



**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ**

**UNIVERSITY OF PIRAEUS**

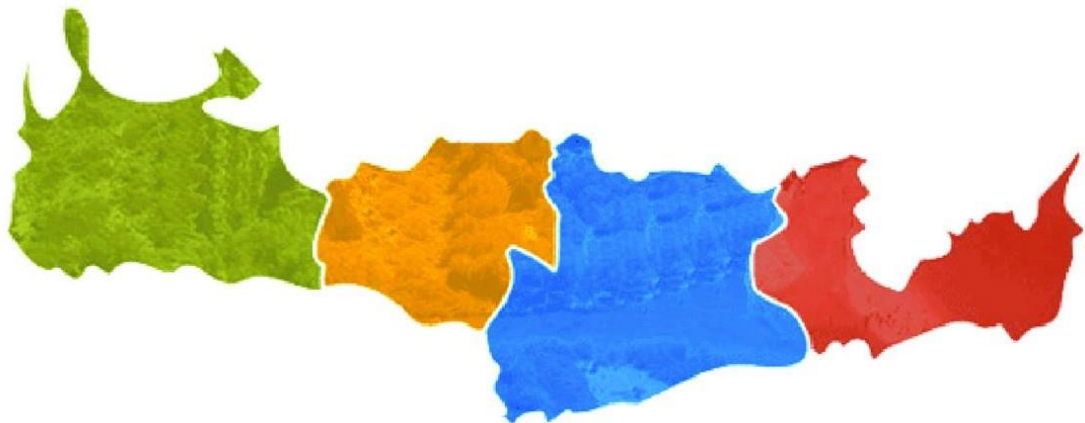
**ΤΜΗΜΑ ΔΙΕΘΝΩΝ ΚΑΙ ΕΥΡΩΠΑΙΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ**

Μεταπτυχιακό Πρόγραμμα στην Ενέργεια:

Στρατηγική, Δίκαιο και Οικονομία

**Ηλεκτρική Διασύνδεση της Κρήτης**

**με το Ηπειρωτικό Σύστημα**



Ευστράτιος Ε. Φραγκούλης

Πειραιάς

Μάρτιος 2016

Ο Ευστράτιος Ε. Φραγκούλης βεβαιώνω ότι το έργο που εκπονήθηκε και παρουσιάζεται στην υποβαλλόμενη διπλωματική εργασία είναι αποκλειστικά ατομικό δικό μου. Όποιες πληροφορίες και υλικό που περιέχονται έχουν αντληθεί από άλλες πηγές, έχουν καταλλήλως αναφερθεί στην παρούσα διπλωματική εργασία. Επιπλέον τελώ εν γνώσει ότι σε περίπτωση διαπίστωσης ότι δεν συντρέχουν όσα βεβαιώνονται από μέρος μου, μου αφαιρείται ανά πάσα στιγμή αμέσως ο τίτλος.

(υπογραφή)

## **Ευχαριστίες**

Θερμές ευχαριστίες οφείλω στο σύνολο του ακαδημαϊκού και διοικητικού προσωπικού του τμήματος Διεθνών και Ευρωπαϊκών Σπουδών του Πανεπιστημίου Πειραιά για την καθοδήγηση και συμπαράσταση κατά την διάρκεια των σπουδών μου, με προεξάρχοντα τον πρόεδρο του τμήματος καθηγητή Νικόλαο Φαραντούρη.

Ιδιαίτερη ευγνωμοσύνη οφείλω στον καθηγητή Άγγελο Κότιο, επιβλέποντα της μεταπτυχιακής μου εργασίας, για την συμβολή του στην επιτυχή ολοκλήρωση της εργασίας αυτής, καθώς και στον καθηγητή Αθανάσιο Δαγούμα για τις πολύτιμες συμβουλές και πληροφορίες.

Τέλος, εκφράζω ευγνωμοσύνη προς τους γονείς μου χωρίς τους οποίους η ολοκλήρωση των σπουδών μου δεν θα ήταν ποτέ δυνατή.

## Περιεχόμενα

<b>1. Εισαγωγή</b>	<b>5</b>
<b>2. Περιγραφή της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα και του συστήματος της Κρήτης</b>	<b>6</b>
<b>2.1 Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα</b>	<b>6</b>
<b>2.2 Διασύνδεση Συστημάτων</b>	<b>7</b>
<b>2.3 Μεταφορά Ηλεκτρικής Ενέργειας με Συνεχές Ρεύμα Υψηλής Τάσης</b>	<b>10</b>
<b>2.4 Το Κόστος μιας γραμμής διασύνδεσης HVDC</b>	<b>13</b>
<b>2.5 Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης</b>	<b>14</b>
<b>3. Επισκόπηση του ιστορικού και τεκμηρίωση της αναγκαιότητας της διασύνδεσης</b>	<b>22</b>
<b>3.1 Ιστορικό της διασύνδεσης</b>	<b>22</b>
<b>3.2 Στόχοι και οφέλη της διασύνδεσης</b>	<b>24</b>
<b>3.3 Σενάρια ανάπτυξης του συστήματος</b>	<b>26</b>
<b>3.4 Αναγκαιότητα διασύνδεσης</b>	<b>28</b>
<b>3.5 Τοπογραφική και γεωτεχνική μελέτη διασύνδεσης</b>	<b>42</b>
<b>4. Αξιολόγηση απόδοσης της διασύνδεσης</b>	<b>47</b>
<b>5. Επίλογος - Συμπεράσματα</b>	<b>60</b>
<b>6. Βιβλιογραφία</b>	<b>62</b>

## Περίληψη

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη της ηλεκτρικής διασύνδεσης της Κρήτης με το Ηπειρωτικό σύστημα, της παρουσίασης των προσπαθειών που μέχρι τώρα έγιναν για την επίτευξη του παραπάνω στόχου, καθώς και πόσο το συγκεκριμένο έργο θα έχει οικονομικό όφελος.

Για το έργο αυτό παρουσιάστηκαν τα σενάρια που έχουν αναπτυχθεί καθώς και τα οφέλη και οι δυσκολίες για το κάθε ένα από αυτά. Στη συνέχεια έχοντας οικονομικά στοιχεία από τη ΡΑΕ πραγματοποιήθηκε μια οικονομική μελέτη έτσι να βρούμε τον Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης (IRR) για τα δύο επικρατέστερα σενάρια των τελευταίων ημερών.

Σε γενικές γραμμές, η δομή της παρούσας διπλωματικής έχει ως εξής. Αρχικά, αφού γίνεται η εισαγωγή, στο Κεφάλαιο 2 περιγράφεται η ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα και το σύστημα στη Κρήτη. Στη συνέχεια, στο Κεφάλαιο 3 παρουσιάζεται η επισκόπηση του ιστορικού και η τεκμηρίωση της αναγκαιότητας της διασύνδεσης παρουσιάζοντας έτσι όλα τα αρχικά σενάρια καθώς επίσης και τους στόχους και τα οφέλη του έργου. Ακολουθεί το Κεφάλαιο 4 όπου γίνεται η αξιολόγηση της απόδοσης της διασύνδεσης υπολογίζοντας τον Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης (IRR) όπως επίσης και τις καθαρές ταμειακές ροές για τα δύο σενάρια τα οποία βρίσκονται στο προσκήνιο. Τέλος, στο Κεφάλαιο 5 παρουσιάζονται ο επίλογος καθώς και τα συμπεράσματα που προέκυψαν από την βιβλιογραφική ανασκόπηση καθώς και από τους υπολογισμούς της έρευνας.

## 1. Εισαγωγή

Τα τελευταία χρόνια το ενεργειακό τοπίο αλλάζει συνεχώς. Τόσο το ευρωπαϊκό όσο και το εθνικό στρατηγικό σχέδιο για την ενέργεια θέτουν εξαιρετικά φιλόδοξους στόχους σε σχέση με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Η αυξανόμενη διείσδυση επιφέρει σημαντικές δυσκολίες στην λειτουργία του υπάρχοντος ηλεκτρικού συστήματος. Παράλληλα, η ενιαία ευρωπαϊκή αγορά ενέργειας, δηλαδή η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας που αποτελείται από το διασυνδεδεμένο ευρωπαϊκό δίκτυο οφείλει να λειτουργεί χωρίς προσχώματα. Κατά συνέπεια οι ηλεκτρικές διασυνδέσεις, τόσο σε εθνικό όσο και σε διεθνές επίπεδο, γίνονται αναγκαίες, ώστε να εξασφαλιστεί η εξισορρόπηση της ζήτησης και της παραγωγής και η ομαλή παροχή ηλεκτρικής ενέργειας.

Η Ελλάδα, λόγω της γεωγραφικής της θέσης έχει σημαντικό ρόλο να παίξει στην ευρύτερη περιοχή. Παράλληλα η ύπαρξη πλειάδος μικρών και μεγαλύτερων νησιών δημιουργεί επιπλέον αντικειμενικές δυσκολίες. Στο παρελθόν έχουν γίνει διασυνδέσεις με υποβρύχια καλώδια μέσης και υψηλής τάσης τόσο στα Επτάνησα όσο και στην Εύβοια, στις περισσότερες περιπτώσεις σε ομάδες νησιών που συνδέονται με έναν σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με πρώτη ύλη το πετρέλαιο. Επίσης εδώ και αρκετά χρόνια έχουν ξεκινήσει δυο σημαντικά έργα διασύνδεσης με το κεντρικό ηπειρωτικό σύστημα, με υποβρύχια καλώδια υψηλής τάσης. Το πρώτο είναι η διασύνδεση των ανατολικών Κυκλάδων που χρονολογείται από το 1990 ενώ το δεύτερο, η διασύνδεση της Κρήτης που επίσης, ως όραμα, ανάγεται σε αρκετές δεκαετίες πίσω. Και στις δυο περιπτώσεις η διασύνδεση συνδυάζεται με σημαντική ανάπτυξη της παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές.

Η περίπτωση της Κρήτης παρουσιάζει ιδιαίτερο ενδιαφέρον λόγω του μεγέθους του νησιού και φυσικά των υψηλών αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια αφενός λόγω του ντόπιου πληθυσμού, αφετέρου λόγω του ότι η Κρήτη υποδέχεται ετησίως τεράστιο αριθμό επισκεπτών. Η παρούσα εργασία έχει ως στόχο να παρουσιάσει μια ανασκόπηση των μέχρι τώρα προσπαθειών για την ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης, υπό το φως των τεχνολογικών και λιπών εξελίξεων. Επίσης στοχεύει στο να παρουσιάσει το οικονομικό όφελος, πέραν του περιβαλλοντικού, που αναμένετε από την ολοκλήρωση ενός τέτοιου έργου.

## **2. Περιγραφή της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα και του συστήματος της Κρήτης**

### **2.1 Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα**

Ο τομέας της παραγωγής ενέργειας στην Ελλάδα, εξαρτάται κατά μεγάλο βαθμό από πρώτες ύλες (πετρέλαιο) που είναι εισαγόμενες και άρα κοστοβόρες. Οι ντόπιες πηγές ενέργειας περιορίζονται στον λιγνίτη, που χρησιμοποιείται για την παραγωγή του 50% της ηλεκτρικής ενέργειας, και στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (αέρας, ήλιος, νερό και βιομάζα), που προς το παρόν η συνεισφορά τους περιορίζεται στο 14% της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται συνολικά, ενώ η χώρα έχει δεσμευτεί η παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας να φτάσει το 20% του συνόλου έως το 2020. (Σφύρης 2014)

Οι ελληνικές κυβερνήσεις έχουν πραγματοποιήσει σειρά σημαντικών βημάτων προς την κατεύθυνση της απελευθέρωσης της αγοράς ενέργειας, της ενσωμάτωσης του δικτύου

με τις γειτονικές χώρες και της αποκρατικοποίησης τμήματος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα σχεδιάζει σημαντικά έργα υποδομής που θα ισχυροποιήσουν την θέση της Ελλάδος ενεργειακά στη ευρύτερη περιοχή.

Περίπου 61% των ενεργειακών αναγκών της Ελλάδας καλύπτονται με εισαγόμενες πρώτες ύλες, κυρίως προϊόντα πετρελαίου (44%) και φυσικού αερίου(13%). Στο τέλος του 2013 μονάδες δυναμικότητας 17.373MW εγκαταστάθηκαν στο διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής παραγωγής της χώρας, τα οποία αποτελούνταν από μονάδες δυναμικότητας 4.456MW που χρησιμοποιούσαν ως πρώτη ύλη τον λιχνιστή, 698MW με πρώτη ύλη το πετρέλαιο, 4.906MW με πρώτη ύλη το φυσικό αέριο, 3.018MW υδροηλεκτρικής παραγωγής και 4.295MW ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Παράλληλα στα διασυνδεδεμένα νησιά η δυναμικότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούνταν από 1.783MW παραγωγής με Diesel και 448MW από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας(Σφύρης 2014).

## **2.2 Διασύνδεση Συστημάτων**

Μια από τις σημαντικές συνεισφορές της εξέλιξης της τεχνολογίας είναι η δυνατότητα σύνδεσης συστημάτων με περισσότερο έλεγχο της μεταδιδόμενης ισχύος ανάμεσά τους. Στην Ευρώπη έχουν ήδη πραγματοποιηθεί πολλά έργα διασύνδεσης HVDC (Συνεχούς Ρεύματος Υψηλής Τάσης) μεταξύ χωρών, αλλά και συνδέσεις με off shore αιολικά πάρκα, όπως γίνεται στη Βόρεια Θάλασσα.

Η Ελλάδα είναι μια χώρα όπου η διασύνδεση οποιασδήποτε μορφής παρουσιάζει μεγάλο ενδιαφέρον λόγω του μεγάλου αριθμού νησιών. Επειδή δεν έχει υπάρξει εκτενής διασύνδεση μέχρι στιγμής, ένα κύριο χαρακτηριστικό του δικτύου της



Ελλάδας είναι η ύπαρξη πολλών αυτόνομων συστημάτων. Η πλειοψηφία των νησιών του Αιγαίου δεν τροφοδοτούνται από το δίκτυο, αλλά από Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής (γεννήτριες Diesel) που βρίσκονται στο ίδιο το νησί. Αυτό αποτελεί μεγάλο πρόβλημα, καθώς αυτός ο τρόπος λειτουργίας είναι αντιοικονομικός.

Το αυξημένο κόστος οφείλεται κυρίως στο γεγονός ότι το πετρέλαιο, που χρησιμοποιείται στα περισσότερα νησιά ως καύσιμο είναι αρκετά ακριβό, ενώ ο λιγνίτης (του οποίου διαθέτουμε πλούσια αποθέματα στην Ελλάδα και αποτελεί το βασικό καύσιμο για το ηπειρωτικό δίκτυο) είναι πολύ πιο οικονομικός. Στο αρχικό κόστος αγοράς του πετρελαίου πρέπει να προστεθεί και το διόλου ευκαταφρόνητο κόστος μεταφοράς του καυσίμου στον τόπο κατανάλωσης του. Τα έξοδα για τα μεταφορικά εξαρτώνται άμεσα από τη διεθνή τιμή του πετρελαίου, με αποτέλεσμα όσο ανεβαίνει η τιμή του να φτάνει στα ύψη η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα νησιά. Οι παραπάνω λόγοι είναι οι κύριοι παράγοντες που αυξάνουν την τιμή της κιλοβατώρας στα νησιά σε σχέση με την αντίστοιχη τιμή για την ηπειρωτική Ελλάδα. Το παραπάνω κόστος, σε συνδυασμό με το κόστος για την παροχή ρεύματος σε ειδικές τιμές για τις ευπαθείς ομάδες, αποτελούν το τέλος Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας που πληρώνει κάθε καταναλωτής.

Είναι εύλογο επομένως να εξεταστεί πως θα ωφελούσε η διασύνδεση στα παραπάνω προβλήματα. Όσο περισσότερο διασυνδεδεμένο είναι το δίκτυο μιας χώρας, τόσο μεγαλύτερη ευχέρεια υπάρχει στη διαχείριση του με τον οικονομικότερα δυνατό τρόπο. Ένα σχετικό παράδειγμα είναι οι ανεμογεννήτριες, χαρακτηριστικό των οποίων είναι η αναξιοπιστία στην σταθερή παραγωγή ισχύος λόγω της μη συνεχούς και σταθερής διαθεσιμότητας της πρώτης ύλης. Αν όμως είναι συνδεδεμένες στο κεντρικό δίκτυο όλες οι Κυκλάδες και η Κρήτη, νησιά τα οποία διαθέτουν πληθώρα αιολικού δυναμικού, τότε στατιστικά, λόγω της γεωγραφικής διασποράς, σίγουρα ένα σημαντικό

ποσοστό του συνολικού φορτίου της χώρας μπορεί να καλυφθεί από τα αιολικά. Στην αντίθετη περίπτωση, οι ανεμογεννήτριες πιθανόν να μη μπορούσαν καν να αποδώσουν όλη τη διαθέσιμη αιολική ισχύ, αφού τα νησιά είναι ήδη κορεσμένα και μόνο ένα ποσοστό του συνολικού φορτίου μπορεί να καλυφθεί από αυτές. Με τη διασύνδεση δηλαδή, η βάση (ή τουλάχιστον το μεγαλύτερο ποσοστό της) του φορτίου των νησιών θα καλύπτεται από το ηπειρωτικό δίκτυο, με αποτέλεσμα να μειώνεται στο ελάχιστο η λειτουργία των δαπανηρών και σε πολλές περιπτώσεις απαρχαιωμένων σταθμών στα νησιά. Παράλληλα γίνεται καλύτερη εκμετάλλευση των ήδη υπαρχόντων αιολικών εγκαταστάσεων. Ένα επιπλέον πλεονέκτημα είναι η λύση στο πρόβλημα της αδυναμίας κάλυψης της ζήτησης των νησιών από τους τοπικούς σταθμούς παραγωγής, αφού οι τελευταίοι στις περισσότερες περιπτώσεις έχουν περιορισμένες δυνατότητες ανάπτυξης. Η μεγάλη αιχμή που παρατηρείται στη ζήτηση των νησιών κατά τους καλοκαιρινούς μήνες γίνεται ολοένα και πιο δύσκολο να καλυφθεί.

