠΕ.
- Τα σενάρια **A2** και **B2** έχουν πολύ μικρή ανάστροφη ροή ενέργειας ΕΝΗΣΗ->ΕΣΜΗΕ, αφού σε αυτά θεωρείται αρκετά χαμηλότερη διείσδυση ΑΠΕ με αποτέλεσμα να απορροφάται σχεδόν όλη από το νησί.
- Η απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ, δηλαδή το ποσό της ενέργειας από ΑΠΕ που δεν μπορεί να απορροφηθεί από το νησί και ταυτόχρονα δεν μπορεί να δοθεί στο ηπειρωτικό σύστημα λόγω της περιορισμένης μεταφορικής ικανότητας της διασύνδεσης, είναι μηδενικό σε όλες τις περιπτώσεις εκτός από την **A1**. Το παραπάνω είναι απόλυτα λογικό αφού οι περιπτώσεις **B1** και **B2** έχουν μεγάλη μεταφορική ικανότητα (**1000MW**) και η περίπτωση **A2** έχει μικρή διείσδυση ΑΠΕ. Άρα μόνο στην περίπτωση **A1** συμβαίνει η παραγωγή ΑΠΕ μείον το φορτίο του νησιού να ξεπερνάει κάποιες στιγμές την μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης.
- Τέλος η τοπική παραγωγή, όπως φαίνεται από τις αντίστοιχες ενέργειες, τίθεται σε λειτουργία μόνο στα σενάρια **A1** και **A2**. Αυτό συμβαίνει διότι λόγω της περιορισμένης μεταφορικής ικανότητας ορισμένες στιγμές η διασύνδεση δεν επαρκεί να τροφοδοτήσει εξολοκλήρου το φορτίο με αποτέλεσμα να χρειάζεται να λειτουργήσουν οι θερμικές μονάδες. Αντίθετα στα σενάρια **B** η διασύνδεση επαρκεί πάντα σε σχέση με το φορτίο.

7.2.2 Συνολικά στοιχεία για όλα τα έτη μελέτης

Στους παρακάτω Πίνακες 7.3-7.4 παρουσιάζονται τα συνολικά στοιχεία κόστους σε ανηγμένες τιμές 2015 και οι δείκτες LCOE για όλη την διάρκεια της μελέτης (2020-2040) όπως προέκυψαν από το μοντέλο.

Ακολουθούνται οι ονομασίες κόστους που αναφέρθηκαν στην εισαγωγή του Κεφ.5, ενώ επίσης παρουσιάζονται και τα επιμέρους κόστη των παραπάνω. Το συνολικό κόστος του παρακάτω πίνακα αφορά το κόστος **ΚΟΣΚ** (βλ. Εξ.5.35) όπως έχει αναλυθεί και στο Κεφ.5.

Συνολικά Στοιχεία Κόστους Σεναρίων												
ΣΕΝΑΡΙΑ	ΚΟΣΤΗ σε Μ€							Επιμέρους κόστη σε Μ€				
	ΚΔ	ΚΕΣΜΗΕ	ΚΑΠΕ	ΚΕΦΕΔΡ	ΚΜΕΤ_ΤΠ	ΚΡΕΛΙΑΒ	ΣΥΝΟΛ	ΚΑΠΕ_over	ΚΣΤΑΘ_ΤΠ	ΚΑΔΙ	ΕΤΜΥΚΩ*	ΚΑΠΩΛ
A1	736,77	1000,38	1879,15	640,81	1,84	41,88	4300,84	213,03	340,82	299,99	677,55	65,47
A2	736,77	1276,28	1524,07	715,77	3,34	61,13	4317,36	25,19	415,78	299,99	552,68	84,77
B1	955,71	993,28	1879,15	586,89	0,00	18,16	4433,19	213,03	286,90	299,99	677,55	58,37
B2	955,71	1266,69	1524,07	715,77	0,00	25,60	4487,84	25,19	415,78	299,99	552,68	75,18
ΑΥΤΟΔΥΝΑΜΗ	-	-	800,88	996,71	4810,89	-	6608,48	-	996,71	-	3217,56	-

Πίνακας 7.3: Συνολικά στοιχεία κόστους σεναρίων σε Μ€ καθώς και τα επιμέρους κόστη αυτών (ανηγμένα '15)

Στον ακόλουθο πίνακα βρίσκονται οι τρεις δείκτες LCOE, όπως έχουν εξηγηθεί εκτενώς στο Κεφ.5, όπου αναλύεται ποια κόστη από τα παραπάνω περιλαμβάνονται στον υπολογισμό του καθενός. Ο δείκτης που ενδιαφέρει κυρίως είναι ο LCOE_Κ που αποτιμά πόσα € κατά μέσο όρο καθ' όλη τη διάρκεια της μελέτης πρέπει να αποζημιώνεται η MWh από τον καταναλωτή ώστε η επένδυση της διασύνδεσης να είναι βιώσιμη.

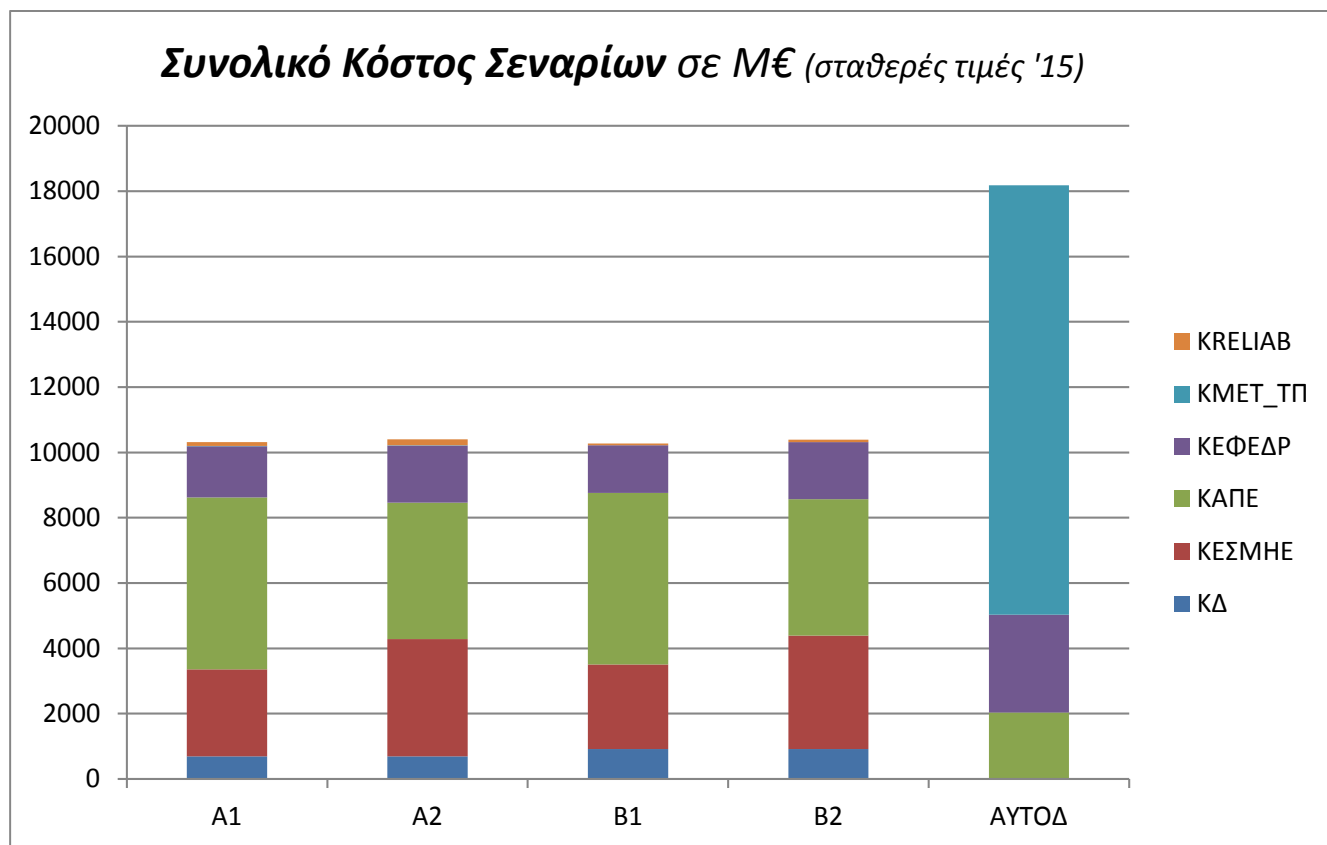
ΣΕΝΑΡΙΑ	LCOE σε €/MWh		
	LCOE _Κ	LCOE _Σ	LCOE _Π
A1	130,51	124,99	109,95
A2	131,01	130,34	114,24
B1	134,53	128,60	113,97
B2	136,19	135,45	119,41
ΑΥΤΟΔ	198,46	-	-

Πίνακας 7.4: Συνολικοί δείκτες LCOE σεναρίων σε €/MWh όπως έχουν αναλυθεί στο Κεφ.5.

* Σαν κόστος ΕΤΜΥΚΩ συμβολίζεται το άθροισμα του κόστους ΥΚΩ συν ΕΤΜΕΑΡ. Σημειώνεται ότι και στην περίπτωση της διασύνδεσης, τις ώρες που τίθεται σε λειτουργία η ΤΠ υπάρχει ένα κόστος ΥΚΩ ίσο με την διαφορά του ΜΜΚΔΣ από την ΟΤΣ του ΕΣΜΗΕ (πολύ μικρό βέβαια). Αντίστοιχα το κόστος ΕΤΜΕΑΡ λαμβάνεται ίσο με την διαφορά της ΜΜΚΔΣ από την Ταρίφα ΑΠΕ του ΔΣ. Εν τέλει το συνολικό κόστος ΕΤΜΥΚΩ στην περίπτωση της διασύνδεσης δείχνει την διαφορά της Ταρίφας ΑΠΕ του ΔΣ από την ΟΤΣ ΕΣΜΗΕ (βλ. Κεφ.4 για περαιτέρω).

Σημείωση: Για τις ονομασίες του κόστους και δεικτών LCOE βλ. σελ. 72 και 91 αντίστοιχα

Ενώ στο παρακάτω διάγραμμα σχεδιάζονται τα συνολικά κόστη των παραπάνω σεναρίων σε σταθερές τιμές 2015 σε Μ€:



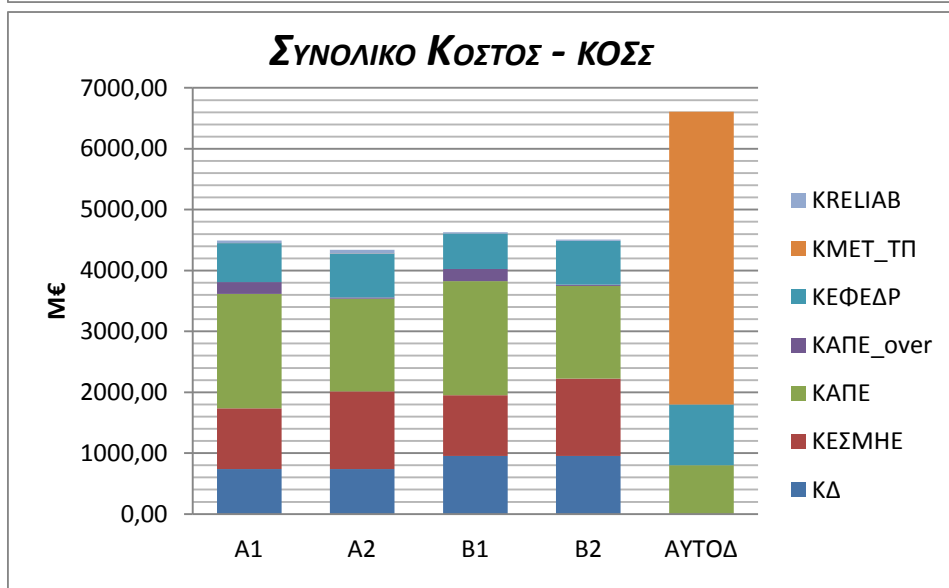
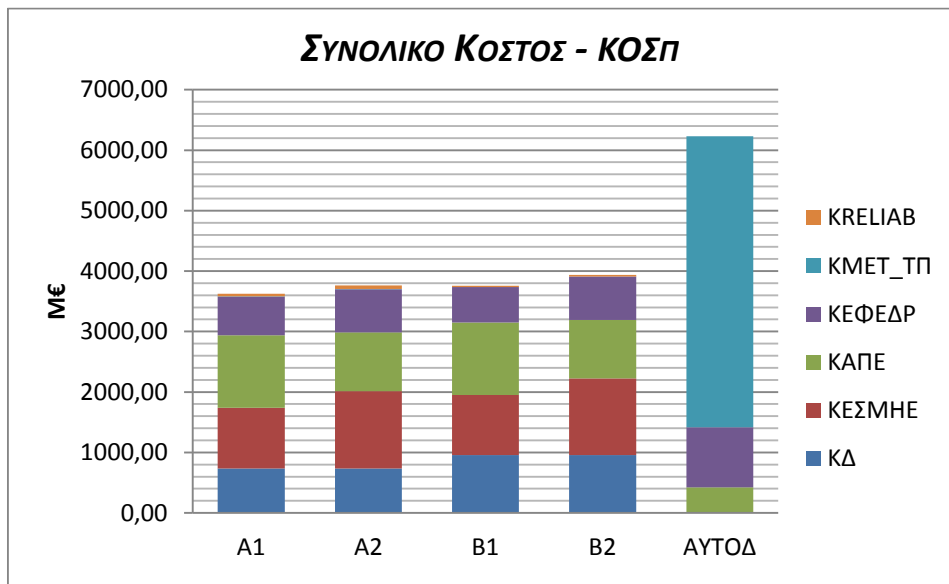
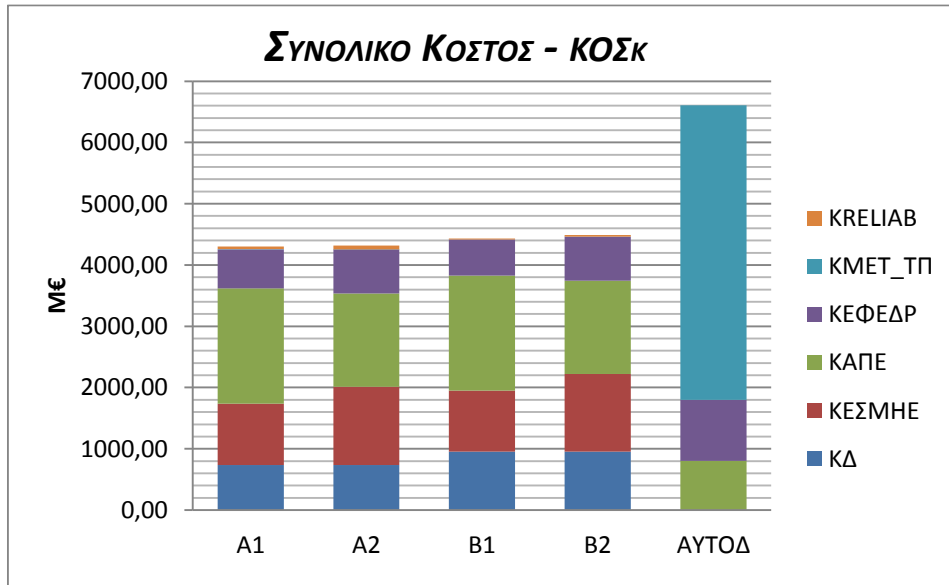
Σχήμα 7.3: Συνολικό κόστος σεναρίων όπως διαμορφώνεται από τα επιμέρους σε σταθερές τιμές 2015

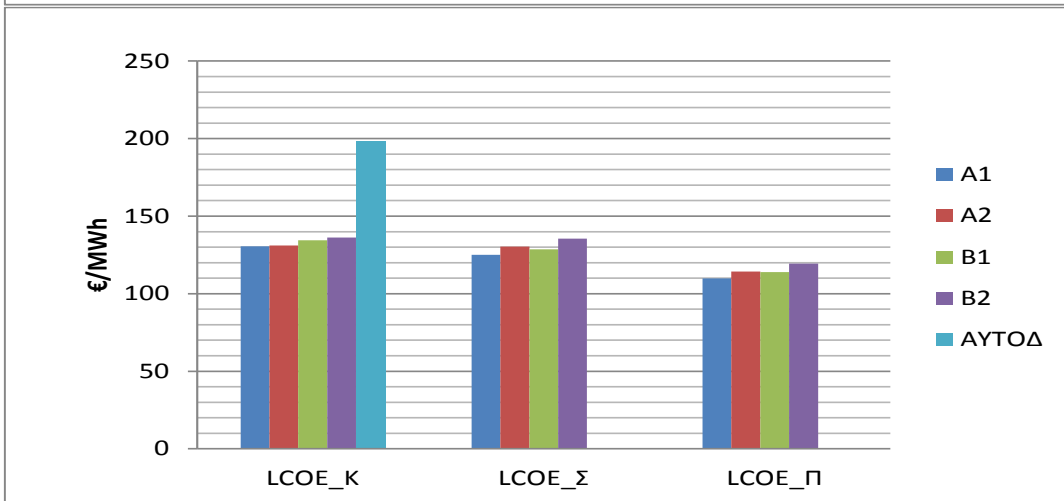
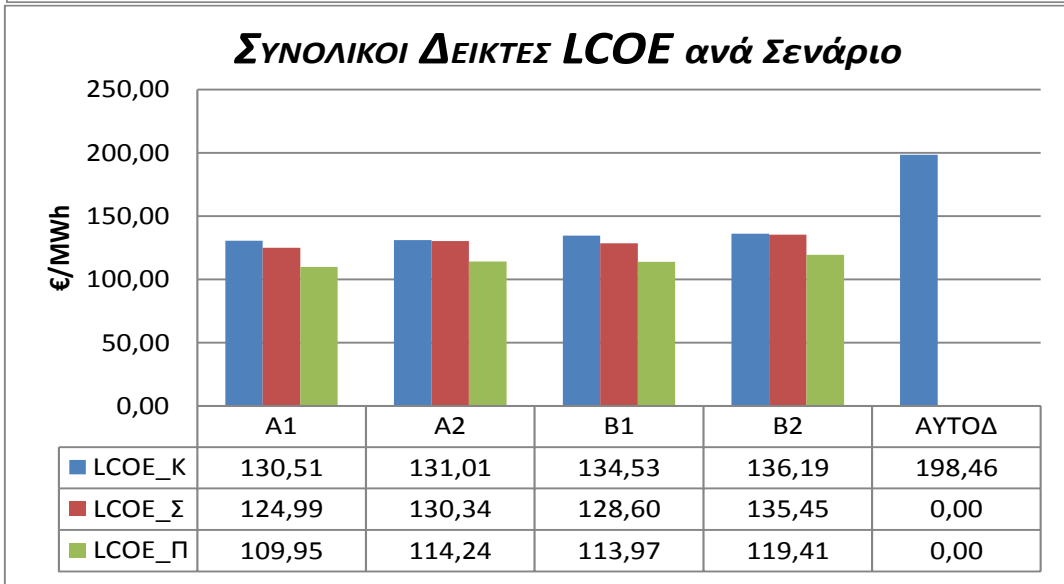
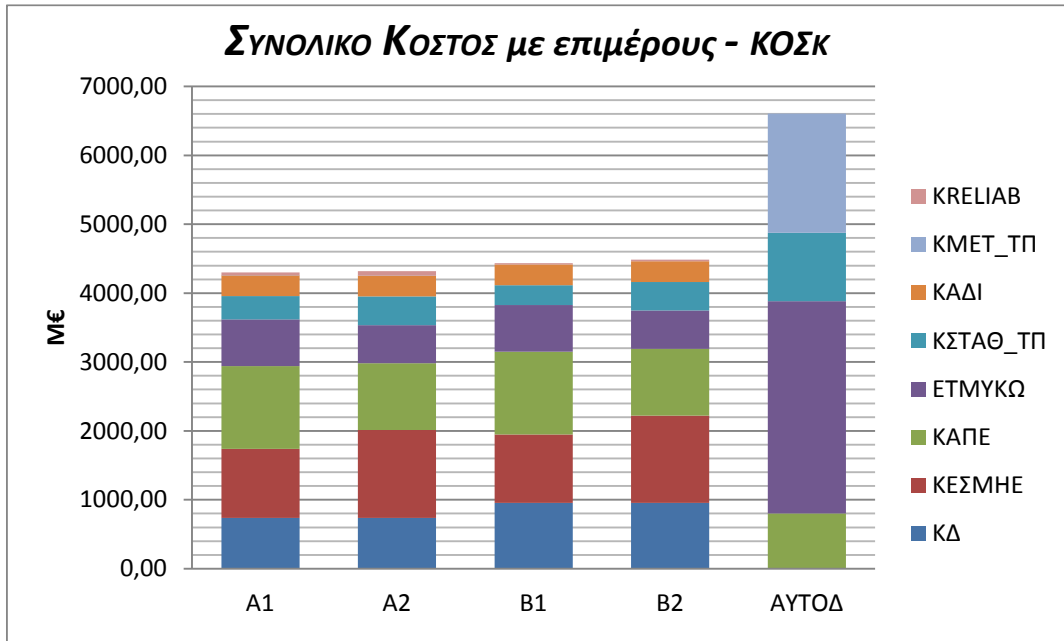
Τέλος όπως έχει προαναφερθεί γίνεται και ο υπολογισμός των παραπάνω με τον 2^ο τρόπο, με την λογική ότι όλη η ενέργεια δίνεται μέσω της διασύνδεσης ενώ δεν ενδιαφέρουν τα σεναρία ΑΠΕ επί του νησιού.

Συνολικά Στοιχεία Κόστους Σεναρίων με τον 2ο τρόπο							
ΣΕΝΑΡΙΑ	ΚΟΣΤΗ σε Μ€						LCOE
	ΚΔ	ΚΕΣΜΗΕ	ΚΕΦΕΔΡ	ΚΜΕΤ_ΤΠ	ΚΡΕΛΙΑΒ	ΣΥΝΟΛ	€/MWh
A1	736,77	2438,62	640,81	83,76	243,75	4143,72	125,74
A2	736,77	2438,62	715,77	83,76	243,75	4218,68	128,02
B1	955,71	2410,75	586,89	0,01	104,11	4057,47	123,13
B2	955,71	2410,75	715,77	0,01	104,11	4186,36	127,04
ΑΥΤΟΔΥΝΑΜΗ						6608,48	198,46

Πίνακας 7.5: Συνολικά στοιχεία κόστους σεναρίων 2^{ου} τρόπου σε Μ€ καθώς και τα επιμέρους κόστη αυτών (ανηγμένα '15)

Παρακάτω παρουσιάζονται σχηματικά τα κόστη του 1^{ου} τρόπου και οι δείκτες σταθμισμένου κόστους ενέργειας για ανηγμένες τιμές '15:





Σχήμα 7.4: Διαγράμματα συνολικού κόστους και δεικτών LCOE των εξεταζόμενων σεναρίων

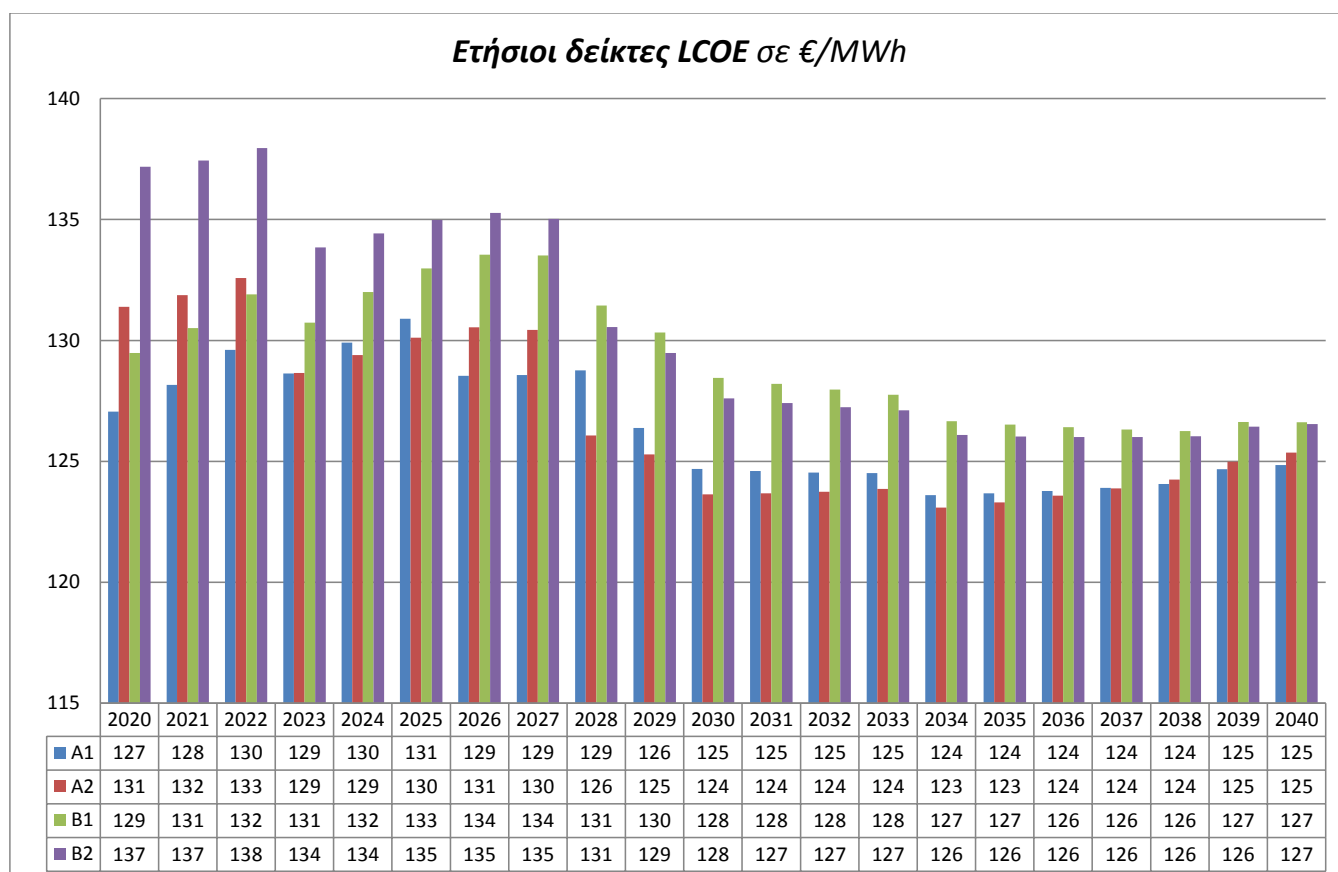
Από τα παραπάνω αποτελέσματα παρατηρούμε κυρίως τα εξής:

- **Η διασύνδεση προκύπτει συμφέρουσα** σε σχέση με την αυτοδύναμη ανάπτυξη για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια με μεγάλη διαφορά κόστους (>1500M€) και με τους δύο διαφορετικούς τρόπους θεώρησης. Το LCOEK της διασύνδεσης προκύπτει της τάξεως των **130-136 €/MWh** με της αυτοδύναμης να βρίσκεται στα **198 €/MWh**.
- Παρατηρούμε ότι το κόστος ΥΚΩ συν ETMEAP της διασύνδεσης είναι μικρότερο από **22%** του αντίστοιχου της αυτοδύναμης, γεγονός που δείχνει ότι η υλοποίηση της διασύνδεσης θα φέρει μεγάλη μείωση των παραπάνω στα τιμολόγια του καταναλωτή. Συγκεκριμένα εξοικονομούνται **2550 - 2700 M€ ΥΚΩ** σε σχέση με την αυτοδύναμη ανάπτυξη, ποσό τριπλάσιο του επενδυτικού κόστους διασύνδεσης (ΚΔ).
- Τα σενάρια διασύνδεσης **A** είναι οικονομικότερα από τα αντίστοιχα **B** με τον **1^ο τρόπο** (ενώ με τον 2^ο τρόπο είναι τα **B**). Συγκεκριμένα η 2x500MW διασύνδεση (σενάρια **B**) παρουσιάζει μικρότερο κόστος αξιοπιστίας, μεταβλητής ΤΠ, απωλειών και εφεδρείας λόγω της μεγαλύτερης μεταφορικής ικανότητας της (κατά **65M€** περίπου) αλλά παράλληλα το επενδυτικό της κόστος είναι σημαντικά πιο υψηλό από της **A** υπερσκελίζοντας το παραπάνω.
- Τα σενάρια **A1** και **B1** είναι οικονομικότερα από τα **A2** και **B2** αντίστοιχα λόγω του μικρότερου ΚΕΦΕΔΡ. Τα **A1** και **B1** έχουν υψηλότερο κόστος ΑΠΕ αλλά παράλληλα επειδή μεγαλύτερο μέρος του φορτίου καλύπτεται από τις ΑΠΕ του νησιού (που δεν υφίστανται τις απώλειες της διασύνδεσης) το κόστος μεταφοράς της ενέργειας από το ΕΣΜΗΕ στο νησί είναι μειωμένο και αντίστοιχα και το κόστος απωλειών και αξιοπιστίας (μεταφέρεται λιγότερη ενέργεια μέσω της διασύνδεσης). Χωρίς να λαμβάνεται υπόψη το κόστος εφεδρείας παρουσιάζουν ελαφρώς πιο αυξημένο κόστος.
- Ένα μεγάλο μέρος του κόστους ΑΠΕ εξαρτάται από την ταρifa που αποζημιώνονται αυτές σε σχέση με την ΟΤΣ (~**36%**), μέγεθος που γίνεται φανερό παρατηρώντας το επιμέρους κόστος ΕΤΜΥΚΩ της κάθε περίπτωσης σε σχέση με το σύνολο του κόστους ΑΠΕ. Χαρακτηριστικό είναι ότι το σενάριο **A2** είναι οικονομικότερο από το **B1** με βάση τον δείκτη LCOEK, ενώ με τον δείκτη LCOEπ που δεν προσμετράται το ETMEAP συμβαίνει το αντίθετο.
- Στις περιπτώσεις **A2** και **B2** που θεωρείται μικρή ανάπτυξη ΑΠΕ στο νησί, η πλεονάζουσα ενέργεια από τις ΑΠΕ που δεν μπορεί να απορροφηθεί σε αυτό και δίνεται στο ΕΣΜΗΕ είναι πολύ μικρή, γεγονός που φαίνεται από το πολύ μικρό κόστος ΚΑΠΕ_{over} αυτών σε σχέση με τα **A1, B1** (~**12%**).

