



ΜΕΛΕΤΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΕΚΤΕΝΗΣ ΠΕΡΙΛΗΨΗ

ΟΜΑΔΑ ΕΡΓΑΣΙΑΣ



ΑΘΗΝΑ
ΑΠΡΙΛΙΟΣ 2011

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1.	ΕΙΣΑΓΩΓΗ	1
1.1	Ιστορικό – Προηγούμενες Μελέτες	1
1.2	Αντικείμενο - Σκοπός της Μελέτης	2
2.	ΣΕΝΑΡΙΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΜΕ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ.....	3
2.1	Ανάπτυξη και εκτίμηση της συμβολής των ΑΠΕ (με Διασύνδεση)	3
2.2	Ανάπτυξη του Συστήματος	4
2.2.1	Πρόβλεψη Ζήτησης	4
2.2.2	Διαμόρφωση των Διασυνδέσεων και του Δικτύου επί του νησιού	5
2.3	Ανάλυση Ροών Φορτίου	10
2.3.1	Μεθοδολογία	10
2.3.2	Αποτελέσματα Ανάλυσης	11
3.	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ	12
3.1	Βασικές Παραδοχές και Δεδομένα	12
3.1.1	Εξέλιξη της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	12
3.1.2	Χρηματοοικονομικές παραδοχές.....	13
3.1.3	Ανάλυση κόστους – Μεθοδολογία (πρόγραμμα WASP).....	13
3.2	Βασικά Σενάρια Ανάπτυξης του Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής	14
3.2.1	Αυτοδύναμη Ανάπτυξη της Κρήτης.....	14
3.2.2	Ανάπτυξη με Ηλεκτρική Διασύνδεση	15
3.3	Αποτελέσματα Τεχνοοικονομικής ανάλυσης.....	17
4.	Συμπεράσματα και Προτάσεις.....	19
	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	21

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Ιστορικό – Προηγούμενες Μελέτες

Η ΔΕΗ άρχισε να μελετά και να κατασκευάζει υποβρύχιες διασυνδέσεις των νησιών με το Ηπειρωτικό Σύστημα από την δεκαετία του '60, αρχικά με καλώδια 15kV, ακολούθως με καλώδια 66kV (Κέρκυρα), και στη συνέχεια με καλώδια 150kV (διασύνδεση υπολοίπων Ιονίων νήσων τη δεκαετία του '70). Οι αρχικές σκέψεις για την υποβρύχια ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης με την Ηπειρωτική Ελλάδα, οι οποίες ανάγονται στη δεκαετία του '70, προσέκρουαν κυρίως στις τότε δυνατότητες της τεχνολογίας υποβρυχίων καλωδίων σε ότι αφορά το μήκος και το βάθος πόντισης. Η πρώτη μελέτη που έγινε το 1968 κατέληξε στο συμπέρασμα ότι, σύμφωνα με τα δεδομένα της εποχής, η διασύνδεση δεν ήταν οικονομικά συμφέρουσα για την επόμενη δεκαετία, ενώ το βάθος πόντισης των καλωδίων κρίθηκε τότε απαγορευτικό.

Κατά τις τελευταίες δεκαετίες το ενεργειακό σύστημα της Κρήτης παρουσιάζει σημαντικά προβλήματα, που 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. Επιπλέον, η μέχρι σήμερα διείσδυση των ΑΠΕ στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής του νησιού είναι μάλλον περιορισμένη, παρά το πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό του, γεγονός που οφείλεται στα σημαντικά προβλήματα ευστάθειας που μπορεί να δημιουργήσει η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ σε ένα απομονωμένο ηλεκτρικό σύστημα όπως αυτό της Κρήτης.

Η ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης με το Διασυνδεδεμένο Σύστημα εξετάστηκε ως ενδεχόμενη λύση για τα παραπάνω προβλήματα, δεδομένου ότι θα έχει ως αποτέλεσμα:

- (α) Τη σημαντική μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και την αντιμετώπιση των περιβαλλοντικών προβλημάτων με την παύση λειτουργίας/αποξήλωση των παλαιών πετρελαϊκών μονάδων και
- (β) Την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού:
 - κατά ένα μέρος από ΑΠΕ, οι οποίες λόγω της Διασύνδεσης θα μπορέσουν να αναπτυχθούν σε μέγιστο βαθμό, και
 - κατά το υπόλοιπο μέρος από μονάδες του Διασυνδεδεμένου Συστήματος μέσω της Διασύνδεσης (κυρίως μονάδες Φυσικού Αερίου Συνδυασμένου Κύκλου, με χαμηλότερο κόστος και χαμηλότερη περιβαλλοντική επιβάρυνση από τις πετρελαϊκές μονάδες).
- (γ) Τη διοχέτευση μέρους της παραγωγής από ΑΠΕ που δεν θα ήταν δυνατόν να απορροφηθεί από το Σύστημα της Κρήτης κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου, μέσω του καλωδίου για την κάλυψη των αναγκών του Διασυνδεδεμένου Συστήματος

Η διασύνδεση της Κρήτης δεν είχε γίνει εφικτή έως σήμερα για τεχνικούς κυρίως λόγους. 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, με τον σχεδιασμό ή/και την κατασκευή αρκετών και σημαντικών διασυνδέσεων με DC συνδέσμους μεταξύ ηλεκτρικών συστημάτων χωρών αλλά και διασύνδεση απομακρυσμένων νησιών (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.