Εν πάση περιπτώσει, καθίσταται προφανές ότι ένα διασυνδεδεμένο δίκτυο θα ωφελούσε το σύνολο των καταναλωτών, και όχι μόνο τους κατοίκους των νησιών. Βέβαια, η διασύνδεση των νησιών με το κεντρικό δίκτυο είναι ένα δύσκολο έργο, στον οικονομικό αλλά και στον τεχνικό τομέα. Απαιτείται αναλυτική μελέτη της κάθε περίπτωσης ξεχωριστά, ώστε να βρεθεί η οικονομικά και τεχνικά βέλτιστη λύση. Αφού επιλεγθεί ο τρόπος διασύνδεσης, πρέπει να ακολουθήσουν εκτενείς προσομοιώσεις του νησιού που πρόκειται να συνδεθεί σε διάφορες καταστάσεις, ώστε να εκτιμηθεί η επίδραση που θα έχει η σύνδεση.

## 2.3 Μεταφορά Ηλεκτρικής Ενέργειας με Συνεχές Ρεύμα Υψηλής Τάσης

Ως γνωστόν, 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 συντριπτική πλειοψηφία των συστημάτων μεταφοράς χρησιμοποιούν HVAC, όμως υπάρχουν περιπτώσεις που η χρήση του HVDC είναι πιο συμφέρουσα. 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. HVDC συστήματα χρησιμοποιούνται και για τη σύνδεση δυο συστημάτων διαφορετικής συχνότητας ή για την ενίσχυση ενός δικτύου που έχει υπερφορτωθεί (Πετρόπουλος 2013).

Συνοψίζοντας, τα κύρια πλεονεκτήματα της μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με HVDC τεχνολογία είναι:

- Δεν χρειάζεται καμία αντιστάθμιση ισχύος. Συνεπώς δεν απαιτείται κατασκευή σταθμών αντιστάθμισης ισχύος, κάτι το οποίο οδηγεί στη μείωση του κόστους.

- Οι απώλειες ενός HVDC συστήματος είναι χαμηλότερες από τις αντίστοιχες σε ένα AC. Συγκεκριμένα κυμαίνονται στο 30% με 50%. 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 αποσυνδέει 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.

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, στα οποία οφείλεται η μέχρι τώρα περιορισμένη τους χρήση.

Συγκεκριμένα:

- είναι λιγότερο αξιόπιστα και παρουσιάζουν λιγότερη διαθεσιμότητα από τα συμβατικά AC δίκτυα, κυρίως λόγω του επιπρόσθετου εξοπλισμού των μετατροπέων. Τα μονοπολικά συστήματα (θα τα εξετάσουμε παρακάτω)

παρουσιάζουν διαθεσιμότητα 98.5%, με μεγάλο κομμάτι του χρόνου μη λειτουργίας (περίπου το ένα τρίτο) να είναι μη προγραμματισμένος λόγω σφαλμάτων. Τα διπολικά συστήματα, που είναι πιο ανθεκτικά στα σφάλματα, δίνουν πολύ υψηλή διαθεσιμότητα για τη μισή δυνατότητα μεταφοράς, ενώ για το 100% της δυνατότητας η διαθεσιμότητα είναι 97-98%.

- 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 πολυτεματικού HVDC δικτύου είναι πολύπλοκη, καθώς και η επέκταση ήδη υπαρχόντων δικτύων σε πολυτεματικά. Η δυσκολία αυτή έγκειται κυρίως στο ότι η σωστή λειτουργία ενός τέτοιου δικτύου απαιτεί κατάλληλη επικοινωνία μεταξύ των τεματικών. Η ροή ισχύος πρέπει να ελέγχεται ενεργά από το σύστημα ελέγχου του μετατροπέα αντί αυτή να καθορίζεται από τη σύνθετη αντίσταση της γραμμής.
- 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.

## **2.4 Το Κόστος μιας γραμμής διασύνδεσης HVDC**

Γενικά το κόστος των εγκαταστάσεων δεν συνηθίζεται να κοινοποιείται από τις εταιρείες που αναλαμβάνουν τα έργα, κάτι που σημαίνει πως είναι σχεδόν αδύνατον να γνωρίζουμε το ακριβές ποσό που απαιτείται για την κατασκευή και τη λειτουργία των συστημάτων αυτών. Εξάλλου, το συνολικό κόστος των έργων ειδικά όσον αφορά μια HVDC γραμμή ποικίλλουν ανάλογα με συγκεκριμένους παράγοντες του έργου, για παράδειγμα η ονομαστική ισχύς της γραμμής, το μήκος της γραμμής, υπέργεια ή υποθαλάσσια σύνδεση και βελτιώσεις του AC δικτύου στα τερματικά της DC γραμμής. Συνήθως όταν γίνεται διαβούλευση για ένα τέτοιο έργο, πραγματοποιείται σύγκριση του κόστους ανάμεσα σε AC και DC διασύνδεση, ώστε να επιλεγθεί το καταλληλότερο πλάνο. Αυτό συμβαίνει πάντοτε στις περιπτώσεις όπου η DC σύνδεση δεν προσφέρει κάποιο καθαρό τεχνικό πλεονέκτημα σε σχέση με την AC και ο οικονομικός παράγοντας είναι αυτός που θα παίζει τον καθοριστικό ρόλο στην απόφαση (Πετρόπουλος 2013).

## **2.5 Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης**

Η Κρήτη είναι το μεγαλύτερο νησί της Ελλάδας, το δεύτερο μεγαλύτερο της ανατολικής μεσογείου και το πέμπτο μεγαλύτερο της Μεσογείου, με πρωτεύουσα και

μεγαλύτερη πόλη το Ηράκλειο, ενώ άλλες πόλεις είναι τα Χανιά, το Ρέθυμνο, η Ιεράπετρα και ο Άγιος Νικόλαος. Βρίσκεται στα νότια του Αιγαίου Πελάγους και έχει έκταση 8.336 km<sup>2</sup>, με μήκος 260 km και μέγιστο πλάτος τα 60 km. Έχει πληθυσμό 622.913 ανθρώπων και παρουσιάζει μεγάλο μήκος ακτογραμμής για το μέγεθός της (πάνω από 1.000 km). Βρίσκεται περίπου 160 χιλιόμετρα νότια της ηπειρωτικής Ελλάδας, εκτείνεται κατά τη διεύθυνση Ανατολή - δύση και αποτελεί το νότιο φυσικό όριο του αιγαίου πελάγους και το βόρειο όριο του λιβυκού πελάγους (Σφύρης 2014).

**Εικόνα 1: Χάρτης της Κρήτης (Σφύρης 2014)**



Το νησί έχει το δικό του αυτόνομο σύστημα, κάτι που περιλαμβάνει τους αντίστοιχους σταθμούς παραγωγής, το δίκτυο μεταφοράς, το δίκτυο διανομής αλλά και το αναγκαίο κέντρο ελέγχου ενέργειας. Το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού αποτελείται από όλα τα συμβατικά είδη μονάδων: ατμοστρόβιλους, γεννήτριες diesel, αεριοστρόβιλους, καθώς επίσης και μονάδα συνδυασμένου κύκλου. Τα τελευταία χρόνια έχουν αναπτυχθεί ιδιαίτερος και τα αιολικά πάρκα, καθώς τόσο η γεωγραφική

θέση όσο και το κλίμα της περιοχής τα ευνοούν. Συνεπώς, όχι μόνο αναπτύχθηκαν ιδιαίτερος, αλλά παρουσιάζουν και ιδιαίτερο βαθμό διείσδυσης. Το σύστημα μεταφοράς της Κρήτης είναι σύστημα Υ.Τ. 150 KV, με μια διπλή γραμμή των 66 KV.

Λόγω ακριβώς του μεγάλου μεγέθους του νησιού, το σύστημα της Κρήτης συνδυάζει τα χαρακτηριστικά ενός αυτόνομου νησιωτικού συστήματος (με τις ιδιαιτερότητες και τα μειονεκτήματα που θα συζητηθούν παρακάτω) με κάποια χαρακτηριστικά που συναντώνται κυρίως σε μεγάλα διασυνδεδεμένα δίκτυα, όπως μεγάλοι ατμοηλεκτρικοί σταθμοί βάσης. Το γεγονός αυτό δίνει στο σύστημα της Κρήτης μοναδικό χαρακτήρα, καθιστώντας το παράλληλα και ιδανικό για μελέτη για την εξαγωγή συμπερασμάτων πάνω σε αυτόνομα (νησιωτικά) αλλά και μεγαλύτερα, διασυνδεδεμένα συστήματα.

Οι Θερμικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας του νησιού καταναλώνουν παράγωγα πετρελαίου. Είναι συνολικά 25, ενώ στο ατμοηλεκτρικό σταθμό Χανίων χρησιμοποιείται μονάδα συνδυασμένου κύκλου, που αποτελείται από δύο αεριοστρόβιλους. Στο νησί διατηρούνται επίσης σε λειτουργία δύο μονάδες ψυχρής εφεδρείας. Στο ηλεκτρικό δίκτυο της Κρήτης, είναι συνολικά εγκατεστημένοι 17 υποσταθμοί υψηλής και μεσαίας τάσης. Η συνολική ισχύς μετασχηματισμού ανύψωσης της τάσης που είναι εγκατεστημένοι είναι 820.35 MVA, ενώ η ισχύς υποβιβασμού της τάσης 810 MVA.

Οι γραμμές μεταφοράς του δικτύου της Κρήτης είναι γραμμές μεταφοράς υψηλής τάσης των 150 και 66 KV, ενώ το σύστημα διαθέτει 107 ζυγούς μέσης και υψηλής τάσης.

Στο σημείο αυτό κρίνεται σκόπιμο να αναφερθούν μερικά επιπλέον στοιχεία για τις μονάδες παραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας που είναι εγκατεστημένες και λειτουργούν στη Μεγαλόνησο. Όπως προαναφέρθηκε, το αιολικό και ηλιακό δυναμικό

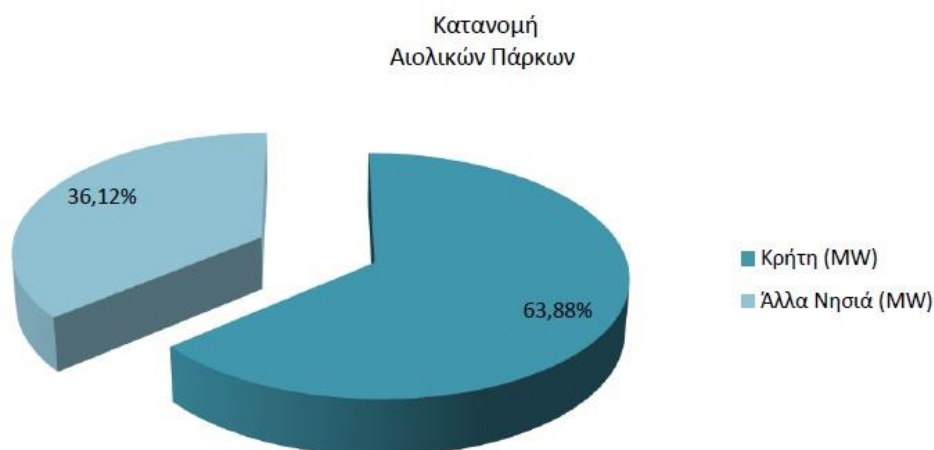


του νησιού, σε συνδυασμό με το θεσμικό πλαίσιο και τη πολιτική επιχορηγήσεων που την τελευταία δεκαετία υιοθετήθηκε σε ελληνικό και ευρωπαϊκό επίπεδο, έχουν δώσει ιδιαίτερα κίνητρα στους Κρητικούς παραγωγούς και ως αποτέλεσμα οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. παρουσιάζουν ιδιαίτερη αύξηση. Συγκεκριμένα το 2011, πριν την έναρξη της κρίσης σύμφωνα με το πληροφοριακό δελτίο που εκδίδεται από τη ΔΕΗ στην Κρήτη υπήρχαν αιολικά πάρκα 175 MW, μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες 0.3 MW, μονάδες βιοαερίου – βιομάζας 0.4 MW και φωτοβολταϊκά 57,4 MW. Το σύνολο αυτών ανέρχονταν σε 232,49 MW. Οι ιδικές περιβαλλοντικές συνθήκες του νησιού κατέστησαν την Κρήτη ιδανικό προορισμό εγκατάστασης μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Είναι σημαντικό ότι το 2010 το 63, 88% εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων σε μη διασυνδεδεμένα νησιά βρισκόταν στη Κρήτη, ενώ το αντίστοιχο ποσοστό των φωτοβολταϊκών ήταν 59,39% (Πετρόπουλος 2013).

**Σχήμα 1: Ποσοστιαία κατανομή εγκατεστημένης ισχύος Α.Π.Ε. (Πετρόπουλος 2013)**



**Σχήμα 2: ποσοστιαία κατανομή εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων σε Ελληνικά νησιά (Πετρόπουλος 2013)**



Ως νησί, η Κρήτη παρουσιάζει τα ίδια προβλήματα όσον αφορά την ηλεκτρική ενέργεια όπως και τα άλλα νησιά (Σφύρης 2014). Μερικά από αυτά είναι:

- Μεγάλη εξάρτηση από το πετρέλαιο για την παραγωγή, κάτι που δεν ισχύει σε τόσο μεγάλο βαθμό στην ηπειρωτική Ελλάδα.
- Πρόβλημα όσον αφορά την αδιάλειπτη παροχή ισχύος στους καταναλωτές. Λόγω έλλειψης εφεδρειών αλλά και της αυξανόμενης ζήτησης, οι διακοπές στην ηλεκτροδότηση είναι συχνότερες από το κεντρικό δίκτυο.
- Χαμηλό φορτίο βάσης λόγω έλλειψης μεγάλης βιομηχανικής δραστηριότητας. Αυτό οδηγεί σε καταπόνηση των μονάδων παραγωγής, οι οποίες είναι επιθυμητό να λειτουργούν στο τεχνικό ελάχιστο, κάτι που είναι δύσκολο με χαμηλή βάση. Ο συντελεστής φορτίου, επίσης, προκύπτει μικρότερος από τον αντίστοιχο του ηπειρωτικού συστήματος.
- Ραγδαία αύξηση της ζήτησης, οφειλόμενη κυρίως στον τουρισμό, που αποτελεί μεγάλο παράγοντα ανάπτυξης του νησιού.

- Μεγάλη εποχιακή διακύμανση στη ζήτηση, λόγω τουρισμού.
- Υψηλό κόστος παραγωγής KWh, που οφείλεται κυρίως σε έλλειψη συμβατικών πηγών ενέργειας αλλά και στο χαμηλό βαθμό απόδοσης πολλών μονάδων λόγω παλαιότητας.

Παρά τα κοινά προβλήματα που παρουσιάζει σε σχέση με τα άλλα νησιά, εντούτοις η περίπτωση της Κρήτης διαφοροποιείται σημαντικά από τη μελέτη διασύνδεσης με ένα οποιοδήποτε (μικρότερο) νησί του Αιγαίου (Σφύρης 2014). Αυτό συμβαίνει για τους εξής λόγους:

- Η αιχμή του φορτίου της Κρήτης είναι μεγάλη (περί τα 750 MW), κάτι που σημαίνει πως δε θα ήταν εύκολο να καταργηθούν όλοι οι συμβατικοί σταθμοί, σίγουρα όχι άμεσα, αφού η ζήτηση μόνο υπό κάποιες συγκεκριμένες συνθήκες θα μπορέσει να τροφοδοτηθεί εξ' ολοκλήρου από το ηπειρωτικό σύστημα, ενώ παρέχεται παράλληλα και η απαιτούμενη εφεδρεία. Οι ΑΠΕ ως γνωστόν δε μπορούν να παρέχουν εφεδρεία, γι' αυτό κι η εφεδρεία αποτελεί ακόμη μια προϋπόθεση που πρέπει να καλύπτει η διασύνδεση. Ακόμη κι αν λάβουμε υπ' όψιν τις ανανεώσιμες που μπορούν να καλύψουν ένα ποσοστό της συνολικής ζήτησης, υπάρχει μια σταθερή ελάχιστη ζήτηση που είναι μεγάλη και η οποία ως γνωστόν καλύπτεται μόνο με συμβατικούς σταθμούς που μπορούν να προγραμματίσουν την παραγωγή τους. Επομένως έχει νόημα να λειτουργήσουν και οι συμβατικοί σταθμοί της Κρήτης παράλληλα με τη διασύνδεση και τις ανανεώσιμες, κάτι που δύσκολα θα γινόταν σε ένα μικρότερο νησί με χαμηλότερες ανάγκες, οι οποίες μπορούν να καλυφθούν πλήρως από το κεντρικό δίκτυο χωρίς πρόβλημα. Αυτό σημαίνει ότι στο σύστημα που θα προσομοιώσουμε θα υπάρχουν στο τέλος της γραμμής μαζί με τις ανεμογεννήτριες και συμβατικές γεννήτριες. Από πρόσφατη μελέτη της οποίας

τα αποτελέσματα θα παρουσιάσουμε παρακάτω, μόνο σε ένα σενάριο κατασκευής της διασύνδεσης(που τελικά καταλήγει οικονομικά ασύμφορο) γίνεται δυνατή η εξ' ολοκλήρου απομάκρυνση της τοπικής συμβατικής παραγωγής. Για το λόγο αυτό στην παρούσα εργασία δε θα μελετήσουμε περίπτωση παύσης λειτουργίας όλων των συμβατικών σταθμών.

- Λόγω ακριβώς της παράλληλης λειτουργίας των συμβατικών σταθμών του νησιού κι επειδή το νησί θα λειτουργεί ως επέκταση του συστήματος κι όχι απλά ως φορτίο, δεν αποκλείεται η ροή ενεργού ισχύος από την Κρήτη προς το Λαύριο σε ορισμένες περιπτώσεις. Αυτό όμως, εκτός από το να ξεχωρίζει τη συγκεκριμένη περίπτωση μελέτης, προσθέτει έναν επιπλέον βαθμό πολυπλοκότητας στο σχεδιασμό και τον έλεγχο του μοντέλου.

Το μεγαλύτερο τέτοιου είδους σύστημα στον ελλαδικό χώρο είναι αυτό της Κρήτης. Πέραν του μεγέθους του χαρακτηρίζεται από το ότι είναι εγκατεστημένο στην περιοχή της χώρας που χαρακτηρίζεται από το μεγαλύτερο ρυθμό αύξησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα. Συγκεκριμένα το 2006 η μέγιστη ζήτηση αγγίζει τα 605 MW κατά τους θερινούς μήνες, ενώ κατά τη διάρκεια αυτών των μηνών η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ανεμογεννητριών δεν ξεπερνούσε το 12% της απαραίτητης ενέργειας για το νησί. Κατά τους χειμερινούς και εαρινούς μήνες, η ζήτηση παρουσίαζε σημαντική μείωση με αποτέλεσμα η προερχόμενη από τον άνεμο ηλεκτρική ενέργεια να αγγίζει το 39% του συνόλου. Σημειωτέο ότι το μεγαλύτερο ποσοστό ενέργειας από άνεμο λαμβάνει χώρα στη περιοχή της Σητείας, οπού το 2006 υπήρχαν 12 πάρκα ανεμογεννητριών συνολικής δυναμικότητας 105,9 MW. Την ίδια περίοδο οι εγκαταστάσεις φωτοβολταϊκών πάρκων συνέφεραν ελάχιστα.