Για την θεώρηση με τον 2^ο τρόπο τα σενάρια **B** είναι οικονομικότερα από τα **A**. Παρατηρούμε πολύ αυξημένα κόστη αξιοπιστίας (έως και **200M€** παραπάνω) και απωλειών καθώς όλη η ενέργεια για την τροφοδότηση του νησιού μεταφέρεται πλέον μέσω της διασύνδεσης. Αντίστοιχα είναι ιδιαίτερα αυξημένο και το μεταβλητό κόστος Θερμικής ΤΠ της **2x350MW** διασύνδεσης (**+80M€**), καθότι η περιορισμένη μεταφορική της ικανότητα σε περίπτωση μεγάλης αιχμής φορτίου δεν επαρκεί και τίθεται σε λειτουργία η τοπική παραγωγή προκειμένου να εξυπηρετηθεί εξολοκλήρου το φορτίο. Επομένως είναι ενδιαφέρον ότι με αυτή τη θεώρηση προκύπτουν οικονομικότερα τα σενάρια της **2x500MW** διασύνδεσης (παρόλο το μεγαλύτερο ΚΔ) σε αντίθεση με τον 1^ο τρόπο κατά **150M€** περίπου.

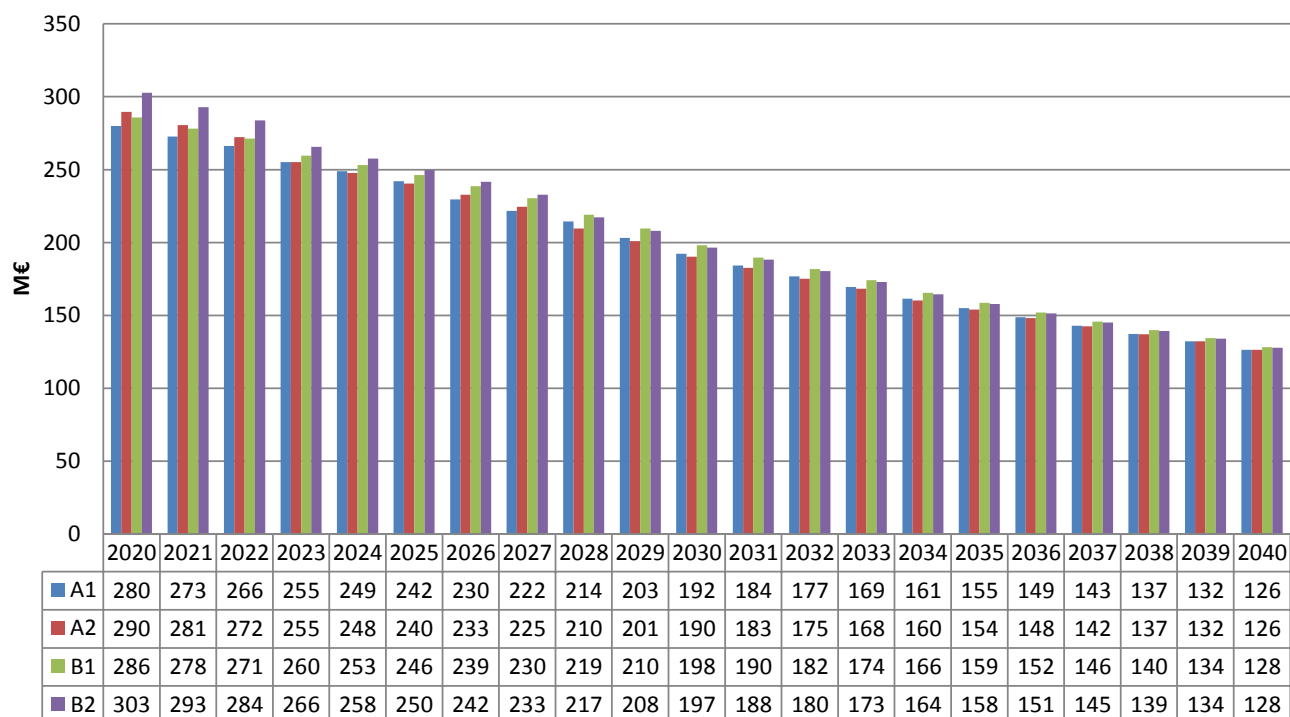
7.2.3 Ετήσια στοιχεία για όλα τα έτη μελέτης

Στην ενότητα αυτή υπολογίζονται τα αντίστοιχα ετήσια μεγέθη. Όπως έχει προαναφερθεί για το σκοπό αυτό **τα επενδυτικά κόστη ανάγονται σε ετήσια βάση με τοκοχρεωλύσιο 10%**. Τα κόστη παρουσιάζονται και σε ανηγμένες τιμές 2015 αλλά και σε σταθερές. Όλες τα ετήσια κόστη αφορούν την εικοσαετία 2020-2040 εκτός από των ΑΠΕ που σχεδιάζεται και πριν την διασύνδεση 2015-2020 για λόγους σύγκρισης.

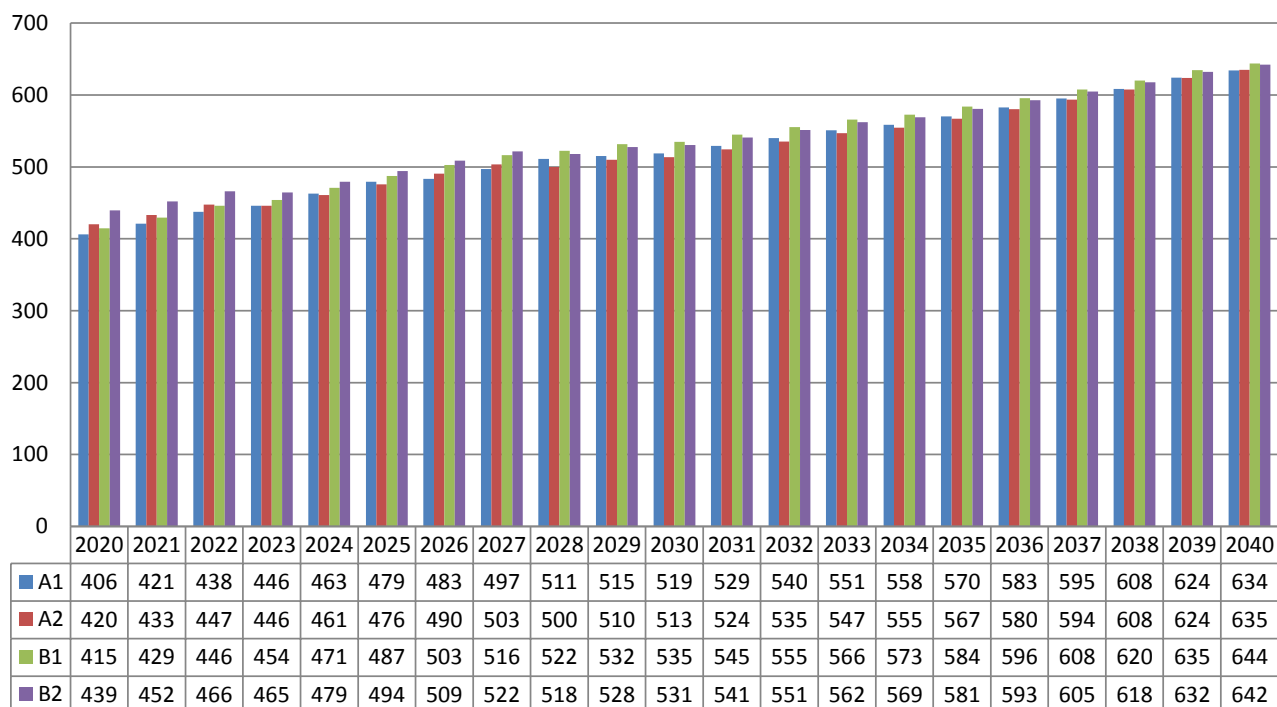


Σχήμα 7.5: Ετήσια δείκτες LCOE των βασικών σεναρίων διασύνδεσης (ΚΔ ανηγμένο με τοκοχρεωλύσιο 10%)

Ετήσια συνολικά κόστη (ανηγμένα τιμές '15)



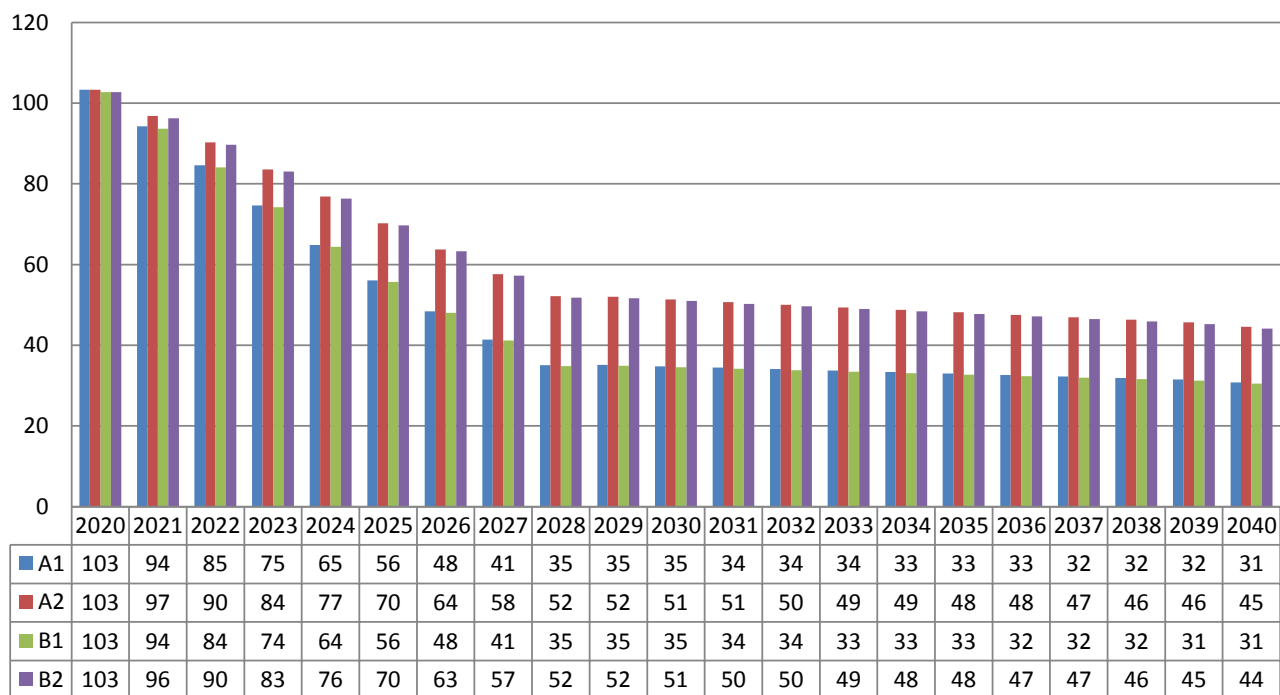
Ετήσια συνολικά κόστη (σταθερές τιμές '15)



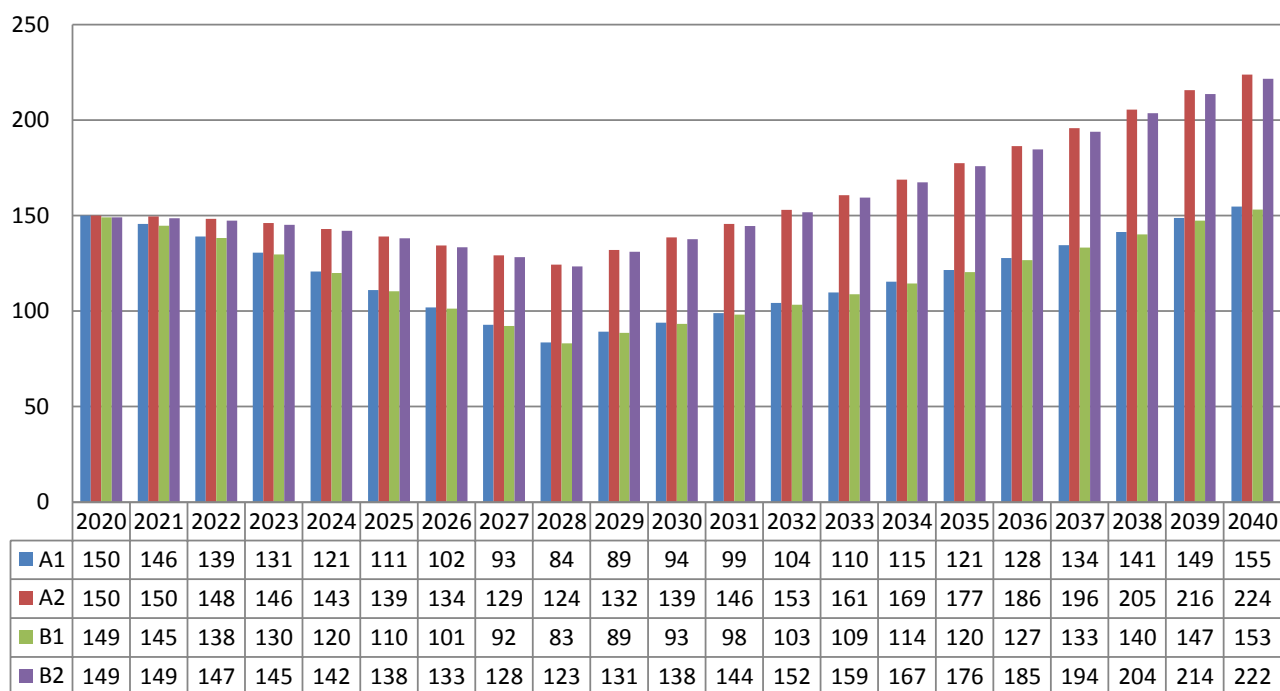
Σχήμα 7.6: Ετήσια συνολικά κόστη των σεναρίων εξέτασης σε ανηγμένες και σταθερές τιμές 2015

Παρακάτω στα Σχήματα 7.7-7.10 παρουσιάζονται τα κύρια επιμέρους κόστη ανηγμένα στο 2015 και μη.

ΚΕΣΜΗ σε Μ€ (ανηγμένο τιμές '15)

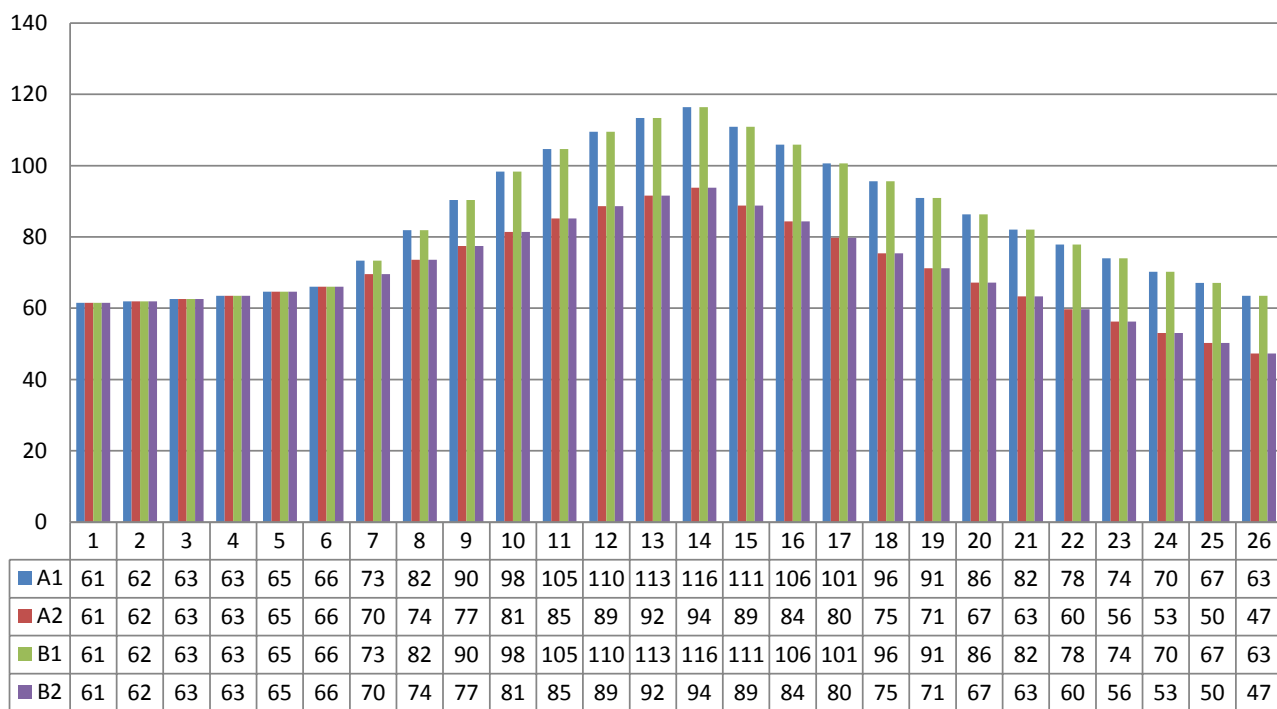


ΚΕΣΜΗ σε Μ€ (σταθερές τιμές '15)

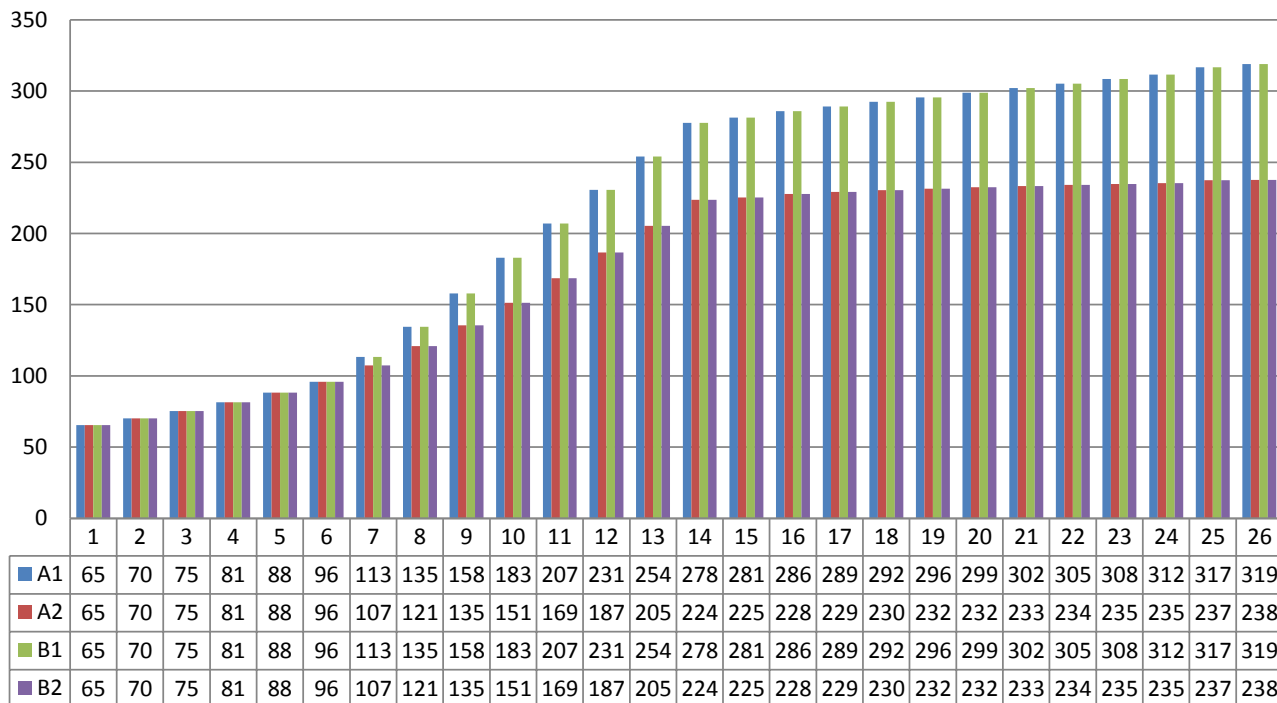


Σχήμα 7.7: Ετήσιο κόστος ΕΣΜΗΕ των σεναρίων εξέτασης (ανηγμένο και μη)

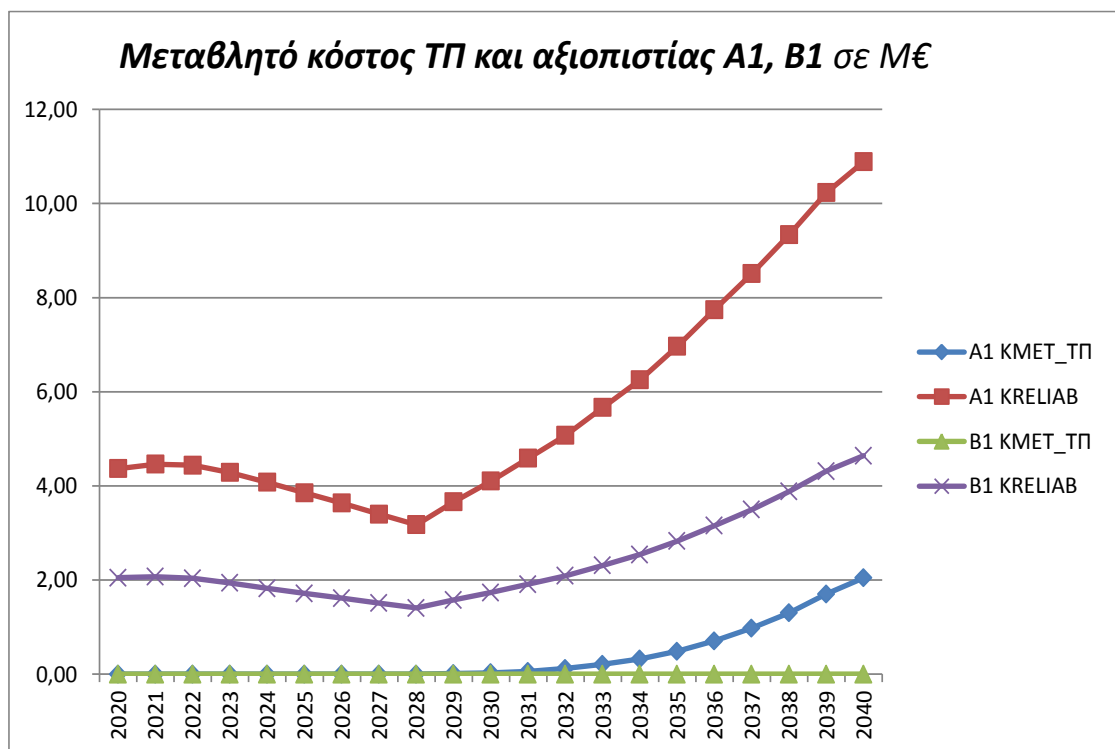
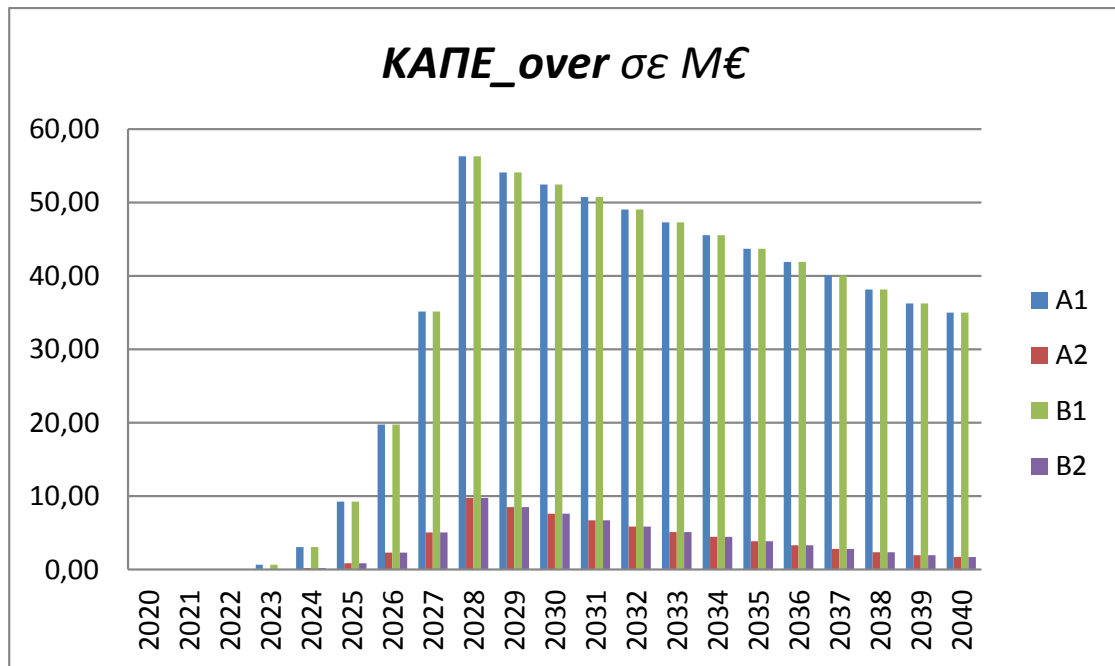
ΚΑΠΕ σε Μ€ (ανηγμένο τιμές 2015)



ΚΑΠΕ σε Μ€

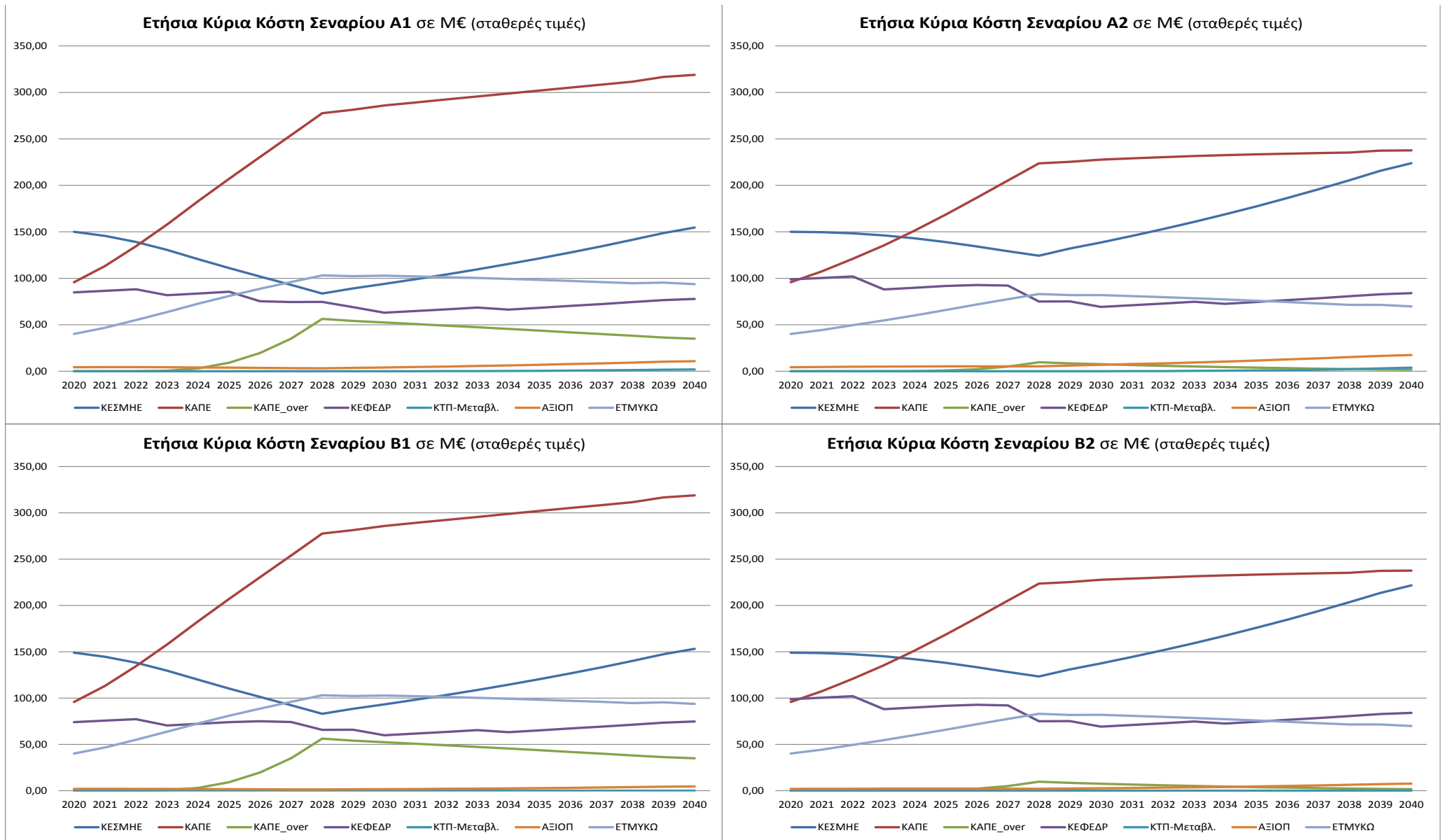


Σχήμα 7.8: Ετήσιο κόστος ΑΠΕ των σεναρίων εξέτασης (ανηγμένο και μη)



Σχήμα 7.10: Ετήσια κόστη μεταβλητού ΤΠ, αξιοπιστίας και απωλειών των σεναρίων B1 και A1 (όχι ανηγμένα)

Παρακάτω παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα κύρια ετήσια κόστη των Βασικών Σεναρίων σε σταθερές τιμές '15:



Σχήμα 7.11: Συγκεντρωτικά τα ετήσια κύρια κόστη των σεναρίων διασύνδεσης σε Μ€ (σταθερές τιμές '15) που παρουσιάστηκαν ξεχωριστά παραπάνω

7.3 Διερεύνηση Διασύνδεσης

7.3.1 Διερεύνηση επίδρασης των ΑΠΕ στο κόστος

Στην παρούσα ενότητα εξετάζεται η επίδραση του ύψους διείσδυσης των ΑΠΕ στην οικονομικότητα και βιωσιμότητα της επένδυσης της διασύνδεσης σε σχέση με την αυτοδύναμη ανάπτυξη του νησιού. Επιπλέον ενδιαφέρει και το μέρος του παραπάνω κόστους που μετακυλιέται στον καταναλωτή μέσω των μηχανισμών του ΕΤΜΕΑΡ (εμμέσως και ΥΚΩ) και πως θα επηρέαζαν οι ΑΠΕ αν χρεώνονταν στην ΟΤΣ αντί για την ταρίφα.