Στο πλαίσιο αυτό το 2006 ανατέθηκε από τη ΡΑΕ στο ΕΜΠ η εκπόνηση μελέτης σκοπιμότητας για την διασύνδεση όλων των νησιών του Αιγαίου [6], στην οποία εξετάστηκε και η διασύνδεση της Κρήτης με δύο ανεξάρτητα κυκλώματα DC 2×350MW και τη διατήρηση τοπικής παραγωγής σε ψυχρή εφεδρεία (μέχρις 100% της αιχμής φορτίου του νησιού). Η εν λόγω μελέτη επικαιροποιήθηκε το 2008 [7]. Τέλος, το 2008 εκπονήθηκε από τη Διεύθυνση

Διαχείρισης Νήσων της ΔΕΗ μελέτη σκοπιμότητας για τη διασύνδεση της Κρήτης [8], η οποία ακολουθεί τις βασικές αρχές της αντίστοιχης του ΕΜΠ-2006

1.2 Αντικείμενο - Σκοπός της Μελέτης

Η παρούσα μελέτη αποτελεί συνέχεια της «Μελέτης Διασυνδέσεων των νησιών του Αιγαίου στο Ηπειρωτικό Σύστημα ΦΑΣΗ Α» [9], κατόπιν σχετικής απόφασης κατά την παρουσίασή της στο ΥΠΕΚΑ. Η εκπόνηση της περαιτέρω μελέτης για την Κρήτη κρίθηκε αναγκαίο να προηγηθεί των άλλων σχετικών μελετών, δεδομένου ότι η διασύνδεση της Κρήτης επηρεάζει αποφασιστικά τον όλο προγραμματισμό ανάπτυξης της ηλεκτροπαραγωγής του νησιού και ιδιαίτερα τη λήψη αποφάσεων σχετικά με την είσοδο του Φυσικού Αερίου.

Σκοπός της μελέτης είναι η τεχνικο-οικονομική ανάλυση του έργου της Διασύνδεσης της Κρήτης με το Διασυνδεδεμένο Σύστημα και η σύγκρισή του με άλλες εναλλακτικές λύσεις για την αυτόνομη ανάπτυξη του νησιού (χωρίς διασύνδεση), όπως η ανάπτυξη με βάση το πετρέλαιο (μαζούτ και Diesel) και η ανάπτυξη με βάση το υγροποιημένο φυσικό αέριο (Liquefied Natural Gas - LNG) με εγκατάσταση τερματικού σταθμού LNG σε επιλεγμένη τοποθεσία του νησιού (θέση Κορακιά-Γαληνών). Επίσης, στην παρούσα μελέτη εξετάζονται τα διάφορα εναλλακτικά σενάρια της Διασύνδεσης που έχουν σχέση με διαφορετικές παραμέτρους της (όπως ισχύς της Διασύνδεσης, διείσδυση ΑΠΕ, εφεδρεία, εντάξεις και απεντάξεις μονάδων κλπ) με σκοπό την εύρεση της βέλτιστης λύσης από τεχνικής, οικονομικής και περιβαλλοντικής άποψης.

Στη μελέτη βασική παράμετρο αποτελεί το ύψος της ισχύος των ΑΠΕ και ειδικότερα της αιολικής που θεωρείται ότι θα αναπτυχθεί στο νησί. Είναι δεδομένο ότι το νησί παρουσιάζει πολύ μεγάλο δυναμικό ΑΠΕ, το οποίο μπορεί και να υπερκαλύψει σε βάθος χρόνου τις ανάγκες του σε ηλεκτρική ενέργεια, όπως επίσης και ότι υπάρχει μεγάλο επενδυτικό ενδιαφέρον από ιδιώτες. Παραμένει όμως το ερώτημα όσον αφορά στο ύψος και τον ρυθμό ανάπτυξης των εγκαταστάσεων ΑΠΕ που θα καταστεί δυνατόν να πραγματοποιηθούν, που σχετίζονται ιδίως με την δυνατότητα απόκτησης των περιβαλλοντικών αδειών - εγκρίσεων (ΕΠΟ). Λόγω της ασάφειας αυτής για την πρόοδο της μελέτης κρίθηκε ότι θα πρέπει να εξεταστούν διάφορα Σενάρια διείσδυσης ΑΠΕ και συγκεκριμένα: Ένα το οποίο θα καλύπτει περί το 50% των σημερινών αναγκών, ένα περί το 75% και ένα το οποίο θα υπερκαλύπτει και το 100%, δηλαδή θα καθιστά την Κρήτη «πράσινο νησί».

Η όλη εξέταση του θέματος, όπως και κατά τις προηγούμενες σχετικές μελέτες, γίνεται ως εξής:

- Για την περίπτωση Αυτόνομης Ανάπτυξης εξετάζονται δύο Σενάρια: με πετρέλαιο και με Φ.Α.
- Για την περίπτωση Διασύνδεσης εξετάζονται τρία διαφορετικά Σενάρια Ανάπτυξης των ΑΠΕ (τα οποία διαφέρουν στα σενάρια διασύνδεσης έναντι της αυτόνομης ανάπτυξης, καθώς είναι διαφορετικές οι τεχνικές δυνατότητες απορρόφησης του δικτύου σε κάθε περίπτωση). Για κάθε Σενάριο Ανάπτυξης ΑΠΕ καθορίζεται το ή τα σχήματα της αντίστοιχης Διασύνδεσης και το συνολικό κόστος κάθε Σεναρίου συγκρίνεται με αυτό της Αυτόνομης Ανάπτυξης. Η εξέταση γίνεται λαμβάνοντας υπόψη τον ήδη υφιστάμενο προγραμματισμό ανάπτυξης της ηλεκτροπαραγωγής και του δικτύου του νησιού (σύμφωνα με την ΜΑΣΜ-Ν 2010-14) και καλύπτει αφενός μεν το «Τεχνικό» αφετέρου δε το «Οικονομικοτεχνικό» μέρος. Ειδικότερα:
 - A. Το **Τεχνικό** μέρος αφορά στον γενικό Σχεδιασμό του Δικτύου, δηλαδή τον καθορισμό των σημείων σύνδεσης στο Ηπειρωτικό Σύστημα και την επιλογή των σημείων εξόδου των υποβρυχίων καλωδίων, τη διαμόρφωση και διαδρομή των κυκλωμάτων του δικτύου Συνεχούς Ρεύματος και το μέγεθος των στοιχείων αυτού, καθώς και τις καταρχήν αναγκαίες ενισχύσεις του δικτύου 150kV επί του νησιού, προκειμένου να καταστεί εφικτή η απορρόφηση της κατ' εκτίμηση νέας ισχύος των Α/Π (η εκτίμηση γίνεται με βάση τις υφιστάμενες πληροφορίες αναφορικά με την χωροθέτηση και την ισχύ αυτών και συνεπώς θα πρέπει να θεωρηθεί ως ενδεικτική). Τέλος γίνεται η κοστολόγηση του δικτύου προκειμένου να ληφθεί υπόψη κατά την οικονομική αξιολόγηση των Σεναρίων.
 - B. Το **Οικονομικοτεχνικό** μέρος αφορά στην εξέλιξη και τον υπολογισμό των συνολικών δαπανών ενίσχυσης και λειτουργίας των υφιστάμενων συμβατικών