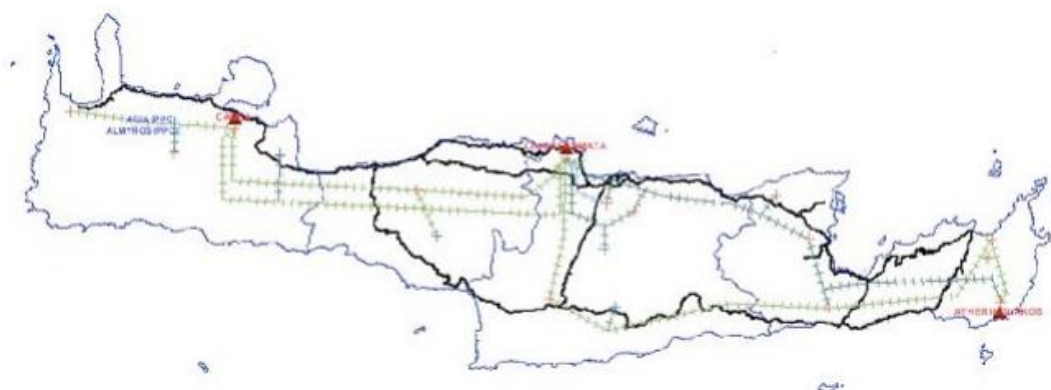
Από τα παραπάνω προκύπτει ότι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στη Κρήτη, κατά το 2006 γινόταν κατά μεγάλο ποσοστό με συμβατικούς τρόπους. Ο παρακάτω πίνακας είναι ενδεικτικός:

**Πίνακας 1: Χαρακτηριστικά των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη Κρήτη (2006)**

Μονάδες πετρελαίου/ μαζούτ	88%
Μονάδες ανεμογεννητριών	12%

Σημειώτέο, ότι το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης παρουσιάζει όλα τα τυπικά χαρακτηριστικά ενός απομονωμένου συστήματος ενέργειας. Το 2006 ο λόγος ελάχιστης προς μέγιστης ζήτησης αγγίζει το 26%. Η παρακάτω εικόνα παρουσιάζει το δίκτυο της Κρήτης:

**Εικόνα 2: Ηλεκτρικό δίκτυο Κρήτης (Σφύρης 2014)**



Το 2014 η κατάσταση παρουσίαζε σημαντικές διαφοροποιήσεις. Η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αγγίζει τις 2.837,8 GWh και βασιζόταν κατά 86% σε παραγωγή από πετρέλαιο (Σφύρης 2014). Οι τρεις βασικοί ηλεκτροπαραγωγικοί σταθμοί ήταν

αυτοί της Ξυλοκαμάρας, των Λινοπεραμάτων και του Αθερινόλακου, δυναμικότητας 348MW, 265MW και 190MW αντιστοίχως, οι οποίοι είναι διασπαρμένοι σύμφωνα με την εικόνα:

**Εικόνα 3: Γεωγραφική θέση μονάδων ηλεκτροπαραγωγής Κρήτης**  
([www.rethymnoguide.gr](http://www.rethymnoguide.gr) 2012, επεξεργασία από τον συγγραφέα)



Παράλληλα το 2014 ο συνολικός αριθμός των πάρκων ανεμογεννητριών είχαν αυξηθεί στα 30, συνολικής δυναμικότητας 185,9MW, ενώ παράλληλα είχαν αρχίσει να εγκαθίστατε οι πρώτες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα, καθώς και παρατηρήθηκε σημαντική ανάπτυξη των φωτοβολταϊκών πάρκων (Σφύρης 2014).

Σε αυτό βοήθησε σημαντικά η υιοθέτηση από πλευράς ευρωπαϊκής ένωσης του στόχου παραγωγής του 20% ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Σε αυτά τα πλαίσια του 2010 η ελληνική κυβέρνηση υπέγραψε με την ευρωπαϊκή ένωση ένα μνημόνιο που σχετιζόταν με το πρόγραμμα Ήλιος, για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές 10000 MW προς εξαγωγή. Συγκεκριμένα το 75% τις παραγόμενης ενέργειας θα προέρχονταν από ανεμογεννήτριες και το υπόλοιπο 25% από ηλιακή ενέργεια. Στο συγκεκριμένο πρόγραμμα η Κρήτη έπαιξε καθοριστικό ρόλο

## **Επισκόπηση του ιστορικού και τεκμηρίωση της αναγκαιότητας της διασύνδεσης**

### **2.1 Ιστορικό της διασύνδεσης**

Η κατασκευή υποβρύχιων διασυνδέσεων των νησιών ξεκίνησε από τη ΔΕΗ τη δεκαετία του '60 στην Κέρκυρα με καλώδια 15 kV, με τη σύνδεση των νησιών του Ιονίου να ολοκληρώνεται τη δεκαετία του '70 με καλώδια των 150 kV.

Μια άλλη σημαντική μελέτη που εκπονήθηκε το 2007 για λογαριασμό της ΡΑΕ μελέτησε σειρά πιθανών διασυνδέσεων και συγκεκριμένα:

1. Επέκταση της υπάρχουσας διασύνδεσης στις Κυκλάδες, με συμπερίληψη της Θήρας και της Ίου.
2. Διασύνδεση των νησιών του βορείου Αιγαίου, και συγκεκριμένα της Λέσβου, της Χίου, της Σάμου, της Λήμνου και της Ικαρίας.
3. Διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό σύστημα.
4. Διασύνδεση των νησιών της Δωδεκανήσου μεταξύ τους.
5. Διασύνδεση της Κρήτης με τα Δωδεκάνησα και την Ηπειρωτική χώρα.

Τα αποτελέσματα της έρευνας ήταν ότι οι παραπάνω διασυνδέσεις είχαν σαφή οικονομικά ωφέλη σε σχέση με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αυτόνομα στο κάθε νησί. Από το παραπάνω εξαιρετικά φιλόδοξο πλάνο το τμήμα που προχώρησε είναι η ανάπτυξη 28 αιολικών πάρκων στα νησιά του βορειοανατολικού Αιγαίου και η ταυτόχρονη διασύνδεση τους με το ηπειρωτικό σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Το συγκεκριμένο έργο αποτελεί την πολύ συζητημένη «Αιγαία ζεύξη».

Όσον αφορά την Κρήτη, η πρώτη μελέτη έγινε το 1968 και κατέληξε στο συμπέρασμα πως, με τα δεδομένα της εποχής, ήταν οικονομικά ασύμφορη η πραγματοποίηση της διασύνδεσης τουλάχιστον για μια δεκαετία. Καθοριστικό παράγοντα στην απόφαση αυτή έπαιξε το πολύ μεγάλο (απαγορευτικό για την εποχή) βάθος πόντισης των καλωδίων. 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. Επόμενες μελέτες πραγματοποιήθηκαν στα τέλη της δεκαετίας του '80, στις οποίες αναθεωρήθηκαν τα στοιχεία κόστους, λήφθηκαν υπόψη τα αποτελέσματα μελετών της μορφολογίας του βυθού, και εξετάστηκαν οι διάφορες διαθέσιμες εναλλακτικές για τη διασύνδεση (ισχύς συνδέσμου, συνεχής τάση κ.ο.κ.). Για να γίνει κατανοητή η κύρια αιτία για την οποία το έργο της διασύνδεσης της Κρήτης, αλλά και των άλλων νησιών, δεν έχει προχωρήσει μέσα σε τόσο μεγάλο χρονικό διάστημα, πρέπει το ζήτημα να εξεταστεί κι από την οικονομική του σκοπιά. Συγκεκριμένα, ενώ υπάρχει αναμφισβήτητη η τεχνολογία, η τεχνογνωσία και το ανθρώπινο δυναμικό για την ολοκλήρωση ενός τέτοιου έργου κι ενώ από καθαρά τεχνικής πλευράς η διασύνδεση στις περισσότερες περιπτώσεις είναι πια η καλύτερη εναλλακτική που είναι διαθέσιμη, εντούτοις δεν εκδηλώνεται έντονο επενδυτικό ενδιαφέρον για το έργο. Σημαντική αιτία είναι το γεγονός ότι οποιαδήποτε εξοικονόμηση προκύψει από τη διασύνδεση (κυρίως από τη μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής) θα μεταφερθεί σε όλους τους καταναλωτές κι όχι στη ΔΕΗ ή τον οποιοδήποτε επενδυτή, αφού οι προηγούμενοι επωμίζονται το επιπλέον κόστος της ηλεκτροπαραγωγής στα νησιά μέσω των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας που ενσωματώνονται σε κάθε λογαριασμό.



Επομένως δεν υπάρχει κάποιο άμεσο κέρδος για τον επενδυτή. Επειδή λοιπόν το θέμα της διασύνδεσης (με την Κρήτη τουλάχιστον) βρίσκεται ακόμα στο ερευνητικό στάδιο, οι προοπτικές ανάπτυξης του συστήματος του νησιού καλύπτουν στόχους και σε μεσοπρόθεσμο βάθος χρόνου. Αυτό σημαίνει πως, μεσοπρόθεσμα, καλύπτεται η αύξηση της ζήτησης με νέες συμβατικές μονάδες πετρελαίου και με ΑΠΕ.

## 2.2 Στόχοι και οφέλη της διασύνδεσης

Τις τελευταίες δεκαετίες, το απομονωμένο σύστημα της Κρήτης παρουσιάζει σημαντικά προβλήματα. Οι κύριες αιτίες για αυτά τα προβλήματα είναι η οριακή κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού το καλοκαίρι, το υψηλό κόστος παραγωγής των μονάδων του νησιού, οι οποίες χρησιμοποιούν Diesel και Μαζούτ ως καύσιμο, αλλά και η παλαιότητα πολλών από αυτές, κάτι που συνεπάγεται χαμηλό βαθμό απόδοσης, μειωμένη διαθεσιμότητα και επιπλέον επιβάρυνση του περιβάλλοντος. Ένα επιπλέον πρόβλημα είναι η μειωμένη διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, παρά το μεγάλο αιολικό και ηλιακό δυναμικό, γεγονός που οφείλεται στα προβλήματα ευστάθειας που μπορεί να δημιουργήσει η υψηλή διείσδυση σε ένα απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα. Ως ενδεχόμενη λύση του προβλήματος εξετάστηκε και η διασύνδεση της Κρήτης με το Διασυνδεδεμένο Σύστημα, αφού θα έχει ως αποτέλεσμα:

- Τη μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και αντιμετώπιση των περιβαλλοντικών προβλημάτων λόγω ρύπανσης μέσω της παύσης της λειτουργίας των συμβατικών σταθμών.

- Την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού εν μέρει από ΑΠΕ, οι οποίες με τη διασύνδεση θα καταφέρουν να αναπτυχθούν ακόμη περισσότερο, και κατά το υπόλοιπο μέρος από τις μονάδες παραγωγής του Διασυνδεδεμένου Συστήματος.
- Τη διοχέτευση του τμήματος της παραγωγής από ΑΠΕ που δεν είναι δυνατόν να απορροφηθεί από το νησί προς το διασυνδεδεμένο σύστημα για την κάλυψη άλλων αναγκών.

Το θέμα της διασύνδεσης αυτόνομων νησιών με το ηπειρωτικό σύστημα επανήλθε στο προσκήνιο τα τελευταία χρόνια, κυρίως λόγω της ωρίμανσης των τεχνολογιών που καθιστούν ένα τέτοιο εγχείρημα όχι μόνο δυνατό αλλά και οικονομικά συμφέρον, και λόγω της αυξανόμενης δραστηριότητας στον τομέα αυτό σε όλες τις χώρες του κόσμου (λ.χ. τα HVDC δίκτυα που κατασκευάζονται στη Βόρεια Θάλασσα). Όσον αφορά την Κρήτη συγκεκριμένα, είναι δεδομένο πως υπάρχει στο νησί πολύ μεγάλο δυναμικό ΑΠΕ, που σε βάθος χρόνου μπορεί να υπερκαλύψει τις ανάγκες του σε ενέργεια, ενώ έχει εκφραστεί ενδιαφέρον κι από πολλούς ιδιώτες επενδυτές. Όμως δεν είναι γνωστός ο αριθμός και ο ρυθμός ανάπτυξης των εγκαταστάσεων ΑΠΕ που μπορούν να πραγματοποιηθούν, κυρίως λόγω της αβεβαιότητας των αδειοδοτήσεων. Λόγω αυτής της αβεβαιότητας, στις περισσότερες μελέτες που έχουν γίνει εξετάζονται διάφορα σενάρια διείσδυσης, τυπικά 50%, 75% και 100% της αιχμής (ΡΑΕ – ΔΕΣΜΗΕ, 2011). Σε κάθε περίπτωση, η υλοποίηση του έργου εξυπηρετεί κυρίως τις ενεργειακές ανάγκες της Κρήτης, θα έχει όμως θετικές επιπτώσεις και στο διασυνδεδεμένο σύστημα, αφού η πλεονάζουσα ενέργεια του νησιού θα καλύπτει μέρος των αναγκών του. Οι βασικοί στόχοι που τίθενται σε ένα τέτοιο έργο είναι οι εξής:

- Μείωση του κόστους παραγωγής ενέργειας που θα οδηγήσει στη μείωση του ετήσιου κόστους των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας, σχεδόν το 50% του οποίου οφείλεται στην ηλεκτροδότηση της Κρήτης.
- Μείωση περιβαλλοντικών επιπτώσεων από την ηλεκτροπαραγωγή στο νησί.
- Εξασφάλιση ομαλής και αξιόπιστης τροφοδότησης του νησιού.
- Μέγιστη αξιοποίηση του μεγάλου δυναμικού ΑΠΕ του νησιού που δεν είναι δυνατή χωρίς τη διασύνδεση. Η αξιοποίηση αυτή οδηγεί στη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης από εισαγόμενα καύσιμα, και στην ενίσχυση των στόχων για μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ και μείωση εκπομπών CO<sub>2</sub>.

### 2.3 Σενάρια ανάπτυξης του συστήματος

Κατά περιόδους έχουν εξεταστεί διάφορα σενάρια για την ανάπτυξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης. Τα σενάρια αυτά είναι δυνατόν να χωριστούν σε δύο βασικές κατηγορίες (ΡΑΕ – ΔΕΣΜΗΕ, 2011). Σε αυτά που έχουν να κάνουν με την αυτοδύναμη ανάπτυξη της ηλεκτροπαραγωγής στη Κρήτη, και σε αυτά που προϋποθέτουν ηλεκτρική διασύνδεση.

Η αυτοδύναμη ανάπτυξη της Κρήτης, περιλαμβάνει δύο εναλλακτικά σενάρια:

- Το σενάριο της ανάπτυξης με βάση το diesel και το μαζούτ και,
- Το σενάριο της ανάπτυξης με βάση το φυσικό αέριο

Τα δύο αυτά σενάρια απλά αναφέρονται και δεν θα αναλυθούν σε βάθος καθώς δεν αποτελούν αντικείμενο της παρούσας εργασίας.

Το σενάριο της ηλεκτρικής διασύνδεσης έχει συζητηθεί κατά κόρον στα προηγούμενα κεφάλαια και μέσα σε αυτό είναι δυνατόν να εντοπιστούν διάφορα υποσενάρια.

Όσον αφορά το πρώτο, δηλαδή στην διασύνδεση της Κρήτης με την Πελοπόννησο, συγκεκριμένα από την Κορακιά της Κρήτης στη Μεγαλόπολη της Πελοποννήσου. Ο αρχικός προγραμματισμός προέβλεπε την ολοκλήρωση του έργου και την έναρξη λειτουργίας το 2017. Το σενάριο βέβαια προβλέπει αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στο σύστημα σταδιακά έως το 2025. Από τη χρονική στιγμή αυτή και μετά οι ισχύς των ΑΠΕ αναμένεται σταθερή.

Επίσης, το σενάριο προβλέπει ότι η εφεδρεία ηλεκτρικού ρεύματος στη Κρήτη θα πρέπει να ισούται με το 90% αυτού που απαιτείται σε περίοδο αιχμής. Απαραίτητη προϋπόθεση για αυτό είναι η εγκατάσταση επιπλέον ισχύος στη Κρήτη, δηλαδή αεριοστρόβιλων, δεδομένου του ότι σημαντικό μέρος των μονάδων θα αποσυρθεί λόγω παλαιότητάς, όπως προβλέπει το Πρόγραμμα Ενεργειακής Απένταξης Μονάδων της ΔΕΗ. Επίσης προϋποτίθεται ότι καθ' όλη τη διάρκεια της περιόδου εφεδρείας η ατμοηλεκτρικές μονάδες που βρίσκονται στο νησί θα λειτουργούν κατ' ελάχιστον. Το συνολικό οικονομικό κόστος αναμένεται να αγγίξει τα 329 εκατομμύρια Ευρώ.

Στο δεύτερο σενάριο η διασύνδεση προβλέπεται να γίνει μεταξύ Κορακιάς Κρήτης και Αττικής. Ο χρονικός ορίζοντας παραμένει στο 2017, η βασική διαφορά είναι ότι η διασύνδεση προβλέπεται να γίνει με δύο καλώδια 500 MW έκαστο. Η διείσδυση των ΑΠΕ προϋποτίθεται παρόμοια με αυτή του προηγούμενου σεναρίου, όπως επίσης και η υπόθεση περί του ότι εφεδρεία απαιτείται να είναι στο 90% της αιχμής, κάτι που σημαίνει να χρειαστεί εγκατάσταση ισχύος στο διασυνδεδεμένο σύστημα για την κάλυψη των αναγκών της διασύνδεσης. Μάλιστα, η ισχύς που θα χρειαστεί είναι ελαφρώς μεγαλύτερη. Το συνολικό κόστος υπολογίζεται σε 787 εκατομμύρια Ευρώ.