Για τους παραπάνω λόγους στην παρούσα μελέτη χρησιμοποιούνται οι δείκτες LCOE_{κ,Π,Σ} για την εξαγωγή συμπερασμάτων και το κόστος ΕΤΜΕΑΡ.

Εξετάζονται τα παρακάτω σενάρια διαφορετικής εγκατεστημένης ισχύς ΑΠΕ όπου στα 1^α τρία θεωρείται το ίδιο ύψος Α/Π και Φ/Β επί του συνόλου (%), ενώ στο τελευταίο θεωρείται μια υψηλότερη διείσδυση Φ/Β στο μίγμα ΑΠΕ:

ΣΕΝΑΡΙΑ		Έτος					
		2020	2025	2028	2030	2035	2040
A1,B1	ΔΙΑΣΥΝΔ	2x350MW Αττική (A1) 2x500MW Αττική (B1)					
	ΑΠΕ	390	805	1000			1000
	ΕΦΕΔΡ	Ψυχρή Εφεδρεία στο 90% της Αιχμής					
A2,B2	ΔΙΑΣΥΝΔ	2x350MW Αττική (A2) 2x500MW Αττική (B2)					
	ΑΠΕ	390	918	1535			1535
	ΕΦΕΔΡ	Ψυχρή Εφεδρεία στο 90% της Αιχμής					
A3,B3	ΔΙΑΣΥΝΔ	2x350MW Αττική (A3) 2x500MW Αττική (B3)					
	ΑΠΕ	450	1189	2135			2135
	ΕΦΕΔΡ	Ψυχρή Εφεδρεία στο 90% της Αιχμής					
A4,B4	ΔΙΑΣΥΝΔ	2x350MW Αττική (A4) 2x500MW Αττική (B4)					
	ΑΠΕ	460	836	1200			1200
	ΕΦΕΔΡ	Ψυχρή Εφεδρεία στο 90% της Αιχμής					

Όπου στον παρακάτω πίνακα φαίνονται αναλυτικά τα ποσοστά των Α/Π και Φ/Β επί του συνόλου:

ΣΕΝΑΡΙΑ ΑΠΕ		ΕΤΟΣ									
		2014	%		2020	%		2028	%		2040
A/Π	A	194	71%		312	78%		750	75%		750
Φ/Β		78	29%		86	22%		250	25%		250
TOTAL		272	100%		398	100%		1000	100%		1000
A/Π	B	194	71%		312	78%		1151	75%		1151
Φ/Β		78	29%		86	22%		384	25%		384
TOTAL		272	100%		398	100%		1535	100%		1535
A/Π	Γ	194	71%		360	80%		1600	75%		1281
Φ/Β		78	29%		90	20%		535	25%		854
TOTAL		272	100%		450	100%		2135	100%		2135
A/Π	Δ	194	71%		299	65%		720	60%		720
Φ/Β		78	29%		161	35%		480	40%		480
TOTAL		272	100%		460	100%		1200	100%		1200

Πίνακας 7.6-7.7: Εγκατεστημένη Ισχύς σεναρίων ΑΠΕ προς εξέταση ανάλογα το έτος και ποσοστά Α/Π και Φ/Β επί του συνόλου

Ο λόγος που θεωρείται στα σενάρια εξέτασης ψυχρή εφεδρεία στο **90%** της αιχμής είναι για να προκύπτει το ίδιο κόστος εφεδρείας σε όλες τις περιπτώσεις ανεξάρτητα από την μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης, με σκοπό να φανούν πιο ξεκάθαρα τα κόστη που μεταβάλλονται από την διαφορετική διείσδυση ΑΠΕ ανάλογα την ισχύ διασύνδεσης.

Παρακάτω παρουσιάζονται τα στοιχεία του συνολικού κόστους όπως προέκυψαν από την εφαρμογή του μοντέλου σε ανηγμένες τιμές '15:

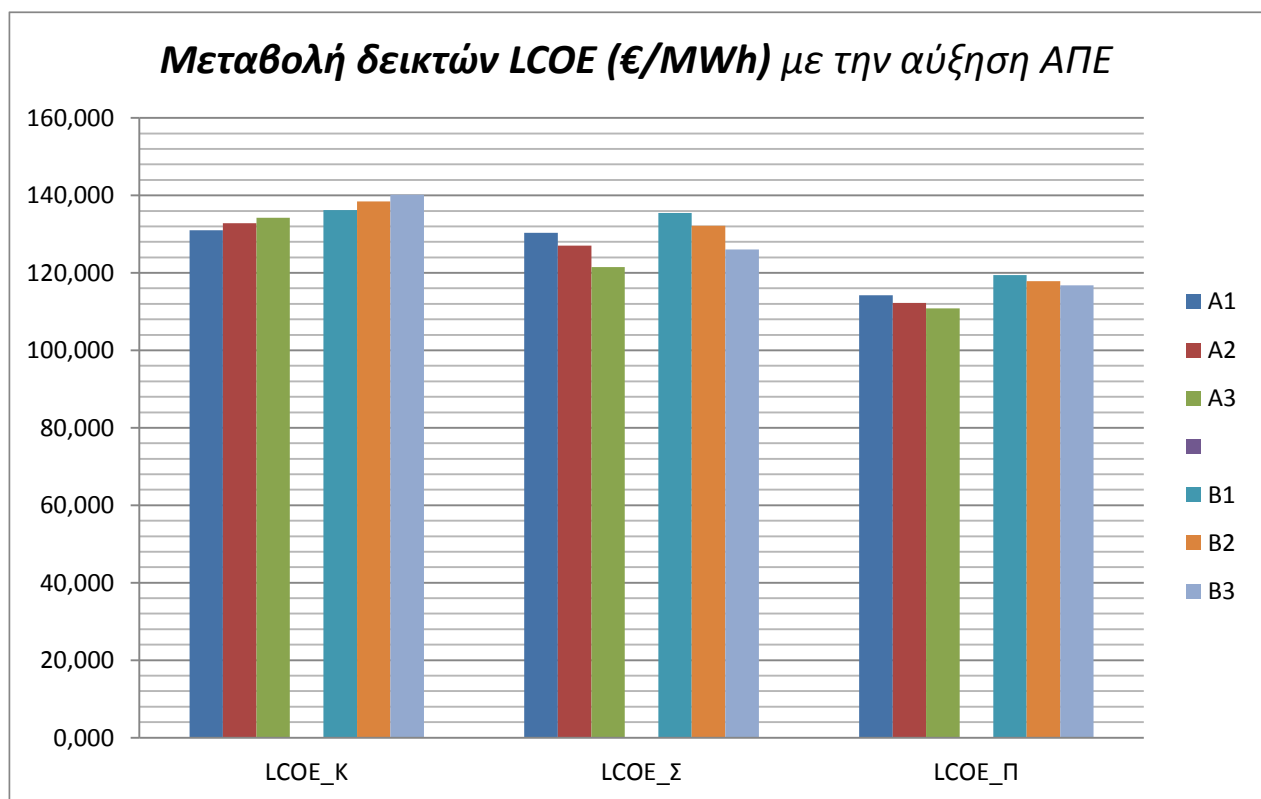
Συνολικά Στοιχεία Κόστους Σεναρίων Διερεύνησης ΑΠΕ										
ΣΕΝΑΡΙΑ	ΚΟΣΤΗ σε Μ€							Επιμέρους κόστη σε Μ€		
	ΚΔ	ΚΕΣΜΗΕ	ΚΑΠΕ	ΚΕΦΕΔΡ	ΚΜΕΤ_ΤΠ	ΚΡΕΛΙΑΒ	ΣΥΝΟΛ	ΚΑΠΕ_over	ΕΤΜΥΚΩ	ΚΑΠΩΛ
A1	736,77	1276,28	1524,07	715,77	3,34	61,13	4317,36	25,19	552,68	84,77
A2		1000,38	1879,15		1,84	41,88	4375,79	213,03	677,55	65,47
A3		794,89	2143,99		1,25	30,49	4423,17	533,63	771,67	51,99
B1	955,71	1266,69	1524,07	715,77	0,00	25,60	4487,84	25,19	552,68	75,18
B2		993,28	1879,15		0,00	18,16	4562,07	213,03	677,55	58,37
B3		789,47	2143,99		0,00	13,83	4618,77	533,63	771,67	46,57

Πίνακας 7.8: Συνολικά στοιχεία κόστους σεναρίων διείσδυσης ΑΠΕ σε Μ€ (ανηγμένες τιμές 2015)

Παρακάτω ακολουθεί ο πίνακας με τους αντίστοιχους δείκτες LCOE_{κ.π.ε} καθώς και διάγραμμα όπου φαίνεται η μεταβολή τους με την αύξηση των ΑΠΕ. **Σημειώνεται** προς υπενθύμιση του αναγνώστη ότι στον δείκτη LCOE_κ οι ΑΠΕ χρεώνονται στην Ταρίφα, στον LCOE_π στην ΟΤΣ, ενώ στον LCOE_ε συμπεριλαμβάνεται και η υπερβάλλουσα ενέργεια από τις ΑΠΕ που δίνεται στο ΕΣΜΗΕ (στην ΟΤΣ) και αυτή που απορροφάται από το νησί (στην Ταρίφα) ως προς το σύνολο της ενέργειας που εξυπηρετείται τόσο στο νησί όσο και στον ηπειρωτικό κορμό. Η 1^η και η τελευταία θεώρηση κρίνονται ως ρεαλιστικές ενώ ο 2^{ος} δείκτης είναι κυρίως για να φανεί η διαφορά που οφείλεται στο ΕΤΜΕΑΡ.

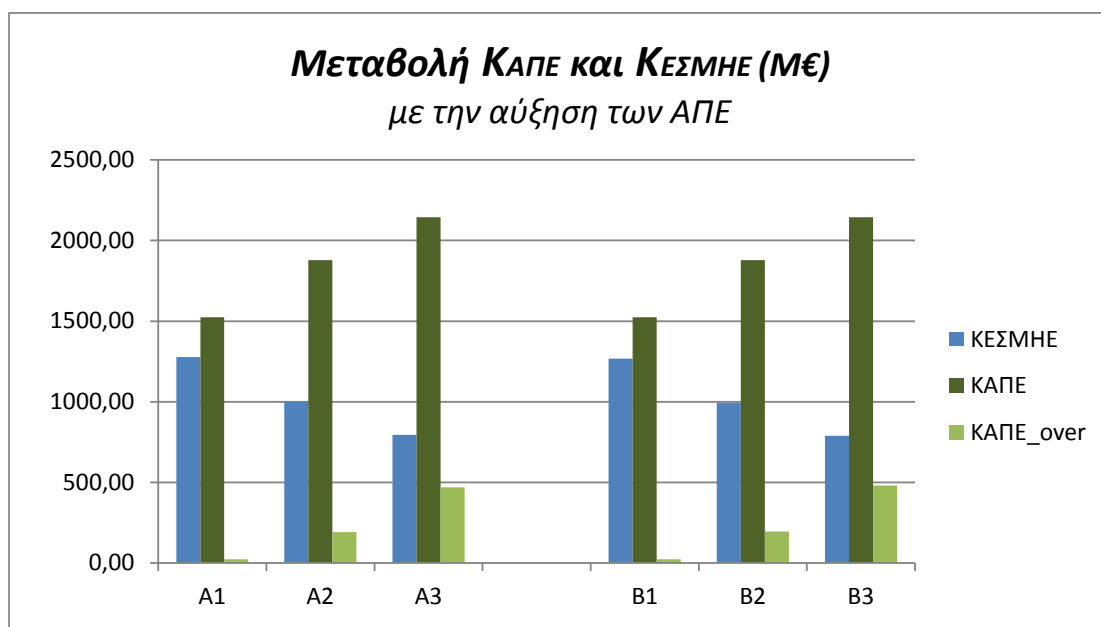
ΣΕΝΑΡΙΑ	LCOE σε €/MWh			Μεταβολή LCOE (%) με την αύξηση των ΑΠΕ ως προς Α1,Β1		
	LCOE_K	LCOE_Σ	LCOE_Π	LCOE_K	LCOE_Σ	LCOE_Π
A1	131,013	130,34	114,24	-	-	-
A2	132,786	127,07	112,23	1,35%	-2,51%	-1,76%
A3	134,224	121,49	110,81	2,45%	-6,79%	-3,01%
B1	136,19	135,45	119,41	-	-	-
B2	138,44	132,16	117,88	1,65%	-2,43%	-1,29%
B3	140,16	126,08	116,74	2,92%	-6,92%	-2,24%

Πίνακας 7.9: Δείκτες LCOE σε €/MWh για το σύνολο της μελέτης και η μεταβολή τους με την αύξηση των ΑΠΕ

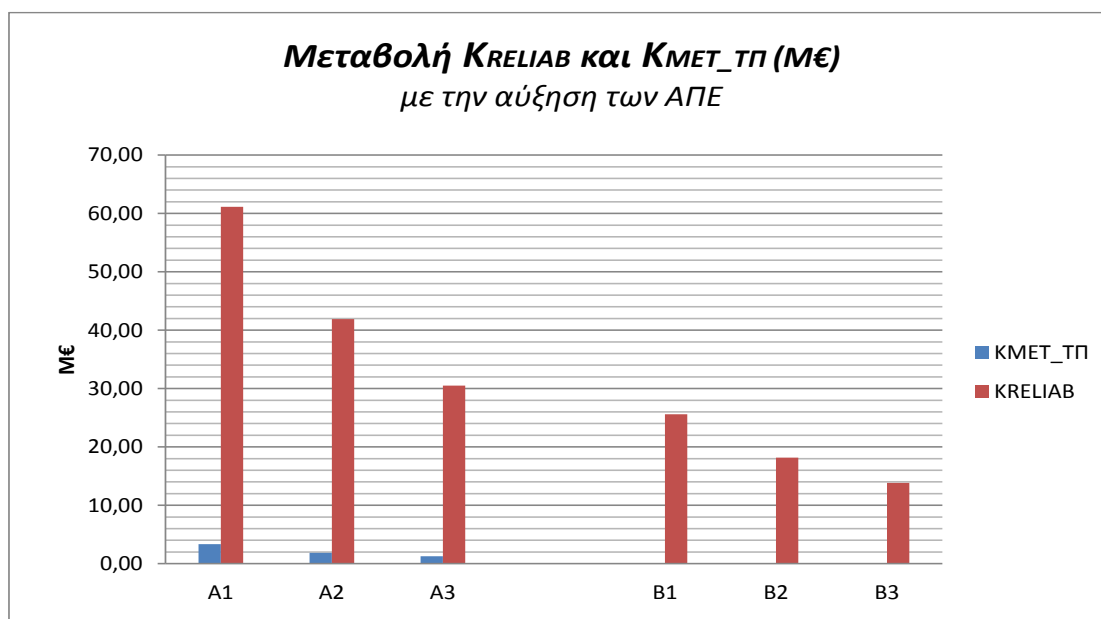


Σχήμα 7.12: Μεταβολή των τριών διαφορετικών δεικτών LCOE καθώς αυξάνει η διείσδυση ΑΠΕ

Στο Σχήμα 7.13 φαίνεται και για τις δύο περιπτώσεις διασύνδεσης η μεταβολή του κόστους ΑΠΕ και κόστους ΕΣΜΗΕ συγκριτικά με την αύξηση των ΑΠΕ. Στη συνέχεια στο Σχήμα 7.14 σχεδιάζεται αντίστοιχα η μεταβολή του κόστους αξιοπιστίας και μεταβλητού κόστους ΤΠ με την αύξηση των ΑΠΕ και τέλος στο Σχήμα 7.15 απεικονίζεται το μέρος του κόστους ΑΠΕ που οφείλεται στην Ταρίφα που θεωρείται (Ταρίφα – ΟΤΣ , ΕΤΜΥΚΩ) και το υπόλοιπο (ΟΤΣ).



Σχήμα 7.13: Μεταβολή του κόστους ΑΠΕ σε σχέση με του κόστους ΕΣΜΗΕ καθώς αυξάνει η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ

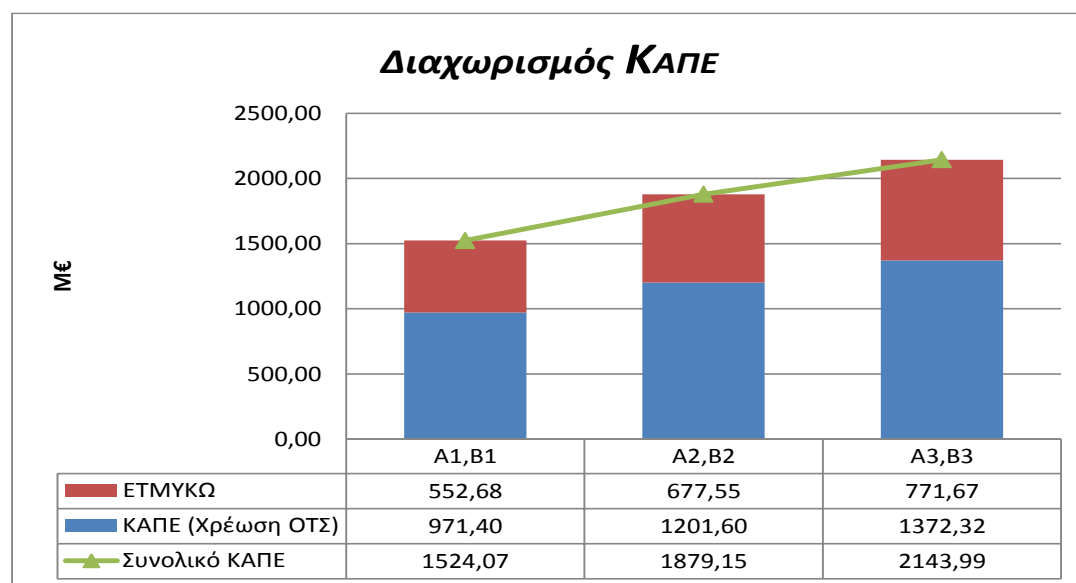


Σχήμα 7.14: Μεταβολή του μεταβλητού κόστους ΤΠ και Αξιοπιστίας καθώς αυξάνει η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ

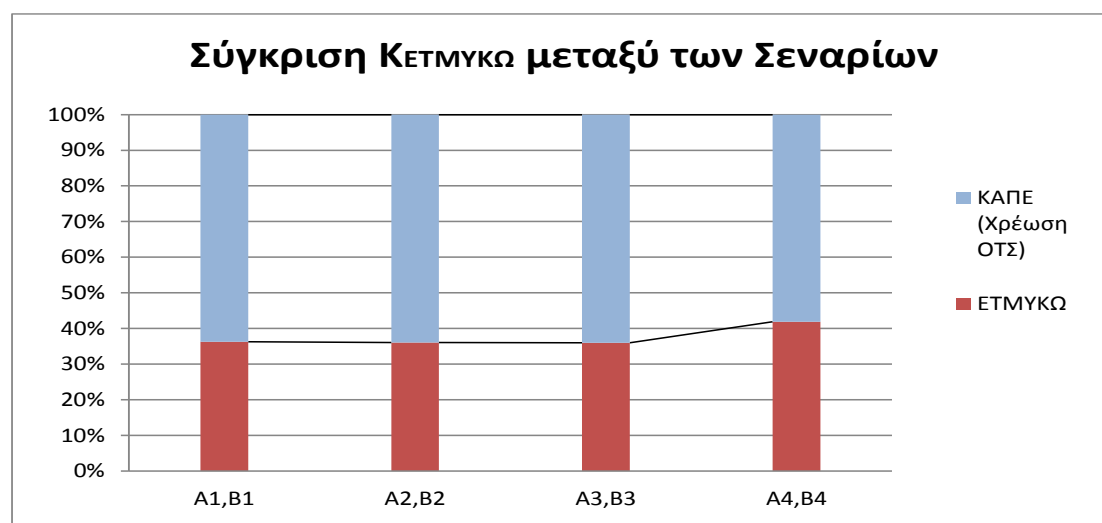
Τέλος στον παρακάτω πίνακα φαίνονται τα αντίστοιχα για το 4^ο Σενάριο όπου θεωρείται μεγαλύτερη διείσδυση Φ/Β στο 40% του συνόλου:

Συνολικά Στοιχεία Κόστους Σεναρίων Διερεύνησης ΑΠΕ 4ου Σεναρίου										
ΣΕΝΑΡΙΑ	ΚΟΣΤΗ σε Μ€							Επιμέρους κόστη σε Μ€		
	ΚΔ	ΚΕΣΜΗΕ	ΚΑΠΕ	ΚΕΦΕΔΡ	ΚΜΕΤ_ΠΠ	ΚΡΕΛΙΑΒ	ΣΥΝΟΛ	ΚΑΠΕ_over	ΕΤΜΥΚΩ	ΚΑΠΩΛ
A4	736,772	1149,96	1784,29	715,77	3,01	49,83	4439,64	60,41	705,42	75,98
B4	955,712	1141,74	1784,29	715,77	0,00	13,83	4619,68	60,41	705,42	67,76

Πίνακας 7.10: Συνολικά στοιχεία κόστους σεναρίων A4 και B4- μεγάλης διείσδυσης Φ/Β σε Μ€ (αηηγμένες τιμές '15)



Σχήμα 7.15: Διαχωρισμός του κόστους ΑΠΕ που οφείλεται στην ταρίφα που θεωρείται (Ταρίφα – ΟΤΣ , ΕΤΜΥΚΩ) και του υπολοίπου αν χρεωνόταν στην ΟΤΣ σε σχέση με το συνολικό.



Σχήμα 7.16: Σύγκριση ΚΕΤΜΥΚΩ επί της % του συνολικού ΚΑΠΕ μεταξύ σεναρίων περιορισμένης διείσδυσης Φ/Β (A1-3,B1-3) και σεναρίων αυξημένης (A4,B4)

Από τα παραπάνω λοιπόν προκύπτουν τα εξής ενδιαφέροντα συμπεράσματα για την επίδραση των ΑΠΕ στην οικονομικότητα της διασύνδεσης:

- *Καθώς αυξάνει η διείσδυση ΑΠΕ στο νησί αυξάνεται το συνολικό κόστος ως προς τον καταναλωτή και ο αντίστοιχος δείκτης LCOE_κ ενώ οι δείκτες LCOE_{π,ε} ελαττώνονται. Αυτό συμβαίνει (για το LCOE_π) γιατί ενώ οι ΑΠΕ χρεώνονται στην ΟΤΣ, στην ίδια δηλαδή τιμή που κοστίζει και η ενέργεια που δίνεται μέσω της διασύνδεσης, η ενέργεια που παράγουν δεν υφίσταται της απώλειες της διασύνδεσης και το αυξημένο κόστος αξιοπιστίας. Αυτό είναι φανερό από το Σχήμα 7.13 που αυτά μειώνονται με την αύξηση των ΑΠΕ. Είναι ενδιαφέρον ότι ο δείκτης LCOE_ε μειώνεται αντίστοιχα όπου λογίζεται και η πλεονάζουσα ενέργεια που αποζημιώνετε στην ΟΤΣ προς το συνολικά εξυπηρετούμενο φορτίο στο νησί και ΕΜΣΗΕ.*
- Το **36%** περίπου του ΚΑΠΕ οφείλεται στην διαφορά της θεωρούμενης ταρίφας που αποζημιώνονται οι ΑΠΕ σε σχέση με την ΟΤΣ. Μάλιστα στα σενάρια **A4** και **B4** που θεωρείται μεγαλύτερη διείσδυση Φ/Β (τα οποία αποζημιώνονται σε μεγαλύτερη ταρίφα από τα αιολικά) το ποσοστό αυτό φτάνει το **42%**.
- *Με την αύξηση των ΑΠΕ αυξάνει το κόστος ΑΠΕ αλλά ταυτόχρονα μειώνονται τα κόστη ΚΕΣΜΗΕ, ΚΜΕΤ_ΠΠ και ΚΡΕΛΙΑΒ. Το παραπάνω συμβαίνει αφού μεγαλύτερο μέρος του φορτίου καλύπτεται από τις αυξανόμενες ΑΠΕ με αποτέλεσμα να απαιτείται να δοθεί λιγότερη ενέργεια από τον ηπειρωτικό κορμό μέσω της διασύνδεσης μειώνοντας το ΚΕΣΜΗΕ και επομένως και το κόστος αξιοπιστίας. Επίσης η θερμική παραγωγή χρειάζεται να τεθεί σε λειτουργία λιγότερο χρόνο.*
- Συγκρίνοντας ως προς την αύξηση των ΑΠΕ τις δύο διασυνδέσεις προκύπτει ότι στη διασύνδεση μεγαλύτερης ισχύος- **B** το κόστος αυξάνει ελάχιστα περισσότερο συγκριτικά με την **A** (λόγω της μεγαλύτερης μείωσης του ΚΜΕΤ_ΠΠ της A σε σχέση με την B).
- Το κόστος ΚΑΠΕ_{over} προφανώς αυξάνει με την αύξηση των ΑΠΕ, αφού ολοένα μεγαλύτερο μέρος της παραγόμενης ενέργειας από τις ΑΠΕ δεν μπορεί να απορροφηθεί από το νησί και ρέει προς τον ηπειρωτικό κορμό.

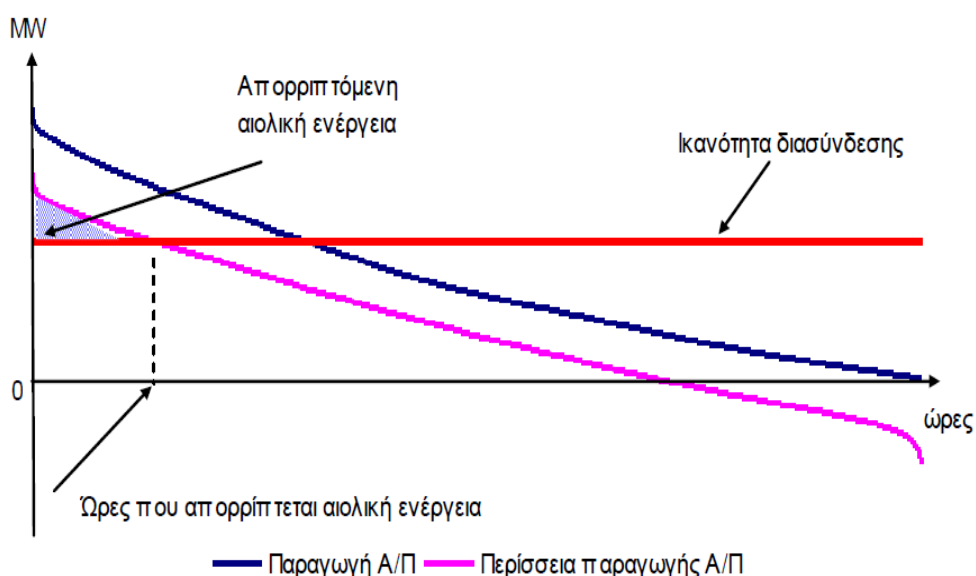
Εν τέλει η επιβάρυνση από τις ΑΠΕ, ειδικά όταν η συντριπτική πλειοψηφία είναι αιολικά, δεν αυξάνει πολύ το συνολικό κόστος της διασύνδεσης ώστε να καθιστά λιγότερο συμφέρουσα την επένδυση της διασύνδεσης. Μάλιστα με τον δείκτη LCOE_ε φαίνεται ότι έχει θετική οικονομική επίπτωση στο σύστημα. Λαμβάνοντας υπόψη και τα περιβαλλοντικά οφέλη και τους εθνικούς στόχους ΑΠΕ είναι φανερό ότι αποτελεί

στόχο η μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ στο νησί, όμως πρέπει να αναλογιστούν και κριτήρια ευστάθειας (απότομη απώλεια του φορτίου) και να ακολουθήσει περαιτέρω διερεύνηση.

7.3.2 Διερεύνηση του ύψους μέγιστης διείσδυσης ΑΠΕ στο ΔΣ της Κρήτης

Στην παρούσα υποενοότητα θα διερευνηθεί συνοπτικά η μέγιστη αποδεκτή εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Κρήτης, όπου θα θεωρηθεί η ανάπτυξη κυρίως αιολικών (80% το έτος 2040). Η διερεύνηση θα γίνει με **κριτήριο η αναμενόμενη απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ να μην ξεπερνάει το 1% της συνολικά παραγόμενης**. Σημειώνεται ότι θα εξεταστεί η μέγιστη διείσδυση για μετά το 2020 με τελικό στόχο την εγκατεστημένη ισχύ του 2028, ενώ μέχρι εκεί θα θεωρηθούν τα επίπεδα ΑΠΕ των παραπάνω σεναρίων. Αυτό γίνεται διότι πριν την κατασκευή της διασύνδεσης δεν ενδιαφέρει να εξεταστεί το μέγιστο επίπεδο ΑΠΕ στο νησί αφού δεν αποτελεί ρεαλιστικό στόχο (πριν την κατασκευή της διασύνδεσης δεν αναμένονται προφανώς μεγάλες επενδυτικές προτάσεις ΑΠΕ).

Για το σκοπό αυτό υπολογίζεται η αναμενόμενη απορριπτόμενη ενέργεια και η συνολική παραγωγή των ΑΠΕ από το μοντέλο MATLAB. Η λογική που βρίσκεται απεικονίζεται στο ακόλουθο Σχήμα 7.17 [2]:



όπου συγκρίνεται ωριαία στο μοντέλο η ενέργεια ΑΠΕ που δεν μπορεί να απορροφηθεί από το νησί και δίνεται μέσω της διασύνδεσης στο ΕΣΜΗΕ (PisI-esm) και ανάλογα την μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης βρίσκεται το απορριπτόμενο μέρος αυτής.