σταθμών παραγωγής του νησιού και του Ηπειρωτικού Συστήματος (ώστε να αναδειχθούν οι επιπτώσεις στο δυναμικό του Συστήματος από τη διασύνδεση του νησιού), λαμβάνοντας ως βάση ότι αυτό θα αναπτυχθεί με τα σημερινά δεδομένα και κατά τον εκτιμώμενο βέλτιστο τρόπο σε όλη την διάρκεια της εξεταζόμενης περιόδου 2011-2040. Τελικά γίνεται σύγκριση του συνολικού κόστους ηλεκτροδότησης του νησιού (εκπεφρασμένου ως συνήθως με το ανηγμένο σε σημερινές τιμές Μέσο Μακροχρόνιο Μοναδιαίο Κόστος ηλεκτροδότησης της θεωρούμενης περιόδου για καθένα από τα εξεταζόμενα σενάρια ανάπτυξης).

Όπως προαναφέρθηκε, η προτεινόμενη επένδυση (Διασύνδεση) θα εξυπηρετήσει κατά κύριο λόγο τις ενεργειακές ανάγκες της Κρήτης, όμως θα έχει θετικές επιπτώσεις και στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα δεδομένου ότι η πλεονάζουσα ενέργεια από τις ΑΠΕ του νησιού θα διοχετεύεται για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του Διασυνδεδεμένου Συστήματος.

Η υλοποίηση του έργου της Διασύνδεσης έχει τους εξής βασικούς στόχους:

- Σημαντική μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης λόγω της παύσης λειτουργίας των πετρελαϊκών μονάδων του νησιού και αντικατάστασής τους από Μονάδες ΑΠΕ και εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας από το Διασυνδεδεμένο. Η μείωση αυτή θα έχει ως συνεπακόλουθο τη μείωση του ετήσιου κόστους των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ), το οποίο κυμαίνεται περί τα 500Μ€ και οφείλεται, σχεδόν κατά το ήμισυ, στην ηλεκτροδότηση της Κρήτης.
- Μείωση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων από την ηλεκτροπαραγωγή στο νησί, λόγω της παύσης λειτουργίας των παλαιών πετρελαϊκών μονάδων, πολλές από τις οποίες εξάλλου βρίσκονται κοντά σε κατοικημένες και τουριστικές περιοχές.
- Εξασφάλιση της ομαλής και αξιόπιστης τροφοδότησης με ηλεκτρική ενέργεια του νησιού.
- Μέγιστη αξιοποίηση του πλούσιου δυναμικού ΑΠΕ του νησιού, η οποία δεν θα ήταν δυνατή χωρίς τη διασύνδεση, για τεχνικούς λόγους. Το μεγαλύτερο μέρος των ενεργειακών αναγκών του νησιού θα καλύπτεται από ΑΠΕ, ενώ το υπόλοιπο μέρος των αναγκών θα καλύπτεται από εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας από το Διασυνδεδεμένο, ηλεκτρική ενέργεια που θα έχει παραχθεί κυρίως από μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου. Επίσης, το ποσοστό της παραγωγής από ΑΠΕ που δεν είναι δυνατόν να απορροφηθεί από το Σύστημα της Κρήτης (π.χ. κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου), θα διοχετεύεται μέσω του καλωδίου για την κάλυψη των αναγκών του Διασυνδεδεμένου Συστήματος. Συνεπώς, η αξιοποίηση αυτή οδηγεί σε:
 - ο Μείωση της ενεργειακής εξάρτησης του νησιού (και κατ'επέκταση και της χώρας) από εισαγόμενα καύσιμα, καθώς η ηλεκτροδότησή του θα μπορεί να στηρίζεται σε μεγάλο βαθμό στις ΑΠΕ του νησιού.
 - ο Σημαντική συμβολή στην επίτευξη των ενεργειακών στόχων της χώρας σε ότι αφορά την ενίσχυση της διείσδυσης των ΑΠΕ και τη μείωση των εκπομπών CO₂.

2. ΣΕΝΑΡΙΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΜΕ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ

2.1 Ανάπτυξη και εκτίμηση της συμβολής των ΑΠΕ (με Διασύνδεση)

Στην παρούσα μελέτη λαμβάνονται υπόψη τρία κύρια Σενάρια Ανάπτυξης ΑΠΕ (κυρίως αιολικών) στο Σύστημα της Κρήτης όταν αυτό διασυνδέεται στο Ηπειρωτικό Σύστημα, για την περίοδο 2017-2040 που εξετάζεται:

Σενάριο Α: Ισχύς ΑΠΕ 1.000MW (εκ των οποίων 800MW Α/Π) τα οποία και εγκαθίστανται μέχρι το 2025.

Σενάριο Β: Ισχύς ΑΠΕ 1.535MW (εκ των οποίων 1.200MW Α/Π) τα οποία και εγκαθίστανται μέχρι το 2025.