Το τρίτο σενάριο (ταυτόχρονη διασύνδεση με Αττική και Πελοπόννησο) προβλέπει ως έτος ολοκλήρωσης το 2017, ενώ εμπεριέχει παρόμοιες υποθέσεις για την διείσδυση των ΑΠΕ και την εφεδρεία που πρέπει να υπάρχει στο νησί. Πρόκειται προφανώς για το ακριβότερο εκ των τριών σεναρίων με το συνολικό κόστος να αναμένεται να αγγίξει τα 1401 εκατομμύρια Ευρώ.

#### **2.4 Αναγκαιότητα διασύνδεσης**

Όπως προαναφέρθηκε, η αναγκαιότητα διασύνδεσης των νησιών της Ελλάδας με το ηπειρώτικο σύστημα άρχισε να συζητάτε πριν από περίπου πενήντα χρόνια. Συγκεκριμένα για την Κρήτη η πρώτη μελέτη έγινε το 1968 αλλά κατέληξε στο συμπέρασμα ότι η διασύνδεση δεν ήταν οικονομικά συμφέρουσα με βάση τα δεδομένα της εποχής.

Τα τελευταία χρόνια το θέμα εντάθηκε, λόγω των ελλείψεων ηλεκτρικής ενέργειας που παρουσιάζονται στο νησί, ενώ η τεχνολογική εξέλιξη το καθιστά εφικτό και οικονομικά βατό. Παράλληλα η σημαντική εμπειρία που αποκτήθηκε με την πραγματοποιηθείσα ηλεκτρική διασύνδεση μεταξύ Ελλάδας και Ιταλίας βοήθησε στην ωρίμανση του στόχου. Εξάλλου παρόμοιας φύσης διασυνδέσεις έχουν λάβει χώρα σε σειρά χωρών όπου έγινε διασύνδεση αυτόνομων συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εξαιρετικά απομακρυσμένων περιοχών και νησιών με κεντρικά συστήματα. Οι συγκεκριμένες διασυνδέσεις ολοκληρώθηκαν με απόλυτη επιτυχία και τα οφέλη ήταν σημαντικότερα.

Η διεθνής πρακτική στο συγκεκριμένο θέμα έχει καταδείξει ότι η διασύνδεση απομονωμένων νησιών με τα Ηπειρώτικα συστήματα, ή ακόμα και κρατών μεταξύ τους

μπορεί να αποφέρει σημαντικότερα οφέλη. Χαρακτηριστικές διασυνδέσεις είναι αυτές της Ιταλίας με τη Σαρδηνία, της Μαγιόρκας με την Ισπανία, της Εσθονίας με την Φινλανδία και φυσικά την Νορβηγίας με την Ολλανδία (Nor Ned).

Παράλληλα τα τελευταία χρόνια παρατηρείται αύξηση των διακρατικών διασυνδέσεων.

Όσον αφορά τις διασυνδέσεις τις οποίες μετείχε η Ελλάδα (ΑΔΜΗΕ, 2013), χαρακτηριστικές είναι οι διασυνδέσεις Ελλάδας- ΠΓΔΜ, μέσο γραμμής απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό 400KV, μεταξύ ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και Dubrono, καθώς επίσης και μιας ίδιας παρόμοιας γραμμής μεταξύ ΚΥΤ Μελίτης και Bitola. Επίσης η Ελλάδα συνδέεται με την Αλβανία με γραμμή παρόμοιας με της σύνδεσης με τα Σκόπια, που ξεκινά από το ΚΥΤ Καρδιάς και καταλήγει στο Zemblak της Αλβανίας, καθώς επίσης και με μια γραμμή μεταξύ Μούρτου και Bistrice ισχύος 150KV. Επίσης η Ελλάδα συνδέεται με την Βουλγαρία με γραμμή ισχύος 400KV μεταξύ ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και Blagoevgrad. Από το 2008 υπάρχει σύνδεση Ελλάδας Τουρκίας. Και συγκεκριμένα μεταξύ Φιλίππων- Νέας Σάντας- Babaeski. Η συγκεκριμένη γραμμή μεταφοράς τυγχάνει γραμμή διπλού κυκλώματος στο τμήμα Φιλίππων- Νέας Σάντας και μονή στο τμήμα Νέας Σάντας- babaeski. Η συγκεκριμένη διασύνδεση λειτουργεί με σχετικά μικρή ισχύει λογο σειράς τεχνικών θεμάτων που έχουν παρατηρηθεί. Ο παρακάτω πίνακας συνοψίζει τις διασυνδέσεις της Ελλάδας με τις γειτονικές χώρες που περιεγράφηκαν παραπάνω και παράλληλα αποδεικνύει, ότι τόσο για τεχνικούς όσο και για άλλους λόγους, όπως οι συνθήκες συνωστισμού και οι μη σταθεροί κανόνες στις ενεργειακές αγορές των χωρών αυτών, η εμπορικά διαθέσιμη ικανότητα μεταφοράς δεν αγγίζει ούτε κατά διάνοια την ονομαστική ικανότητα. Έτσι, όπως παρατηρείται στη σύνδεση μεταξύ Ελλάδας- Τουρκίας η εμπορικά διαθέσιμη ικανότητα μεταφοράς είναι 130 MW, ενώ θα μπορούσε να αγγίζει τα 600

MW.αντίστοιχα η γραμμή Ελλάδας- Αλβανίας παρουσιάζει εμπορική ικανότητα μεταφοράς 100 MW ενώ θα μπορούσε να αγγίζει και τα 700MW. Παρόμοια είναι η κατάσταση στη σύνδεση Ελλάδας- ΠΓΔΜ, ενώ οι μονές γραμμές μεταφοράς στις οποίες η εμπορική και η μεταφορική ικανότητα προσεγγίζουν η μια την άλλη είναι αυτές τις Ελλάδας- Ιταλίας και της Ελλάδας- Βουλγαρίας.

**Πίνακας 2: Διασυνδέσεις της Ελλάδας με τις γειτονικές χώρες. (ΑΔΜΗΕ, 2013)**

<b>Διασύνδεση</b>	<b>Γραμμές Μεταφοράς</b>	<b>Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς</b>	<b>Εμπορικά Διαθέσιμη Ικανότητα μεταφοράς</b>
<b>Ελλάδα-Βουλγαρία</b>	1 ΓΜ AC400kV	500---600MW	500 MW
<b>Ελλάδα - ΠΓΔΜ</b>	2 ΓΜ AC400kV	2 x (500-600)MW	0 – 250 MW
<b>Ελλάδα - Αλβανία</b>	1 ΓΜ AC400KV	500 - 800MW	0 – 100 MW
	1ΓΜ AC150kV	100MW	0 MW
<b>Ελλάδα - Ιταλία</b>	1 HVDC 400kV	500MW	500 MW
<b>Ελλάδα - Τουρκία</b>	1 ΓΜ AC400kV	500 - 600MW	130 MW

**Εικόνα 4: Σχηματικό διάγραμμα των διασυνδεδεμένων συστημάτων των Βαλκανίων. (πηγή: ΑΔΜΗΕ, 2013)**



Η σημαντικότερη ίσως ενεργειακή διασύνδεση της Ελλάδας με άλλη χώρα είναι αυτή με την Ιταλία. Είναι άλλωστε η μοναδική διασύνδεση που παρουσιάζει ομοιότητες του ηπειρωτικού συστήματος με την Κρήτη, καθώς τμήμα της τυγχάνει υποβρύχιο. Συγκεκριμένα η διασύνδεση περιλαμβάνει δυο σταθμούς μετατροπής HVDC 400KV ικανότητας 500MW, 45 χιλιόμετρα εναέριας σύνδεσης στο έδαφος της Ιταλίας και 107 χιλιόμετρα στο έδαφος της Ελλάδος.

Η πρώτη μελέτη για διασύνδεση της Κρήτης ανατέθηκε από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) στο εθνικό Μετσόβιο πολυτεχνείο το 2006. Κατά την μελέτη αυτή εξετάστηκε η διασύνδεση Κρήτης με δυο ανεξάρτητα κυκλώματα DC 2\*350MW και



τη διατήρηση της τοπικής παραγωγής σε κατάσταση ψυχρής εφεδρείας. Η μελέτη αυτή επικαιροποιήθηκε δυο χρόνια αργότερα ενώ το 2011 ακολούθησε νέα μελέτη από την ΔΕΣΜΙΕ, η οποία είναι κ η πλέον επίκαιρη. Ουσιαστικά πρόκειται για συνέχεια της «μελέτης διασυνδέσεων των νησιών του Αιγαίου στο ηπειρώτικο σύστημα- Φάση Α» του 2010, που έλαβε χώρα με απόφαση του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Κλιματικής Αλλαγής.

Ο βασικός στόχος της μελέτης ήταν αφενός να αναλύσει τεχνοοικονομικά το έργο της διασύνδεσης της Κρήτης με την ηπειρωτική Ελλάδα, αλλά και να συγκρίνει την αποτελεσματικότητα της διασύνδεσης, από κάθε πλευρά με ενδεχόμενες άλλες εναλλακτικές λύσεις, όπως η περεταίρω ανάπτυξη του αυτόνομου συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού με βάση είτε το πετρέλαιο είτε το υγροποιημένο φυσικό αέριο. Παράλληλα στην μελέτη εξεταστήκαν όλοι οι παράμετροι ώστε η καλύτερη και πλέον συμφέρουσα λύση να βρεθεί. Στο σημείο αυτό κρίνεται σκόπιμο να αναφερθούν οι βασικοί στόχοι ενός τέτοιου εγχειρήματος :

1. Δεδομένων των σοβαρών προβλημάτων που υπάρχουν στην τροφοδότηση του νησιού, βασικό στόχο αποτελεί η ομαλοποίηση της όλης καταστάσεως.
2. Η επιβαρυνμένη ατμόσφαιρα της νήσου σε συνδυασμό με το ότι αποτελεί τουριστικό προορισμό θέτει ως έναν εκ των βασικών στόχων τον δραστικό περιορισμό των περιβαντολογικών επιπτώσεων.
3. Ο παραπάνω στόχος συνδυάζεται απόλυτα με τις τεράστιες δυνατότητες που παρουσιάζει η Κρήτη στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Είναι προφανές ότι η πλήρης αξιοποίηση των δυνατοτήτων αυτών δεν καθιστάτε εφικτή χωρίς διασύνδεση. Από την άλλη είναι δεδομένο ότι το νησί μπορεί να καλύπτει κατά κύριο λόγο από ηλεκτρική ενεργεία που θα παράγειτε μέσο ανανεώσιμων πηγών, με το υπόλοιπο μέρος της απαραίτητης ενέργειας να

εισάγετε στο νησί μέσω του διασυνδεδεμένου συστήματος. Ταυτόχρονα η υπερβάλλουσα ηλεκτρική ενέργεια μέσω ανανεώσιμων πηγών θα μπορούσε κάλλιστα να χρησιμοποιηθεί για την κάλυψη των αναγκών του διασυνδεδεμένου συστήματος. Με τα παραπάνω επιτυγχάνεται ταυτόχρονα η μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της Κρήτης, η συμβολή στην επίτευξη των ενεργειακών στόχων της χώρας και βέβαια τα αυτονόητα οφέλη για το περιβάλλον.

4. Καθόλου ευκαταφρόνητο βέβαια δεν είναι και το οικονομικό όφελος του έργου. Η αντικατάσταση των ντόπιων μονάδων παραγωγής, που βασίζονται κυρίως στο πετρέλαιο από μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και εισαγωγής ρεύματος θα συμβάλει καθοριστικά στην μείωση του κόστους που υπάρχει τη δεδομένη στιγμή.

Λογικό σημείο εκκίνησης αποτελεί η εκτίμηση του ύψους της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και ισχύος στην Κρήτη από 2654 GWh το 2005 και 3014 GWh το 2010, προβλέπεται να φτάσει τις 5700 GWh το 2040. Αναμένεται λοιπόν υπερδιπλασιασμός σε διάστημα 35 χρονών. Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει της εξέλιξη της ζήτησης σύμφωνα με τη μελέτη της ΑΣΔΜΗΕ

**Πίνακας 3: Εκτίμηση εξέλιξης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και ισχύος Κρήτης (ΡΑΕ – ΔΕΣΜΗΕ, 2011)**

Έτος	Ζήτηση Ενέργειας [GWh]	Ετήσιος ρυθμός αύξησης %	Μέση Ωριαία Αιχμή MW	Σ.Φ.
2005	2654		560	54.1
2006	2832	6.7	605	53.4
2007	2961	4.5	650	52.0
2008	3047	2.9	633	54.9
2009	2989	-1.9	618	55.2
2010	3014	0.8	638	53.9
2020	4000	2.7	840	54.3
2030	4900	2.1	1000	55.9
2040	5700	1.5	1150	56.5

Είναι ιδιαίτερος σημαντικό να παρατήρηση κανείς ότι ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης αγγίζει το 2,41% ενώ το 2040 η μέση ωριαία ζήτηση σε περίοδο αιχμής αναμένεται να φτάσει τα 1150 MW. Η μελέτη του ΑΣΔΜΗΕ έχει εκτιμήσει ότι οι συνθήκες μέγιστου και ελάχιστου ωριαίου φορτίου από 780 MW και 190 MW το 2017 θα εξελιχθεί σε 1150 MW και 275 MW το 2040

Η μελέτη λαμβάνει υπόψη 3 βασικά σενάρια (ΡΑΕ – ΔΕΣΜΗΕ, 2011). Το πρώτο προβλέπει ισχύς ηλεκτρικού ρεύματος από ανανεώσιμες πηγές 1000 MW μέχρι το 2025, το δεύτερο 1535 MW, και το τρίτο 2135 MW. Τα 3 σενάρια προβλέπουν αντιστοίχως πως μέχρι το 2040 η ισχύς της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ θα παραμείνει στα ίδια επίπεδα με το 2025.

Επιπρόσθετος η μελέτη καθόρισε τον τρόπο διασύνδεσης της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα. Συγκεκριμένα ο ακριβής τύπος του σύνδεσμού DC που θα εγκατασταθεί στο νησί. Και βέβαια η διαμόρφωση του δικτύου 150 KV στην Κρήτη. Βάσει της μελέτης η προσαιγιάλωση των υποβρύχιων καλωδίων μπορεί να γίνει είτε στο νομό Ρεθύμνης και συγκεκριμένα στη θέση Κορακιά- Γαληνών, είτε στα βορειοδυτικά του νησιού και

συγκεκριμένα στο Ακρωτήρι Σπάθα, σημείο που παρουσιάζει ένα βασικό πλεονέκτημα δεδομένου του ότι η μορφολογία του βυθού οδηγεί στην ελαχιστοποίηση του υποβρύχιου καλώδιου. Η άλλη παράμετρος που πρέπει να εξεταστεί είναι το σημείο διασύνδεσης στην ηπειρωτική χώρα. Όσον αφορά αυτό, η μελέτη του ΑΣΔΜΗΕ εξετάζει δυο διαφορετικά σημεία, και συγκεκριμένα την Πελοπόννησο (Μονεμβασιά), και την Αττική. Στη μεν πρώτη περίπτωση το ΚΥΤ θα κατασκευαστεί στη Μεγαλόπολη και θα υπάρχει και τμήμα εναέριας διασύνδεσης. Στη δεύτερη περίπτωση δίνετε να χρησιμοποιηθεί το ΚΥΤ Αχαρνών.

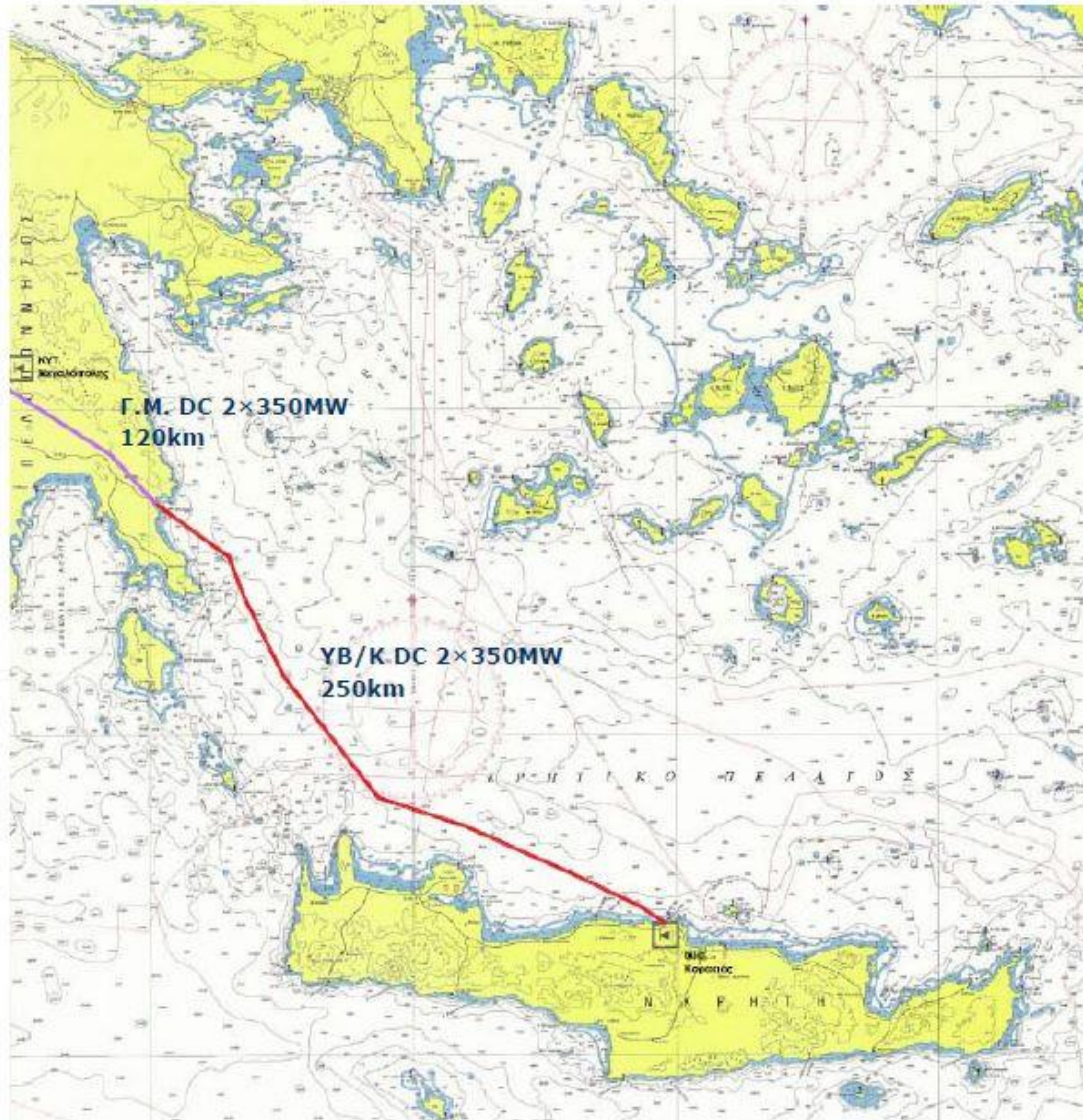
Σε ότι αφορά τον σύνδεσμο DC η τεχνολογία του βασίζεται σε μετατροπείς πηγής τάσης που ακολουθεί τη βασική δομή του συμβατικού συστήματος HVDC. Για τον σύνδεσμο DC χρησιμοποιούνται 2 συνδεσμολογίες. Ένας απλός σύνδεσμος αποτελούμενος από 2 αγωγούς υψηλής τάσης διαφορετικής πολικότητας και ένα μετατροπέα σε κάθε άκρο του συνδέσμου, καθώς και έναν υβριδικό σύνδεσμο που θα αποτελείται από 2 αγωγούς υψηλής τάσης, 1 καλώδιο μεσαίας τάσης και 2 μετατροπείς σε κάθε άκρη του συνδέσμου. Βάσει των παραπάνω αναλύονται παρακάτω τα βασικά σενάρια της μελέτης.