Παρακάτω στον *Πίνακα 7.12* παρουσιάζεται η απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ για τα σενάρια ΑΠΕ που παρουσιάστηκαν στην προηγούμενη ενότητα (βλ. *Πίνακα 7.6*) καθώς και η παραγόμενη ενέργεια ΑΠΕ από Α/Π και Φ/Β. Παρουσιάζονται τα παραπάνω μετά το έτος 2025 καθώς πριν είναι μηδενικές

Από τα αποτελέσματα του *Πίνακα 7.12* παρατηρούμε κυρίως τα εξής:

- Στα σενάρια **A1**, **B1** και **B2** η ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ είναι μηδενική, διότι στο σενάριο **A1** (και **B1**) θεωρείται χαμηλή διείσδυση ΑΠΕ ενώ στο σενάριο **B2** παρότι είναι υψηλότερη, η μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης είναι μεγαλύτερη με αποτέλεσμα να επιτρέπει να γυρνάει εξολοκλήρου η ΕΑΠΕ_{over}
- Στο σενάριο **A2** παρά την περιορισμένη μεταφορική ικανότητας της διασύνδεσης σε συνδυασμό με υψηλότερη διείσδυση ΑΠΕ η απορριπτόμενη είναι πολύ χαμηλή (<**0.05%**)
- Στο σενάριο **B3** παρά την πολύ υψηλή θεωρούμενη εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ η μεγάλη μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης (**1000MW**) περιορίζει την απορριπτόμενη ενέργεια αρκετά κάτω από τα επιθυμητά όρια (<**0.53%**)
- Τέλος στο σενάριο **A3** λόγω της πολύ υψηλής ενέργειας ΑΠΕ και περιορισμένης μεταφορικής ικανότητας (**700MW**), η απορριπτόμενη ενέργεια ξεπερνάει ετήσια το όριο του **1%** ενώ ορισμένα έτη φτάνει και ως το **3.3%** περίπου.

Από τα παραπάνω συμπεραίνεται ότι για τη Διασύνδεση **B-2x500MW** τα θεωρούμενα σενάρια ΑΠΕ είναι αποδεκτά (ακόμα και το «υπερβολικό» **B3**), ενώ για την Διασύνδεση **A- 2x350MW** τα σενάρια ΑΠΕ **A1** και **A2** κρίνονται αποδεκτά αλλά το **A3** κρίνεται πολύ υψηλό για το συγκεκριμένο επίπεδο μεταφορικής ικανότητας διασύνδεσης.

Επομένως πραγματοποιείται περαιτέρω διερεύνηση για την εύρεση της μέγιστης επιτρεπόμενης εγκατεστημένης ισχύς ΑΠΕ τόσο για το Σενάριο **B** (υψηλότερη του **B3**) όσο και για το σενάριο **A** (χαμηλότερη του **A3**). Συγκεκριμένα η διαδικασία γίνεται με βήματα αναπροσαρμογής της ετήσιας θεωρούμενης αύξησης των χρονοσειρών Α/Π και Φ/Β (διατηρώντας αναλογία αντίστοιχα 80% - 20% περίπου) έως ότου η ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια να ξεπεράσει οριακά το όριο του 1% κατά το έτος 2028, όπου κρίνεται και το τέλος της συγκεκριμένης περιόδου εξέτασης.

Από την προσομοίωση στο MATLAB προκύπτουν τα παρακάτω σενάρια μέγιστης ισχύς ΑΠΕ στην διασυνδεδεμένη Κρήτη **μέχρι το 2028** ανάλογα την μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης. Το Σενάριο **ΑΑΠΕmax** αφορά την μέγιστη διείσδυση για θεωρούμενη διασύνδεση **2x350MW**, ενώ το Σενάριο **ΒΑΠΕmax** αφορά την μέγιστη διείσδυση για θεωρούμενη διασύνδεση **2x500MW**:

Μέγιστη Αποδεκτή Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ		ΕΤΟΣ									
		2014	%		2020	%		2028	%		2040
Α/Π	ΑΑΠΕmax	194	71%		360	81%		1440	80%		1440
Φ/Β		78	29%		85	19%		360	20%		360
TOTAL		272	100%		445	100%		1800	100%		1800
Α/Π	ΒΑΠΕmax	194	71%		360	81%		1778	82%		1778
Φ/Β		78	29%		85	19%		384	18%		384
TOTAL		272	100%		445	100%		2162	100%		2162

Πίνακας 7.11: Μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ κατά την περίοδο 2020-2028 με κριτήριο την αναμενόμενη απορριπτόμενη ενέργεια

Προκύπτει λοιπόν ότι μέχρι το έτος **2028** για την Διασύνδεση **2x350MW** η μέγιστη διείσδυση ΑΠΕ κρίνεται στα **1800MW** εγκατεστημένης ισχύος (εκ των οποίων **1440MW** αιολικά) ενώ για την **2x500MW** κρίνεται **2162MW** (εκ των οποίων **1778MW** αιολικά).

Τα αποτελέσματα των παραπάνω σεναρίων παρατίθενται στον Πίνακα 7.13.

	ΕΤΟΣ	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ΣΕΝΑΡΙΟ Α1	ΕΦΟΡΤΙΟΥ	3775,45	3877,38	3982,07	4089,59	4175,47	4263,15	4352,68	4444,09	4537,41	4632,70	4729,99	4829,32	4930,73	5034,28	5109,79
	ΕΑΠΕ	1972,32	2211,31	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49
	ΕΑ/Π	1595,98	1780,91	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26
	ΕΦ/β	376,34	430,40	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23
	ΕΝΗΣΙ->ΕΣΜΗΕ	39,00	84,43	161,23	139,18	122,85	107,39	93,17	80,38	69,18	59,37	50,55	42,55	35,23	28,75	24,73
	Απορρ.ΕΑΠΕ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
% Συνολικής	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
ΣΕΝΑΡΙΟ Α2	ΕΑΠΕ	2719,82	3217,17	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84
	ΕΑ/Π	2200,57	2590,60	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76
	ΕΦ/β	519,25	626,57	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08
	ΕΝΗΣΙ->ΕΣΜΗΕ	332,34	585,23	928,53	882,94	847,61	812,45	777,37	742,30	707,27	672,49	637,98	603,75	569,77	536,02	512,08
	Απορρ.ΕΑΠΕ	0,00	0,00	1,77	1,13	0,76	0,47	0,26	0,14	0,06	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
	% Συνολικής	0,00%	0,00%	0,05%	0,03%	0,02%	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
ΣΕΝΑΡΙΟ Α3	ΕΑΠΕ	3594,46	4361,31	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85
	ΕΑ/Π	2919,85	3518,33	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48
	ΕΦ/β	674,61	842,98	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38
	ΕΝΗΣΙ->ΕΣΜΗΕ	879,26	1388,29	2077,21	2014,68	1965,58	1916,31	1866,89	1817,38	1767,67	1717,71	1667,65	1617,64	1567,81	1518,11	1482,62
	Απορρ.ΕΑΠΕ	0,34	33,47	173,69	161,88	152,92	144,21	135,80	127,56	119,44	111,46	103,73	96,23	88,97	81,99	77,09
	% Συνολικής	0,01%	0,77%	3,28%	3,06%	2,89%	2,72%	2,57%	2,41%	2,26%	2,11%	1,96%	1,82%	1,68%	1,55%	1,46%
ΣΕΝΑΡΙΟ Β1	ΕΑΠΕ	1972,32	2211,31	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49	2479,49
	ΕΑ/Π	1595,98	1780,91	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26	1987,26
	ΕΦ/β	376,34	430,40	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23	492,23
	ΕΝΗΣΙ->ΕΣΜΗΕ	39,00	84,43	161,23	139,18	122,85	107,39	93,17	80,38	69,18	59,37	50,55	42,55	35,23	28,75	24,73
	Απορρ.ΕΑΠΕ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	% Συνολικής	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
ΣΕΝΑΡΙΟ Β2	ΕΑΠΕ	2719,82	3217,17	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84	3805,84
	ΕΑ/Π	2200,57	2590,60	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76	3049,76
	ΕΦ/β	519,25	626,57	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08	756,08
	ΕΝΗΣΙ->ΕΣΜΗΕ	332,34	585,23	928,53	882,94	847,61	812,45	777,37	742,30	707,27	672,49	637,98	603,75	569,77	536,02	512,08
	Απορρ.ΕΑΠΕ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	% Συνολικής	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
ΣΕΝΑΡΙΟ Β3	ΕΑΠΕ	3594,46	4361,31	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85	5292,85
	ΕΑ/Π	2919,85	3518,33	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48	4239,48
	ΕΦ/β	674,61	842,98	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38	1053,38
	ΕΝΗΣΙ->ΕΣΜΗΕ	879,26	1388,29	2077,21	2014,68	1965,58	1916,31	1866,89	1817,38	1767,67	1717,71	1667,65	1617,64	1567,81	1518,11	1482,62
	Απορρ.ΕΑΠΕ	0,00	0,05	28,16	24,72	22,17	19,77	17,44	15,24	13,15	11,23	9,46	7,90	6,53	5,25	4,47
	% Συνολικής	0,00%	0,00%	0,53%	0,47%	0,42%	0,37%	0,33%	0,29%	0,25%	0,21%	0,18%	0,15%	0,12%	0,10%	0,08%

Πίνακας 7.12: Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια και παραγωγή ΑΠΕ για τα σενάρια εξέτασης της μελέτης (από Πίνακα 7.6)

	ΕΤΟΣ	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ΣΕΝΑΡΙΟ Α-Πεmax	ΕΦΟΡΤΙΟΥ	3676,19	3775,45	3877,38	3982,07	4089,59	4175,47	4263,15	4352,68	4444,09	4537,41	4632,70	4729,99	4829,32	4930,73	5034,28	5109,79
	ΕΑΠΕ	2816,21	3383,46	4066,51	4446,37	4446,37	4446,37	4446,37	4446,37	4446,37	4446,37	4446,37	4446,37	4446,37	4446,37	4446,37	4446,37
	ΕΑ/Π	2276,34	2708,85	3223,53	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00	3493,00
	ΕΦ/β	539,87	674,61	842,98	953,38	953,38	953,38	953,38	953,38	953,38	953,38	953,38	953,38	953,38	953,38	953,38	953,38
	ΕΝΗΣΙ->ΕΣΜΗΕ	416,70	727,56	1155,94	1737,36	1678,14	1631,63	1584,94	1538,13	1491,33	1444,47	1397,77	1351,21	1304,85	1258,57	1212,39	1179,35
	Απορρ.ΕΑΠΕ	0,00	0,00	12,52	50,03	45,45	41,05	36,88	32,96	30,27	29,07	26,14	23,34	20,70	18,89	17,67	16,58
% Συνολικής	0,00%	0,00%	0,31%	1,13%	1,02%	0,92%	0,83%	0,74%	0,68%	0,65%	0,59%	0,52%	0,47%	0,42%	0,40%	0,37%	
ΣΕΝΑΡΙΟ Β-Πεmax	ΕΑΠΕ	3128,25	3834,94	4701,65	5483,70	5483,70	5483,70	5483,70	5483,70	5483,70	5483,70	5483,70	5483,70	5483,70	5483,70	5483,70	5483,70
	ΕΑ/Π	2588,38	3160,33	3858,67	4510,32	4510,32	4510,32	4510,32	4510,32	4510,32	4510,32	4510,32	4510,32	4510,32	4510,32	4510,32	4510,32
	ΕΦ/β	539,87	674,61	842,98	973,38	973,38	973,38	973,38	973,38	973,38	973,38	973,38	973,38	973,38	973,38	973,38	973,38
	ΕΝΗΣΙ->ΕΣΜΗΕ	619,97	1059,40	1665,71	2486,45	2420,18	2368,30	2316,13	2263,71	2211,10	2158,30	2105,34	2052,22	1998,86	1945,38	1891,77	1853,36
	Απορρ.ΕΑΠΕ	0,00	0,00	2,68	58,85	54,37	50,03	45,80	41,68	37,69	33,89	30,25	26,83	24,49	23,14	21,80	20,45
	% Συνολικής	0,00%	0,00%	0,06%	1,07%	0,99%	0,91%	0,84%	0,76%	0,69%	0,62%	0,55%	0,49%	0,45%	0,42%	0,40%	0,37%

Πίνακας 7.13: Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια και παραγωγή ΑΠΕ για τα σενάρια μέγιστης διείσδυσης ΑΠΕ μέχρι το έτος 2028

7.3.3 Διερεύνηση κατασκευής 2^{ης} ξεχωριστής διασύνδεσης

Προφανώς όπως έχει φανεί προηγουμένα, η κατασκευή 2^{ης} ξεχωριστής διασύνδεσης είναι συμφέρουσα σε σχέση με την αυτοδύναμη ανάπτυξη αφού υπάρχει ένα τεράστιο περιθώριο κόστους σε σχέση με την αυτοδύναμη ανάπτυξη (~2000Μ€) και το επενδυτικό κόστος που θα προστεθεί από την 2^η θα είναι σαφώς λιγότερο.

Στο παρόν ενδιαφέρει να εξεταστεί το συνολικό κόστος που προκύπτει από 2 ξεχωριστές διπολικές διασυνδέσεις σε σχέση με την μια, με την **θεώρηση ότι όλη η τοπική θερμική παραγωγή του νησιού αποξηλώνεται μετά και την κατασκευή της 2^{ης}**. Δηλαδή ουσιαστικά εξετάζεται αν το παραπάνω επενδυτικό κόστος των δύο διασυνδέσεων αντισταθμίζεται από το μικρότερο σταθερό κόστος τοπικής παραγωγής (Κόστος Εφεδρείας).

Εξετάζονται λοιπόν τα παρακάτω σενάρια:

ΣΕΝΑΡΙΑ		Έτος					
		2020	2025	2028	2030	2035	2040
ΔΑ	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	2x350MW Αττική			2x350MW Μεγαλόπολη		
	ΑΠΕ	390	918	1535			1535
	ΕΦΕΔΡΕΙΑ	Ψυχρή Εφεδρεία στο 90% της Αιχμής			0%		
ΔΒ	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	2x350MW Αττική	2x350MW Μεγαλόπολη				
	ΑΠΕ	390	918	1535			1535
	ΕΦΕΔΡΕΙΑ	Ψ.Ε 90% της Αιχμής	0%				

Πίνακας 7.14: Σενάρια προς εξέταση κατασκευής 2^{ης} ξεχωριστής διασύνδεσης

Τα αποτελέσματα των οποίων φαίνονται στον παρακάτω πίνακα **διαχωρίζοντας τα κόστη πριν και μετά την κατασκευή της 2^{ης} διασύνδεσης και συνολικά**. Επίσης συγκρίνονται με το σενάριο Β1 που έχει ίδια διείσδυση ΑΠΕ (βλ. Πίνακα 7.2), ενώ βρίσκεται και το κόστος ΚΣΤΑΘ_ΤΠ_50% αν θεωρηθεί εφεδρεία στο 90% Αιχμής – 50% Μεταφορικής ικανότητας διασύνδεσης:

Συνολικά Στοιχεία Κόστους Διερεύνησης Κατασκευής 2ης Ξεχωριστής Διασύνδεσης													
ΣΕΝΑΡΙΑ	Έτος	ΚΟΣΤΗ σε Μ€							Επιμέρους κόστη σε Μ€				
		ΚΔ	ΚΕΣΜΗΕ	ΚΑΠΕ	ΚΕΦΕΔΡ	ΚΜΕΤ_ΤΠ	ΚΡΕΛΙΑΒ	ΣΥΝΟΛ	ΚΑΠΕ_over	ΚΣΤΑΘ_ΤΠ	ΚΑΔΙ	ΕΤΜΥΚΩ	ΚΣΤΑΘ_ΤΠ_50%
ΔΑ	2020-2030	736,77	661,23	1070,81	512,22	0,02	22,73	3003,78	96,15	325,19	187,03	414,57	266,57
	2030-2040	529,00	320,56	808,34	112,96	0,00	19,16	1790,01	116,88	0,00	112,96	301,08	0,00
	Συνολικό	1265,77	981,79	1879,15	625,18	0,02	41,88	4793,80	213,03	325,19	299,99	715,65	266,57
ΔΒ	2020-2025	736,77	469,86	514,68	340,34	0,00	15,19	2076,85	6,72	229,32	111,02	207,94	187,98
	2025-2040	529,00	511,93	1364,47	188,97	0,00	26,69	2621,06	206,31	0,00	188,97	469,61	0,00
	Συνολικό	1265,77	981,79	1879,15	529,31	0,00	41,88	4621,92	213,03	229,32	299,99	677,55	187,98
B1		955,71	978,53	1879,15	586,89	0,00	18,16	4418,44	25,19	415,78	299,99	552,68	286,90
B1 - 90% Αιχμής		955,71	978,53	1879,15	715,77	0,00	18,16	4547,32	25,19	415,78	299,99	552,68	286,90

Πίνακας 7.15: Συνολικά στοιχεία κόστους σεναρίων σε Μ€ καθώς και τα επιμέρους κόστη αυτών (ανηγμένα '15)

ΕΦΕΔΡΕΙΑ	ΣΕΝΑΡΙΑ	LCOE σε €/MWh
90% Αιχμής	ΔΑ	145,47
	ΔΒ	140,25
	Β1	137,99
90% Αιχμής- 50% Διασυνδ.	ΔΑ	143,69
	ΔΒ	139,00
	Β1	134,08

Πίνακας 7.16: Συνολικός δείκτης LCOE σεναρίων σε €/MWh για τα εξεταζόμενα σενάρια σε σύγκριση με το Β1 και για τα δύο επίπεδα της θεωρούμενης εφεδρείας

Παρατηρούμε λοιπόν τα εξής:

- Τα Σενάρια κατασκευής 2^{ης} ξεχωριστής διασύνδεσης είναι **ασύμφορα** σε σχέση με το Σενάριο **B** της μελέτης. Βέβαια το Σενάριο B περιλαμβάνει 400MW λιγότερη μεταφορική ικανότητα που όμως κρίνεται αρκετή για την ανάπτυξη του νησιού ακόμα και μετά το 2040.
- Τα σενάρια **ΔΑ** όπου η 2^η ξεχωριστή διασύνδεση κατασκευάζεται μετά από περίοδο **10** χρόνων από την 1^η παρουσιάζουν πολύ μεγαλύτερο κόστος και είναι προφανές ότι δεν αποτελούν δελεαστική πρόταση.
- Τα σενάρια όμως **ΔΒ** όπου η 2^η ξεχωριστή διασύνδεση κατασκευάζεται μετά από περίοδο **5** χρόνων από την 1^η παρουσιάζουν πρόταση που θα μπορούσε να μελετηθεί περαιτέρω αφού το κόστος τους είναι ελαφρώς μεγαλύτερο και παρουσιάζουν το πλεονέκτημα της ουσιαστικής διασύνδεσης με μεγαλύτερη αξιοπιστία και απομάκρυνση της τοπικής παραγωγής. Ωστόσο παρατηρούμε ότι το κόστος των 2 ξεχωριστών διασυνδέσεων είναι συγκρίσιμο με την **2x500MW** μόνο στην περίπτωση που θεωρούμε εφεδρεία στο 90% της αιχμής (επειδή αποξηλώνεται η ΤΠ και επομένως αποφεύγεται μεγαλύτερο κόστος)
- Συμπερασματικά για να είναι η κατασκευή της 2^{ης} ξεχωριστής διασύνδεσης συμφέρουσα σε σχέση με την 2x500MW θα πρέπει να αποφεύγονται κόστη εφεδρείας, αξιοπιστίας κλπ μεγαλύτερα από το επιπλέον επενδυτικό κόστος της 2^{ης}, δηλαδή στην παρούσα περίπτωση περίπου **310Μ€**.
- Είναι φανερό λοιπόν πως για την περίοδο εξέτασης **μέχρι το 2040** δεν **συμφέρει** η κατασκευή 2^{ης} ανεξάρτητης διασύνδεσης και ακόμα και μέχρι το 2050 οι ενεργειακές ανάγκες του νησιού δείχνουν ότι η διασύνδεση **2x500MW** θα συνεχίζει να είναι οικονομικότερη.

7.3.4. Διερεύνηση μεταφορικής ικανότητας διασύνδεσης μακροπρόθεσμα

Στην παρούσα ενότητα εξετάζεται αν η διασύνδεση μεταφορικής ικανότητας 2x350MW συνεχίζει να υπερτερεί από οικονομικής πλευράς έναντι της 2x500MW σε μεγαλύτερο χρονικό ορίζοντα 2020-2055, δηλαδή αν ουσιαστικά επαρκεί ή πρέπει να θεωρηθεί η λύση της μεγαλύτερης.

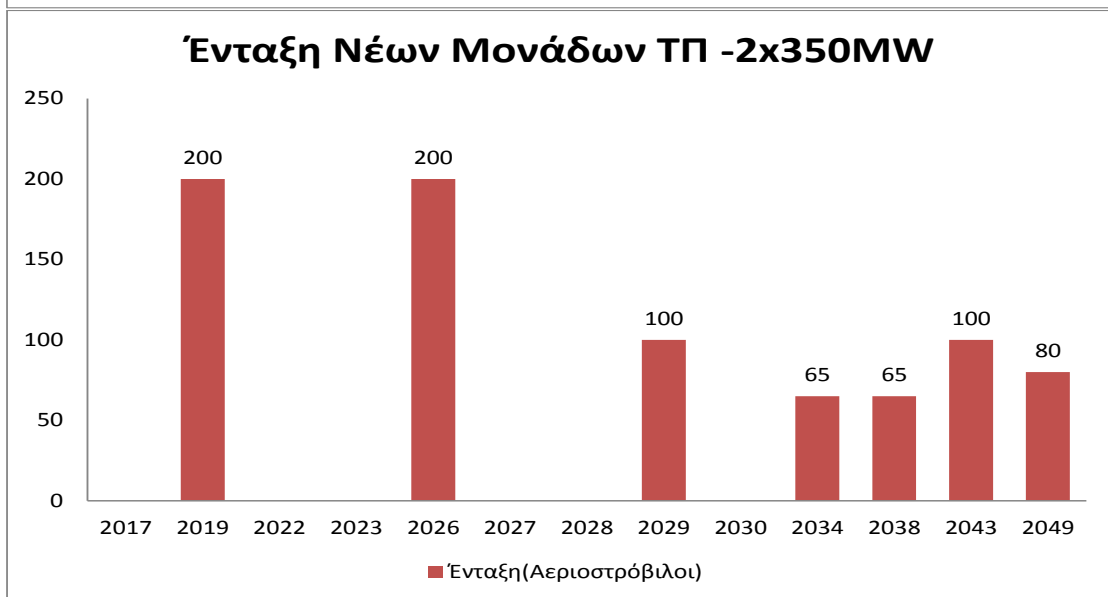
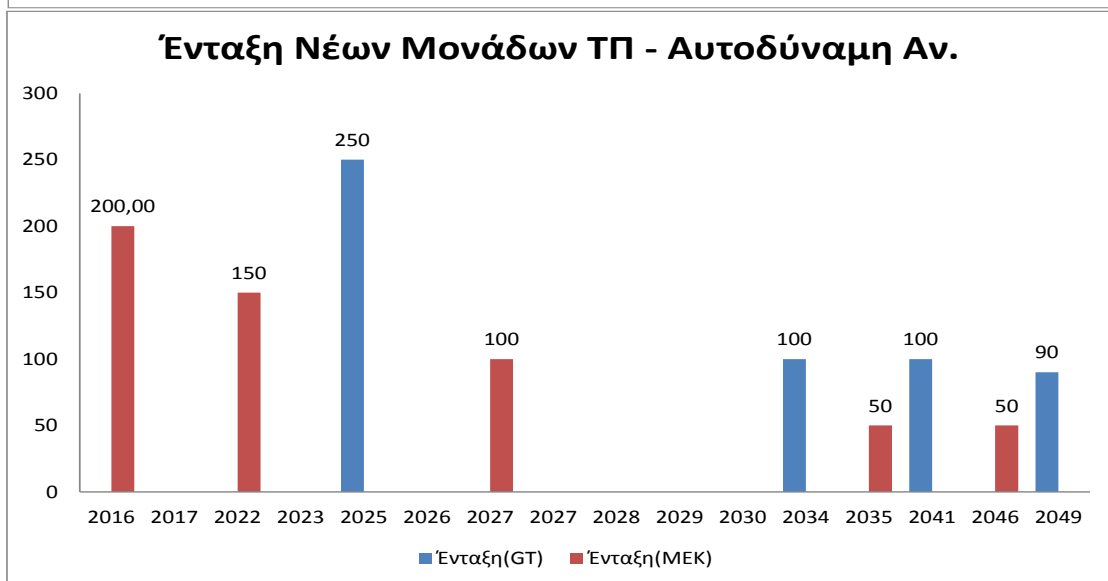
Καθότι η εξέλιξη του κόστους των διάφορων τιμών της μελέτης είναι πολύ δύσκολο να προβλεφθεί σε τόσο μεγάλο βάθος χρόνου γίνονται οι εξής **παραδοχές**:

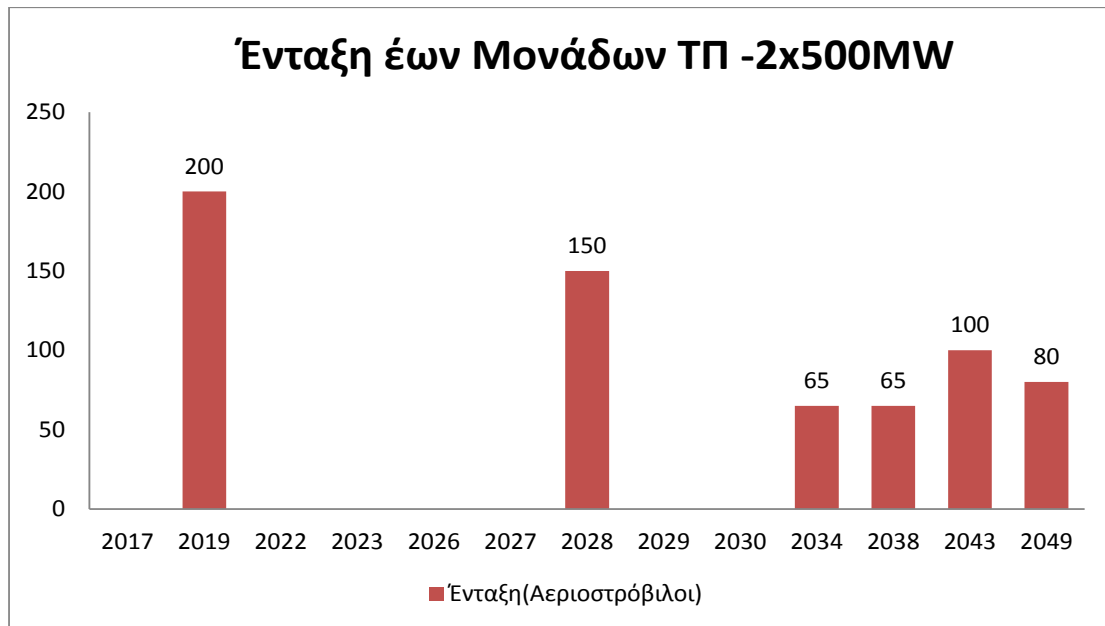
- Το μεσοσταθμικό μεταβλητό κόστος της θερμικής παραγωγής για την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη και των αεριοστροβίλων για το ΔΣ θεωρείται ότι αυξάνει **1%** πάνω από τον πληθωρισμό τα έτη 2040-2055
- Οι τιμές πώλησης Α/Π και Φ/Β τόσο στην Α/Α όσο και στο ΔΣ θεωρείται ότι αυξάνονται μόνο κατά τον πληθωρισμό μετά το 2040
- Για την εξέλιξη του φορτίου θεωρείται το Σενάριο Αναφοράς (βλ Πίνακα 6.6) ενώ μετά το 2040 θεωρείται ετήσια αύξηση ίση με **1,5%**.
- Υπολογίζονται εκ νέου τα κόστη εφεδρείας για όλες τις περιπτώσεις με την ένταξη νέων μονάδων στο μίγμα της θερμικής παραγωγής και την απόσυρση παλιών σύμφωνα με τον προγραμματισμό απένταξης της ΔΕΗ (βλ. Πίνακα 6.13)
- Η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ θεωρείται αυτή του σεναρίου Α (1000MW το 2028) και Β (1535MW) ενώ μετά το 2040 θεωρείται μια ετήσια αύξηση **1%** των Α/Π και για τα δύο σενάρια.

Στους παρακάτω πίνακες απεικονίζεται η απαραίτητη ένταξη νέων θερμικών μονάδων που προκύπτει για την κάλυψη των αναγκών της εφεδρείας (90% της Αιχμής – 50% Μεταφορικής ικανότητας Διασύνδεσης).

Τέλος στον Πίνακα 7.17 φαίνονται τα συνολικά στοιχεία κόστους που προέκυψαν (ανηγμένες τιμές '15) και οι αντίστοιχοι δείκτες LCOE ενώ ακολουθούν τα βασικά συμπεράσματα που προκύπτουν.

Σχήμα 7.18: Ένταξη νέων μονάδων ΤΠ για την κάλυψη των αναγκών εφεδρείας στο ΔΣ και στην Αυτοδύναμη Ανάπτυξη.