Σενάριο Γ: Ισχύς ΑΠΕ 2.135MW (εκ των οποίων 1.600MW Α/Π) τα οποία και εγκαθίστανται μέχρι το 2025.

Με βάση τα παραπάνω διαμορφώνονται τα ακόλουθα σενάρια ανάπτυξης των ΑΠΕ στο νησί για δύο ακραία και ένα ενδιάμεσο έτος της περιόδου μελέτης (2017-2025-2040):

Πίνακας 2.1: Σενάρια Ανάπτυξης ΑΠΕ στο Σύστημα της Κρήτης με Διασύνδεση

Σενάρια Ανάπτυξης ΑΠΕ	Έτος		
	2017	2025	2040
A	560	1000	1000
B	390	1535	1535
Γ	450	2135	2135

Δεδομένου ότι η χωροθέτηση των ΑΠΕ δεν είναι επακριβώς γνωστή, διαμορφώθηκε μια κατά προσέγγιση χωρική κατανομή των ΑΠΕ, με βάση τις υφιστάμενες πληροφορίες, όπως προκύπτουν από τις Αιτήσεις για χορήγηση Άδειας Παραγωγής που έχουν γνωστοποιηθεί από τη ΡΑΕ. Διευκρινίζεται ότι τα αποτελέσματα της ανάλυσης που έγινε με την παραπάνω υπόθεση θα πρέπει να επικαιροποιηθούν σε δεύτερη φάση και αφού θα υπάρχουν διαθέσιμες επαρκείς πληροφορίες όσον αφορά τις ρεαλιστικές δυνατότητες και προοπτικές αξιοποίησης των ΑΠΕ (κυρίως αιολικών) του νησιού (π.χ. με την λήψη ΕΠΟ ή άλλης ισοδύναμης έγκρισης), προκειμένου να προσδιοριστούν επακριβώς τα αναγκαία νέα έργα μεταφοράς που θα εξασφαλίζουν την ασφαλή και απρόσκοπτη λειτουργία του συστήματος της Κρήτης.

2.2 Ανάπτυξη του Συστήματος

2.2.1 Πρόβλεψη Ζήτησης

Στα πλαίσια της παρούσας μελέτης λαμβάνεται υπόψη η εξέλιξη της ζήτησης του νησιού για την εξεταζόμενη περίοδο ως το 2040, με βάση εκτιμήσεις της ΔΕΗ Α.Ε. οι οποίες παρουσιάζονται στον Πίνακα που ακολουθεί.

Πίνακας 2.2: Εκτίμηση εξέλιξης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και ισχύος Κρήτης

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

Με βάση τις εκτιμήσεις αυτές προσδιορίστηκαν οι συνθήκες μέγιστου και ελάχιστου ωριαίου φορτίου για δύο ακραία και ένα ενδιάμεσο έτος της περιόδου μελέτης.

Πίνακας 2.3: Σενάρια μέγιστου και ελαχίστου φορτίου Κρήτης

Πρόβλεψη Ζήτησης	Έτος					
	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Μέγιστο	780	840	930	1000	1080	1150
Ελάχιστο	190	200	220	240	260	275

2.2.2 Διαμόρφωση των Διασυνδέσεων και του Δικτύου επί του νησιού

Για κάθε Σενάριο Διασύνδεσης καθορίστηκε καταρχήν ο τρόπος διασύνδεσης του νησιού με το Ηπειρωτικό Σύστημα, δηλαδή ο τύπος του Συνδέσμου DC που πρόκειται να εγκατασταθεί και ακολούθως η διαμόρφωση του δικτύου 150kV επί του νησιού.

Ειδικότερα σε ότι αφορά τα σημεία προσαιγιάλωσης των υποβρυχίων καλωδίων στην Κρήτη, εξετάστηκαν δύο περιπτώσεις:

- Η θέση Κορακιά-Γαληνών των Ν. Ρεθύμνου-Ηρακλείου, η οποία είναι σχετικά κεντροβαρής ως προς τα κύρια κέντρα κατανάλωσης του νησιού (Χανιά, Ρέθυμνο, Ηράκλειο).
- Μια θέση σε ΒΔ σημείο του νησιού (πιθανώς ακρωτήρι Σπάθα ή Γραμβούσας) η οποία παρουσιάζει το πλεονέκτημα της ελαχιστοποίησης της υποβρύχιας διαδρομής και προκρίθηκε στα πλαίσια εκτεταμένης έρευνας της μορφολογίας του βυθού που πραγματοποιήθηκε κατά το παρελθόν σε συνεργασία με το Τμήμα Γεωλογίας του Πανεπιστημίου της Πάτρας για τον εντοπισμό της κατάλληλης διαδρομής όδευσης των υποβρυχίων καλωδίων [5]. Στην περίπτωση αυτή ο σταθμός μετατροπής θα κατασκευαστεί πλησίον του Υ/Σ Χανίων.

Σε ότι αφορά τα σημεία διασύνδεσης με το Ηπειρωτικό Σύστημα εξετάστηκαν δύο περιπτώσεις:

- Σύνδεση στο νότιο άκρο της Πελοποννήσου (Μονεμβασιά) και η όδευση με εναέρια Γ.Μ. DC έως το ΚΥΤ που πρόκειται να κατασκευαστεί στην περιοχή της Μεγαλόπολης.
- Σύνδεση σε ΚΥΤ της Αττικής (πιθανώς το ΚΥΤ Αχαρνών) το οποίο θα προσδιοριστεί επακριβώς σε δεύτερη φάση, αφού διερευνηθούν οι δυνατότητες χώρου και πρόσβασης σε αυτόν.