Η τεχνοοικονομική μελέτη της ΡΑΕ και του ΔΕΣΜΗΕ το 2011 (Μελέτη Ανάπτυξης του Ηλεκτρικού Συστήματος της Κρήτης-Διασύνδεση με το Ηπειρωτικό Σύστημα) εξέτασε 3 σενάρια ανάπτυξης με διασύνδεση:

Το πρώτο σενάριο αναφέρεται στη διασύνδεση Κρήτης – Πελοποννήσου. Η διαδρομή που θα ακολουθεί είναι από την Κορακιά του νομού Ρεθύμνης ως τη Μονεμβασιά συνολικού μήκους 370 χιλιομέτρων, εν των οποίων τα 250 θα καλυφθούν με υποβρύχιο καλώδιο ενώ τα 120 με εναέριο (έως Μεγαλόπολη). Το συγκεκριμένο σενάριο περιλαμβάνει και κατασκευή του ΚΥΤ Μεγαλόπολης που αναφέρετε παραπάνω, ενώ

σύμφωνα με τον προηγούμενο πίνακα η ηλεκτρική ενέργεια που θα παράγεται από ΑΠΕ αναμένεται να φτάσει τα 1000 MW. Ο υβριδικός σύνδεσμος DC που θα χρησιμοποιηθεί θα είναι ικανότητας 2\*350 MW. Σύμφωνα με το σενάριο η συμβατική παραγωγή στο νησί θα διατηρηθεί σε ψυχρή εφεδρεία, ώστε να χρησιμοποιηθεί σε περίπτωση βλάβης του συστήματος. Η διαδρομή που προβλέπει το σενάριο Α φαίνεται στο παρακάτω εικόνα.

**Εικόνα 5: Διασύνδεση Κρήτης με το Σύστημα – Σενάριο Α (ΡΑΕ – ΔΕΣΜΗΕ, 2011)**



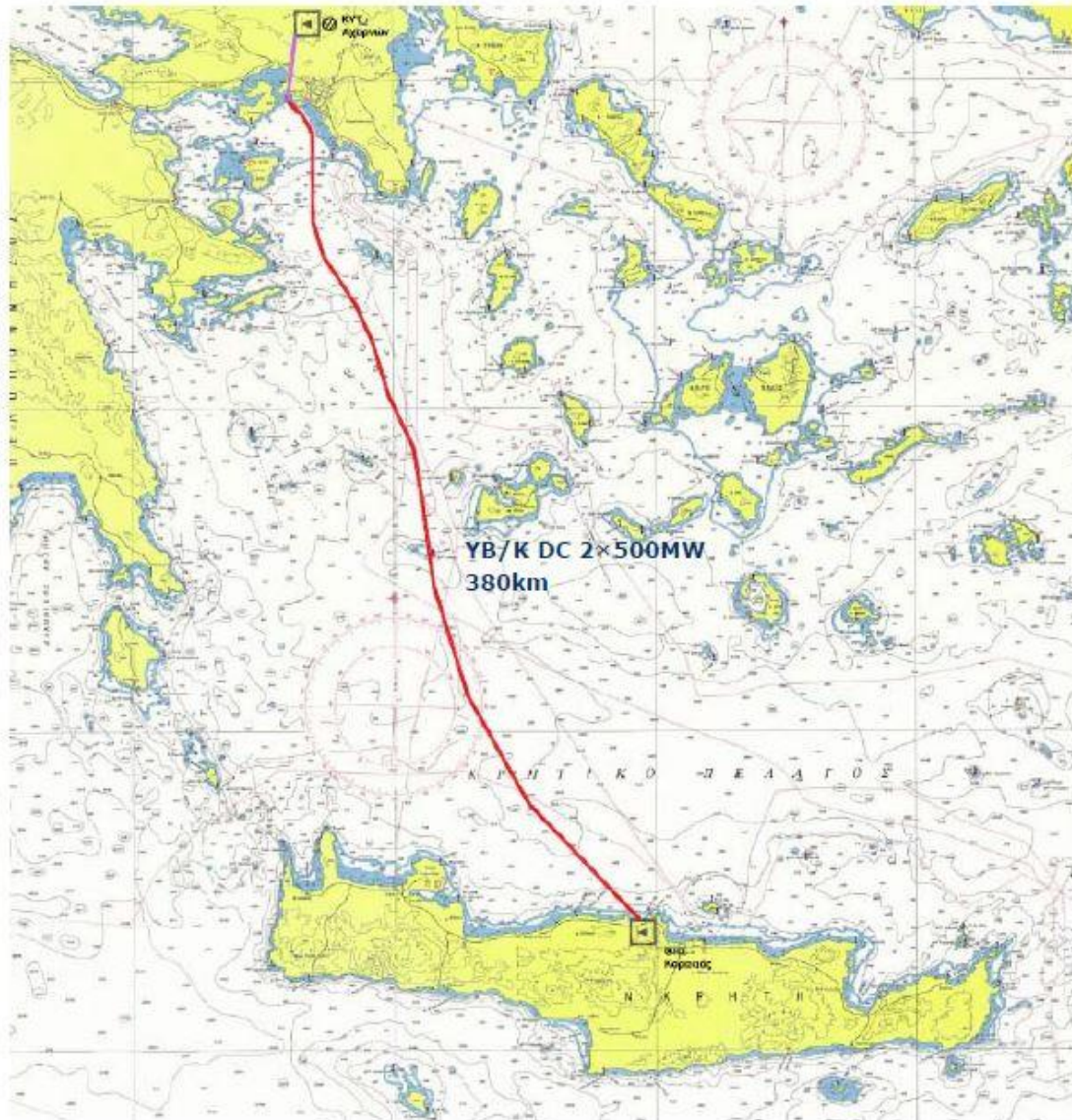
Το δεύτερο σενάριο περιλαμβάνει τη διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική και τη Πελοπόννησο και χωρίζεται σε 2 υπό-σενάρια:

1. Διασύνδεση Αττικής- Κρήτης
2. Διασύνδεση Αττικής και Πελοπόννησου με Κρήτη

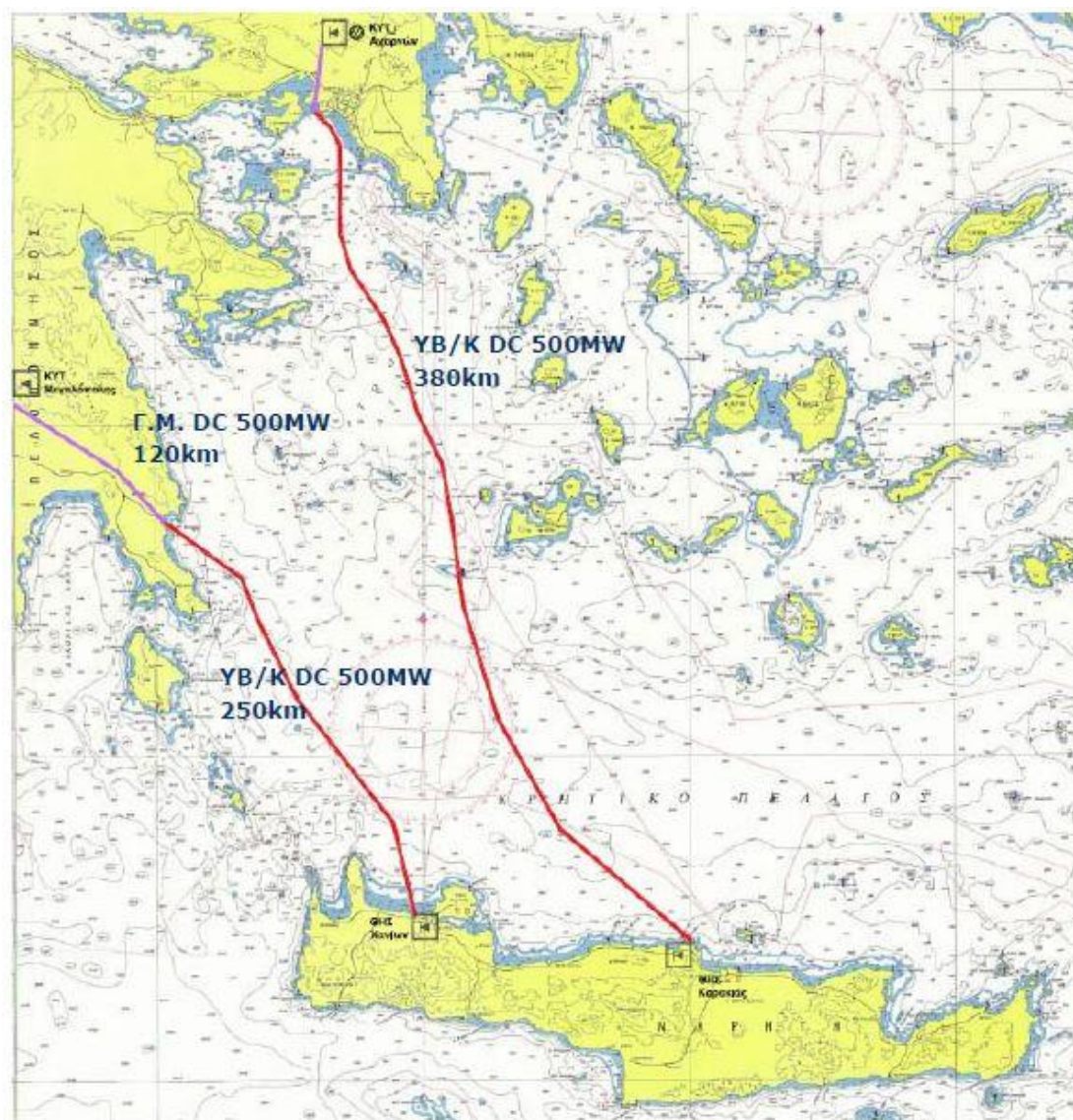
Η ακριβής διαδρομή φαίνεται στις παρακάτω εικόνες.



Εικόνα 6: Διασύνδεση Κρήτης με το Σύστημα – Σενάριο Β1 (ΡΑΕ – ΔΕΣΜΗΕ, 2011)



**Εικόνα 7: Διασύνδεση Κρήτης με το Σύστημα – Σενάριο B2 (ΡΑΕ – ΔΕΣΜΗΕ, 2011)**



Συγκεκριμένα το 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).



Για το σενάριο B2, προβλέπεται διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική και την Πελοπόννησο σε δύο στάδια με δύο απλούς συνδέσμους DC ικανότητας  $2 \times 500 \text{ MW} = 1000 \text{ MW}$ . Ο πρώτος σύνδεσμος 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 KYT της Αττικής (πιθανώς KYT Αχαρνών). Ο δεύτερος σύνδεσμος, ο οποίος προβλέπεται να εγκατασταθεί σε 2ο στάδιο, ανάλογα με την εξέλιξη της ζήτησης και την πορεία των επενδυτικών σχεδίων ΑΠΕ, 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 KYT Μεγαλόπολης.

Το σενάριο Γ είναι πανομοιότυπο με το B2, με μόνη διαφορά πως θα έχουμε γραμμές  $2 \times 1000 \text{ MW} = 2000 \text{ MW}$ . στο σενάριο αυτό προβλέπεται έως την εγκατάσταση του δεύτερου συνδέσμου να διατηρηθεί σημαντική συμβατική παραγωγή στο νησί σε ψυχρή εφεδρεία (σε ποσοστό 100% της ετήσιας αιχμής φορτίου), προκειμένου να διασφαλίζεται η τροφοδότησή του σε όλες τις περιπτώσεις βλαβών, συμπεριλαμβανομένης και της απώλειας του συνδέσμου DC, δεδομένου ότι τα καλωδιακά του τμήματα έχουν κοινή όδευση, ενώ τα εναέρια αναρτώνται επί κοινού φορέα. Μετά την εγκατάσταση του 2ου συνδέσμου DC είναι δυνατή η σταδιακή απομάκρυνση έως και του συνόλου της τοπικής συμβατικής παραγωγής.

Τα αποτελέσματα της ανωτέρω ανάλυσης έχουν ως εξής:

- 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. Αυτό συμβαίνει διότι έχει

χαμηλότερο συνολικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής και επιτρέπει μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ.

- Επιπλέον, η διασύνδεση με το διασυνδεδεμένο σύστημα πλεονεκτεί έναντι της αυτόνομης ανάπτυξης με κάποιο καύσιμο γιατί δε δεσμεύει την ηλεκτροδότηση του νησιού με ένα αποκλειστικό, εισαγόμενο καύσιμο του οποίου η τιμή κυμαίνεται διεθνώς. Αντιθέτως, η διασύνδεση επιτρέπει στο σύστημα του νησιού να επωφελείται άμεσα από τις εξελίξεις και τεχνολογικές καινοτομίες που μπορεί να προκύψουν στο μέλλον από ένα διασυνδεδεμένο δίκτυο στην Ευρώπη.

Όσον αφορά στα τρία σενάρια:

- Το σενάριο Α παρουσιάζει ελάχιστο κόστος επένδυσης και συνολικό κόστος αλλά και υψηλό συντελεστή εκμετάλλευσης καλωδίου, επομένως αποτελεί τη βέλτιστη οικονομοτεχνική λύση. Τα μειονεκτήματά του, όμως, δεν είναι αμελητέα, καθώς για να πραγματοποιηθεί προαπαιτούμενη ουσιαστικά είναι η επέκταση του δικτύου των 400 kV και στην Πελοπόννησο (αφού πρέπει να έχει ολοκληρωθεί το ΚΥΤ Μεγαλόπολης), ενώ δεν επιτυγχάνεται και η επιθυμητή ανάπτυξη των ΑΠΕ στο νησί.
- Το σενάριο Β (2 x 500 MW) παρουσιάζει ενδιάμεσες τιμές στα παραπάνω σημαντικά μεγέθη (κόστος επένδυσης κλπ.), θεωρείται επομένως μια μεσαία λύση από οικονομοτεχνικής άποψης. Έχει εντούτοις το πλεονέκτημα ότι επιτρέπει υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα.
- Το σενάριο Γ έχει πολύ υψηλό κόστος επένδυσης, υψηλό συνολικό κόστος και πολύ χαμηλό συντελεστή εκμετάλλευσης (19%). Πολύ σημαντικό πλεονέκτημά είναι βέβαια ότι γίνεται δυνατή η παύση της λειτουργίας των συμβατικών σταθμών, πάλι όμως αποτελεί ακραία λύση η οποία δύσκολα μπορεί να

πραγματοποιηθεί. Σύμφωνα λοιπόν με τα δεδομένα της μελέτης αυτής, αλλά και από αντίστοιχες που έχουν πραγματοποιηθεί, καταλήγουν πως η λύση της διασύνδεσης, στα περισσότερα σενάρια που έχει συμπεριληφθεί, παρουσιάζεται ως μια λογική εξέλιξη στο σύστημα της Κρήτης και παράλληλα καταλήγει ως οικονομικότερη λύση από την αυτόνομη ανάπτυξη.

### **3.5 Τοπογραφική και γεωτεχνική μελέτη διασύνδεσης**

Εν τω μεταξύ το 2014 η ΑΔΜΗΕ ανέθεσε στο Πανεπιστήμιο Πατρών και συγκεκριμένα στο εργαστήριο θαλάσσιας γεωλογίας και φυσικής ωκεανογραφίας του τμήματος γεωλογίας την βυθομετρική, τοπογραφική και γεωτεχνική μελέτη τεσσάρων διαφορετικών πιθανών οδεύσεων διασύνδεσης, και συγκεκριμένα:

1. Μέγαρο Αττικής- Εσταυρωμένος Κρήτης
2. Μέγαρο Αττικής- Λινοπεράματα Κρήτης
3. Πέραμα Αττικής- Εσταυρωμένος Κρήτης
4. Πέραμα Αττικής- Λινοπεράματα

Σύμφωνα με τη συγκεκριμένη μελέτη η διασύνδεση με το μικρότερο μήκος, αλλά και με το μικρότερο μήκος ταφής καλωδίων, είναι αυτή της διαδρομής Πέραμα-Εσταυρωμένος. Το βασικό πρόβλημα βέβαια της συγκεκριμένης διαδρομής είναι ότι η περιοχή του Εσταυρωμένου στην Κρήτη είναι στο πρόγραμμα προστασίας φυσικού περιβάλλοντος NATURA, κάτι που προφανώς θα καταστήσει εξαιρετικά δύσκολη την όλη διαδικασία αδειοδότησης, παρά το ότι η συγκεκριμένη διαδρομή κρίνεται ως η οικονομικότερη.

Όσο αναφορά την γεωλογική επικινδυνότητα της συγκεκριμένης διαδρομής, αυτή δεν κρίνεται ως σημαντική, τουλάχιστον στο βαθμό που να είναι επισφαλής η λειτουργία

του καλωδίου, το ίδιο ισχύει για την περίπτωση κατολίσθησης. Είναι ενδιαφέρον το ότι η έρευνα εξετάζει ακόμα τα ισχυρά ρεύματα που επικρατούν στη περιοχή, ενώ καταλήγει στο ότι η ασφάλεια του καλωδίου δε κινδυνεύει ακόμα και στην εξαιρετικά απίθανη περίπτωση της ύπαρξης τσουνάμι.