Συνολικά Στοιχεία Κόστους 2020-2055 σε Μ€ (ανηγγόμενες τιμές '15)										
ΑΠΕ	ΔΙΑΣΥΝΔ	ΚΟΣΤΗ σε Μ€							LCOE €/MWh	%
		ΚΔ	ΚΕΣΜΗΕ	ΚΑΠΕ	ΚΕΦΕΔΡ	ΚΜΕΤ_ΤΠ	ΚΡΕΛΙΑΒ	ΣΥΝΟΛ		
LOW (Α Σεν)	2x350MW	736,77	1745,57	1989,82	754,74	39,93	111,73	5378,56	125,75	-
	2x500MW	955,71	1718,94	1989,82	676,02	0,18	46,71	5387,38	125,96	0,16%
HIGH (Β Σεν)	2x350MW	736,77	1343,78	2483,30	754,74	18,42	82,33	5419,35	126,71	-
	2x500MW	955,71	1321,19	2483,30	676,02	0,11	31,99	5468,32	127,85	0,90%
	ΑΥΤΟΔΥΝΑΜΗ	-	-	1008,499	1253,31	6552,44	-	8814,26	206,08	

Από τα παραπάνω αποτελέσματα παρατηρούμε τα εξής:

- Πλέον οι διασυνδέσεις εμφανίζονται σχεδόν το ίδιο οικονομικές με διαφορά <1%. Χωρίς να υπολογίζεται το κόστος επένδυσης της διασύνδεσης (ΚΔ) η 2x500MW είναι οικονομικότερη από την 2x350MW κατά 170 – 210 Μ€.
- Ειδικά στην περίπτωση του σεναρίου της μικρότερης εγκατεστημένης ισχύς ΑΠΕ η διαφορά είναι αμελητέα (0,16%). Αυτό συμβαίνει διότι η περιορισμένη παραγωγή ΑΠΕ συνεπάγεται περισσότερη ενέργεια που μεταφέρεται μέσω της διασύνδεσης από το ΕΣΜΗΕ στο νησί και άρα η περιορισμένη μεταφορική ικανότητα της 2x350MW οδηγεί σε μεγαλύτερα κόστη Αξιοπιστίας και μεγαλύτερο χρόνο λειτουργίας της θερμικής ΤΠ συγκριτικά (άρα υψηλότερο ΚΜΕΤ_ΤΠ).
- **Συνολικά συμπεραίνεται** ότι κατά την περίοδο μελέτης 2020-2040 η διασύνδεση 2x350MW αποτελεί την οικονομικότερη επιλογή, αλλά σε βάθος χρόνου η διασύνδεση 2x500MW φαίνεται να υπερτερεί και θα πρέπει να αναλογιστεί σοβαρά το ενδεχόμενο να προτιμηθεί.

7.3.5 Διερεύνηση απωλειών διασύνδεσης για το θεωρούμενο επίπεδο τάσης

Όπως έχει εξηγηθεί στα προηγούμενα κεφάλαια, η επιλογή της τάσης λειτουργίας της διασύνδεσης είναι θέμα του κατασκευαστή του έργου που επιλέγει με βάση τη δική του τυποποίηση, λαμβάνοντας υπόψη τα εμπλεκόμενα μήκη μεταξύ των δύο συνδέσμων, τη μεταφερόμενη ισχύ και άλλες παραμέτρους. Η επιλογή του επιπέδου τάσης επηρεάζει τις απώλειες της διασύνδεσης άρα και το ΚΕΣΜΗΕ καθώς επίσης και το επενδυτικό κόστος της διασύνδεσης (ΚΔ).

Όπως έχει προαναφερθεί, με βάση τα στοιχεία των Πινάκων του Παραρτήματος Π5.1-Π5.4 της τεχνολογίας ABB- HVDC Light γίνεται η επιλογή των καλωδίων. Παρατηρούμε ότι για επίπεδα μεταφορικής ικανότητας πάνω από **700MW** η επιλογή τάσης **320kV** είναι μονόδρομος διότι η διατομή των καλωδίων για **150kV** τάση προκύπτει μη ρεαλιστική.

Παρακάτω θα εξεταστούν οι απώλειες των βασικών σεναρίων της μελέτης του Πίνακα 7.1, ενώ για την διασύνδεση 2x350MW θα εξεταστεί και το σενάριο επιλογής 150kV τάσης λειτουργίας του συνεχούς σε αντιδιαστολή με αυτό που επιλέχθηκε, σημειώνεται ωστόσο ότι η επιλογή της παρακάτω διατομής (2400mm²) είναι οριακή και έγινε για λόγους σύγκρισης απωλειών. Για μεταφορική ικανότητα 2x500MW (και άνω), η επιλογή τάσης 300kV και άνω κρίνεται απαραίτητη.

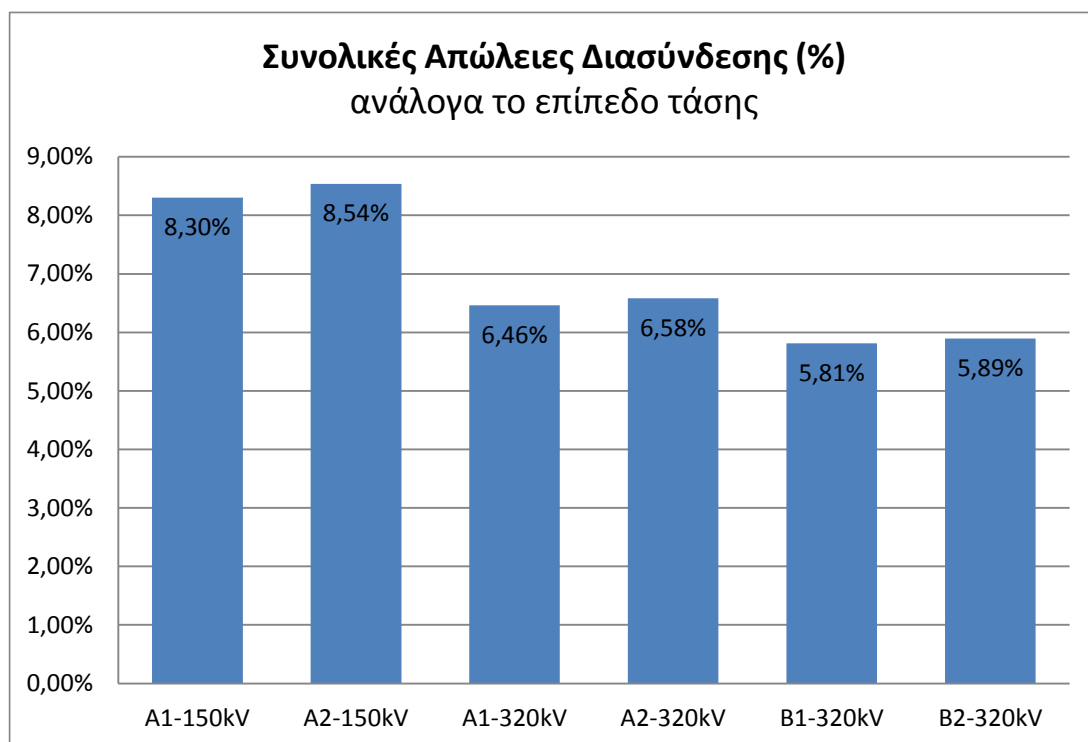
Στον παρακάτω Πίνακα 7.18 συνοψίζεται η επιλογή καλωδίων, ενώ στα επόμενα Σχήματα 7.19-7.20 φαίνονται τα αποτελέσματα της μελέτης όπως προέκυψαν από την προσομοίωση της διασύνδεσης με τη βοήθεια του λογισμικού Matlab και ακολουθούν τα βασικά συμπεράσματα που προέκυψαν.

ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	ΤΑΣΗ 150 KV				ΤΑΣΗ 320 KV			
	Close -Spaced Laying	R	Διατομή	Close Laying	R	Διατομή		
2x350MW	MW	Amps	(Ω/km)	mm ²	MW	Amps	(Ω/km)	mm ²
	YBK	659 - 803	2170 - 2678	0.0073	2400	752	1175	0.0221
2x500MW	Close Laying	R	Διατομή	Close Laying	R	Διατομή		
	MW	Amps	(Ω/km)	mm ²	MW	Amps	(Ω/km)	mm ²
YBK	Μη ρεαλιστικό (διατομές πάνω από 3000 mm²)				1020	1594	0.0126	1400

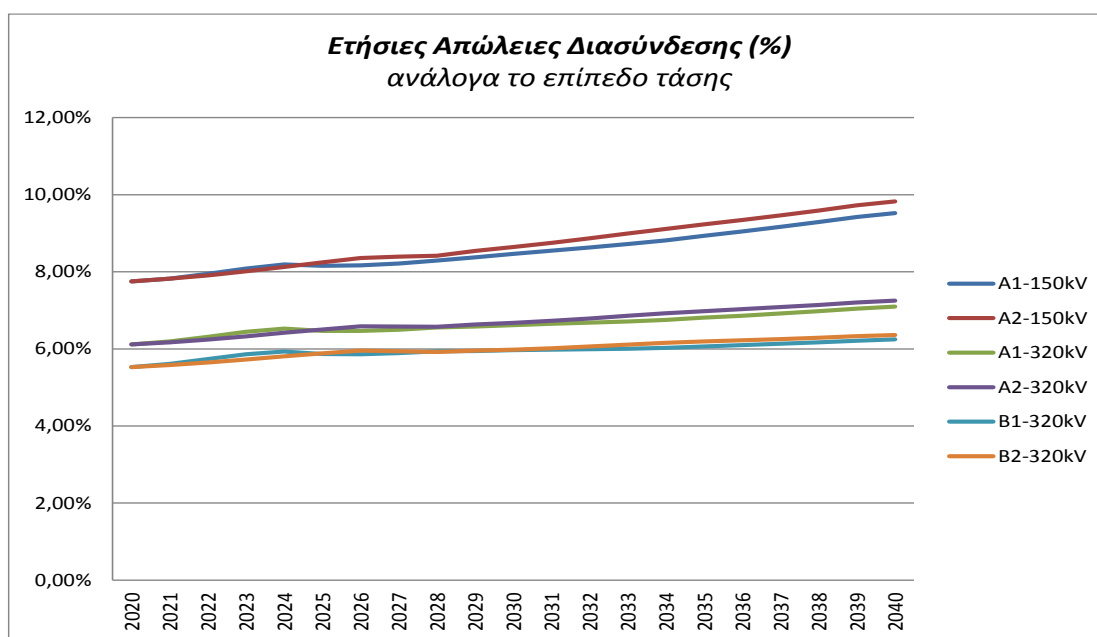
Πίνακας 7.18: Επιλογή καλωδίων HVDC-Light με βάση το επίπεδο τάσης και την μεταφορική ικανότητα της διασύνδεσης

Παρατηρούμε λοιπόν ότι:

- Όπως αναμενόταν, οι απώλειες για επίπεδο τάσης $\pm 150\text{kV}$ είναι μεγαλύτερες από αυτές για $\pm 320\text{kV}$ στα Α σενάρια κατά 2% περίπου.
- Συγκεκριμένα οι συνολικές απώλειες (%) για τα σενάρια Α είναι 8,5% περίπου για τάση $\pm 150\text{kV}$ και 6,5% για τάση $\pm 320\text{kV}$.
- Οι συνολικές απώλειες (%) για τάση $\pm 320\text{kV}$ είναι 6,5% περίπου για τα σενάρια Α και 5,8% για τα Β. Το παραπάνω είναι λογικό καθώς στην μικρότερη ισχύ διασύνδεσης χρησιμοποιείται μεγαλύτερο μέρος της διατομής των καλωδίων για την ίδια μεταφερόμενη ενέργεια σε σχέση με την 2x500MW, με αποτέλεσμα να παρουσιάζουν μεγαλύτερες απώλειες καλωδίωσης.
- Είναι λοιπόν προφανής επιλογή η τάση $\pm 320\text{kV}$ και για την 2x350MW διασύνδεση.



Σχήμα 7.19: Συνολικές απώλειες διασύνδεσης (%) των σεναρίων για επίπεδα τάσης 150kV και 320kV



Σχήμα 7.20: Ετήσιες απώλειες διασύνδεσης (%) των σεναρίων για επίπεδα τάσης 150kV και 320kV

Εκτιμάται λοιπόν ότι το επίπεδο τάξης θα διαμορφωθεί από **±300** έως **400 kV** ωστόσο οποιαδήποτε θεώρηση δεν έχει μεγάλη επίδραση στο τελικό αποτέλεσμα - συμπεράσματα.

Σημειώνεται ότι η τεχνολογία καλωδίων της HVDC- Light έχει φτάσει σε εμπορικό επίπεδο μέχρι τα 320kV ενώ η ABB ανακοίνωσε και την υλοποίηση του σε 525 kV καλώδιο ωστόσο δεν είναι ακόμα ευρέως διαθέσιμο [50].

7.4 Ανάλυση Ευαισθησίας Αποτελεσμάτων

7.4.1.Κόστους Καυσίμων

Στο παρόν εξετάζεται η επίδραση της τιμής των καυσίμων στην οικονομικότητα της διασύνδεσης. Το μεταβλητό κόστος της θερμικής παραγωγής είναι άρρηκτα συνδεδεμένο με τις τιμές των καυσίμων αφού το μεταβλητό κόστος καυσίμου αποτελεί περίπου το 95% του συνολικού.

Συγκεκριμένα όπως έχει εξηγηθεί στο Κεφ.6 η πρόβλεψη του μεσοσταθμικού μεταβλητού κόστους της αυτοδύναμης ανάπτυξης και του μεταβλητού κόστους των αεριοστροβίλων για το ΔΣ έγινε με βάση την πρόβλεψη της τιμής του πετρελαίου (στην αυτόνομη λειτουργία θεωρήθηκε ανάπτυξη με βάση το πετρέλαιο). Επομένως κρίνεται απόλυτα αναγκαίο να εξεταστεί η επίδραση της θεωρούμενης πρόβλεψης στο τελικό αποτέλεσμα.

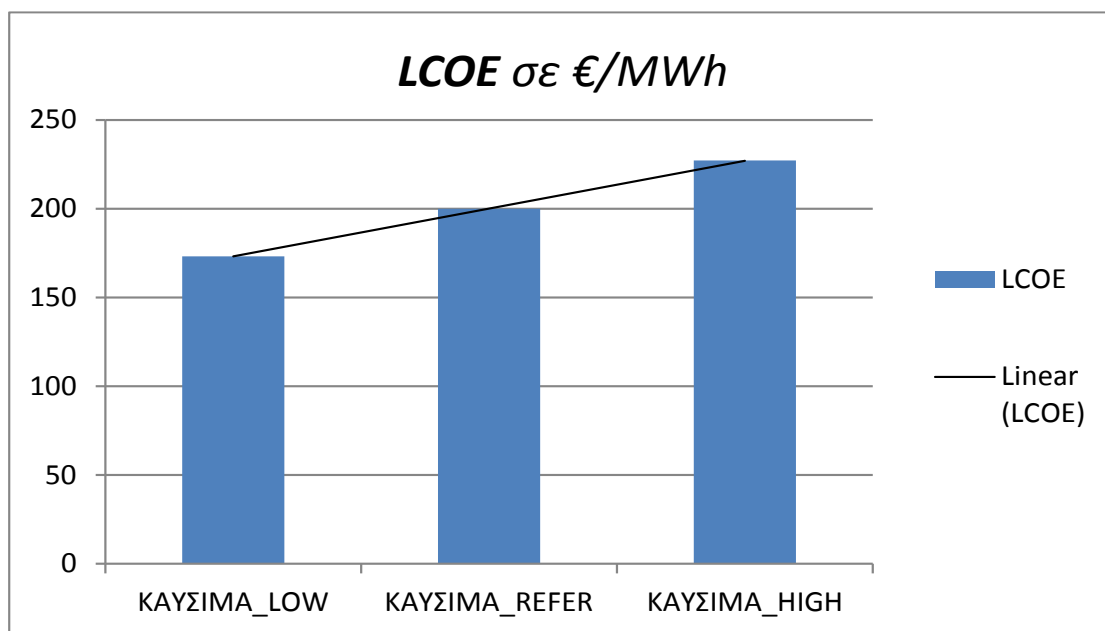
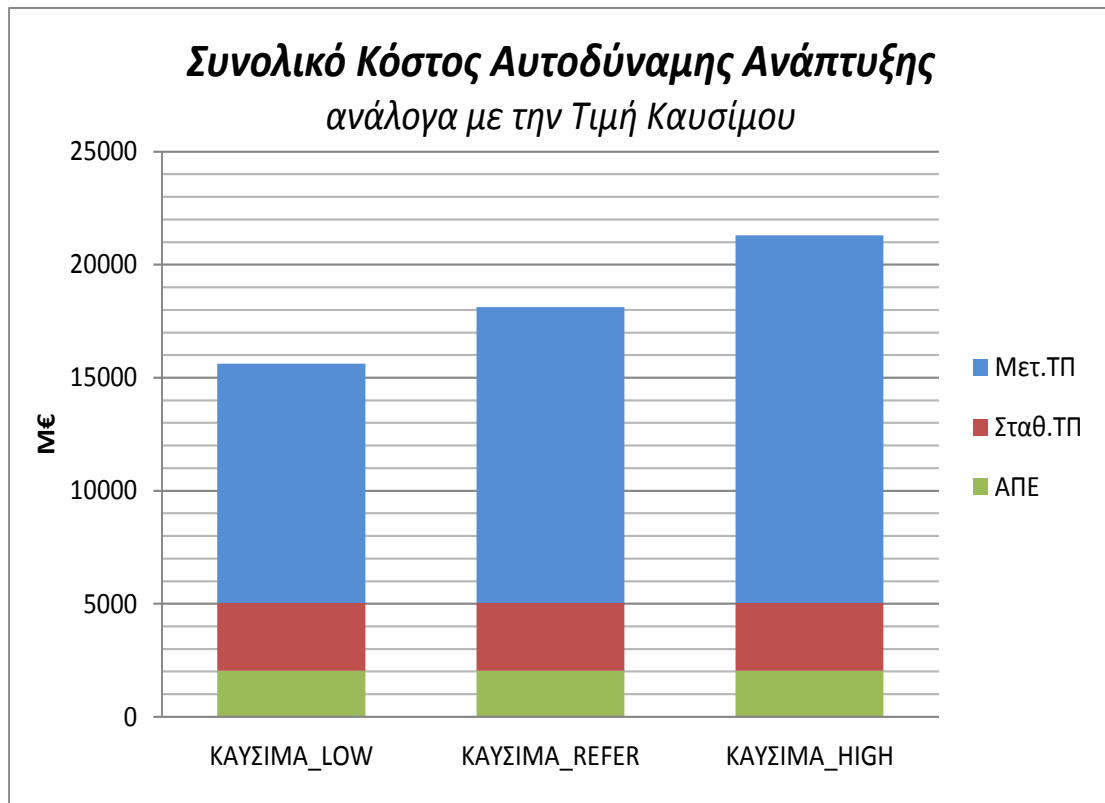
Για τον σκοπό αυτό χρησιμοποιούνται οι προβλέψεις της τιμής καυσίμου του Πίνακα Π6.6 όπου εκτός από το σενάριο αναφοράς που επιλέχθηκε για την μελέτη (reference) εξετάζονται και τα σενάρια μεγάλης αύξησης της τιμής (high oil price) και μικρής (low price).

Σημειώνεται πως εξετάζεται μόνο το σενάριο της αυτοδύναμης ανάπτυξης (μεταβλητό κόστος το 73% του συνολικού κόστους) αφού για τα σενάρια διασύνδεσης όπως προέκυψε από το μοντέλο η ΤΠ λειτούργησε πολύ μικρό χρονικό διάστημα και το K_{MET_TP} ήταν αμελητέο ή μηδενικό.

Παρακάτω παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του συνολικού κόστους της αυτοδύναμης παραγωγής για τα τρία θεωρούμενα επίπεδα αύξησης της τιμής καυσίμου (βλ. Πίνακα 7.19) σε σταθερές τιμές 2015 καθώς και οι αντίστοιχοι δείκτες LCOE.

Ανάλυση Ευαισθησίας ως προς Καύσιμα							
No	ΑΥΤΟΔΥΝΑΜΗ	ΚΟΣΤΗ σε Μ€ - σταθερές τιμές				Κόστος vs Αναφοράς	LCOE €/MWh
		ΚΑΠΕ	ΚΕΦΕΔΡ	ΚΜΕΤ_ΤΠ	ΣΥΝΟΛ		
1	ΚΑΥΣΙΜΑ_LOW	2032,56	2996,60	10601,05	15630,21	-2491,52	173,21
2	ΚΑΥΣΙΜΑ_REF			13092,57	18121,74	-	198,46
3	ΚΑΥΣΙΜΑ_HIGH			16260,63	21289,79	3168,05	227,06

Πίνακας 7.19: Αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας του συνολικού κόστους και LCOE ως προς την τιμή των καυσίμων (σταθερές τιμές 2015)



Σχήμα 7.21: Διαγράμματα ανάλυσης ευαισθησίας αποτελεσμάτων ως προς την τιμή καυσίμων για την αυτοδύναμη ανάπτυξη της Κρήτης

Προκύπτουν λοιπόν τα εξής συμπεράσματα:

- Το κόστος καυσίμου όπως αναμενόταν όντως επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό το συνολικό κόστος της αυτοδύναμης ανάπτυξης.
- Συγκεκριμένα σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, με την πρόβλεψη μικρής αύξησης της τιμής καυσίμων το συνολικό κόστος **μειώνεται κατά 13,75%** ενώ το ανηγμένο κόστος και ο δείκτης LCOE μειώνονται κατά **12,73%**
- με την πρόβλεψη μεγάλης αύξησης της τιμής καυσίμων το συνολικό κόστος **αυξάνεται κατά 17,48%** ενώ το ανηγμένο κόστος και ο δείκτης LCOE κατά **14,41%**
- Όμως είναι φανερό ότι παρά το ακραίο σενάριο μείωσης των τιμών καυσίμου **η διασύνδεση παραμένει η οικονομικότερη λύση** και μάλιστα εξακολουθεί να έχει σημαντική διαφορά κόστους από την Αυτοδύναμη αποτελώντας μόλις το **76%** της. Στην περίπτωση θεώρησης της υψηλής τιμής το κόστος της αποτελεί λιγότερο από το **60%**.

7.4.2 Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ)

Εξετάζεται η επίδραση της Οριακής Τιμής του Συστήματος στην οικονομικότητα της διασύνδεσης. Το κόστος μεταφοράς ενέργειας από τον ηπειρωτικό κορμό στην διασυνδεδεμένη Κρήτη θεωρείται με βάση την ΟΤΣ και όπως έχει φανεί από προηγούμενη ανάλυση αποτελεί σημαντικό μέρος του συνολικού και χρίζει διερεύνησης.

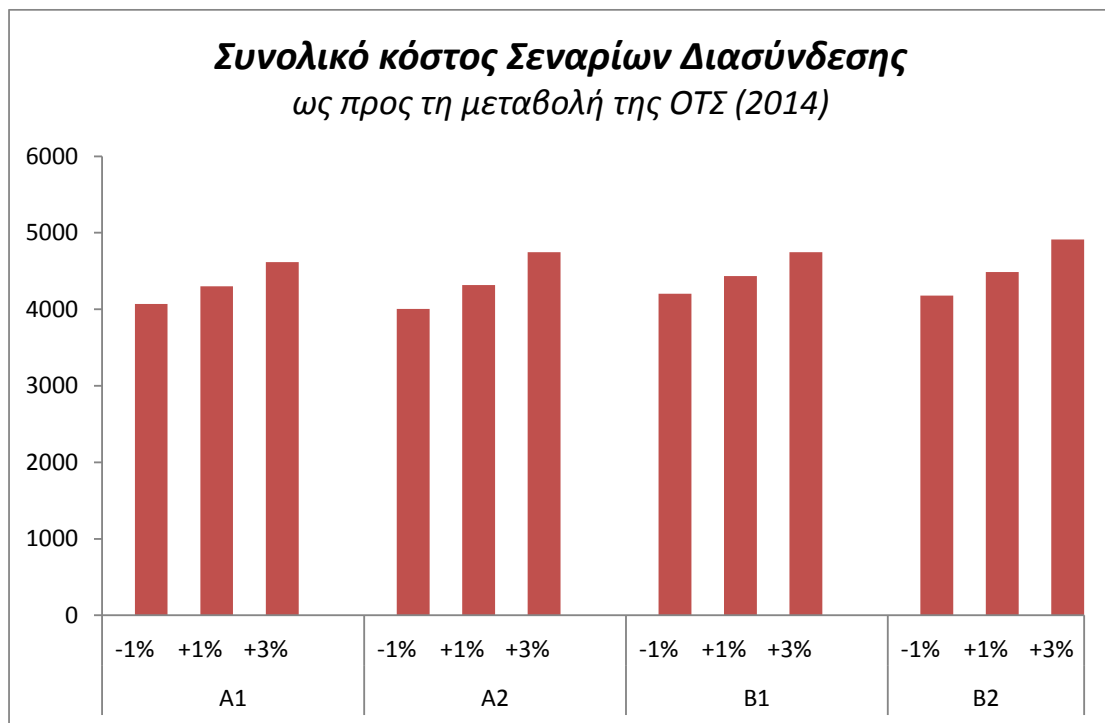
Το βασικό σενάριο εξέτασης της μελέτης είχε χρονοσειρά βάσης αυτήν της ΟΤΣ του 2014. Όπου θεωρήθηκε μια ετήσια αύξηση κατά 1%. Στην παρούσα διερεύνηση εξετάζονται και τα σενάρια ετήσια αύξησης 3% καθώς και ετήσιας μείωσης 1%, δηλαδή **±2% του Βασικού Σεναρίου.**

Σημειώνεται πως καθώς έχει νομοθετικά θεσπιστεί το ανώτατο όριο της ΟΤΣ να είναι περί τα 150 €/MWh οι τιμές που προκύπτουν μεγαλύτερες αναπροσαρμόζονται σε αυτή.

Η ανάλυση εφαρμόζεται σε όλα τα σενάρια που εξετάστηκαν στο Κεφάλαιο 7.1 τα αποτελέσματα των οποίων παρουσιάζονται παρακάτω. Συγκεκριμένα παρουσιάζονται τα ανηγμένα κόστη σε τιμές 2015, η διαφορά κόστους σε σχέση με το σενάριο αναφοράς και οι δείκτες LCOE (βλ. Πίνακα 7.20). Στη συνέχεια παρουσιάζονται και σχηματικά (βλ. Σχήμα 7.22.)

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΟΤΣ 2014	ΚΟΣΤΗ σε Μ€							Κόστος vs Αναφοράς %	LCOE €/MWh
		ΚΔ	ΚΕΣΜΗΕ	ΚΑΠΕ	ΚΕΦΕΔΡ	ΚΜΕΤ_ΠΠ	ΚΡΕΛΙΑΒ	ΣΥΝΟΛ		
A1	-1%	736,77	767,96	1879,15	640,81	1,84	41,88	4068,42	-5,40%	123,46
	+1%		1000,38					4300,84	-	130,51
	+3%		1315,93					4616,39	7,34%	140,09
A2	-1%	736,77	964,02	1524,07	715,77	3,34	61,13	4005,11	-7,23%	121,54
	+1%		1276,28					4317,36	-	131,01
	+3%		1705,57					4746,66	9,94%	144,04
B1	-1%	955,71	762,59	1879,15	586,89	0,00	18,16	4202,51	-5,20%	127,53
	+1%		993,28					4433,19	-	134,53
	+3%		1306,44					4746,35	7,06%	144,03
B2	-1%	955,71	956,91	1524,07	715,77	0,00	25,60	4178,05	-6,90%	126,79
	+1%		1266,69					4487,84	-	136,19
	+3%		1692,53					4913,68	9,49%	149,11

Πίνακας 7.20: Ανάλυση ευαισθησίας Βασικών Σεναρίων μελέτης ως προς την ΟΤΣ 2014



Σχήμα 7.22: Αποτελέσματα Ανάλυσης Ευαισθησίας Συνολικού Κόστους ως προς ΟΤΣ

Από τα παραπάνω αποτελέσματα προκύπτουν τα εξής συμπεράσματα:

- Η θεώρηση εξέλιξης της ΟΤΣ όντως επηρεάζει σε σημαντικό βαθμό το τελικό αποτέλεσμα αλλά σε κάθε περίπτωση η διασύνδεση παραμένει συμφέρουσα με τεράστια διαφορά κόστους από την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη (<**73%**). Ωστόσο πρέπει να σημειωθεί ότι ήδη η πρόβλεψη ετήσιας αύξησης του βασικού σεναρίου κατά 1% κρίνεται σχετικά μεγάλη, με την +3% λοιπόν να αποτελεί ακραίο σενάριο.
- Η μείωση του συνολικού κόστους από την θεώρηση $\pm 2\%$ σε σχέση με το Σενάριο Βάσης (ΟΤΣ2014 +1%) κυμαίνεται από **-7,23%** έως **-5,2%**, ενώ η αύξηση από **7,06** έως **9,94%** περίπου.
- Η μεγαλύτερη μείωση και αύξηση του συνολικού κόστους που παρατηρείται είναι αυτή του σεναρίου **A2** κατά **-7,23%** και **+9,94%** αντίστοιχα, ενώ οι μικρότερες αυτές του **B1** κατά **-5,2%** και **+7,06%** αντίστοιχα.
- Το παραπάνω είναι λογικό καθώς τα σενάρια **A2** και **B2** έχουν χαμηλότερη διείσδυση ΑΠΕ με αποτέλεσμα περισσότερη ενέργεια να δίνεται από την διασύνδεση για την εξυπηρέτηση του φορτίου και επομένως να επηρεάζεται παραπάνω το ΚΕΣΜΗΕ. Επιπλέον το ΚΕΣΜΗΕ είναι ελαφρώς μικρότερο στην μεγαλύτερη διασύνδεση **2x500MW** από την μικρότερη **2x350MW** ακόμα και για τις ίδιες ΑΠΕ αφού η 2^η παρουσιάζει ελάχιστα μεγαλύτερες απώλειες (το ΚΕΣΜΗΕ ενδιαφέρει και υπολογίζεται για την ενέργεια που δίνει το ΕΣΜΗΕ, δηλαδή πριν τις απώλειες, και όχι αυτή που φτάνει στο νησί).

7.4.3 Εξέλιξη του Φορτίου

Όπως έχει προαναφερθεί θα διερευνηθεί κατά πόσο η θεώρηση της εξέλιξης του φορτίου επηρεάζει τα συνολικά αποτελέσματα και γενικά συμπεράσματα υπέρ της οικονομικότητας της διασύνδεσης καθώς και την επιλογή της μεταφορικής ικανότητας της διασύνδεσης για την βασική περίοδο μελέτης 2020-2040.

Για το σκοπό αυτό εξετάζονται τα Σενάρια Πρόβλεψης Χαμηλής και Υψηλής Αύξησης του φορτίου από τον ΑΔΜΗΕ για το ΕΣΜΗΕ [4] για την περίοδο 2014-2023 και στη συνέχεια της μελέτης της ΡΑΕ-ΔΕΣΜΗΕ για την Κρήτη, αναπροσαρμοσμένα με βάση τα τωρινά δεδομένα (βλ. Πίνακα 7.21).