Σε ότι αφορά την τεχνολογία του Συνδέσμου DC χρησιμοποιείται η τεχνολογία που βασίζεται σε μετατροπείς πηγής τάσης (Voltage Source Converter – VSC) η οποία ακολουθεί τη βασική δομή του συμβατικού συστήματος HVDC, αλλά διαφέρει ως προς αυτή στη χρήση IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistors) αντί θυρίστορ για την ανόρθωση και την αντιστροφή που επιτελούν οι μετατροπείς. Το βασικό πλεονέκτημα της χρήσης IGBTs είναι ότι επιτρέπει την τροφοδοσία παθητικών δικτύων με χαμηλή ή καθόλου παραγωγή και γενικότερα δικτύων με χαμηλή ισχύ βραχυκύκλωσης, όπως το προς διασύνδεση Σύστημα της Κρήτης.

Χρησιμοποιούνται δύο συνδεσμολογίες για το σύνδεσμο DC:

- **Απλός Σύνδεσμος** αποτελούμενος από 2 αγωγούς Υ.Τ. διαφορετικής πολικότητας (+ και -) και ένα μετατροπέα σε κάθε άκρο του συνδέσμου. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι σε περίπτωση βλάβης στον ένα πόλο ο σύνδεσμος δε μπορεί να λειτουργήσει.
- **Υβριδικός Σύνδεσμος** αποτελούμενος από 2 αγωγούς Υ.Τ., ένα καλώδιο Μ.Τ. και δύο μετατροπείς σε κάθε άκρο του συνδέσμου. Ο σύνδεσμος αυτός αποτελεί επί της ουσίας συνδυασμό δύο απλών συνδέσμων, ενός με θετική και ενός με αρνητική πολικότητα σε σχέση με το καλώδιο Μ.Τ. Με τη συνδεσμολογία αυτή η κάθε μονοπολική πλευρά μπορεί να λειτουργήσει μόνη της και ανεξάρτητα από την άλλη. Έτσι σε κανονική λειτουργία οι δύο αγωγοί στους δύο πόλους λειτουργούν με το ίδιο ονομαστικό ρεύμα με αποτέλεσμα το ρεύμα επιστροφής στο καλώδιο Μ.Τ. να μηδενίζεται, ενώ σε περίπτωση βλάβης στον ένα πόλο, το καλώδιο Μ.Τ. μπορεί να χρησιμοποιηθεί βραχυπρόθεσμα ως επιστροφή έτσι ώστε ο δεύτερος πόλος να συνεχίσει να λειτουργεί μεταφέροντας πάνω από το ήμισυ της ονομαστικής του ισχύος. Η δυνατότητα αυτή αυξάνει σημαντικά την αξιοπιστία του εν λόγω συνδέσμου.

Με βάση τα όσα αναλύθηκαν παραπάνω τα Σενάρια Διασύνδεσης της Κρήτης τα οποία μελετήθηκαν στα πλαίσια της παρούσας μελέτης συνοψίζονται στον ακόλουθο πίνακα:

Πίνακας 2.4: Σενάρια Διασύνδεσης της Κρήτης

Σενάρια		Έτος					
		2017	2020	2025	2030	2035	2040
Φορτίο [MW]	Μέγιστο	780	840	930	1000	1080	1150
	Ελάχιστο	190	200	220	240	260	275
ΑΠΕ [MW]	A	560		1000			1000
	B	390		1535			1535
	Γ	450		2135			2135
Διασυνδέσεις	A	2×350MW Μεγαλόπολη					
	B1	2×500MW Αττική					
	B2	1×500MW Αττική			1×500MW Μεγαλόπολη		
	Γ	1×1000MW Αττική			1×1000MW Μεγαλόπολη		
Αναγκαία εφεδρεία συμβατικών μονάδων Κρήτης (% της αιχμής)	A	90%					
	B1	90%					
	B2	100%			50%		
	Γ	100%			0%		

2.2.2.1 ΣΕΝΑΡΙΟ A

Το Σενάριο A (Σχήμα 2.1) προβλέπει τη διασύνδεση της Κρήτης με την Πελοπόννησο με έναν υβριδικό σύνδεσμο DC ικανότητας $2 \times 350 \text{ MW} = 700 \text{ MW}$ μήκους 370km, 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. Η εξέλιξη της διείσδυσης ΑΠΕ για το σενάριο αυτό παρουσιάζεται στον Πίνακα 3.2 και φτάνει συνολικά τα 1000MW. Θα πρέπει να διευκρινιστεί ότι στο σενάριο αυτό προβλέπεται να διατηρηθεί σημαντική συμβατική παραγωγή στο νησί σε ψυχρή εφεδρεία (σε ποσοστό 90% 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.