Σημαντικό στοιχείο αποτελεί το ότι η γραμμή διασύνδεσης, άρα και το καλώδιο διέρχεται από την ευρύτερη περιοχή της Μήλου, οπου παρατηρείτε σχετικά έντονη ηφαιστειακή δραστηριότητα. Για το συγκεκριμένο θέμα η μελέτη περιορίζεται στο να συστήσει περαιτέρω εξειδικευμένη μελέτη.

Ουσιαστικά, και όσον αφορά την περιοχή της Αττικής, στην οποία θα καταλήγει η διασύνδεση, η επιλογή είναι μεταξύ Περάματος και Μεγάρων. Η μελέτη επισημαίνει το ότι και οι δυο περιοχές χαρακτηρίζονται από έντονο οικιστικό χαρακτήρα, κάτι που θέτει σε κίνδυνο την ασφάλεια του καλωδίου χωρίς την ύπαρξη των κατάλληλων μέτρων. Σημειώνεται βέβαια ότι το Πέραμα έχει πιο έντονο οικιστικό χαρακτήρα, σε σχέση με τα Μέγαρα.

Παρά το ότι η συγκεκριμένη μελέτη δεν ασχολείται με το θέμα προτείνει να γίνουν τόσο για το Πέραμα, όσο και για τα Μέγαρα λεπτομερείς μελέτες- έρευνες ώστε να εντοπιστούν τυχόν ναυάγια, βυθισμένα μεγάλα μεταλλικά αντικείμενα όπως άγκυρες οι αλλά υπολείμματα πλοίων, καθώς και να προσδιοριστεί με ακρίβεια το βάθος βύθισης των αγκυρών. Οι παραπάνω έρευνες συνιστώνται ώστε να εκτιμηθεί με βεβαιότητα το βάθος το οποίο πρέπει να ταφεί το καλώδιο, ώστε αφενός να είναι ασφαλές, αφετέρου να είναι εκ των προτέρων γνωστό το ακριβές βάθος, καθώς μια μικρή διαφοροποίηση μπορεί να αυξήσει σημαντικά το κόστος.

Σύμφωνα με το δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας 2014- 2023, όπως αυτό δημοσιεύτηκε στην εφημερίδα της

κυβερνήσεως (αρ. φυλ.556 / 5 Μαρτίου 2014) η διασύνδεση της Κρήτης, σύμφωνα με τον οδικό χάρτη του ΑΔΜΗΕ, αποτελεί στρατηγικό στόχο με ολοκλήρωση πριν το τέλος της τρέχουσας δεκαετίας, ενώ για τη σύνδεση της Κρήτης προβλέπονται τα 4 εναλλακτικά σενάρια που έχουν παραπάνω περιγραφεί. Το θέμα της χρηματοδότησης της διασύνδεσης είναι ιδιαίτερος κρίσιμο, λόγο του κόστους κατασκευής που αναμένεται να αγγίξει τα 800 εκατομμύρια ευρώ. Τα βασικά στοιχεία που πρέπει να ληφθούν υπόψη είναι τα ακόλουθα:

- Η τεχνολογία συνδέσμων DC που θα χρησιμοποιηθεί για το εν λόγω έργο
- Τα μεγέθη των συνδέσμων
- Οι ακριβείς οδεύσεις των υποβρύχιων καλωδίων ή/και των εναέριων γραμμών / υπογείων καλωδίων
- Τα αναγκαία έργα που πρέπει να πραγματοποιηθούν για τη σύνδεση σε ΚΥΤ του ηπειρωτικού συστήματος
- Οι αναγκαίες ενισχύσεις που πρέπει να πραγματοποιηθούν στο σύστημα της Κρήτης.

Το πλάνο ολοκλήρωσης του έργου περιλαμβάνει 12 βήματα:

1. Την οριστικοποίηση των σημείων εκκίνησης της γραμμής από την Κρήτη.
2. Την οριστικοποίηση των σημείων κατάληξης της γραμμής στην ηπειρωτική Ελλάδα
3. Την ολοκλήρωση των μελετών βυθού
4. Την επανεξέταση και επαναξιολόγηση των σύγχρονων τεχνολογιών DC συνδέσμων
5. Την ολοκλήρωση των εξειδικευμένων μελετών δυναμικής και μεταβατικής ευστάθειας.

6. Τον προσδιορισμό των ενισχύσεων του συστήματος της Κρήτης
7. Την ολοκλήρωση του επιχειρηματικού πλάνου και τον καθορισμό της μορφής της χρηματοδότησης.
8. Την επικαιροποίηση της μελέτης βιωσιμότητας.
9. Την έναρξη και ολοκλήρωση της διαδικασίας αδειοδοτήσεων.
10. Τον καθορισμό των τεχνικών προδιαγραφών του έργου.
11. Το στάδιο της διαδικασίας του διαγωνισμού, που περιλαμβάνει την προκήρυξη του, την προετοιμασία, την υποβολή, καθώς και την αξιολόγηση προσφορών.
12. Τέλος το στάδιο της υλοποίησης του έργου, που περιλαμβάνει την κατασκευή του, την περίοδο των δοκιμών και την τελική παραλαβή του.

Όπως προκύπτει από τον πίνακα που ακολουθεί η διάρκεια του κάθε σταδίου υπολογίζεται σε 6 έως 42 μήνες (κάποια στάδια λαμβάνουν χώρα ταυτόχρονα) με ορίζοντα ολοκλήρωσης, δηλαδή παραλαβής του έργου, το 2020. Αυτό βέβαια με την προϋπόθεση ότι δεν υπήρχαν ή δεν υπάρχουν καθυστερήσεις. Είναι χαρακτηριστικό ότι το δεύτερο στάδιο (οριστικοποίηση των σημείων κατάληξης της γραμμής στην ηπειρωτική Ελλάδα) αναμένονταν να ολοκληρωθεί σε διάστημα 12 έως 18 μηνών και σε κάθε περίπτωση έως το τέλος του 2013, ενώ σύμφωνα με δημοσιεύματα του Δεκεμβρίου του 2015 η αρμόδιες αρχές φέρονται να καταλήγουν στη γραμμή Κρήτης Πελοποννήσου αντί αυτής της Κρήτης Αττικής.

Πίνακας 4: προβλεπόμενα στάδια και χρονική διάρκεια σταδίων ολοκλήρωσης έργου διασύνδεσης Κρήτης - Αττικής (ΔΑΜΗΕ, 2013)

α/α	Βήματα Διαδικασίας	Διάρκεια (μήνες)	Έτη							
			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	Οριστικοποίηση σημείων εκκίνησης από την Κρήτη	12-18								
2	Οριστικοποίηση σημείων άφιξης στο Ηπείρωτικό	12-18								
3	Μελέτες Βυθού	6								
4	Επιναπόληση Τεχνολογιών DC Συνδέσμων	6-12								
5	Ειδικές Μελέτες (Δυναμικής και Μητροβατικής Ευστάθειας)	6-12								
6	Προσδιορισμός ενισχυσεων στο Σύστημα της Κρήτης	6-12								
7	Χρηματοδότηση Έργου - Investment Plan	12								
8	Επιχειρησιακή Feasibility Study	12								
9	Αδειοδοτική Διαδικασία	24-36								
10	Τεχνικές προδιαγραφές έργου	12								
11	Διαγωνιστική Διαδικασία (Γεωρκή ρυθί, προετοιμασία, υπ'οψηφή προσφορών)	12								
12	Υλοποίηση - Κατασκευή - Δοκιμές - Παραλαβή	42								

\* Κρίσιμα Βήματα Διαδικασίας

### **3. Αξιολόγηση απόδοσης έργου (εσωτερικός βαθμός απόδοσης – IRR και καθαρή παρούσα αξία –NPV)**

Στη συγκεκριμένη ενότητα θα γίνει προσπάθεια της χρηματοοικονομικής αξιολόγησης της διασύνδεσης της Κρήτης με την ηπειρωτική Ελλάδα με ευρέως χρησιμοποιούμενα εργαλεία, τον Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης Κεφαλαίου (IRR) και την Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV). Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης ορίζεται ως το επιτόκιο προεξόφλησης που μηδενίζει τη χρηματοροή. Με άλλα λόγια είναι το επιτόκιο που εξισώνει την αξία της αρχικής εκροής κεφαλαίου με το σύνολο των μελλοντικών εισροών, βέβαια αναγόμενες σε καθαρή παρούσα αξία. Ο ελάχιστος αποδεκτός Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης ορίζεται από τον επενδυτή. Συνήθως χρησιμοποιείται το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου (WACC). Στη συγκεκριμένη περίπτωση έχει οριστεί στο 8%.

Η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) είναι η διαφορά μεταξύ της παρούσας αξίας, της αρχικής εκροής κεφαλαίου (κεφάλαιο που απαιτείται για την επένδυση) και της παρούσας αξίας των περιοδικών εσόδων.

Το κόστος της επένδυσης (ενεργειακή διασύνδεση Κρήτης - Αττικής) υπολογίζεται από τους εμπλεκόμενους φορείς (ΠΑΕ, ΑΔΜΗΕ) σε 800 εκ. ευρώ. Θεωρείται ότι το 70% αυτού θα προέλθει από δανεισμό με ετήσιο επιτόκιο 6% και περίοδο αποπληρωμής τα 20 χρόνια. Ο μέσος ετήσιος πληθωρισμός αναμένεται να ανέλθει στο 1,5%. Ο παρακάτω πίνακας συνοψίζει τα βασικά στοιχεία και τις υποθέσεις.



**Πίνακας 5: βασικά οικονομικά στοιχεία επένδυσης (διασύνδεση Κρήτης – Αττικής)**

<b>Αρχικό Κεφάλαιο</b>	<b>Κόστος Επένδυσης (€)</b>	<b>800.000.000 €</b>
<b>Δάνειο</b>	<b>Ποσοστό Δανείου</b>	<b>70%</b>
	<b>Επιτόκιο δανείου (%)</b>	<b>6%</b>
	<b>Περίοδος εξόφλησης δανείου (έτη)</b>	<b>20</b>
<b>Λοιπά Οικονομικά μεγέθη</b>	<b>Πληθωρισμός (%)</b>	<b>1,5%</b>
	<b>Επιτόκιο Αναγωγής Ιδίων Κεφαλαίων (%)*</b>	<b>8%</b>

Υποτίθεται ότι οι χρεώσεις για ΥΚΩ που ανέρχονται σε περίπου 390 εκ. ευρώ ετησίως θα αντικατασταθούν από χρώσεις συστήματος ύψους περίπου 85 εκ. ευρώ τον χρόνο, ώστε αφενός να είναι εφικτή η αποπληρωμή του δανείου στο χρονικό πλαίσιο της εικοσαετίας, αφετέρου να καλύπτονται οι τόκοι και τα χρεολύσια. Βέβαια λογο της εξέλιξης της τιμής του πετρελαίου οι χρεώσεις ΥΚΩ θα υποχωρήσουν σημαντικά. Παρά ταύτα ακόμα και μετά από αυτό (υποθέτοντας ότι στο μέλλον θα παρουσιάζουν αύξηση του 3 % ετησίως) με το συνολικό όφελος αναμένεται να είναι τεράστιο όπως προκύπτει από τον παρακάτω πίνακα.

**Πίνακας 6: Σύγκριση Χρεώσεων Συστήματος και Χρεώσεων Υ.Κ.Ω.**

<b>Έτος</b>	<b>Χρεώσεις Συστήματος</b>	<b>Χρεώσεις Υ.Κ.Ω.</b>
<b>0</b>		
<b>1</b>	91.453.351,91	388.559.434,61
<b>2</b>	92.092.801,91	349.703.491,15
<b>3</b>	92.741.843,66	250.000.000,00
<b>4</b>	93.400.621,03	257.500.000,00
<b>5</b>	94.069.280,07	265.225.000,00
<b>6</b>	94.747.968,99	273.181.750,00
<b>7</b>	95.436.838,25	281.377.202,50
<b>8</b>	96.136.040,54	289.818.518,58
<b>9</b>	96.845.730,87	298.513.074,13
<b>10</b>	97.566.066,56	307.468.466,36
<b>11</b>	98.297.207,28	316.692.520,35
<b>12</b>	99.039.315,11	326.193.295,96
<b>13</b>	99.792.554,56	335.979.094,84
<b>14</b>	100.557.092,60	346.058.467,68
<b>15</b>	101.333.098,71	356.440.221,71
<b>16</b>	102.120.744,91	367.133.428,36
<b>17</b>	102.920.205,80	378.147.431,21
<b>18</b>	103.731.658,61	389.491.854,15
<b>19</b>	104.555.283,21	401.176.609,77
<b>20</b>	105.391.262,18	413.211.908,07
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>1.962.228.966,76</b>	<b>6.591.871.769,42</b>

Με βάση τα παραπάνω ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης του έργου υπολογίζεται σε 8,1%, ενώ ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης των ιδίων κεφαλαίων (Equity IRR) σε 15,6%.

Στους πίνακες που ακολουθούν φαίνεται αφενός η διαδικασία του υπολογισμού του IRR καθώς και η εξέλιξη των χρεώσεων συστήματος των τόκων και των χρεολυσίων και των ταμιακών ροών τόσο σε ονομαστικές τιμές όσο και σε καθαρή παρούσα αξία. Η εξέλιξη των τελευταίων αποτυπώνεται και στα διαγράμματα που ακολουθούν.

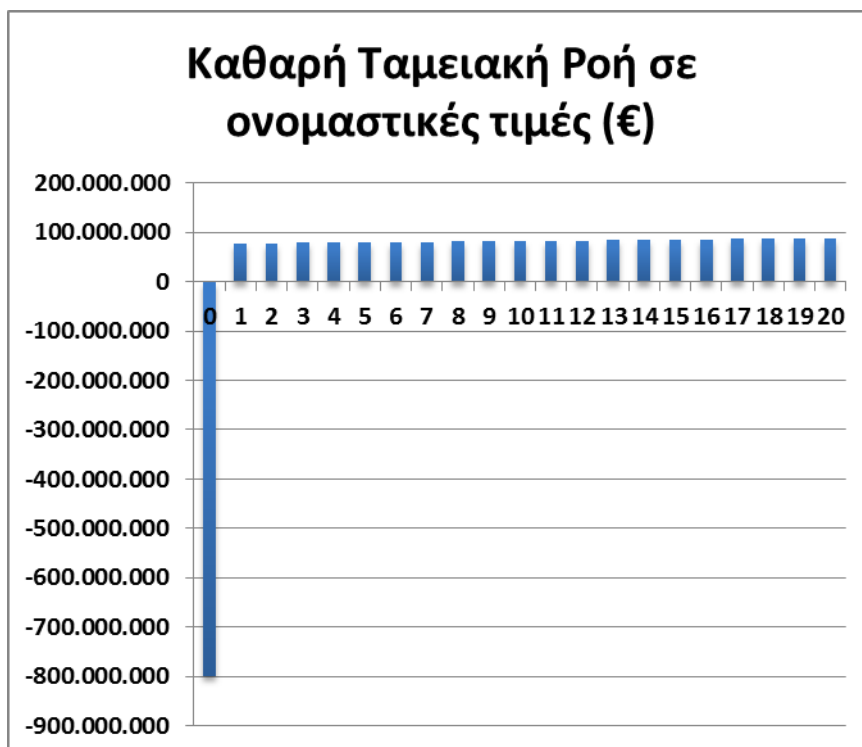
Πίνακας 6: Υπολογισμός Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR) έργου διασύνδεσης Κρήτης – Αττικής

Έτος	Έσοδα (€)	Δάνειο (€)			Φορολογικά (€)			Ονομαστικές τιμές (€)			Τιμές σε Παρούσα αξία (€)		IRR (%)		
		Ετήσια Τοκογεωμετρική ή Δόση	Χρεολύσιο	Τόκοι	Ανεξόφλητο Υπόλοιπο Δανείου	Κέρδη Τύπου Φόρων, Τόκων & Αποσβέσεων - EBITDA	Αποσβέσεις	Κέρδη Τύπου Φόρων & Τόκων (για υπολογισμό φόρου) - EBIT	Φόρος	Καθαρή Ταμειακή Ποή	Αθροιστική Καθαρή Ταμειακή Ποή	Συντελεστής Αναγωγής σε Παρούσα Αξία		Καθαρή Ταμειακή Ποή	Αθροιστική Καθαρή Ταμειακή Ποή
0					560.000,000					-800.000,000	-800.000,000	1	-800.000,000	-800.000,000	
1	91.453.352	48.823.352	15.223.352	33.600.000	544.776.648	40.000.000	51.453.352	13.377.871	78.075.480	-721.924.520	1,08	72.292.111	-727.707.889	-90%	
2	92.092.802	48.823.352	16.136.753	32.686.599	528.639.895	40.000.000	52.092.802	13.544.128	78.548.673	-643.375.846	1,17	67.342.827	-660.366.062	-63%	
3	92.741.844	48.823.352	17.104.958	31.718.394	511.534.937	40.000.000	52.741.844	13.712.879	79.028.964	-564.346.882	1,26	62.735.740	-597.629.322	-43%	
4	93.400.621	48.823.352	18.131.256	30.692.096	493.403.681	40.000.000	93.400.621	13.884.161	79.516.460	-484.830.422	1,36	58.446.972	-539.192.350	-29%	
5	94.069.280	48.823.352	19.219.131	29.604.221	474.184.550	40.000.000	94.069.280	14.058.013	80.011.267	-404.819.155	1,47	54.454.324	-484.728.026	-20%	
6	94.747.969	48.823.352	20.372.279	28.451.073	453.812.271	40.000.000	94.747.969	14.234.472	80.513.497	-324.305.658	1,59	50.737.160	-433.990.866	-13%	
7	95.436.838	48.823.352	21.594.616	27.228.736	432.217.656	40.000.000	95.436.838	14.413.578	81.023.260	-243.282.398	1,71	47.276.294	-386.714.571	-8%	
8	96.136.041	48.823.352	22.890.293	25.933.059	409.327.363	40.000.000	96.136.041	14.595.371	81.540.670	-161.741.728	1,85	44.053.887	-342.660.685	-5%	
9	96.845.731	48.823.352	24.263.710	24.559.642	385.063.653	40.000.000	96.845.731	14.779.890	82.065.841	-79.675.887	2,00	41.053.352	-301.607.333	-2%	
10	97.566.067	48.823.352	25.719.533	23.103.819	359.344.120	40.000.000	97.566.067	14.967.177	82.598.889	2.923.002	2,16	38.259.268	-263.348.065	0%	
11	98.297.207	48.823.352	27.262.705	21.560.647	332.081.415	40.000.000	98.297.207	15.157.274	83.139.933	86.062.936	2,33	35.657.292	-227.690.773	2%	
12	99.039.315	48.823.352	28.898.467	19.924.885	303.182.949	40.000.000	99.039.315	15.350.222	83.689.093	169.752.029	2,52	33.234.090	-194.466.682	3%	
13	99.792.555	48.823.352	30.632.375	18.190.977	272.550.574	40.000.000	99.792.555	15.546.064	84.246.490	253.998.519	2,72	30.977.260	-163.479.423	4%	
14	100.557.093	48.823.352	32.470.317	16.353.034	240.080.256	40.000.000	100.557.093	15.744.844	84.812.249	338.810.768	2,94	28.875.266	-134.604.156	5%	
15	101.333.099	48.823.352	34.418.537	14.404.815	205.661.719	40.000.000	101.333.099	15.946.606	85.386.493	424.197.261	3,17	26.917.384	-107.686.772	6%	
16	102.120.745	48.823.352	36.483.649	12.339.703	169.178.071	40.000.000	102.120.745	16.151.394	85.969.351	510.166.612	3,43	25.093.634	-82.593.138	6%	
17	102.920.206	48.823.352	38.672.668	10.150.684	130.505.403	40.000.000	102.920.206	16.359.254	86.560.952	596.727.564	3,70	23.394.738	-59.198.400	7%	
18	103.731.659	48.823.352	40.993.028	7.830.324	89.512.875	40.000.000	103.731.659	16.570.231	87.161.427	683.888.992	4,00	21.812.063	-37.366.338	7%	
19	104.555.283	48.823.352	43.452.609	5.370.743	46.059.766	40.000.000	104.555.283	16.784.374	87.770.910	771.659.901	4,32	20.337.579	-17.048.759	8%	
20	105.391.262	48.823.352	46.059.766	2.763.586	0	40.000.000	105.391.262	17.001.728	88.389.534	860.049.435	4,66	18.963.816	1.915.057	8%	
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	1.962.228.967	976.467.038	560.000.000	416.467.038	6.941.117.302	1.962.228.967	800.000.000	1.162.228.967	302.179.531	860.049.435	860.049.435		1.915.057	<b>1.915.057</b>	<b>8,0%</b>