	ΕΤΟΣ	2015-2019	2020-2029	2030-2039	2040+
Αύξηση Φορτίου Μ.Ο %	Χαμηλό	1.32%	2.6%	1.9%	1.5%
	Αναφοράς	1.5%	2.7%	2.1%	1.5%
	Υψηλό	1.7%	2.79%	2.35%	1.5%

Πίνακας 7.21: Σενάρια Χαμηλής, Αναφοράς και Υψηλής αύξησης της ζήτησης της Κρήτης την περίοδο 2015-2040 από συνδυασμό προβλέψεων των μελετών [1],[4]

Για το επίπεδο εφεδρείας εξετάζεται ψυχρή εφεδρεία στο 90% της Αιχμής – 50% της μεταφορικής ικανότητας της διασύνδεσης και για την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύς ΑΠΕ στο νησί θεωρείται αυτή του Σεναρίου Α ώστε όντας μικρή να φανεί η επίδραση πιο ξεκάθαρα.

Τα συνολικά αποτελέσματα που προκύπτουν για τα τρία επίπεδα εξέλιξης του φορτίου φαίνονται στον παρακάτω πίνακα σε ανηγμένες τιμές ¹⁵:

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΕΞΕΛΙΞΗ ΦΟΡΤΙΟΥ	ΚΟΣΤΗ σε Μ€							LCOE €/MWh	LCOE vs Αναφοράς %
		ΚΔ	ΚΕΣΜΗΕ	ΚΑΠΕ	ΚΕΦΕΔΡ	ΚΜΕΤ_ΤΠ	ΚΡΕΛΙΑΒ	ΣΥΝΟΛ		
2x350MW	Χαμηλή	736,77	1218,18	1515,74	627,57	1,85	54,34	4154,45	130,48	0,44%
	Αναφοράς		1276,28	1524,07	640,81	3,34	61,13	4242,41	129,66	-
	Υψηλή		1321,07	1528,08	654,10	5,40	66,78	4312,20	129,14	-0,23%
2x500MW	Χαμηλή	955,71	1210,68	1515,74	571,60	0,00	22,88	4276,60	133,59	0,73%
	Αναφοράς		1266,69	1524,07	586,89	0,00	25,60	4358,95	132,42	-
	Υψηλή		1309,60	1528,08	600,18	0,00	28,07	4421,63	131,61	-0,48%
ΑΥΤΟΔΥΝ ΑΜΗ	Χαμηλή	-	-	783,81	996,78	6438,23	-	8218,82	200,28	0,14%
	Αναφοράς				996,71	6590,69		8371,21	200,00	-
	Υψηλή				996,64	6702,39		8482,84	199,81	-0,09%

Πίνακας 7.22: Στοιχεία κόστους και LCOE για τα τρία διαφορετικά επίπεδα του φορτίου

Παρατηρούμε λοιπόν τα εξής:

- Η θεώρηση της εξέλιξης της ζήτησης του νησιού έχει πολύ μικρή επίδραση στο τελικό αποτέλεσμα, σχεδόν αμελητέα (<1%).
- Βλέπουμε ότι αυξάνουν τα κόστη αλλά το LCOE μικραίνει αφού αυξάνει το φορτίο (παρονομαστής) περισσότερο αναλογικά
- Η αύξηση του φορτίου μειώνει αναλογικά περισσότερο το LCOE των διασυνδέσεων έναντι της αυτοδύναμης ανάπτυξης, γεγονός αναμενόμενο αφού η διασύνδεση είναι συμφέρουσα.

- Εξακολουθεί να παραμένει πιο συμφέρουσα η διασύνδεση **2x350MW** έναντι της **2x500MW** και στην Χαμηλή θεώρηση και στην Υψηλή αλλά αυτό οφείλεται στο επενδυτικό κόστος διασύνδεσης (ΚΔ). Παρατηρούμε ότι χωρίς να λογίζουμε το ΚΔ τα σενάρια **B** είναι κατά **140Μ€** χαμηλότερα στην θεώρηση υψηλού φορτίου και κατά **124Μ€** στην χαμηλή (**134Μ€** στην αναφοράς).
- Ωστόσο συγκρίνοντας τα κόστη των δύο διασυνδέσεων, φαίνεται ότι το Κόστος Αξιοπιστίας και το Κόστος Μεταβλητής ΤΠ της μικρότερης διασύνδεσης αυξάνουν περισσότερο αναλογικά από την μεγαλύτερη με την αύξηση της ζήτησης του φορτίου. Αυτό αναμενόταν καθώς η περιορισμένη μεταφορική της ικανότητα σε συνδυασμό με την αύξηση του φορτίου έχουν σαν αποτέλεσμα την λειτουργία της ΤΠ για μεγαλύτερα διαστήματα.
- Συμπερασματικά η διασύνδεση **2x350MW** εξακολουθεί να είναι καταλληλότερη επιλογή για την διάρκεια της μελέτης **2020-2040** αν η διαφορά του επενδυτικού κόστους των δύο είναι μεγαλύτερη από **140Μ€** περίπου.

7.4.4 Επενδυτικό Κόστος Διασύνδεσης

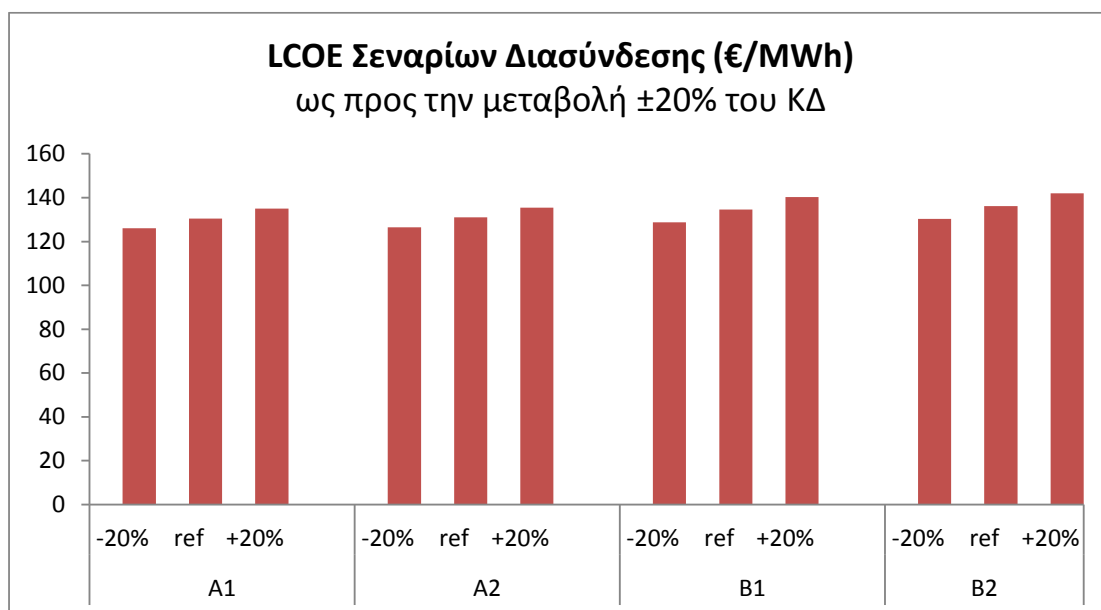
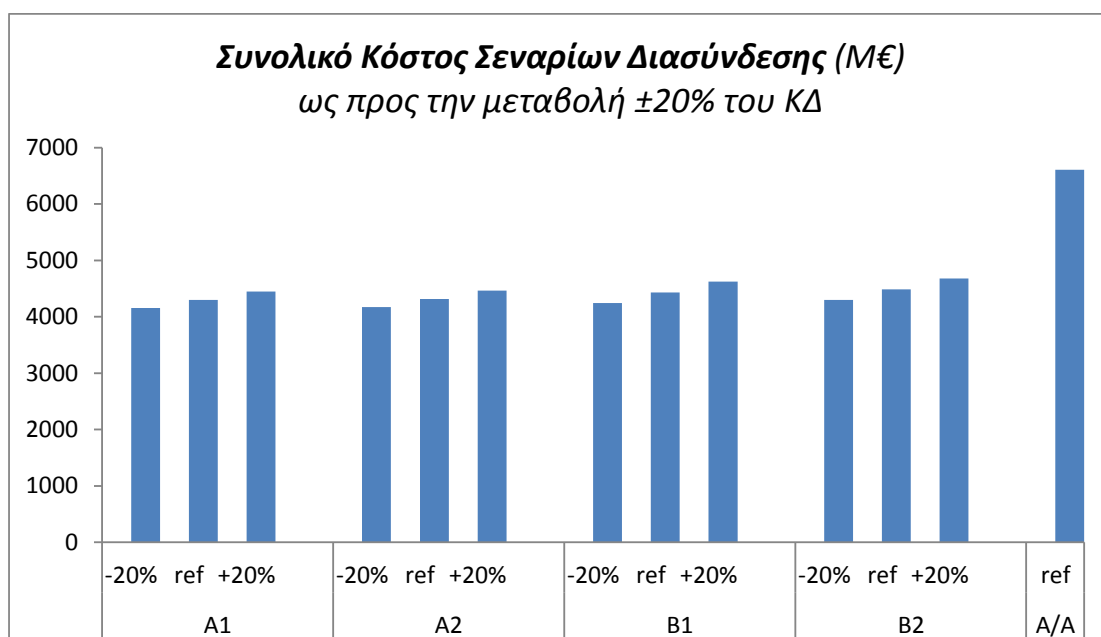
Στην παρούσα ενότητα διερευνάται, όπως έχει αναφερθεί και στην εισαγωγή, η επίδραση του επενδυτικού κόστους της διασύνδεσης στην οικονομικότητα αυτής έναντι της αυτοδύναμης ανάπτυξης.

Το παραπάνω εξετάζεται για τα βασικά σενάρια διασύνδεσης (βλ. Πίνακα 7.1), για μια μεταβολή **±20%** του επενδυτικού κόστους σε σχέση με την εκτίμηση που προέκυψε από τα διαθέσιμα στοιχεία (βλ. Ενότητα 4.2).

Στον παρακάτω Πίνακα 7.23 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που προέκυψαν:

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΚΔ	ΚΟΣΤΗ σε Μ€						ΣΥΝΟΛ	Κόστος vs Αναφοράς %	LCOE €/MWh
		ΚΔ	ΚΕΣΜΗ	ΚΑΠΕ	ΚΕΦΕΔΡ	ΚΜΕΤ_ΤΠ	ΚΡΕΛΙΑΒ			
A1	-20%	589,42						4153,49	-3,43%	126,04
	ref	736,77	1000,38	1879,15	640,81	1,84	41,88	4300,84	-	130,51
	+20%	884,13						4448,20	3,43%	134,98
A2	-20%	589,42						4170,01	-3,41%	126,54
	ref	736,77	1276,28	1524,07	715,77	3,34	61,13	4317,36	-	131,01
	+20%	884,13						4464,72	3,41%	135,48
B1	-20%	764,57						4242,05	-4,31%	128,73
	ref	955,71	993,28	1879,15	586,89	0,00	18,16	4433,19	-	134,53
	+20%	1146,85						4624,34	4,31%	140,33
B2	-20%	764,57						4296,69	-4,26%	130,39
	ref	955,71	1266,69	1524,07	715,77	0,00	25,60	4487,84	-	136,19
	+20%	1146,85						4678,98	4,26%	141,99

Στα παρακάτω διαγράμματα συνοψίζονται τα παραπάνω αποτελέσματα:



Σχήμα 7.23-7.24: Συνολικό κόστος και δείκτες LCOE των βασικών σεναρίων (βλ. Πίνακα 7.1) με τη μεταβολή $\pm 20\%$ του επενδυτικού κόστους διασύνδεσης

Παρατηρούμε λοιπόν:

- ότι η μεταβολή $\pm 20\%$ του επενδυτικού κόστους επηρεάζει τα αποτελέσματα λιγότερο από **4,5%**.

- Σημειώνεται πως η βασική εκτίμηση του επενδυτικού κόστους είναι μάλλον ήδη προς τα πάνω, αφού η τελική τιμή θα προκύψει από διαπραγμάτευση και προσφορές των κυρίαρχων εταιριών τέτοιων έργων και πιθανότατα τα ΚΔ που θα διαμορφωθούν να είναι πλησιέστερα στην θεώρηση **-20%**. Επιπλέον μέχρι περίπου το 2018 που θα αρχίσει και η κατασκευή του έργου οι τιμές πιθανότατα θα έχουν μειωθεί.
- Είναι αξιοσημείωτο ότι και πάλι ακόμα με την θεώρηση του **+20%** όλα τα σενάρια διασύνδεσης παραμένουν τουλάχιστον **2125 Μ€** φθηνότερα από την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη
- Συμπερασματικά, το κόστος διασύνδεσης επηρεάζει λιγότερο τα αποτελέσματα από την θεώρηση της Οριακής Τιμής του Συστήματος, όπως προέκυψε σε προηγούμενη ενότητα.

Ενδιαφέρον παρουσιάζει και η εύρεση του μέγιστου επενδυτικού κόστους που η διασύνδεση είναι οριακά βιώσιμη σε σχέση με την αυτοδύναμη ανάπτυξη. Αυτό προκύπτει σε ανηγμένες τιμές '15 για επίπεδο εφεδρείας στο 90% της Αιχμής:

- Για την διασύνδεση **2x350MW** ίσο με **2969.33 Μ€**
- Για την διασύνδεση **2x500MW** ίσο με **3001.99 Μ€**

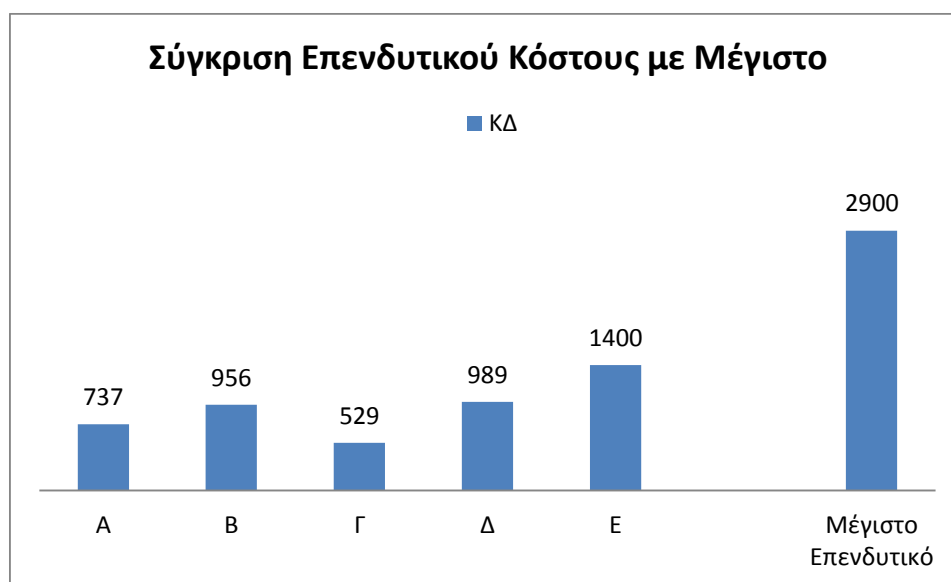
Φαίνεται εδώ όπως έχει προαναφερθεί ότι η διασύνδεση **2x500MW** είναι οικονομικότερη από την **2x350MW** χωρίς να λαμβάνεται υπόψη το επενδυτικό κόστος της διασύνδεσης, όπως εξάλλου έχει προαναφερθεί (επίσης οι δύο παραπάνω τιμές είναι για το επίπεδο εφεδρείας στο 90% της Αιχμής, αλλιώς η 2x500MW παρουσιάζει ακόμα μεγαλύτερο όφελος).

Είναι λοιπόν φανερό πως τα σενάρια διασύνδεσης προκύπτουν συμφέροντα με πολύ μεγάλο περιθώριο κόστους ως προς το επενδυτικό τους μέρος και ουσιαστικά η χιλιομετρική απόσταση, το μήκος της υποβρύχιας όδευσης, η κοστολόγηση του τεχνικού εξοπλισμού, το σημείο εκκίνησης και άφιξης των γραμμών δεν αποτελούν εμπόδιο στην κατασκευή της με όποια προτεινόμενη υλοποίηση και αν γίνουν.

Παρακάτω απεικονίζονται τα κόστη του επενδυτικού μέρους διασύνδεσης από πληθώρα σεναρίων μελετών, όπως έχουν διαμορφωθεί συγκριτικά με τα παραπάνω περιθώρια βιβλιογραφικά και για να γίνει καλύτερα κατανοητή το μεγάλο περιθώριο του επενδυτικού κόστους της διασύνδεσης (βλ. Πίνακα 7.24, Σχήμα 7.25).

ΣΕΝΑΡΙΑ	Έτος Κατασκευής	Σημείο Άφιξης - Εκκίνησης Διασύνδεσης		Μεταφ.Ικαν.Διασύνδεσης	Κm Καλωδίων		
		ΕΣΜΗΕ	Κρήτη		ΥΒΚ	ΕΓΜ	
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ	Α	2020	ΚΥΤ Αττικής (Κουμουνδούρου)	Λινοπεράματα	2x350 MW	380	20
			ΚΥΤ Αττικής (Αχαρνών)	Κορακιά		360	
	Β	2020	ΚΥΤ Αττικής (Κουμουνδούρου)	Λινοπεράματα	2x500 MW	380	20
			ΚΥΤ Αττικής (Αχαρνών)	Κορακιά		360	
	Γ	2020	ΚΥΤ Μεγαλόπολης (μέσω Μονεμβασιάς)	Κορακιά	2x350 MW	250	120
	Δ	2020	ΚΥΤ Αττικής (Αχαρνών)	Κορακιά	1x500 MW	380	20
		2030	ΚΥΤ Μεγαλόπολης (μέσω Μονεμβασιάς)	Κοντά στα Χανιά	1x500 MW	250	120
	Ε	2020	ΚΥΤ Αττικής (Αχαρνών)	Κορακιά	1x1000 MW	380	20
		2030	ΚΥΤ Μεγαλόπολης (μέσω Μονεμβασιάς)	Κοντά στα Χανιά	1x1000 MW	250	120

Πίνακας 7.24: Προτεινόμενα σενάρια μελετών διασύνδεσης της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ



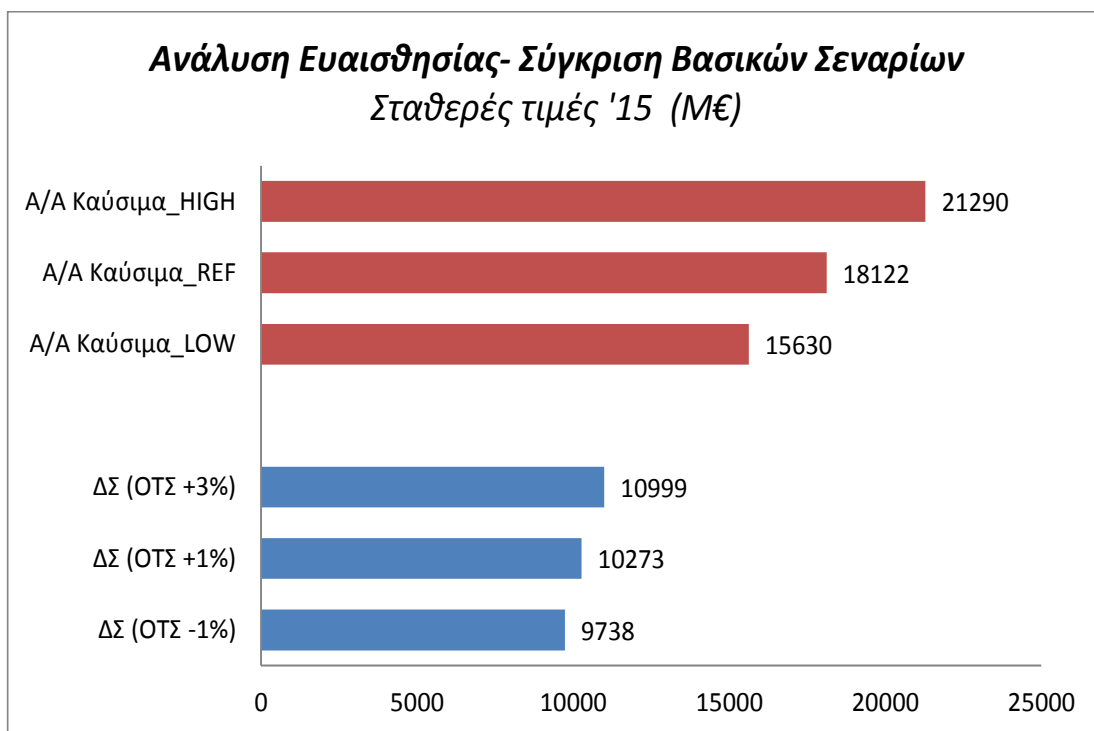
Σχήμα 7.25: Εκτίμηση του επενδυτικού κόστους των παραπάνω διασυνδέσεων και σύγκριση του με το μέγιστο

7.4.4 Συμπεράσματα Ανάλυσης Ευαισθησίας

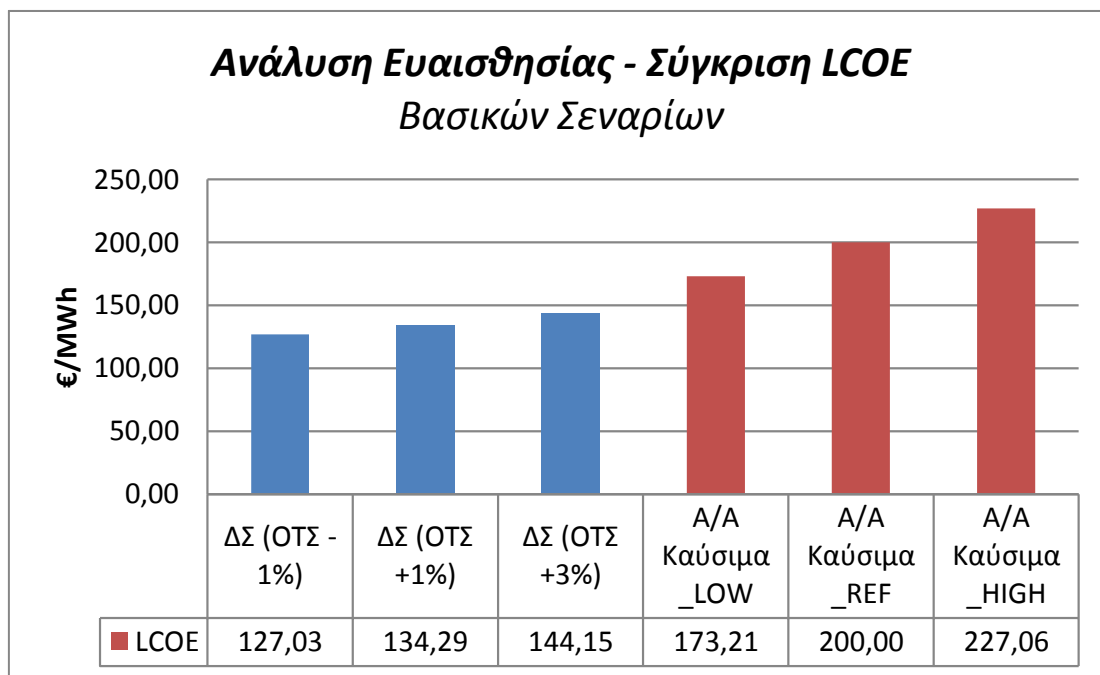
Όπως έχει σημειωθεί και στην κάθε ξεχωριστή ενότητα προκύπτουν συγκεντρωτικά τα παρακάτω γενικά συμπεράσματα:

- **Ως προς την τιμή καυσίμου:** είναι φανερό πως η τιμή καυσίμου επηρεάζει έντονα το συνολικό κόστος της Αυτοδύναμης Ανάπτυξης, αλλά ακόμα και στο ακραίο σενάριο μείωσης των τιμών, **η διασύνδεση παραμένει η οικονομικότερη λύση** και μάλιστα εξακολουθεί να έχει σημαντική διαφορά κόστους από την A/A αποτελώντας μόλις το **76%** της. (Στην περίπτωση θεώρησης της υψηλής τιμής μάλιστα το κόστος της αποτελεί λιγότερο από το **60%**).
- **Ως προς την ΟΤΣ:** η θεώρηση εξέλιξης της ΟΤΣ όντως επηρεάζει σε σημαντικό βαθμό το τελικό αποτέλεσμα αλλά **σε κάθε περίπτωση η διασύνδεση παραμένει συμφέρουσα** με τεράστια διαφορά από την A/A (<**73%**)
- **Ως προς το φορτίο:** η θεώρηση εξέλιξης του φορτίου τα επόμενα χρόνια κρίνεται χωρίς ιδιαίτερης σημασίας αφού το συνολικό αποτέλεσμα σε κάθε περίπτωση επηρεάζεται λιγότερο από **0,6%**.
- **Ως προς το επενδυτικό κόστος διασύνδεσης:** η κοστολόγηση του επενδυτικού μέρους της διασύνδεσης επηρεάζει σε μικρό βαθμό το τελικό αποτελέσματα (<**4,5%**) και με τεράστιο περιθώριο σε σχέση με την αυτοδύναμη ανάπτυξη (~**2670** Μ€).
- **Συμπερασματικά** ακόμα και στην ακραία περίπτωση θεώρησης της μειωμένης τιμής καυσίμου (βλ. Εν.7.4.1) και αυξημένης ΟΤΣ (2014 +3%), ευνοώντας δηλαδή και με τα δύο την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη, η Διασύνδεση παραμένει συμφέρουσα με μέγιστο κόστος στο **86%** αυτής (maxLCOEΔΙΑΣ=149,11 και minLCOEΑΥΤΟΔ=173,21€/MWh όλων των εξεταζόμενων σεναρίων). Το παραπάνω φαίνεται χαρακτηριστικά στα σχήματα που ακολουθούν.

Τα παραπάνω συμπεράσματα μπορούν να συνοψιστούν στα παρακάτω διαγράμματα (βλ. Σχήμα 7.26-7.27) που παρουσιάζουν συγκεντρωτικά το συνολικό κόστος (σταθερές τιμές '15) και τον δείκτη LCOE όλων των σεναρίων ευαισθησίας. Είναι φανερό λοιπόν πως με οποιαδήποτε θεώρηση των παραπάνω τιμών όλα τα σεναρία διασύνδεσης παραμένουν οικονομικότερα από αυτά της αυτοδύναμης ανάπτυξης της Κρήτης.



Σχήμα 7.26: Συγκεντρωτικά το συνολικό κόστος (σε σταθερές τιμές '15) για τους βασικούς παράγοντες Ανάλυσης Ευαισθησίας για την Διασύνδεση (2x500MW) και την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη



Σχήμα 7.27: Συγκεντρωτικά το LCOE των παραπάνω σεναρίων Ανάλυσης Ευαισθησίας για την Διασύνδεση (2x500MW) και την Αυτοδύναμη Ανάπτυξη.

7.5 Γενικά Συμπεράσματα

Παρακάτω συνοψίζονται τα κυριότερα συμπεράσματα που προέκυψαν από την εφαρμογή της μελέτης στο σύστημα της Κρήτης, καθώς και τα συμπεράσματα της διερεύνησης και ανάλυσης ευαισθησίας που ακολούθησαν ως προς τους διάφορους παράγοντες.

Καταλήγουμε λοιπόν συνοπτικά ότι η διασύνδεση:

- Προκρίνεται έναντι της αυτοδύναμης ανάπτυξης για όλα τα εξεταζόμενα σενάρια με μεγάλη διαφορά κόστους (>2000 Μ€ σε παρούσες τιμές), θεωρώντας μάλιστα δυσμενείς τιμές για τη διασύνδεση υπέρ της αυτοδύναμης ανάπτυξης του νησιού. Χαρακτηριστικό είναι ότι οι δείκτες LCOE της διασύνδεσης είναι της τάξεως των **130-136 €/MWh** με της αυτοδύναμης να βρίσκεται στα **198 €/MWh**.
- Η υλοποίηση της θα φέρει *μεγάλα οικονομικά οφέλη στον καταναλωτή* μέσω της μείωσης του τέλους ΥΚΩ και ΕΤΜΕΑΡ, που όπως υπολογίστηκε παρουσιάζουν αθροιστικά σχεδόν **80%** μείωση. Συγκεκριμένα για τη βασική περίοδο εξέτασης εξοικονομούνται **2550-2700 Μ€ ΥΚΩ** σε σχέση με την αυτοδύναμη ανάπτυξη, ποσό τριπλάσιο του επενδυτικού κόστους διασύνδεσης (ΚΔ). Δηλαδή κατά μέσο όρο ετήσια θα εξοικονομούνται **~130Μ€ ΥΚΩ** που αρκούν για να αποσβεστεί η επένδυση μέσα σε **5-7** χρόνια.
- *Ευνοεί την υψηλή διείσδυση ΑΠΕ* στο ΔΣ της Κρήτης επιτρέποντας την εκμετάλλευση του πλούσιου αιολικού και ηλιακού δυναμικού του νησιού. Μάλιστα δείχθηκε ότι αν αυτή η διείσδυση είναι κυρίως αιολικά θα έχει και θετική οικονομική επίπτωση στο σύστημα.
- Η *τεχνολογία* της θα είναι VSC-HVDC με διπολική διαμόρφωση και η τάση λειτουργίας του συνεχούς εκτιμάται ότι θα είναι περί τα **±320kV**, με βάση τα στοιχεία των διαθέσιμων καλωδίων μέχρι σήμερα και τις απώλειες.
- Όσον αφορά την *μεταφορική ικανότητα* της, για την περίοδο μελέτης 2020-2040, τα συνολικά κόστη της διασύνδεσης 2x500MW είναι μικρότερα από της 2x350MW κατά **100-130 Μ€** χωρίς να λαμβάνεται υπόψη το επενδυτικό κόστος. Ωστόσο άμα ληφθεί υπόψη προκρίνεται οριακά η 2x350MW.
- Η διασύνδεση **2x500MW** επιτρέπει *μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ* στο νησί κατά **20%** περίπου εγκατεστημένης ισχύος, με κριτήρια απορριπτόμενης ενέργειας.
- Επεκτείνοντας την περίοδο μελέτης, οι δύο διασυνδέσεις με τις παραπάνω μεταφορικές ικανότητες φαίνεται να είναι *ισοδύναμες*, λαμβάνοντας όμως υπόψη αρκετά μεγαλύτερο επενδυτικό κόστος στην 2x500MW (+219Μ€).