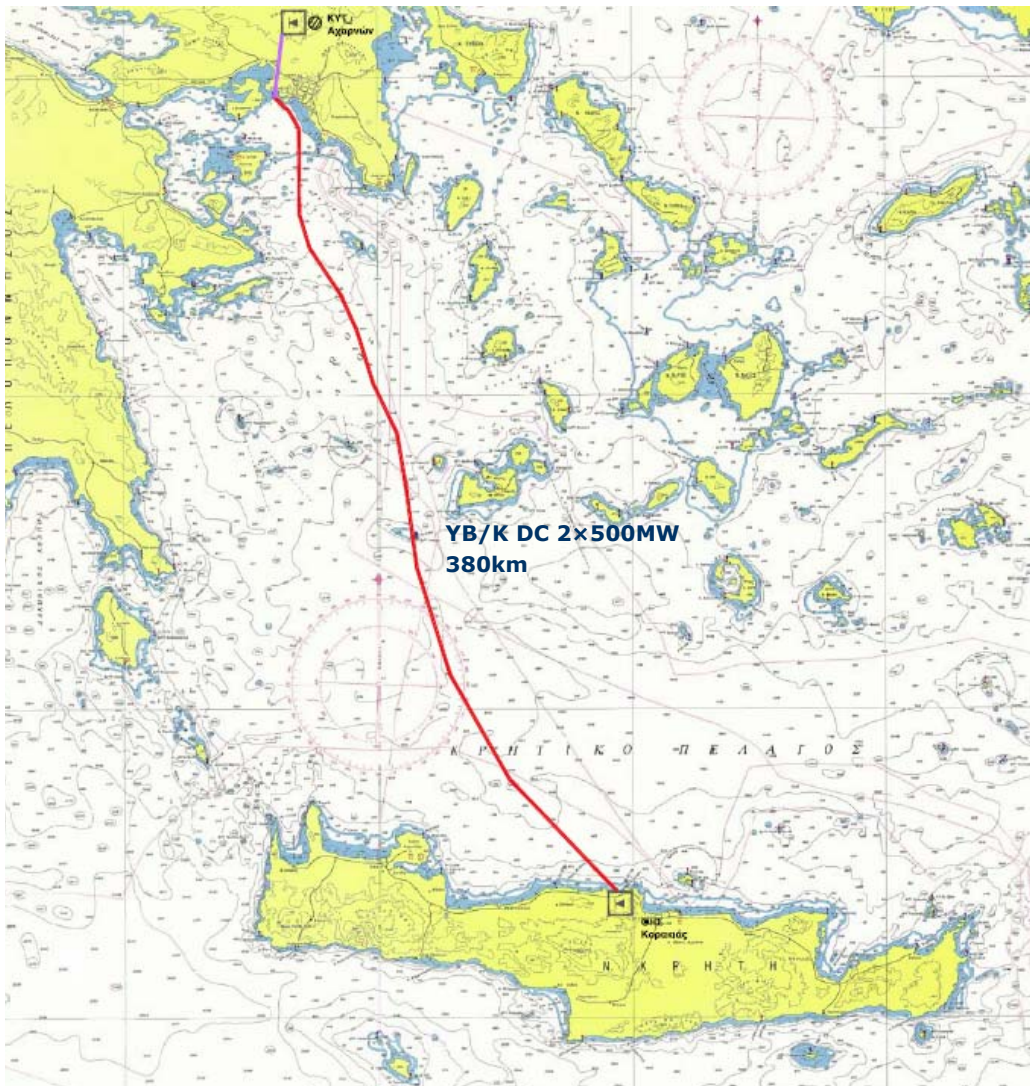
Σχήμα 2.1: Διασύνδεση Κρήτης με το Σύστημα – Σενάριο Α

2.2.2.2 ΣΕΝΑΡΙΟ Β

Περιλαμβάνει δύο υποπεριπτώσεις:

ΣΕΝΑΡΙΟ Β1

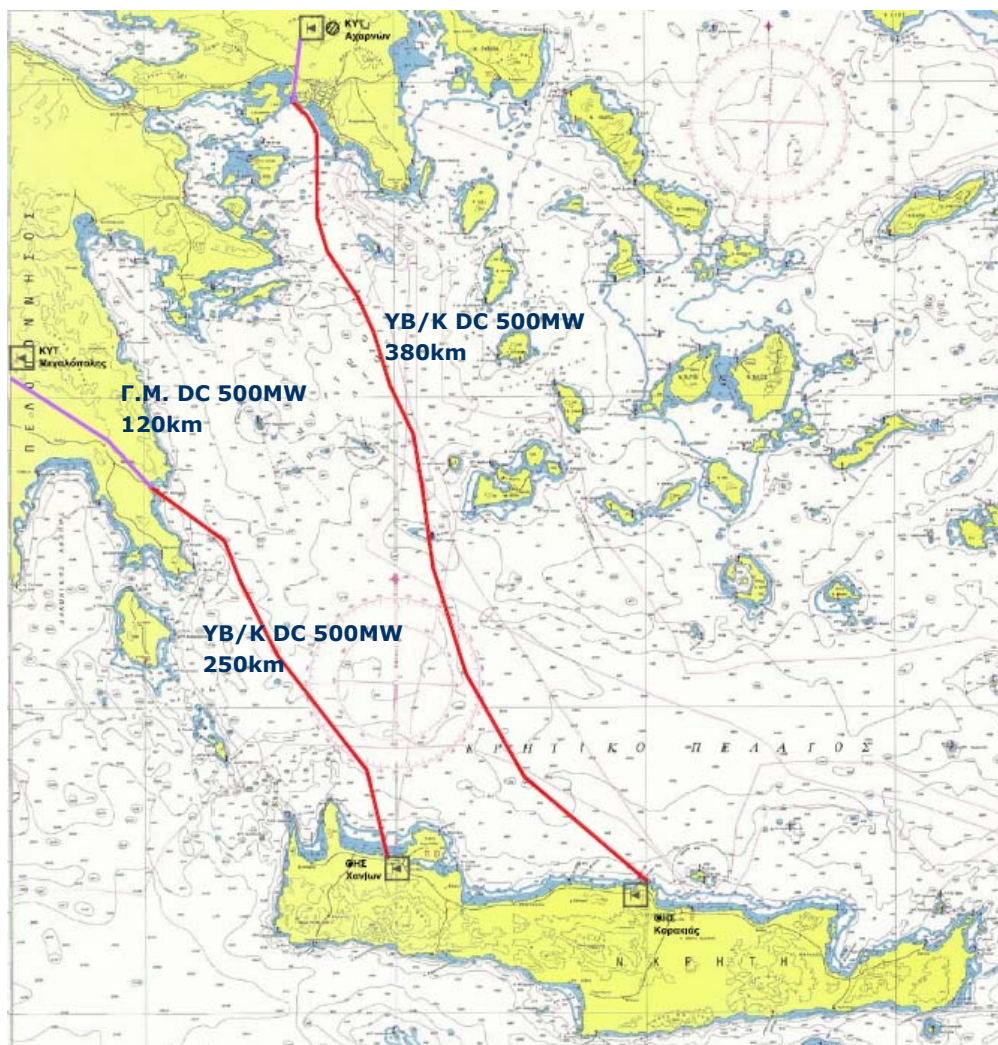
Το Σενάριο Β1 (Σχήμα 2.2) προβλέπει τη διασύνδεση της Κρήτης με ΚΥΤ της Αττικής (πιθανώς ΚΥΤ Αχαρνών) με έναν υβριδικό σύνδεσμο DC ικανότητας $2 \times 500 \text{MW} = 1000 \text{MW}$, ο οποίος θα εκκινεί από την Κορακιά και θα φτάνει με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 380km στην Αττική, όπου θα συνδέεται με κατάλληλο υπόγειο καλώδιο ή εναέρια Γ.Μ. με ΚΥΤ της Αττικής. Η εξέλιξη της διεύθυνσης ΑΠΕ για το σενάριο αυτό παρουσιάζεται στον Πίνακα 3.2 και φτάνει συνολικά τα 1535MW. Και στο Σενάριο Β1, για τους ίδιους λόγους με το Σενάριο Α, προβλέπεται να διατηρηθεί σημαντική συμβατική παραγωγή στο νησί σε ψυχρή εφεδρεία (σε ποσοστό 90% της ετήσιας αιχμής φορτίου).