Σχήμα 3: Αθροιστική Καθαρή Ταμειακή Ροή σε Παρούσα Αξία



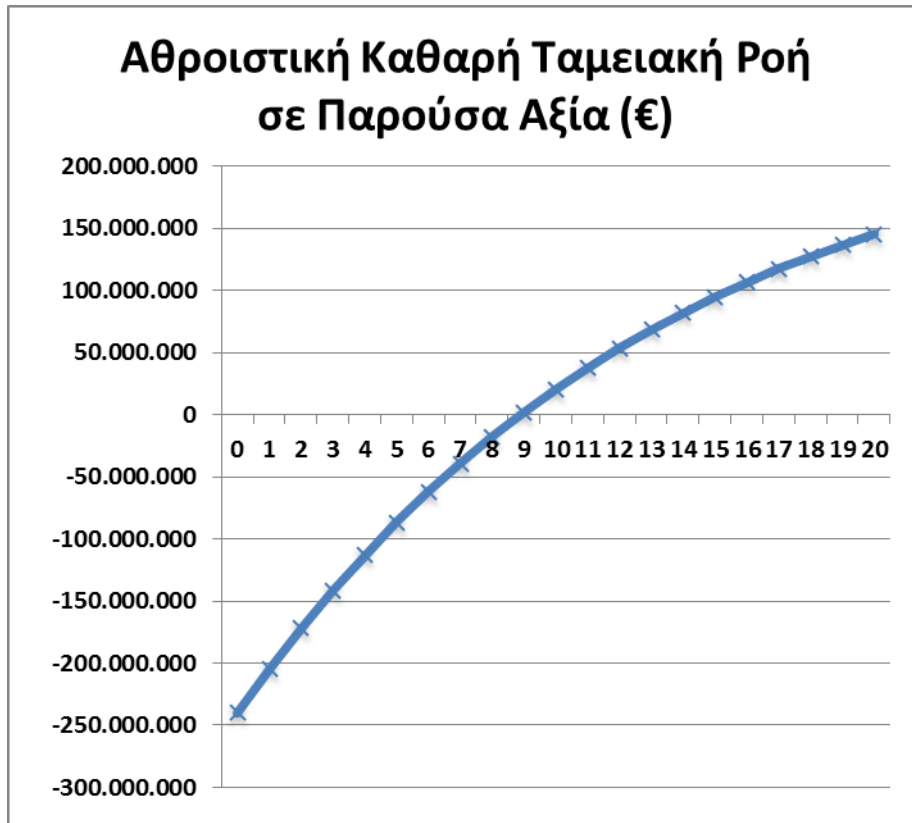
Σχήμα 4: Καθαρή Ταμειακή Ροή σε ονομαστικές τιμές



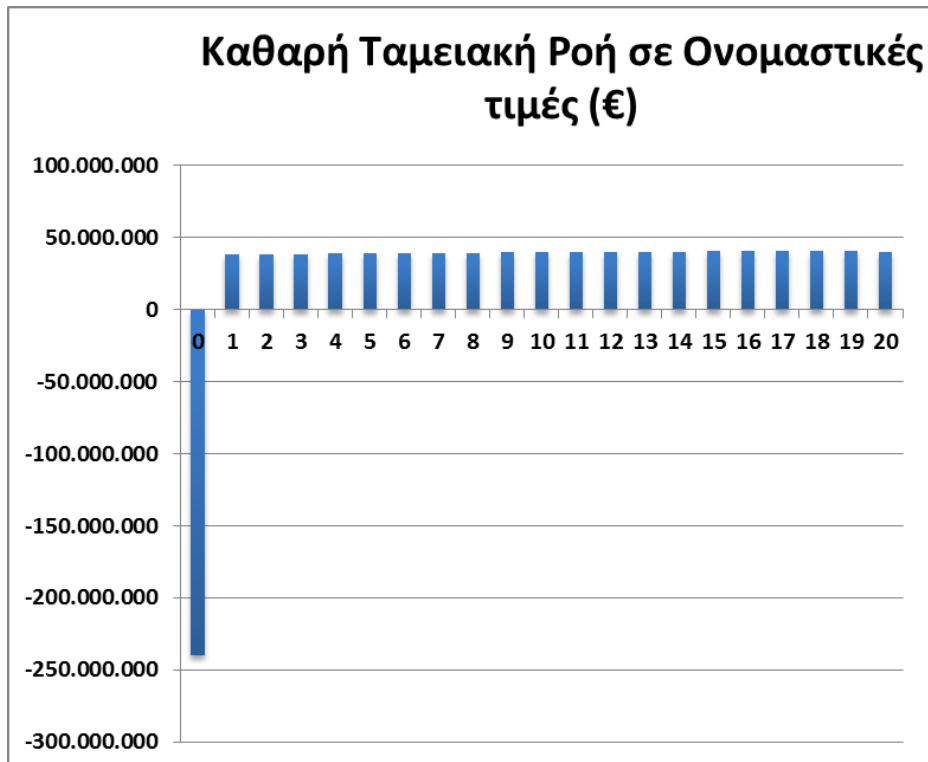
Πίνακας 7: Υπολογισμός Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης ιδίων κεφαλαίων (EQUITY IRR) έργου διασύνδεσης Κρήτης – Αττικής

Έτος	Εσοδα	Ετήσια Τοκογεωλητική Δόση	Χρεωλύσιο	Τόκοι	Ανεξόλητο Υπόλοιπο Δανείου	Φορολογικά (€)		Ονομαστικές Τιμές (€)		Συντελεστής Ανωνυμής σε Παρούσα Αξία	Τιμές σε Παρούσα Ποή	Αποδοτική Καθαρή Τιμιακή Ποή	IRR (%)
						Κέρδη Προ Φόρων, Τόκων & Αποσβέσεων - EBITDA	Κέρδη Προ Φόρων (για υπολογισμό φόρου) - EBT	Φόρος	Καθαρή Τιμιακή Ποή				
0					<b>560.000,000</b>				<b>-240.000,000</b>		<b>-240.000,000</b>		
1	91.453.352	48.823.352	15.223.352	33.600.000	544.776.648	91.453.352	17.853.352	4.641.871	37.988.129	-202.011.871	35.174.193	-204.825.807	-84%
2	92.092.802	48.823.352	16.136.753	32.686.599	528.639.895	92.092.802	19.406.203	5.045.613	38.223.837	-163.788.034	32.770.780	-172.055.027	-51%
3	92.741.844	48.823.352	17.104.958	31.718.394	511.534.937	92.741.844	21.023.450	5.466.097	38.452.395	-125.335.640	30.524.751	-141.530.277	-29%
4	93.400.621	48.823.352	18.131.256	30.692.096	493.403.681	93.400.621	22.708.525	5.904.216	38.673.053	-86.662.587	28.425.848	-113.104.429	-16%
5	94.069.280	48.823.352	19.219.131	29.604.221	474.184.550	94.069.280	24.465.059	6.360.915	38.885.013	-47.777.574	26.464.486	-86.639.942	-7%
6	94.747.969	48.823.352	20.372.279	28.451.073	453.812.271	94.747.969	26.296.896	6.837.193	39.087.424	-8.690.150	24.631.707	-62.008.235	-1%
7	95.436.838	48.823.352	21.594.616	27.228.736	432.217.656	95.436.838	28.208.102	7.334.107	39.279.380	30.589.230	22.919.141	-39.089.094	3%
8	96.136.041	48.823.352	22.890.293	25.933.059	409.327.363	96.136.041	30.202.981	7.852.775	39.459.914	70.049.143	21.318.963	-17.770.130	6%
9	96.845.731	48.823.352	24.263.710	24.559.642	385.063.653	96.845.731	32.286.089	8.394.383	39.627.996	109.677.139	19.823.864	-2.053.734	8%
10	97.566.067	48.823.352	25.719.533	23.103.819	359.344.120	97.566.067	34.462.247	8.960.184	39.782.530	149.459.670	18.427.009	20.480.743	10%
11	98.297.207	48.823.352	27.262.705	21.560.647	332.081.415	98.297.207	36.736.560	9.551.506	39.922.350	189.382.019	17.122.012	37.602.754	11%
12	99.039.315	48.823.352	28.898.467	19.924.885	303.182.949	99.039.315	39.114.430	10.169.752	40.046.211	229.428.231	15.902.902	53.505.656	12%
13	99.792.555	48.823.352	30.632.375	18.190.977	272.550.574	99.792.555	41.601.578	10.816.410	40.152.792	269.581.023	14.764.098	68.269.754	13%
14	100.557.093	48.823.352	32.470.317	16.353.034	240.080.256	100.557.093	44.204.058	11.493.055	40.240.686	309.821.709	13.700.386	81.970.140	13%
15	101.333.099	48.823.352	34.418.537	14.404.815	205.661.719	101.333.099	46.928.283	12.201.354	40.308.393	350.130.102	12.706.887	94.677.026	14%
16	102.120.745	48.823.352	36.483.649	12.339.703	169.178.071	102.120.745	49.781.042	12.943.071	40.354.322	390.484.424	11.779.042	106.456.068	14%
17	102.920.206	48.823.352	38.672.668	10.150.684	130.505.403	102.920.206	52.769.522	13.720.076	40.376.778	430.861.202	10.912.590	117.368.658	15%
18	103.731.659	48.823.352	40.993.028	7.830.324	89.512.375	103.731.659	55.901.334	14.534.347	40.373.960	471.235.162	10.103.544	127.472.202	15%
19	104.555.283	48.823.352	43.452.609	5.370.743	46.059.766	104.555.283	59.184.541	15.387.981	40.343.951	511.579.113	9.348.180	136.820.382	15%
20	105.391.262	48.823.352	46.059.766	2.763.586	0	105.391.262	62.627.676	16.283.196	40.284.714	551.863.827	8.643.013	145.463.395	15%
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>1.962.228.967</b>	<b>976.467.038</b>	<b>560.000.000</b>	<b>416.467.038</b>	<b>6.941.117.302</b>	<b>1.962.228.967</b>	<b>800.000.000</b>	<b>745.761.929</b>	<b>193.898.101</b>	<b>551.863.827</b>	<b>145.463.395</b>	<b>145.463.395</b>	<b>15,3%</b>

Σχήμα 5: Αθροιστική Καθαρή Ταμειακή Ροή σε Παρούσα Αξία



Σχήμα 6: Καθαρή Ταμειακή Ροή σε ονομαστικές τιμές



Παρά το ότι, όπως προαναφέρθηκε ο χρονικός ορίζοντας της ολοκλήρωσης του έργου της διασύνδεσης παραμένει για το 2020, κάτι που φαντάζει ιδιαίτερος φιλόδοξο, αν όχι πρακτικός αδύνατο, το τελευταίο καιρό βλέπουν το φως της δημοσιότητας εναλλακτικά σενάρια με πιο προβεβλημένο αυτό της σύνδεσης της Κρήτης με την Πελοπόννησο, και όχι την Αττική με 2 μικρότερα καλώδια των 200 MW το καθένα, ώστε να καλυφθούν το συντομότερο δυνατόν οι ανάγκες του νησιού σε ηλεκτρική ενέργεια.

Βέβαια, το μειονέκτημα της συγκεκριμένης επιλογής είναι ότι ενώ εξασφαλίζεται η άμεση ανάγκη της Κρήτης σε ηλεκτρικό ρεύμα, δεν εξασφαλίζεται η σκοπιμότητα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας που θα παράγεται από ΑΠΕ από την Κρήτη στην ηπειρωτική Ελλάδα. Ο βασικός λόγος που οδήγησε στο παραπάνω εναλλακτικό σενάριο, είναι οι υπερβολικές χρεώσεις των ΥΚΩ που επιβαρύνουν τον καταναλωτή με περίπου 390 εκ. ευρώ τον χρόνο ποσό που αρκεί για την αποπληρωμή της πρώτης φάσης του έργου. Στη συγκεκριμένη περίπτωση το όφελος από τις μειωμένες τιμές πετρελαίου γίνεται ακόμη μεγαλύτερο καθώς ο χρονικός ορίζοντας του έργου είναι μικρότερος και έτσι ο καταναλωτής θα επωφεληθεί από την πτώση των τιμών κατά τα πρώτα χρόνια (βλέπε πίνακα)

**Πίνακας 9: Σύγκριση Χρεώσεων Συστήματος και Χρεώσεων Υ.Κ.Ω.**

Έτος	Χρεώσεις Συστήματος	Χρεώσεις Υ.Κ.Ω.
0		
1	36.540.000	388.559.434,61
2	37.088.100	349.703.491,15
3	37.644.422	250.000.000,00
4	38.209.088	257.500.000,00
5	38.782.224	265.225.000,00
6	39.363.958	273.181.750,00
7	39.954.417	281.377.202,50
8	40.553.733	289.818.518,58
9	41.162.039	298.513.074,13
10	41.779.470	307.468.466,36
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>391.077.449,76</b>	<b>6.350.818.837,04</b>

Στους πίνακες που ακολουθούν παρατίθεται ο υπολογισμός του IRR, καθώς και η εξέλιξη των χρεώσεων συστήματος, των τόκων και των χρεολυσίων, και των ταμιακών ροών τόσο σε ονομαστικές τιμές, όσο και σε καθαρή παρούσα αξία. Η εξέλιξη των μεγεθών αυτών αποτυπώνεται και στα αντίστοιχα σχεδιαγράμματα που ακολουθούν. Ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) του έργου υπολογίζεται σε 12,5%, ενώ ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης ιδίων κεφαλαίων σε 30,3%, και στις δυο περιπτώσεις σημαντικά υψηλότερος από το 8% που είναι το επιτόκιο αναγωγής ιδίων κεφαλαίων.

**Πίνακας 10: βασικά οικονομικά στοιχεία επένδυσης (διασύνδεση Κρήτης – Πελοποννήσου)**

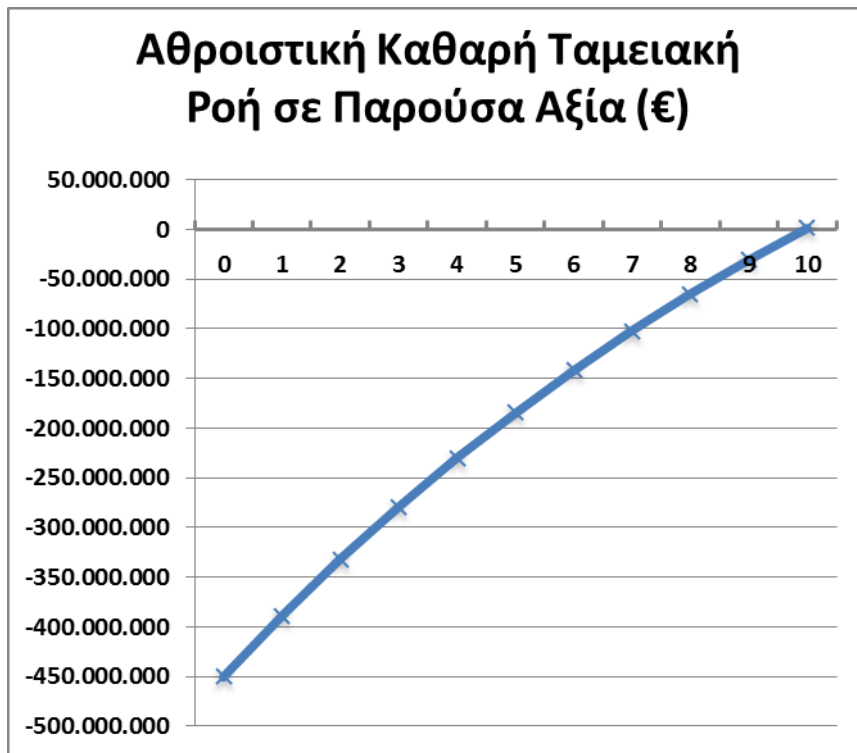
<b>Αρχικό Κεφάλαιο</b>	<b>Κόστος Επένδυσης (€)</b>	<b>450.000.000 €</b>
<b>Δάνειο</b>	<b>Ποσοστό Δανείου</b>	<b>70%</b>
	<b>Επιτόκιο δανείου (%)</b>	<b>6%</b>
	<b>Περίοδος εξόφλησης δανείου (έτη)</b>	<b>10</b>
<b>Λοιπά Οικονομικά μεγέθη</b>	<b>Πληθωρισμός (%)</b>	<b>1,5%</b>
	<b>Επιτόκιο Αναγωγής Ιδίων Κεφαλαίων (%)*</b>	<b>8%</b>