- Το σενάριο κατασκευής 2^{ης} διασύνδεσης κρίνεται **ασύμφορο** σε σχέση με τα παραπάνω (ωστόσο προκρίνεται και αυτό σε σχέση με την αυτοδύναμη ανάπτυξη με μεγάλη διαφορά).
- Τέλος όπως προέκυψε από την *ανάλυση ευαισθησίας*, οι κυριότεροι παράγοντες που επηρεάζουν τα αποτελέσματα είναι η εξέλιξη του κόστους καυσίμου για την περίπτωση της Αυτοδύναμης Ανάπτυξης και η Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) για το Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Η θεώρηση της εξέλιξης του φορτίου φάνηκε ότι έχει *αμελητέα επίδραση*.
- Το επενδυτικό κόστος διασύνδεσης είχε μικρή επίδραση στα συνολικά αποτελέσματα αφού για θεωρούμενη μεταβολή **±20%** της κοστολόγησης του τα τελικά αποτελέσματα επηρεάστηκαν λιγότερο από **4,6%**. Επιπλέον ενδιαφέρον παρουσιάζει να σημειωθεί ότι η διασύνδεση παραμένει *οριακά* συμφέρουσα ακόμα και για τεράστια επενδυτικά κόστη περί τα **3000 Μ€**.
- Συμπερασματικά, η *διασύνδεση συνέχισε να προκρίνεται έναντι της αυτοδύναμης ανάπτυξης* με σημαντική διαφορά για όλα τα σενάρια ανάλυσης ευαισθησίας, ακόμα και συγκρίνοντας τις πιο δυσμενείς συνθήκες για την οικονομικότητα της διασύνδεσης (υψηλή ΟΤΣ) ταυτόχρονα με τις πιο ευνοϊκές για την αυτοδύναμη ανάπτυξη (πολύ χαμηλές τιμές υγρών καυσίμων). Χαρακτηριστικό είναι ότι από όλα τα εξεταζόμενα σενάρια ευαισθησίας το **μέγιστο** LCOE που έφτασε η διασύνδεση ήταν **149,11 €/MWh** ενώ το **ελάχιστο** που έφτασε η αυτοδύναμη ανάπτυξη **173,21 €/MWh**, δηλαδή μεγαλύτερο από **16,5%** σε κάθε περίπτωση.

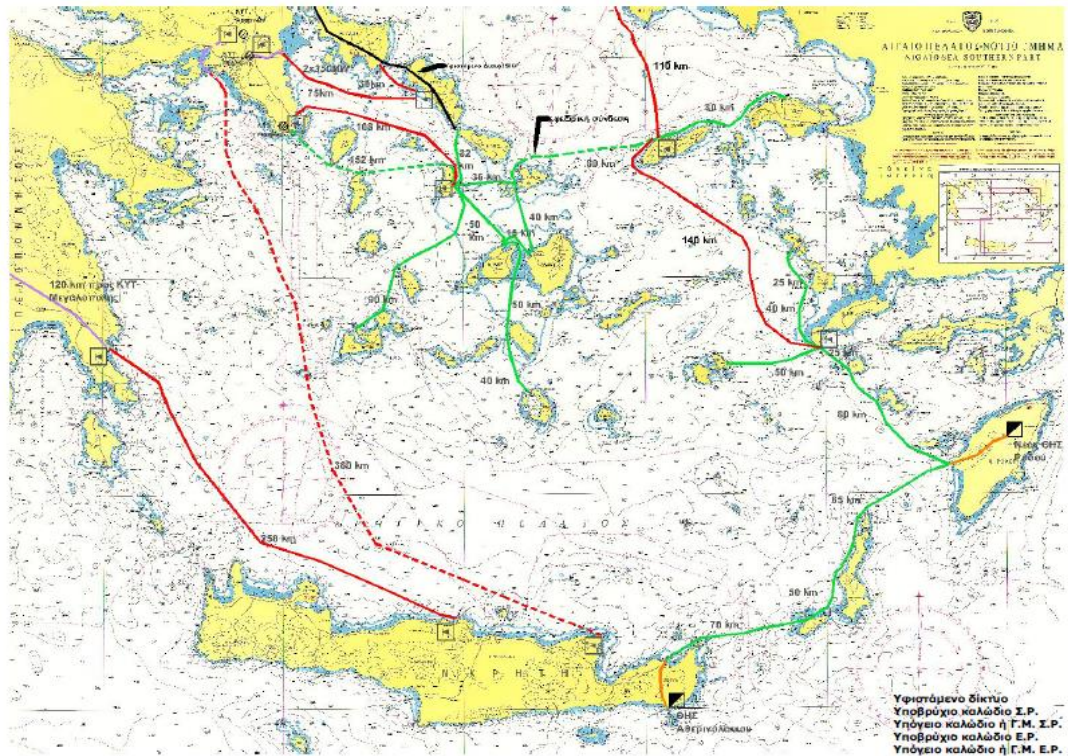
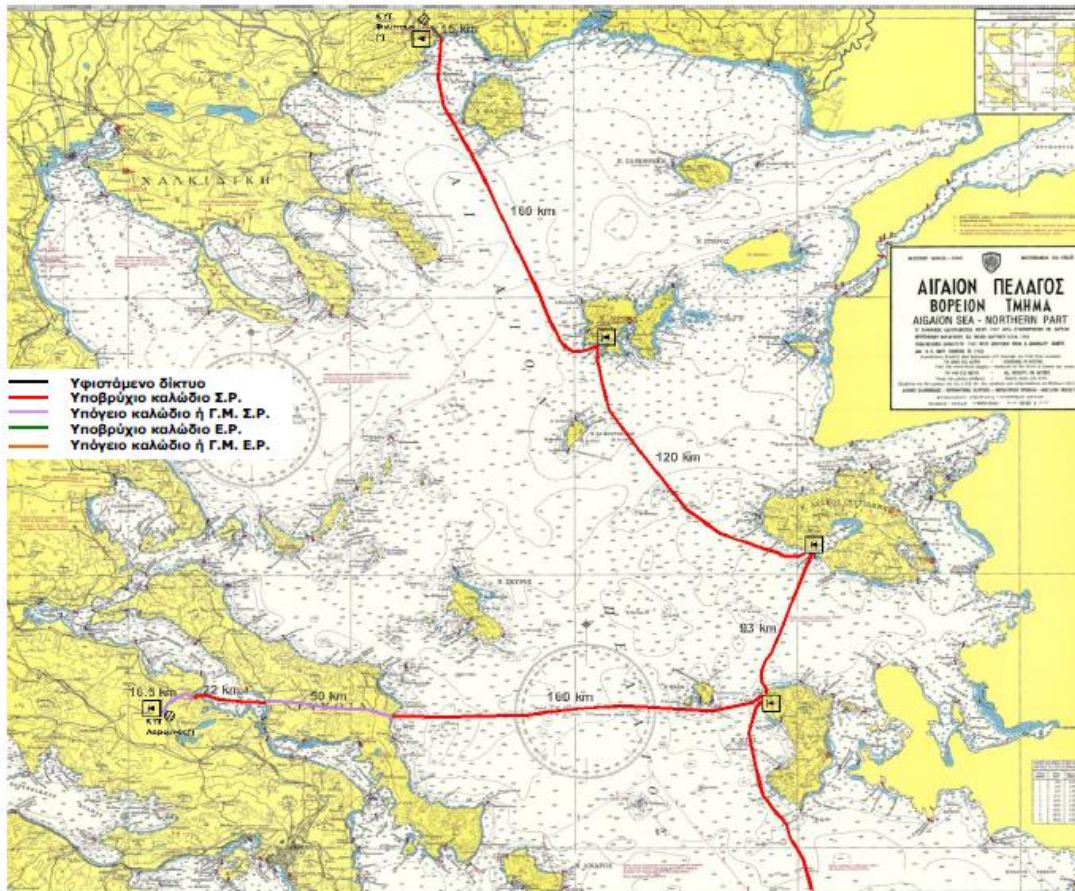
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] «Μελέτη Διασυνδέσεων των νησιών του Αιγαίου με το Σύστημα - Φάση Α', Γενικός σχεδιασμός», ΔΕΣΜΗΕ, Αθήνα, 2010
- [2] «Μελέτη Ανάπτυξης του Ηλεκτρικού Συστήματος της Κρήτης - Διασύνδεση με το Ηπειρωτικό Σύστημα – Εκτενής Περίληψη», Ομάδα Εργασίας ΡΑΕ, ΔΕΣΜΗΕ, ΔΕΗ, 2011.
- [3] Μηνιαία Δελτία ΑΠΕ και Θερμικής Παραγωγής στα ΜΔΝ, <http://www.deddie.gr>
- [4] «Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς Περιόδου 2015-2024, Προκαταρκτικό σχέδιο», ΑΔΜΗΕ, Φεβρουάριος 2014.
- [5] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Α.Δ.Μ.Η.Ε <http://www.admie.gr/>
- [6] «Προμελέτη Διασύνδεσης νήσου Κρήτης με Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα, Καθορισμός και εκτίμηση κόστους του αναγκαίου εξοπλισμού – Προσδιορισμός Απωλειών», ΔΜΣ/ΔΕΗ, 1988.
- [7] «Τεχνολογία Υποβρυχίων καλωδίων Σ.Ρ. για μεγάλα βάθη», Ι. Βογιατζάκης, Δημερίδα ΤΕΕ για την ενεργειακή ανάπτυξη της Κρήτης, 1989
- [8] «Γεωλογικά προβλήματα και έρευνες στη θαλάσσια περιοχή Πελοποννήσου – Κρήτης», Γ. Φερεντίνος, Δημερίδα ΤΕΕ για την ενεργειακή ανάπτυξη της Κρήτης, 1989.
- [9] «Κρήτη 600, Υποβρύχια Διασύνδεση Κρήτης με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα», ΔΕΗ, Ηράκλειο 1988.
- [10] «Στρατηγική Μελέτη Διασύνδεσης Αυτόνομων Νησιωτικών Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας, Προκαταρκτικές Μελέτες», ΡΑΕ/ΕΠΙΣΕΥ – ΕΜΠ, Αθήνα, 2006
- [11] «Επικαιροποίηση της Στρατηγικής Μελέτης Διασύνδεσης Νησιών με το Σύστημα», ΡΑΕ/ΕΠΙΣΕΥ – ΕΜΠ, Αθήνα, 2008
- [12] «Διασύνδεση αυτόνομου νησιωτικού συστήματος της Κρήτης με το ηπειρωτικό Σύστημα –Φάση Α', Μελέτη σκοπιμότητας», ΔΕΗ/ΔΔΝ, 2008
- [13] «Fact Sheet High-voltage Direct Current transmission (HVDC) », Siemens, July 2012
- [14] «High-voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper », ABB, 2000
- [15] EEP-Electrical Engineering Portal <http://electrical-engineering-portal.com>
- [16] IEEE Transmission and Distribution Committee, "HVDC Projects Listing," IEEE PES and HVDC FACTS Subcommittee, Toronto, 2012

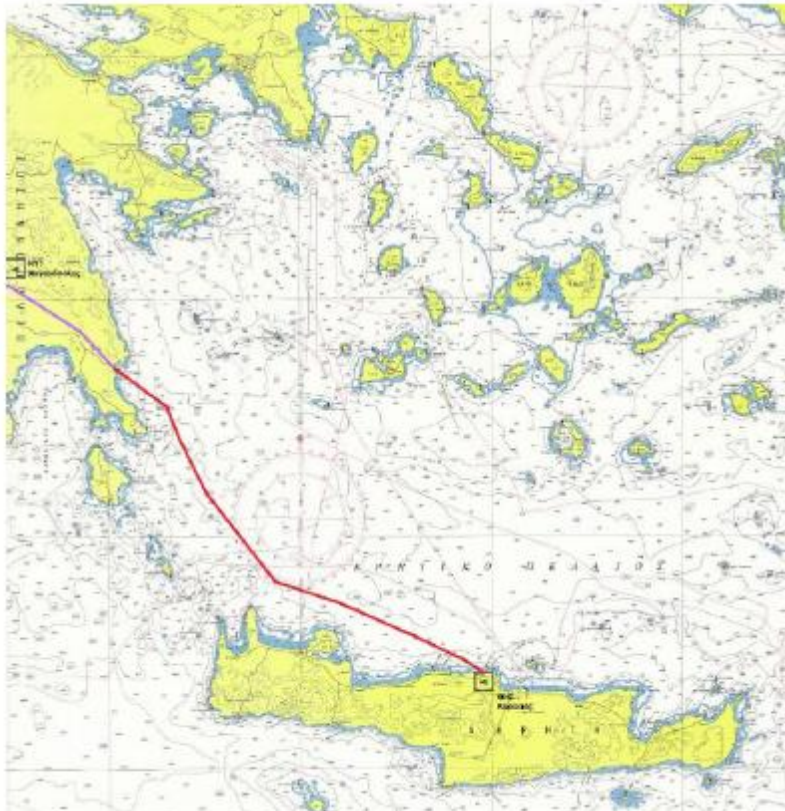
- [17] M. Bahrman, N. Kirby and R. T. Koropatnick, "*Compendium of HVDC Schemes Throughout the World*", Cigre, Paris, 2006.
- [18] «*Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς Περιόδου 2014-2023, Προκαταρκτικό σχέδιο*», ΑΔΜΗΕ, Δεκέμβριος 2012.
- [19] «*Δημιουργία Εθνικού Προγράμματος Αξιοποίησης του Υπεράκτιου Αιολικού Δυναμικού του Αιγαίου. Φάση 1: Προπαρασκευαστικές Δράσεις*», ΕΜΠ, Αθήνα, Ιανουάριος 2014
- [20] The Economist <http://www.economist.com/>
- [21] Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας, Δ.Ε.Δ.Δ.Η.Ε, <http://www.deddie.gr/>
- [22] Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών, Δ.Ε.Δ.Δ.Η.Ε
- [23] Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθμόν 560/2013 «*Έγκριση του Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης (ΔΠΑ) του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) περιόδου 2014 – 2023*», ΡΑΕ, 25 Νοεμβρίου 2013.
- [24] Limbo B.S.: "*Effect of AC/DC line length on the stability of the AC/DC interconnection*". *Department of Electrical Engineering, University of Cape Town, 23 October 2006.*
- [25] Straka V.: "*Future of HVDC Power Grid in Europe*", WM0908TU, *Technics and Future, Delft University of Technology*
- [26] Kondjamba P.A.: "*Investigation of the feasibility of HVDC transmission to supply Western Cape*", *University of Cape Town, 2006.*
- [27] <http://en.wikipedia.org/wiki/HVDC>
- [28] Kim C, Sood V.K, Jang G, Lim S, Lee S: "*HVDC Transmission*", *John Wiley & Sons (Asia) Pte Ltd, 2009.*
- [29] BakerJohan, Setreus, Lina Bertling, "*Introduction to HVDC Technology for Reliable Electrical Power Systems*" Swedish Centre of Excellence in Electric Power Engineering, Sweden pp 1-5
- [30] K. Linden, B. Jacobson, M. Bollen, J. Lundquist, "*Reliability study methodology for HVDC grids*", in *Proc. Cigre Session 2010*, B4-108.
- [31] González, S. J., Payán, B. M., & Santos, R. J. (2013), "*Optimum design of transmissions systems for offshore wind farms including decision making under risk*".
- [32] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, Ρ.Α.Ε, <http://www.rae.gr>
- [33] Σύνδεσμος Παραγωγών Ενέργειας με Φωτοβολταϊκά, Σ.Π.Ε.Φ₂, <http://www.spef.gr>

- [34] Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθμόν 356/2013 «Υπολογισμός του μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές μονάδες στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, απολογιστικά για το έτος 2012», ΡΑΕ, 25 Ιουλίου 2013.
- [35] Στ. Παπαθανασίου, *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, «Σημειώσεις Οικονομικής Αξιολόγησης Επενδύσεων Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ»*, Αθήνα Ιανουάριος 2012.
- [36] ABB Technical Brochure, "*HVDC Light - It's time to connect*", Dec. 2013.
- [37] National Grid Electricity Transmission (NGET), "*Transmission Networks - Offshore Development Information Statement (ODIS) Appendices*", Sept. 2009.
- [38] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), "*Offshore Transmission Technology Report*", Oct. 2012.
- [39] J.Serrano Gonzalez, M.Burgos Payan, J. Riquelme Santos, "*Optimum design of transmissions systems for offshore wind farms including decision making under risk*", *Renewable Energy* 59 (copyrighted; 2013) 115-129.
- [40] Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Λ.ΑΓ.Η.Ε, <http://www.lagie.gr>
- [41] European Photovoltaic Industry Association, EPIA, <http://www.epia.org>
- [42] The World Bank Group IBRD, WBG, <http://www.worldbank.org>
- [43] Statista – The Statistics Portal <http://www.statista.com/>
- [44] J. Beerten, S. Cole, R. Belmans, "*Generalized Steady-State VSC MTDC Model for Sequential AC/DC Power Flow Algorithms*", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 27, no. 2, May 2012, pp. 821-829.
- [45] B. Jacobson, R. Karlsson, G. Asplund, L. Harnefors, T. Jonsson, "*VSC-HVDC transmission with cascaded two-level converters*", in *Proc. Cigre Session 2010*, B4-110.
- [46] "*Calculating Target Availability Figures for HVDC Interconnectors*", Sinclair Knight Merz (SKM), Final Report, UK, Dec. 2012.
- [47] http://en.wikipedia.org/wiki/High-voltage_direct_current
- [48] M. Karystianos, Y. Kabouris, A.Koronides, S. Sofroniou, "*Operation of the Electrical System of Crete in Interconnection with the Mainland Grid: A Stability Study*", 2013 IREP Symposium-Bulk Power System Dynamics and Control –IX, Rethymnon, Greece, August 2013
- [49] Asplund G. : "*Sustainable energy systems with HVDC transmission*". *Power Engineering Society General Meeting*
- [50] *The new 525 kV extruded HVDC cable system World's most powerful extruded cable system*, ABB Grid Systems, Technical Paper Aug 2014

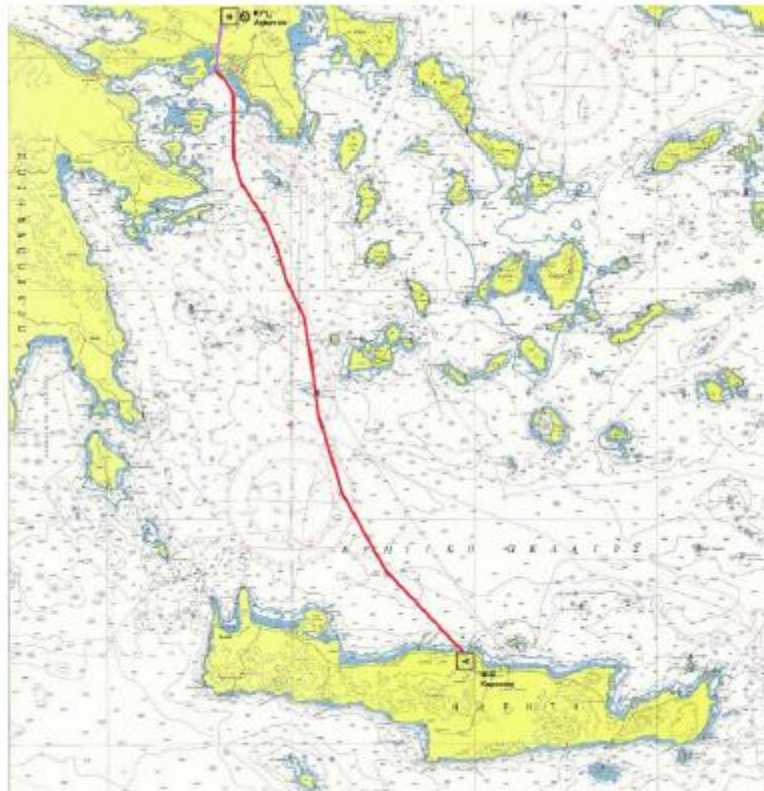
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ



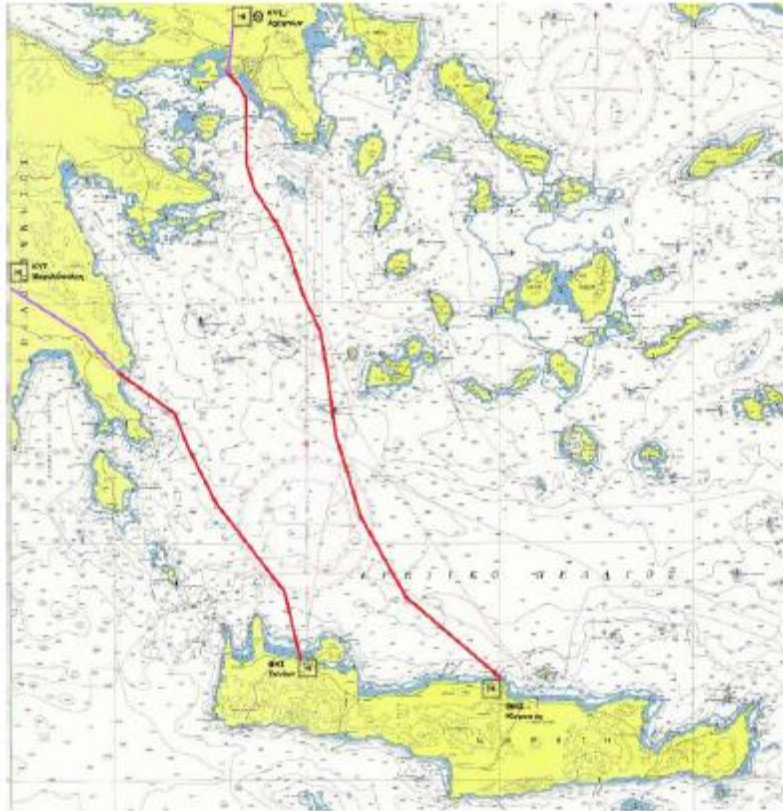
Σχήμα Π1,Π2: Σύνολο διασυνδέσεων νησιών Β. Αιγαίου - Κυκλάδων, Κρήτης, Δωδεκανήσων[1]



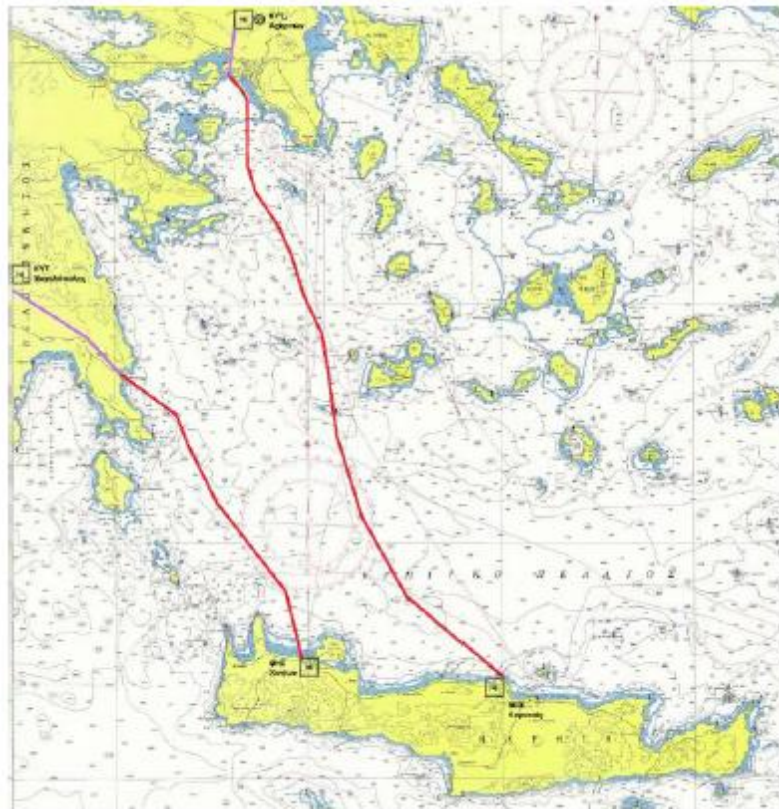
Σχήμα Π3: Διασύνδεση Κρήτης με το σύστημα – Σενάριο Α [2]



Σχήμα Π4: Διασύνδεση Κρήτης με το σύστημα – Σενάριο Β1 [2]



Σχήμα Π5: Διασύνδεση Κρήτης με το σύστημα – Σενάριο Β2 [2]



Σχήμα Π6: Διασύνδεση Κρήτης με το σύστημα – Σενάριο Γ [2]

A/A	Φορέας / Παραγωγός	Τοποθεσία	Εγκατεστημένη ισχύς (MW)
1	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ι.Μ. Τοπλού Σητείας Λασιθίου	5,1
2	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ι.Μ. Τοπλού Σητείας Λασιθίου	1
3	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ι.Μ. Τοπλού Σητείας Λασιθίου	0,5
4	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ξηρολίμνη Ι Δ.Σητείας	4,8
5	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ξηρολίμνη Ι Δ.Σητείας	5,4
6	Δ.Ε.Η. Α.Ε.	Ξηρολίμνη ΙΙ Δ.Σητείας	3
7	Ρόκας Αιολική Κρήτη Α.Β.Ε.Ε.	Ξηρολίμνη Σητείας	3
8	Ρόκας Αιολική Κρήτη Α.Β.Ε.Ε.	Πλακοκερατιά Δ.Ιτάνου Λασιθίου	15
9	ΑΕΟΛΟΣ Α.Ε.	Χανδράς Λεύκης Λασιθίου	9,9
10	Αιολικά Πάρκα Κρυών Α.Ε.	Μαρωνιά Σητείας Λασιθίου	10
11	Αιολικά Πάρκα Αχλαδιών Α.Ε.	Μαρωνιά Σητείας Λασιθίου	10
12	Αιολικά Πάρκα Ανεμόεσσα Α.Ε.	Μαρωνιά Σητείας Λασιθίου	5
13	Οργανισμός Ανάπτυξης Σητείας Α.Ε.	Καμινάκια - Χορδάκι Λασιθίου	0,5
14	IWECO Α.Ε.	Μεγάλη Βρύση Ηρακλείου	4,95
15	ENERCON ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Αχλαδιών Λασιθίου	2,5
16	Πλαστικά Κρήτης Α.Ε.	Βρουχάς Λασιθίου	5,94
17	Πλαστικά Κρήτης Α.Ε.	Βρουχάς Λασιθίου	5,96
18	WRE ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Κρυών Λασιθίου	2,4
19	WRE ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Κρυών Λασιθίου	0,6
20	Δομική Κρήτης Α.Ε.	Βοσκερό Ηρακλείου	5,95
21	ΕΝΤΕΚΑ Α.Ε.	Ξηρολίμνη Ι Δ.Σητείας	2,7
22	Υδροαιολική Κρήτης Α.Ε.	Ρόβας Καστελίου Χανίων	9,35
23	IWECO Χώνος Κρήτης Α.Ε.	Χώνος Σητείας	4,5
24	ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή Α.Ε.	Αγ. Βαρβάρα Ηρακλείου	14,45
25	ΜΟΙΡΩΝ Α.Ε. (ΑΝΤΙΣΚΑΡΙ)	Αντισκάρι Δ. Μοιρών Ηρακλείου	5,25
26	ENVITEC Α.Ε.	Βάρδια Ν. Χανίων	5,4
27	ENVITEC Α.Ε.	Βατάλι Ν. Χανίων	5,4
28	Διεθνής Αιολική Κρήτης Α.Ε.	Αγ. Κύριλλος Ηρακλείου	7,2
29	ΡΟΚΑΣ Αιολική Κρήτης Α.Β.Ε.Ε.	Καλόγηρος Δ. Γαζίου Ηρακλείου	3,6
30	Οργανισμός Ανάπτυξης Σητείας Α.Ε.	Καμινάκια - Χορδάκι Λασιθίου	0,5
31	Άνεμος Αλκυόνης Α.Ε.Ε.	Προφήτης Ηλίας - Παπούρα Δ. Κισσάμου Χανίων	6,3
		ΣΥΝΟΛΟ	166,15

Πίνακας Π3.1: Εγκατεστημένα Α/Π στο σύστημα της Κρήτης

Moderate climate, submarine cables with copper conductor

Area	Ampacity		±80 kV bipole				±150 kV bipole				±320 kV bipole			
	Con-ductor	Close laying	Spaced laying	Close laying	Spaced laying	Weight per cable	Diam. over cable	Close laying	Spaced laying	Weight per cable	Diam. over cable	Close laying	Spaced laying	Weight per cable
mm ²	Amps	Amps	MW	MW	kg/m	mm	MW	MW	kg/m	mm	MW	MW	kg/m	mm
95	343	404	55	65	4,7	42	103	121	8,5	60	220	259	15	90
120	392	463	63	74	5,5	44	118	139	9,4	61	251	296	16	91
150	441	523	71	84	6,7	47	132	157	10	63	282	335	17	93
185	500	596	80	95	7,4	49	150	179	11	64	320	381	18	95
240	583	697	93	112	8,4	52	175	209	12	67	373	446	20	99
300	662	797	106	128	9,4	56	199	239	13	69	424	510	22	102
400	765	922	122	148	11	61	230	277	16	75	490	590	24	105
500	883	1072	141	172	13	66	265	322	18	78	565	686	26	108
630	1023	1246	164	199	15	71	307	374	21	83	655	797	30	114
800	1175	1438	188	230	17	76	353	431	24	88	752	920	33	118
1000	1335	1644	214	263	21	81	401	493	26	96	854	1052	37	122
1200	1458	1791	233	287	24	85	437	537	29	100	933	1146	40	126
1400	1594	1962	255	314	27	89	478	589	32	103	1020	1256	43	130
1600	1720	2123	275	340	30	92	516	637	35	107	1101	1359	47	133
1800	1830	2265	293	362	32	96	549	680	38	110	1171	1450	50	137
2000	1953	2407	312	385	35	99	586	722	41	113	1250	1540	53	140
2200	2062	2540	330	406	40	103	619	762	45	118	1320	1626	58	145
2400	2170	2678	347	428	42	106	651	803	48	121	1389	1714	61	148

Sea soil: Temperature 15 degrees C, burial 1.0 meter, thermal resistivity 1.0 K × W /m

Cable: Copper conductor, HVDC polymer insulation, steel wire armor

Bipolar power transmission is $P = 2 \times U \times I \times 10^{-3}$ MW

Bipolar transmission losses are $P = 2 \times R \times I^2 \times 10^{-3} \times l$ W/m

Voltage drop at 100% load is $U = R \times I$ V/km

Area	Resistance	Voltage drop		Losses at 50percent		Losses at 100percent	
		Close laying	Spaced laying	Close laying	Spaced laying	Close laying	Spaced laying
Copper Conductor	per phase 20 deg.C						
mm ²	ohm/km	V/km	V/km	W/m	W/m	W/m	W/m
95	0,193	79	93	12	16	54	75
120	0,153	72	85	12	17	56	79
150	0,124	65	78	12	17	57	82
185	0,0991	59	71	13	18	59	85
240	0,0754	53	63	13	19	62	88
300	0,0601	48	57	14	20	64	91
400	0,0470	43	52	14	21	66	96
500	0,0366	39	47	15	22	69	101
630	0,0283	35	42	15	23	72	105
800	0,0221	31	38	16	23	73	109
1000	0,0176	28	35	16	24	75	115
1200	0,0151	26	32	16	25	76	115
1400	0,0126	24	30	16	25	77	118
1600	0,0113	23	29	17	26	79	123
1800	0,0098	21	27	17	26	77	122
2000	0,0090	21	26	18	27	82	125
2200	0,0080	20	24	17	26	82	122
2400	0,0073	19	23	18	27	82	123

Πίνακες Π5.1-5.2: Στοιχεία της ABB με βάση τα οποία έγινε η επιλογή της διατομής των ΥΒ καλωδίων ανάλογα την τάση, το μέγιστο ρεύμα φόρτισης και την απαιτούμενη μεταφορική ικανότητα [39].