Σχήμα 2.2: Διασύνδεση Κρήτης με το Σύστημα – Σενάριο B1

ΣΕΝΑΡΙΟ B2

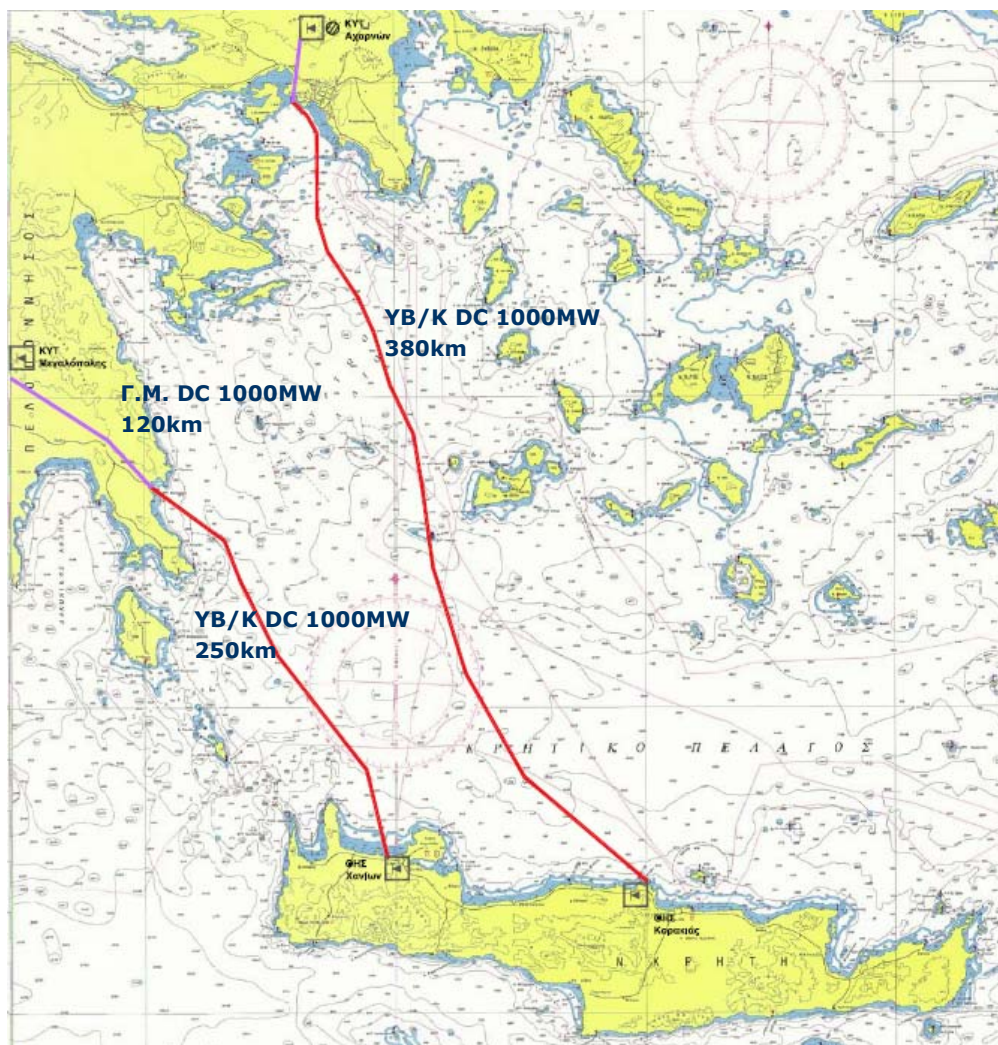
Το Σενάριο B2 (Σχήμα 2.3) προβλέπει τη διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική και την Πελοπόννησο σε δύο στάδια με δύο απλούς συνδέσμους DC ικανότητας $2 \times 500\text{MW} = 1000\text{MW}$. Ο 1^{ος} σύνδεσμος θα εκκινεί από την Κορακιά και θα φτάνει με υποβρύχιο καλώδιο μήκους 380km στην Αττική, όπου θα συνδέεται με κατάλληλο υπόγειο καλώδιο ή εναέρια Γ.Μ. με ΚΥΤ της Αττικής (πιθανώς ΚΥΤ Αχαρνών). Ο 2^{ος} σύνδεσμος, ο οποίος προβλέπεται να εγκατασταθεί σε 2^ο 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 ΚΥΤ Μεγαλόπολης. Η εξέλιξη της διείσδυσης ΑΠΕ για το σενάριο αυτό παρουσιάζεται στον Πίνακα 3.2 και φτάνει συνολικά τα 1535MW, όπως και στο Σενάριο B1. Θα πρέπει να διευκρινιστεί ότι στο σενάριο αυτό προβλέπεται έως την εγκατάσταση του 2^{ου} 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 2^{ου} συνδέσμου DC είναι δυνατή η σταδιακή απομάκρυνση συμβατικών μονάδων και η διατήρηση για λόγους εφεδρείας τοπικής παραγωγής σε ποσοστό 50% της ετήσιας αιχμής φορτίου.