Πίνακας 9: Υπολογισμός Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR) έργου διασύνδεσης Κρήτης - Πελοποννήσου

Ετος	Εσοδα (€)				Δαμειο (€)				Φορολογικά (€)				Ονομαστικές τιμές (€)		Τιμές σε Παρούσα αξία (€)		IRR (%)
	Ακαθάριστα Εσοδα	Ετήσια Τοκοχρεωλυ- τική Δαση	Χρεωλύσιο	Τόκοι	Ανεξόφλητο Υπόλοιπο Δαμειο	Κέρδη Προ- Φόρων, Τόκων & Αποσβέσεων - EBITDA	Κέρδη Προ- Φόρων & Τόκων (για υπολογισμό φόρου) - EBIT	Φόρος	Καθαρή Ταμειακή Ροή	Αθροιστική Καθαρή Ταμειακή Ροή	Συντελεστή ς Ανωνυμής σε Παρούσα Αξία	Καθαρή Ταμειακή Ροή	Αθροιστική Καθαρή Ταμειακή Ροή				
0					315.000.000				-450.000.000	-450.000.000	1	-450.000.000	-450.000.000				
1	73.248.407	42.798.407	23.898.407	18.900.000	291.101.593	73.248.407	28.248.407	7.344.586	65.903.821	-384.096.179	1,08	61.022.057	-388.977.943	-85%			
2	73.705.157	42.798.407	25.332.311	17.466.096	265.769.282	73.705.157	28.705.157	7.463.341	66.241.816	-317.854.363	1,17	56.791.680	-332.186.263	-54%			
3	74.168.758	42.798.407	26.852.250	15.946.157	238.917.032	74.168.758	29.168.758	7.583.877	66.584.881	-251.269.482	1,26	52.857.225	-279.329.038	-32%			
4	74.639.313	42.798.407	28.463.385	14.335.022	210.453.647	74.639.313	29.639.313	7.706.221	66.933.092	-184.336.390	1,36	49.197.821	-230.131.217	-18%			
5	75.116.927	42.798.407	30.171.188	12.627.219	180.282.459	75.116.927	30.116.927	7.830.401	67.286.526	-117.049.864	1,47	45.794.079	-184.337.138	-9%			
6	75.601.705	42.798.407	31.981.459	10.816.948	148.301.000	75.601.705	30.601.705	7.956.443	67.645.262	-49.404.603	1,59	42.627.989	-141.709.149	-3%			
7	76.093.754	42.798.407	33.900.347	8.898.060	114.400.653	76.093.754	31.093.754	8.084.376	68.009.378	18.604.776	1,71	39.682.819	-102.026.330	1%			
8	76.593.184	42.798.407	35.934.368	6.864.039	78.466.285	76.593.184	31.593.184	8.214.228	68.378.956	86.983.732	1,85	36.943.023	-65.083.307	4%			
9	77.100.106	42.798.407	38.090.430	4.707.977	40.375.856	77.100.106	32.100.106	8.346.028	68.754.079	155.737.811	2,00	34.394.157	-30.689.151	6%			
10	77.614.632	42.798.407	40.375.856	2.422.551	0	77.614.632	32.614.632	8.479.804	69.134.827	224.872.638	2,16	32.022.802	1.333.651	8%			
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	753.881.943	427.984.068	315.000.000	112.984.068	1.883.067.807	753.881.943	303.881.943	79.009.305	224.872.638	-1.267.811.924		1.333.651	0	<b>8,1%</b>			

Σχήμα 7: Αθροιστική Καθαρή Ταμειακή Ροή σε Παρούσα Αξία



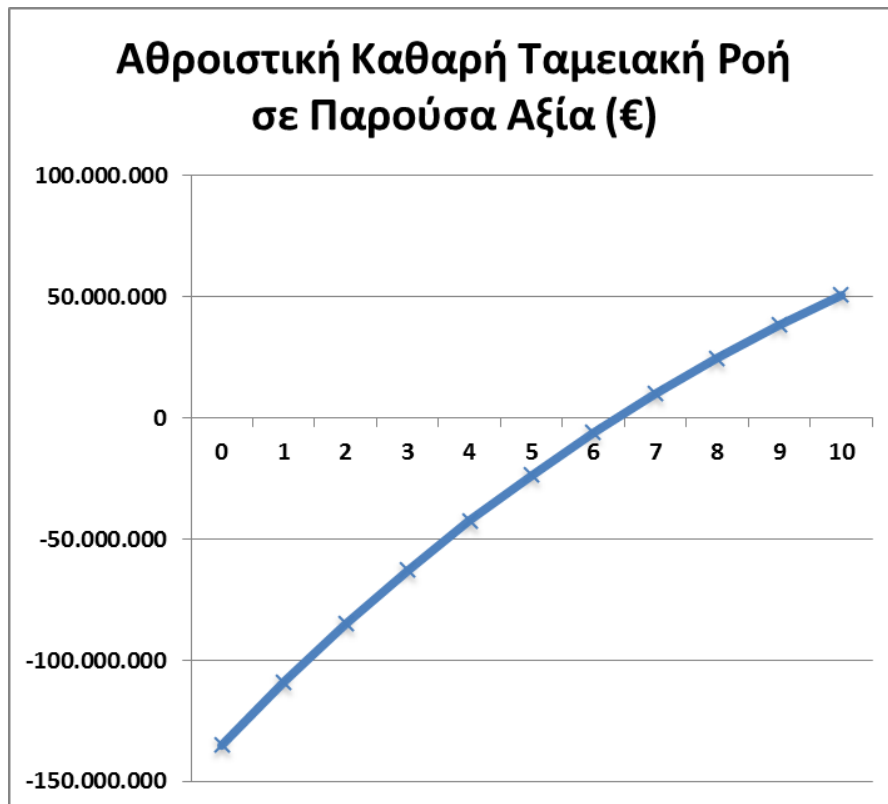
Σχήμα 8: Καθαρή Ταμειακή Ροή σε ονομαστικές τιμές



Πίνακας 10: Υπολογισμός Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης Ίδιων Κεφαλαίων (EQUITY IRR) έργου διασύνδεσης Κρήτης - Ηλεκτροπληξού

Έτος	Εσοδή Ακρόαση Εσοδα	Επίσημα Τοκοχρεω- τική Δόση	Χρεωλύσιο	Τόκοι	Ανεξόφλητο Υπόλοιπο Δανείου	Φορολογικά (€)				Ονομαστικές τιμές (€)			Τιμές σε Παρούσα Αξία	Αποσπαστική Καθαρή Ταμειακή Ποή	IRR (%)	
						Κέρδη Προ Φόρων, Τόκων & Αποσβέσεων - EBITDA	Αποσβέσεις	Κέρδη Προ Φόρων (για υπολογισμό φόρου) - EBT	Φόρος	Καθαρή Ταμειακή Ποή	Αποσπαστική Καθαρή Ταμειακή Ποή	Συντελεστή 5 Ανανυγής σε Παρούσα Αξία				
0					<b>315.000.000</b>											
1	73.248.407	42.798.407	23.898.407	18.900.000	291.101.593	73.248.407	45.000.000	9.348.407	2.430.586	-135.000.000	28.019.414	-106.980.586	1,08	25.943.902	-109.056.098	-79%
2	73.705.157	42.798.407	25.332.311	17.466.096	265.769.282	73.705.157	45.000.000	11.239.061	2.922.156	27.984.594	-78.995.992	1,17	23.992.279	-85.063.819	-43%	
3	74.168.758	42.798.407	26.852.250	15.946.157	238.917.032	74.168.758	45.000.000	13.222.601	3.437.876	27.932.475	-51.063.517	1,26	22.173.699	-62.890.120	-20%	
4	74.639.313	42.798.407	28.463.385	14.335.022	210.453.647	74.639.313	45.000.000	15.304.291	3.979.116	27.861.791	-23.201.726	1,36	20.479.248	-42.410.872	-7%	
5	75.116.927	42.798.407	30.171.188	12.627.219	180.282.459	75.116.927	45.000.000	17.489.708	4.547.324	27.771.196	4.569.470	1,47	18.900.609	-23.510.263	1%	
6	75.601.705	42.798.407	31.981.459	10.816.948	148.301.000	75.601.705	45.000.000	19.784.757	5.144.037	27.659.261	32.228.731	1,59	17.430.026	-6.080.236	6%	
7	76.093.754	42.798.407	33.900.347	8.898.060	114.400.653	76.093.754	45.000.000	22.195.694	5.770.881	27.524.467	59.753.198	1,71	16.060.262	9.980.026	10%	
8	76.593.184	42.798.407	35.934.368	6.864.039	78.466.285	76.593.184	45.000.000	24.729.145	6.429.578	27.365.200	87.118.398	1,85	14.784.566	24.764.592	13%	
9	77.100.106	42.798.407	38.090.430	4.707.977	40.375.856	77.100.106	45.000.000	27.392.129	7.121.964	27.179.746	114.298.143	2,00	13.596.640	38.361.231	14%	
10	77.614.632	42.798.407	40.375.856	2.422.551	0	77.614.632	45.000.000	30.192.080	7.849.941	26.966.284	141.264.427	2,16	12.490.607	50.851.838	16%	
<b>ΣΥΝΟΛΟ</b>	<b>753.881.943</b>	<b>427.984.068</b>	<b>315.000.000</b>	<b>112.984.068</b>	<b>1.883.067.807</b>	<b>753.881.943</b>	<b>450.000.000</b>	<b>190.897.875</b>	<b>49.633.447</b>	<b>141.264.427</b>	<b>43.990.547</b>		<b>50.851.838</b>	<b>-340.053.721</b>	<b>15,8%</b>	

Σχήμα 9: Αθροιστική Καθαρή Ταμειακή Ροή σε Παρούσα Αξία



Σχήμα 10: Καθαρή Ταμειακή Ροή σε ονομαστικές τιμές



## 5. Επίλογος - Συμπεράσματα

Σε μια εποχή που τα δεδομένα στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας μεταβάλλονται με εξαιρετικά γρήγορο ρυθμό, η Ελλάδα βασίζει την παραγωγή της κατά μεγάλο ποσοστό στον λιγνίτη και το πετρέλαιο, με συνέπιες ιδιαίτερες αρνητικές στο περιβάλλον, αλλά και υψηλό κόστος. Από την άλλη, η ιδιαίτερη γεωγραφία που η χώρα παρουσιάζει, με την ύπαρξη μεγάλου αριθμού και διαφόρου μεγέθους νησιών δημιουργεί σειρά αντικειμενικών δυσκολιών.

Η ενεργειακές διασυνδέσεις αποτελούν σε παγκόσμιο επίπεδο κοινή πρακτική, που αποφέρει σημαντικά οφέλη στον Ελλαδικό χώρο έχουμε συγκεκριμένα παραδείγματα διασύνδεσης νησιών μεταξύ τους με υποβρύχια καλώδια, που όμως είναι ιδιαίτερος μικρού βεληνεκούς. Βέβαια η χώρα έχει μετάσχει και σε διακρατικές διασυνδέσεις (π.χ. Ελλάδα – Ιταλία).

Ένα όραμα πολλών ετών, αποτελεί η ηλεκτρική διασύνδεση του μεγαλύτερου ελληνικού νησιού, της Κρήτης, με το ηπειρωτικό σύστημα. Ουσιαστικά το συγκεκριμένο έργο συζητείται εδώ και δεκαετίες, ενώ έχει ενταχθεί στον στρατηγικό ενεργειακό σχεδιασμό της χώρας τουλάχιστον εδώ και δυο δεκαετίες. Παρόλα αυτά συνεχώς αναβάλλεται με διάφορες αφορμές. Αποτέλεσμα η συνεχιζόμενη ηλεκτροδότηση της Κρήτης μέσω τριών πετρελαϊκών μονάδων με χαμηλό βαθμό απόδοσης και η υπέρμετρη οικονομική επιβάρυνση των καταναλωτών με χρεώσεις Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας που υπερβαίνουν τα 400 εκ. ευρώ ετησίως. Επιπλέον, δεν αξιοποιείται η δυνατότητα του νησιού για παραγωγή ενέργειας μέσω Α.Π.Ε. και ταυτόχρονα αυξάνει ο κίνδυνος ενός γενικευμένου black out κατά την περίοδο αιχμής, δηλαδή τους θερινούς μήνες, περίοδο κατά την οποία ανθεί ο τουρισμός που αποτελεί την μεγαλύτερη ίσως πηγή εισοδήματος για το νησί. Τέλος, το νησί στερείται

σημαντικών ωφελημάτων, μεταξύ των οποίων η δημιουργία νέων θέσεων εργασίας που προκύπτει από την μείωση του κόστους της ενέργειας και κατά συνέπεια την μείωση του κόστους παραγωγής για την βιομηχανία και των τουρισμό.

Στην εργασία αυτή έγινε απόπειρα παρουσίασης των προσπαθειών που μέχρι τώρα έγιναν για την επίτευξη του παραπάνω στόχου, καθώς και προσπάθεια να αξιολογηθεί το κατά πόσον το συγκεκριμένο έργο θα έχει οικονομικό όφελος. Τα αποτελέσματα συνηγορούν υπέρ της έντασης των προσπαθειών για ολοκλήρωση της διασύνδεσης το συντομότερο δυνατόν.

#### 4. Βιβλιογραφία

##### Ελληνόφωνη

- i. ΑΔΜΗΕ, Διεύθυνση Σχεδιασμού Ανάπτυξης Συστήματος, «δεκαετής πρόγραμμα ανάπτυξης συστήματος μεταφοράς 2014 – 2023, τελικό σχέδιο», Αθήνα, 2013.
- ii. Ανηψητάκης Α., Αρχοντάκης Γ., Γοργοράπτης Ν., Ζωγραφάκης Ν., Κουτρούλης Μ., Παπαδάκης Γ., Παπαματθαϊάκης Χ., Ρούσσος Ν. και Σταυρακάκης Γ., «Ενέργεια και Βιώσιμη Ανάπτυξη της Κρήτης: Προβληματικό παρόν – αιψόρο μέλλον», εισήγηση στη συνάντηση των περιφερειακών νησιώτικων τμημάτων του ΤΕΕ, Χανιά, 5 Μαρτίου 2005.
- iii. Επιτροπή ενεργειακού σχεδιασμού, Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής «Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός: Οδικός Χάρτης για το 2050», Μάρτιος 2012
- iv. Ευθυμιόπουλος Η. (συντονιστής), «Στρατηγική Μελέτη για την Εξοικονόμηση Ενέργειας και την Προώθηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και την Μείωση των Εκπομπών στα Νησιά του Αιγαίου», Ενεργειακό γραφείο Του – Αιγαίου, <http://www.aegean-energy.gr/gr/pdf/Strategic%20Energy%20Planning.pdf>, Ημ. Ανάκτ. 16 Νοεμβρίου 2015.
- v. Κολώνας Χ., «Τρία Έργα Γέφυρες για το Πακέτο Γιούνκερ», ethnos.gr, 26/4/2015, <http://www.ethnos.gr/article.asp?catid=22770&subid=2&pubid=64177318>, Ημ. Ανάκτ. 10 Νοεμβρίου 2015.
- vi. Λεμπέσης Β., Σοφιανός Ν., Σταμπολής Κ. και Χατζηβασιλειάδης Γ., «Στρατηγική μελέτη ηλεκτρικών διασυνδέσεων στην ΝΑ Ευρώπη και ο κρίσιμος ρόλος της

- Ελλάδας», Ινστιτούτο Ενέργειας Νοτιοανατολικής Ευρώπης, Αθήνα, Οκτώβριος 2012, [http://www.iene.gr/articlefiles/final%20draft\\_5.11.2012.pdf](http://www.iene.gr/articlefiles/final%20draft_5.11.2012.pdf), Ημ. Ανάκτ. 16 Νοεμβρίου 2015.
- vii. Ομάδα εργασίας, «Μελέτη Ανάπτυξης του Ηλεκτρικού Συστήματος της Κρήτης: Διασύνδεση με το Ηπειρωτικό Σύστημα», εκτενής περίληψη, ΡΑΕ – ΔΕΗ – ΔΕΣΜΗΕ, Αθήνα, Απρίλιος 2011, [http://www.admie.gr/fileadmin/user\\_upload/Files/study/MELETI\\_DIASYNDESI\\_S\\_TIS\\_KRITIS\\_EKTENIS\\_PERILIPSI.pdf](http://www.admie.gr/fileadmin/user_upload/Files/study/MELETI_DIASYNDESI_S_TIS_KRITIS_EKTENIS_PERILIPSI.pdf), Ημ. Ανάκτ. 27 Νοεμβρίου 2015.
- viii. Πετρόπουλος Π. Δ. «Μοντελοποίηση και Ανάλυση της Δυναμικής Ευστάθειας της HVDC Διασύνδεσης της Κρήτης με το Κεντρικό Δίκτυο», Διπλωματική Εργασία, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα 2013.
- ix. Ρόκας Renewables, «Έργο Αιγαία Ζεύξη», Φεβρουάριος 2012.
- x. Σφύρης Β. Ε., «Μελέτη των Οριακών Τιμών Κόμβων στα Αυτόνομα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας με Διείσδυση Αιολικών – Εφαρμογή στο δίκτυο Ρόδου και Κρήτης», Διπλωματική Εργασία, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Αθήνα 2014.
- xi. Τσακρίδης Α., «Επίπτωση της Διείσδυσης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων στο Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης», Πτυχιακή εργασία, Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό Ίδρυμα Κρήτης, Τμήμα Ηλεκτρολογίας, Ηράκλειο 2012.
- xii. Τύμπας Τ., Χαρίτσης Α. και Μάργαρης Γ., «Δίκτυο Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας: μια Κομβική Ιδιωτικοποίηση (που δεν πρέπει να περάσει)»,



REDNotebook, 18/11/2013, <http://rmbnet.gr/details.php?id=11159>, Ημ. Ανάκτ. 15 Νοεμβρίου 2015.

- xiii. Φερεντίνος Γ., Παπαθεοδώρου Γ. και Χριστοδούλου Δ., «Διασύνδεση της Κρήτης με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς.», εργαστήριο θαλάσσιας γεωλογίας και φυσικής ωκεανογραφίας, πανεπιστήμιο Πατρών, Πάτρα 2014.

*Αγγλόφωνη*

- xiv. Karapidakis E. S., Katsigiannis Y. A., Georgilakis P. S., and Thalassinakis E., “generation expansion planning of Crete power system for high penetration of renewable energy sources”, Materials Science Forum Vol. 670 (2011) pp 407-414