Moderate climate, land cables with aluminum conductor

For higher transmission capacity, see submarine cables with copper conductor

Area	Ampacity		±80 kV bipole				±150 kV bipole				±320 kV bipole			
	Close laying	Spaced laying	Close laying	Spaced laying	Weight per cable	Diam. over cable	Close laying	Spaced laying	Weight per cable	Diam. over cable	Close laying	Spaced laying	Weight per cable	Diam. over cable
mm ²	Amps	Amps	MW	MW	kg/m	mm	MW	MW	kg/m	mm	MW	MW	kg/m	mm
95	258	310	41	50	1,2	33	-	-	-	-	-	-	-	-
120	294	357	47	57	1,3	34	-	-	-	-	-	-	-	-
150	330	402	53	64	1,5	36	99	121	2	50	-	-	-	-
185	374	458	60	73	1,6	38	112	137	3	52	-	-	-	-
240	432	533	69	85	1,9	40	130	160	3	54	276	341	5	80
300	492	611	79	98	2,1	43	148	183	3	57	315	391	6	82
400	565	705	90	113	3	46	170	212	4	60	362	451	6	86
500	659	816	105	131	3	50	198	245	4	63	422	522	7	89
630	727	964	116	154	3	53	218	289	5	67	465	617	8	93
800	877	1094	140	175	4	57	263	328	5	71	561	700	8	97
1000	1001	1252	160	200	5	61	300	376	6	75	641	801	9	101
1200	1096	1371	175	219	6	65	329	411	7	79	701	877	10	105
1400	1211	1517	194	243	6	69	363	455	8	83	775	971	11	108
1600	1291	1621	207	259	7	72	387	486	9	86	826	1037	12	112
1800	1395	1752	223	280	8	75	419	526	9	89	893	1121	13	115
2000	1482	1866	237	299	8	78	445	560	10	92	948	1194	14	118
2200	1571	1963	251	314	9	81	471	589	11	95	1005	1256	15	121
2400	1652	2066	264	331	10	84	496	620	11	98	1057	1322	16	123

Sea soil: Temperature 15 degrees C, Burial 1.0 meter, Thermal resistivity 1.0 K x W /m

Cable: Aluminum conductor, HVDC polymer insulation, Copper wire screen

Bipolar power transmission is $P = 2 \times U \times I \times 10^{-3}$ MW

Bipolar transmission losses are $P = 2 \times R \times I^2 \times 10^{-3}$ W/m

Voltage drop at 100% load is $U = R \times I$ V/km

Area	Resistance	Voltage drop		Losses at 50percent		Losses at 100percent	
		Close laying	Spaced laying	Close laying	Spaced laying	Close laying	Spaced laying
Aluminium Conductor	per phase 20 deg.C						
mm ²	ohm/km	V/km	V/km	W/m	W/m	W/m	W/m
95	0,32	99	119	11	16	51	74
120	0,253	89	108	11	17	52	77
150	0,206	81	99	12	17	53	80
185	0,1640	73	90	12	18	55	82
240	0,1250	65	80	12	18	56	85
300	0,1000	59	73	12	19	58	89
400	0,0778	53	66	13	20	60	93
500	0,0605	48	59	13	21	63	96
630	0,0469	41	54	13	22	60	104
800	0,0367	39	48	14	23	68	105
1000	0,0291	35	44	15	23	70	110
1200	0,0247	32	41	15	24	70	112
1400	0,0208	30	38	16	25	73	115
1600	0,0186	29	36	16	25	75	117
1800	0,0162	27	34	16	26	75	119
2000	0,0149	26	33	17	27	77	123
2200	0,0132	25	31	17	26	79	122
2400	0,0121	24	30	17	27	79	124

Πίνακες Π15.3-5.4: Στοιχεία της ABB με βάση τα οποία έγινε η επιλογή της διατομής των χερσαίων καλωδίων ανάλογα την τάση, το μέγιστο ρεύμα φόρτισης και την απαιτούμενη μεταφορική ικανότητα [39].

		Κρήτη	Ρόδος	Λοιπά ΜΔΝ	Σύνολο
Συνολικό κόστος καυσίμου θερμικών μονάδων παραγωγής (εκατ. €)	Α' Τρίμηνο 2012	104,862	21,124	57,091	183,077
	Β' Τρίμηνο 2012	112,300	30,521	64,456	207,277
	Γ' Τρίμηνο 2012	147,750	59,194	89,068	296,012
	Δ' Τρίμηνο 2012	102,731	22,608	51,692	177,030
	Σύνολο 2012	467,643	133,445	262,307	863,396
Συνολική παραγωγή ενέργειας από θερμικές μονάδες (GW h)	Α' Τρίμηνο 2012	549,502	135,835	379,943	1.065,280
	Β' Τρίμηνο 2012	543,010	167,967	371,017	1.081,994
	Γ' Τρίμηνο 2012	728,756	282,286	557,661	1.568,703
	Δ' Τρίμηνο 2012	528,887	132,739	334,170	995,797
	Σύνολο 2012	2.350,155	718,827	1.642,792	4.711,774
Μέσο πρόσθετο μεταβλητό κόστος θερμικών μονάδων (€/MWh)	Α' Τρίμηνο 2012	1,67	0,23	3,75	
	Β' Τρίμηνο 2012	2,4	0,13	4,13	
	Γ' Τρίμηνο 2012	4,98	5,21	3,8	
	Δ' Τρίμηνο 2012	2,57	0,27	4,58	
Συνολική παραγωγή ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ (GW h)	Α' Τρίμηνο 2012	126,352	16,620	46,315	189,288
	Β' Τρίμηνο 2012	136,152	18,993	47,405	202,550
	Γ' Τρίμηνο 2012	211,257	20,893	68,092	300,242
	Δ' Τρίμηνο 2012	120,541	15,259	46,069	181,868
	Σύνολο 2012	594,30128	71,7655	207,88081	873,948

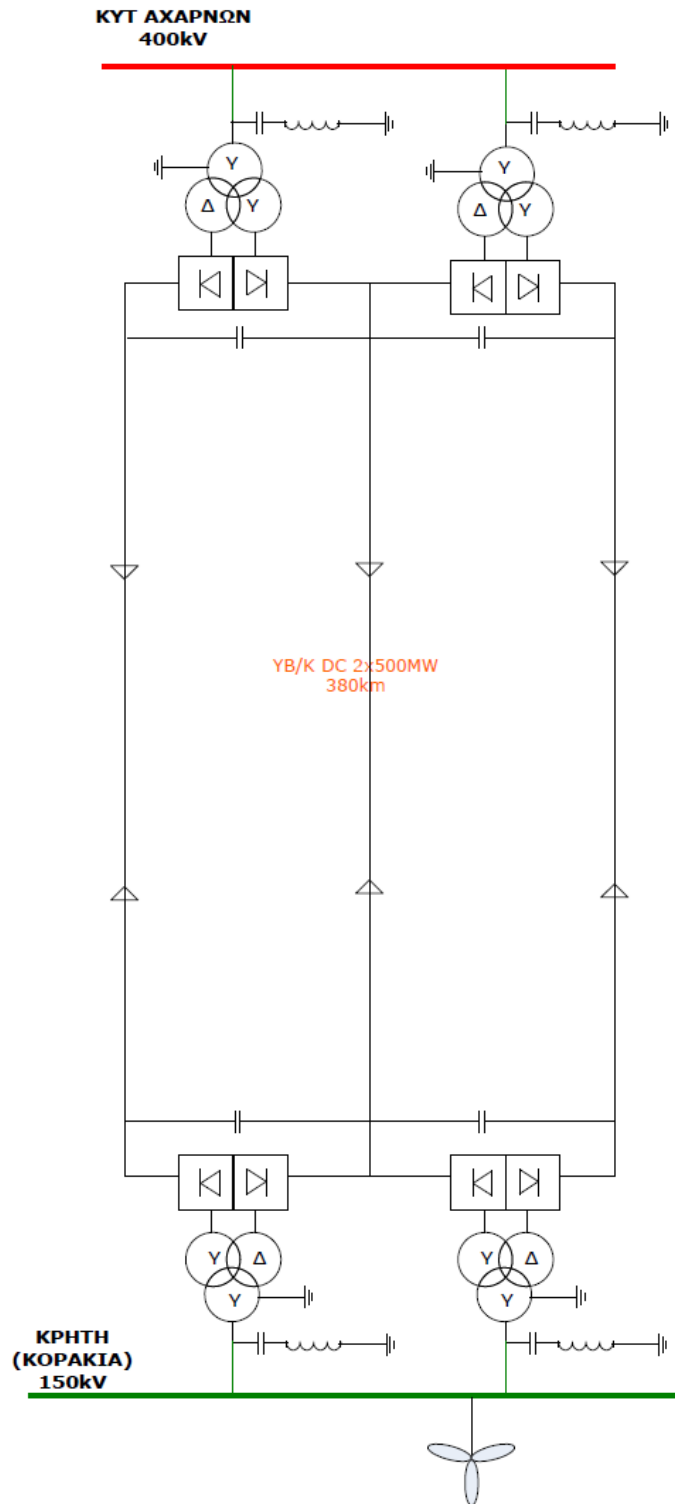
Πίνακας Π5.5: Απολογιστικά στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ για τα ΜΔΝ κατά το έτος 2012 [34]

		Κρήτη	Ρόδος	Λοιπά ΜΔΝ
Μοναδιαίο κόστος καυσίμου (€/MWh)	Α' Τρίμηνο 2012	190,83	155,51	150,26
	Β' Τρίμηνο 2012	206,81	181,71	173,73
	Γ' Τρίμηνο 2012	202,74	209,69	159,72
	Δ' Τρίμηνο 2012	194,24	170,32	154,69

Πίνακας Π5.6: Υπολογισμός του μοναδιαίου κόστους καυσίμου €/MWh από τη ΡΑΕ (πηλίκο συνολικού κόστους καυσίμου προς συνολική παραγωγή ενέργειας από θερμικές μονάδες) [34]

		Κρήτη	Ρόδος	Λοιπά ΜΔΝ
Πλήρες μοναδιαίο μεταβλητό κόστος (€/MWh)	Α' Τρίμηνο 2012	192,72	155,96	154,23
	Β' Τρίμηνο 2012	209,43	182,06	178,08
	Γ' Τρίμηνο 2012	207,94	215,12	163,74
	Δ' Τρίμηνο 2012	197,03	170,81	159,49

Πίνακας Π5.7: Υπολογισμός του πλήρους μοναδιαίου κόστους καυσίμου €/MWh από τη ΡΑΕ από το μοναδιαίο συμπεριλαμβανομένου κόστους καυσίμου, δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ και λοιπόν στοιχείων πρόσθετου μεταβλητού κόστους [34]

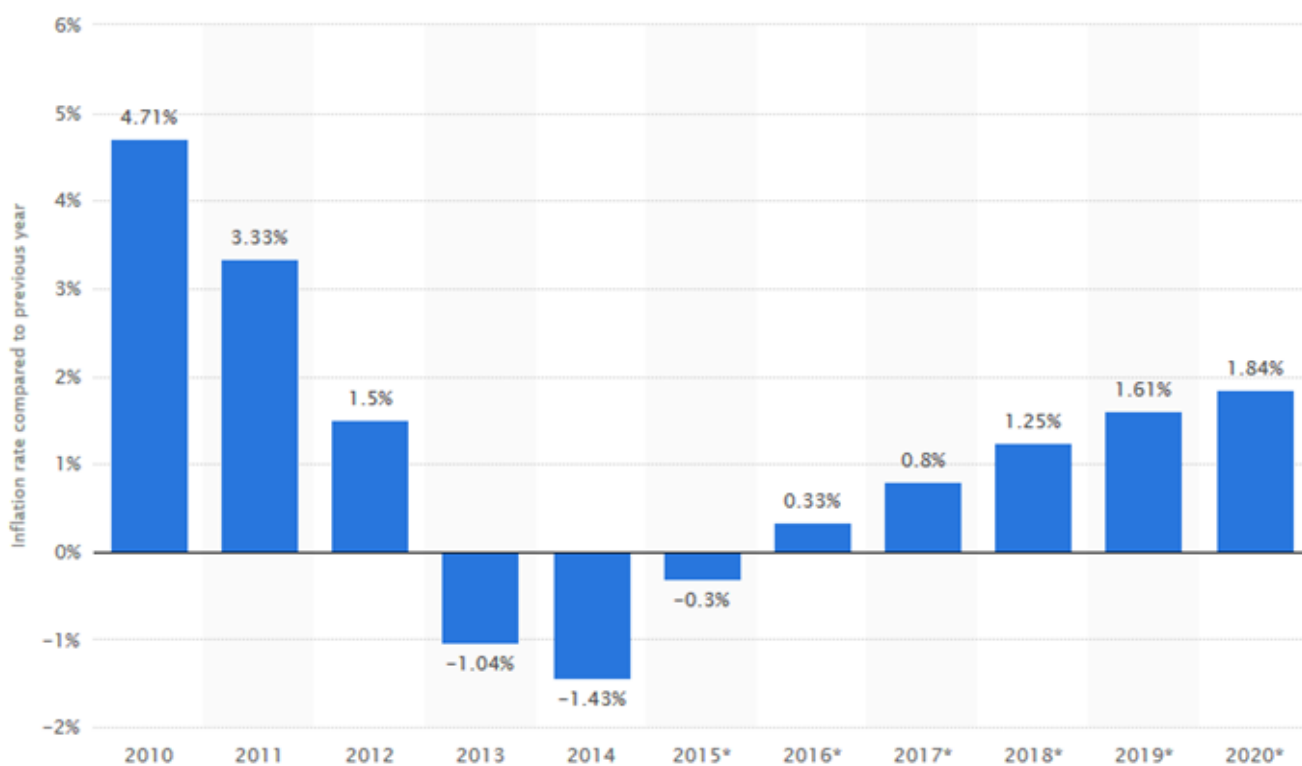
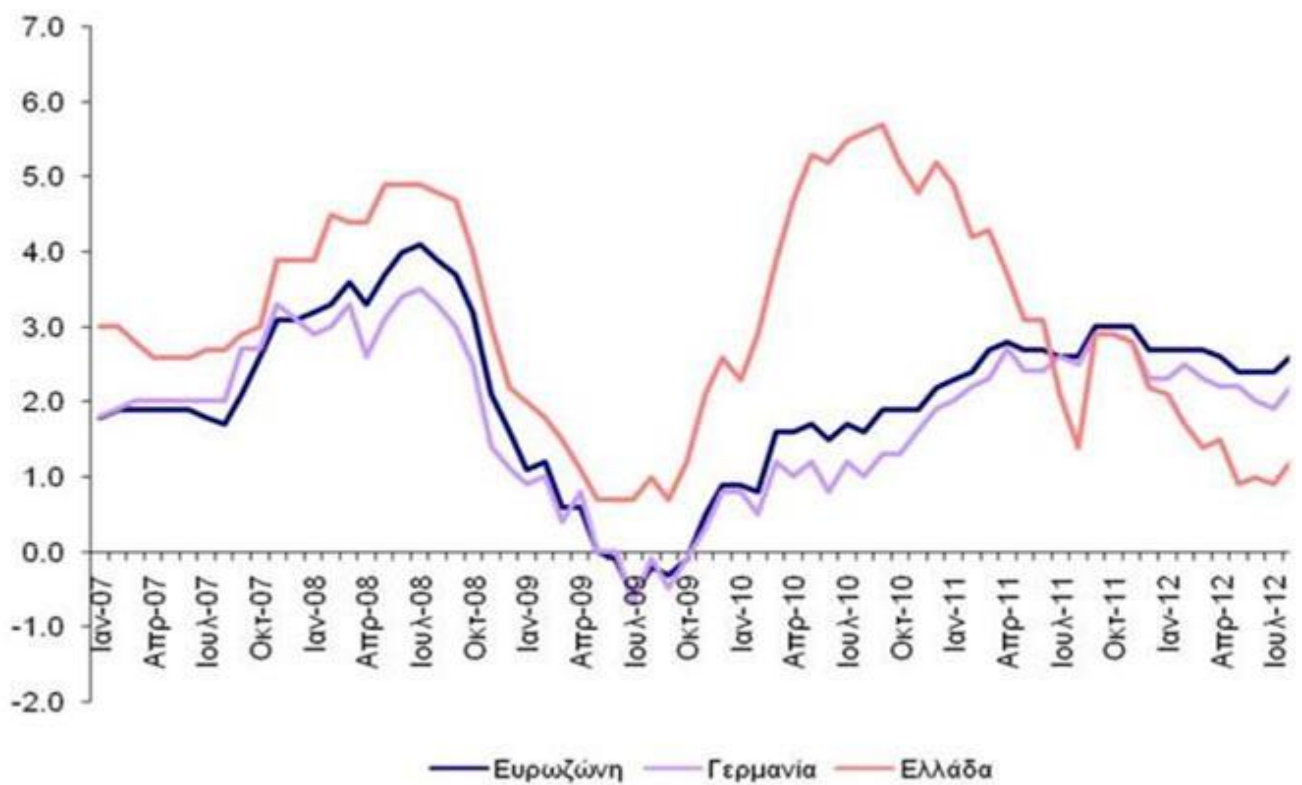


Σχήμα Π6.1: Διασύνδεση της Κρήτης (Κορακιά) με το ΕΣΜΗΕ (ΚΥΤ Αχαρνών) με σύνδεσμο 2x500MW-Σενάριο Α [2].

Σενάριο	ΧΑΜΗΛΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ	ΑΝΑΦΟΡΑΣ	ΥΨΗΛΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ
Έτος	(GWh)		
2013	50300	50300	50300
2014	49660	49760	49800
2015	50000	50250	50430
2016	50420	50870	51270
2017	51240	51900	52560
2018	51640	52520	53360
2019	52030	53170	54200
2020	52460	53830	55100
2021	56120	57800	59340
2022	56600	58550	60310
2023	57050	59320	61330
2024	57540	60100	62370

Σενάρια ΑΔΜΗΕ για την εξέλιξη της συνολικής καθαρής ζήτησης ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ 2015-2024										
	Έτος	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Σενάρια Φορτίου	Χαμηλό	0,84%	1,63%	0,78%	0,76%	0,83%	6,98%	0,86%	0,80%	0,86%
	Αναφοράς	1,23%	2,02%	1,19%	1,24%	1,24%	7,38%	1,30%	1,32%	1,31%
	Υψηλό	1,67%	2,52%	1,52%	1,57%	1,66%	7,70%	1,63%	1,64%	1,75%

Π6.2: Σενάρια ΑΔΜΗΕ για την εξέλιξη της συνολικής καθαρής ζήτησης ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ 2014-2024



Π6.3: Ιστορική εξέλιξη πληθωρισμού Ελλάδας και πρόβλεψη εξέλιξής του έως το 2020 [43]

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	
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται από υπεράκτιες εγκαταστάσεις (άρθ.42,§20, Ν.4030/25-11-2011 /ΦΕΚ.Α'249)	108,30 (***)	
Υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται από μΥΗΣ με εγκατεστημένη ισχύ ≤ 15 MWe	87,85	
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από Ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής	264,85	
Ηλιακή ενέργεια που αξιοποιείται από Ηλιοθερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής με σύστημα αποθήκευσης το οποίο εξασφαλίζει τουλάχιστον 2 ώρες λειτουργίας στο ονομαστικό φορτίο	284,85	
Γεωθερμική ενέργεια χαμηλής θερμοκρασίας (Ν.3175/2003, Α'207, αρθ.2, §1στ)	150	
Γεωθερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας (Ν.3175/2003, Α'207, αρθ.2, §1στ)	99,45	
Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ ≤ 1 MW (εξαιρουμένου του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων)	200	
Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ > 1 MW και ≤ 5 MW (εξαιρουμένου του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων)	175	
Βιομάζα που αξιοποιείται από σταθμούς με εγκατεστημένη ισχύ ≥ 5 MW (εξαιρουμένου του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων)	150	
Αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και Βιοαέρια από Βιομάζα (συμπεριλαμβανομένου και του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αποβλήτων), με εγκατεστημένη ισχύ ≤ 2 MW	120	
Αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και Βιοαέρια από Βιομάζα (συμπεριλαμβανομένου και του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αποβλήτων), με εγκατεστημένη ισχύ > 2 MW	99,45	

Αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και Βιοαέρια από Βιομάζα (συμπεριλαμβανομένου και του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αποβλήτων), με εγκατεστημένη ισχύ > 2 MW	99,45	
Βιοαέριο που προέρχεται από Βιομάζα (κτηνοτροφικά και αγροτοβιομηχανικά οργανικά υπολείμματα και απόβλητα) με εγκατεστημένη ισχύ ≤ 3 MW	220	
Βιοαέριο που προέρχεται από Βιομάζα (κτηνοτροφικά και αγροτοβιομηχανικά οργανικά υπολείμματα και απόβλητα) με εγκατεστημένη ισχύ > 3 MW	200	
Λοιπές ΑΠΕ (συμπεριλαμβανομένων και των σταθμών ενεργειακής αξιοποίησης του βιοαποδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων που πληρούν τις προδιαγραφές της Ευρωπαϊκής νομοθεσίας όπως εκάστοτε αυτές ισχύουν)	87,85	99,45
Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) (**)	87,85 x ΣΡ (*)	99,45 x ΣΡ (*)

(*) ΣΡ: Συντελεστής Ρήτρας Φυσικού Αερίου όπως ορίζεται στον Ν.3851. Στην περίπτωση της αξιοποίησης των καυσαερίων για γεωργικούς σκοπούς (π.χ. θερμοκήπια), ο συντελεστής ΣΡ μπορεί να προσαυξάνεται με απόφαση της ΡΑΕ μέχρι 20%. Στην περίπτωση αυτή, ο Παραγωγός υποχρεούται να υποβάλει στο ΛΑΓΗΕ σχετική βεβαίωση από πιστοποιημένο φορέα.

(**) Το υπόλοιπο μέρος της παραχθείσας ενέργειας που δεν χαρακτηρίζεται ΣΗΘΥΑ θα τιμολογείται με την μέση Οριακή Τιμή Συστήματος σταθμισμένη ως προς τη συνολική παραγωγή του αντίστοιχου μήνα όπως τα μεγέθη αυτά ορίζονται στον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό (άρθ. 4, ΥΑ ΥΠΑΝ Δ5-ΗΛ/Γ/Φ1/749, ΦΕΚ Β' 889/22.3.2012)

(***) Για έργα με εκκρεμείς αιτήσεις για Άδεια Παραγωγής κατά την έναρξη ισχύος του άρθ.42,§20 του Ν.4030/2011. Πρόκειται για Τιμή Βάσης που μπορεί να προσαυξάνεται και να αναπροσαρμόζεται. Με απόφαση του Υπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, κατόπιν γνώμης της ΡΑΕ, η οποία εκδίδεται πριν την υπογραφή της οικείας σύμβασης πώλησης, είναι δυνατόν η ανωτέρω τιμή να προσαυξάνεται, για κάθε σταθμό ξεχωριστά, έως και 30% της τιμής βάσης. Η γνώμη της ΡΑΕ λαμβάνει υπόψη ιδίως τα στοιχεία κόστους επένδυσης τα οποία παρατίθενται αναλυτικά σε τεχνοοικονομική μελέτη που υποβάλλει ο κάτοχος της άδειας παραγωγής του σταθμού για την τεκμηρίωση της αναγκαιότητας του αιτούμενου ποσοστού προσαύξησης.

Σύμφωνα με την §2 του άρθρου 5 του Ν.3851, οι τιμές του παραπάνω πίνακα (πλην φωτοβολταϊκών και ηλιοθερμικών σταθμών) προσαυξάνονται κατά 15% ως 20% ανάλογα με την περίπτωση, εφόσον έχουν υλοποιηθεί χωρίς την χρήση δημόσιας επιχορήγησης. Στην περίπτωση μονάδων ΣΗΘΥΑ, η προσαύξηση κατά 15% εφαρμόζεται μόνο στο σταθερό σκέλος της τιμολόγησης.

Πίνακας Π6.4: Τιμολόγηση Ενέργειας από ΑΠΕ πλην Φ/Β για το ΔΣ και ΜΔΝ [40]

Τιμή αγοράς Η/Ε από ΑΠΕ (€/MWh)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Α/Π-Διασυνδ.Συστήματος (ΔΣ)	87,85	87,85	87,85	87,85	87,85	87,85	87,85	87,85	88,45	88,45	88,45	88,45	88,45	88,45
Α/Π-Συστήματος Κρήτης (ΜΔ)	99,45	99,45	99,45	99,45	99,45	99,45	99,45	99,45	100,13	100,13	100,13	100,13	100,13	100,13
Φ/Β-Διασυνδ.Συστήματος (ΔΣ)	180,00	168,03	153,25	148,65	146,51	144,40	142,32	140,27	138,25	137,05	135,86	134,68	133,50	132,34
Φ/Β-Συστήματος Κρήτης (ΜΔ)	225,00	210,05	191,56	185,81	183,14	180,50	177,90	175,34	172,81	171,31	169,82	168,34	166,88	165,43
Τιμή αγοράς Η/Ε από ΑΠΕ (€/MWh)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Α/Π-Διασυνδ.Συστήματος (ΔΣ)	88,45	88,45	88,45	88,45	89,20	89,20	89,20	89,20	89,20	89,20	89,20	89,20	89,20	90,00
Α/Π-Συστήματος Κρήτης (ΜΔ)	100,13	100,13	100,13	100,13	100,98	100,98	100,98	100,98	100,98	100,98	100,98	100,98	100,98	101,03
Φ/Β-Διασυνδ.Συστήματος (ΔΣ)	131,19	130,05	128,92	127,80	126,69	126,44	126,20	125,96	125,73	125,49	125,25	125,01	124,77	124,54
Φ/Β-Συστήματος Κρήτης (ΜΔ)	163,99	162,56	161,15	159,74	158,35	158,05	157,75	157,45	157,15	156,86	156,56	156,26	155,96	155,67

Πίνακας Π6.5: Αναλυτικά η Τιμολόγηση Ενέργειας από Α/Π και Φ/Β που θεωρήθηκε για το ΔΣ και ΜΔΝ 2016-2040 [40]

Έτος	AEO2015 Reference	High oil price	Low oil price	Reference- % Αύξηση	High oil price- % Αύξηση	Low oil price- % Αύξηση	
1987	32,99						
	25,66						
	30,23						
	37,94						
	30,90						
	29,10						
	25,07						
	22,89						
	24,07						
	28,64						
	26,06						
	17,20						
	23,78						
	2000	37,27					
31,11							
31,28							
35,36							
45,61							
62,97							
72,83							
2010	78,69						
	103,02						
	64,92						
	82,76						
	94,88						
	94,05						
2015	97,98						
	93,17						
	59,44						
	65,38	68,36	61,55	10,00%	15,00%	8,00%	
	71,92	92,53	63,58	10,00%	35,36%	8,00%	
	76,60	100,76	66,03	6,50%	8,90%	3,85%	
	82,34	109,60	69,56	7,50%	8,77%	5,35%	
	2020	88,52	119,21	73,28	7,50%	8,77%	5,35%
		92,94	125,89	77,20	5,00%	5,60%	5,35%
		96,29	130,44	81,72	3,60%	3,62%	5,85%
		98,28	133,53	82,11	2,07%	2,37%	0,48%
		100,18	136,10	82,88	1,93%	1,93%	0,93%
		101,91	137,40	83,27	1,73%	0,95%	0,47%
		103,71	139,14	83,68	1,76%	1,27%	0,50%
104,79		140,76	83,81	1,05%	1,17%	0,15%	
105,86	142,33	84,21	1,01%	1,12%	0,48%		
106,93	144,56	84,77	1,01%	1,56%	0,66%		

2030	108,61	146,98	85,26	1,57%	1,67%	0,58%
	110,14	150,14	85,75	1,41%	2,15%	0,58%
	111,52	153,11	86,25	1,25%	1,98%	0,58%
	113,48	155,86	86,41	1,76%	1,79%	0,19%
	115,07	158,67	86,76	1,41%	1,81%	0,40%
	117,08	161,66	87,11	1,74%	1,88%	0,40%
	118,80	164,03	87,79	1,47%	1,47%	0,78%
	120,28	166,08	88,63	1,25%	1,25%	0,96%
	121,54	168,62	89,45	1,05%	1,53%	0,93%
	122,77	171,31	90,15	1,01%	1,59%	0,78%
2040	124,51	173,68	91,02	1,42%	1,38%	0,96%

Π6.6: Σενάρια πρόβλεψης της τιμής του αργού πετρελαίου 2015-2040 [41],[42]