Σχήμα 2.3: Διασύνδεση Κρήτης με το Σύστημα – Σενάριο Β2

2.2.2.3 ΣΕΝΑΡΙΟ Γ

Το Σενάριο Γ (Σχήμα 2.4) προβλέπει τη διασύνδεση της Κρήτης με την Αττική και την Πελοπόννησο σε δύο στάδια με δύο απλούς συνδέσμους DC ικανότητας $2 \times 1000\text{MW} = 2000\text{MW}$. Ο 1^{ος} 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 ΓΜ. με ΚΥΤ της Αττικής (πιθανώς ΚΥΤ Αχαρνών). Ο 2^{ος} σύνδεσμος, ο οποίος προβλέπεται να εγκατασταθεί σε 2^ο στάδιο, ανάλογα με την εξέλιξη της ζήτησης και την πορεία των επενδυτικών σχεδίων ΑΠΕ, θα εκκινεί από Β.Δ. 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. Η εξέλιξη της διείσδυσης ΑΠΕ για το σενάριο αυτό παρουσιάζεται στον Πίνακα 3.2 και φτάνει συνολικά τα 2135MW. Θα πρέπει να διευκρινιστεί ότι στο σενάριο αυτό προβλέπεται έως την εγκατάσταση του 2^{ου} 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 2^{ου} συνδέσμου DC είναι δυνατή η σταδιακή απομάκρυνση έως και του συνόλου της τοπικής συμβατικής παραγωγής.



Σχήμα 2.4: Διασύνδεση Κρήτης με το Σύστημα – Σενάριο Γ

2.3 Ανάλυση Ροών Φορτίου

2.3.1 Μεθοδολογία

Η παρούσα μελέτη αναφέρεται στην περίοδο 2017-2040. Πραγματοποιείται ανάλυση μονίμου καταστάσεως και διαταραχών για τα Σενάρια Διασύνδεσης της Κρήτης όπως αναλύθηκαν παραπάνω και για τρία διαφορετικά έτη της περιόδου μελέτης (τα δύο ακραία και ένα ενδιάμεσο 2017-2025-2040). Επιλέγονται δύο ακραίες λειτουργικές καταστάσεις του Συστήματος, που σχετίζονται με τη φόρτισή του, τη διαθεσιμότητα των στοιχείων του, καθώς και τη διείσδυση ΑΠΕ σε αυτό και πραγματοποιείται έλεγχος ορισμένων κρίσιμων παραμέτρων που αποτελούν τα κριτήρια σχεδιασμού του Συστήματος, βάσει των οποίων διαπιστώνεται ο βαθμός ικανοποίησης των απαιτήσεων ασφάλειας, όπως καθορίζονται στον ΚΔΣ&ΣΗΕ. Συγκεκριμένα, πραγματοποιείται ανάλυση μονίμου καταστάσεως (N) και διαταραχών (N-1) σε:

- Συνθήκες μεγίστου φορτίου έτους (αιχμή) κατά τις οποίες δε λαμβάνεται υπόψη η συνεισφορά των ΑΠΕ.
- Συνθήκες ελαχίστου φορτίου έτους κατά τις οποίες λαμβάνεται υπόψη η συνεισφορά των ΑΠΕ με ταυτοχρονισμό 85% της διείσδυσης που αναφέρονται στο εκάστοτε σενάριο Διασύνδεσης του Πίνακα 3.5 κατά το αντίστοιχο έτος μελέτης.

Κατά την ανάλυση εξετάζεται η τήρηση των ακόλουθων κριτηρίων καλής και ασφαλούς λειτουργίας:

- Τα επίπεδα τάσεως στους ζυγούς Υ.Τ. του Συστήματος απαιτείται να διατηρούνται εντός των παρακάτω ορίων:

- $\pm 5\%$ της ονομαστικής τιμής για κανονικές συνθήκες λειτουργίας (N)
- $\pm 10\%$ της ονομαστικής τιμής για έκτακτες συνθήκες λειτουργίας (N-1)
- Οι φορτίσεις των Γ.Μ. απαιτείται να είναι κάτω από τα θερμικά τους όρια, τόσο σε κανονικές (N), όσο και σε έκτακτες (N-1) συνθήκες λειτουργίας.

Κατά την ανάλυση σε όλες τις καταστάσεις του Συστήματος που μελετήθηκαν, εφόσον παρατηρούνται παραβιάσεις λειτουργικών περιορισμών, τίθενται ενός λειτουργίας διαθέσιμες τοπικές συμβατικές μονάδες, εφόσον συμβάλλουν στην άρση των παραβιάσεων. Σε περίπτωση που οι τοπικές συμβατικές μονάδες δεν επαρκούν για την άρση των παραβιάσεων, στα εν λόγω σημεία του Συστήματος εντοπίζεται η ανάγκη για την πραγματοποίηση ενισχύσεων της μεταφορικής ικανότητας του δικτύου 150kV (αναβάθμιση υφιστάμενων ή κατασκευή νέων Γ.Μ.) ή εγκατάστασης επιπλέον μέσων αντιστάθμισης αέργου ισχύος.

2.3.2 Αποτελέσματα Ανάλυσης

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης μονίμου καταστάσεως και διαταραχών συνοψίζονται στα ακόλουθα:

- Σε όλα τα Σενάρια που εξετάστηκαν παρατηρούνται παραβιάσεις των κριτηρίων ασφαλείας του Συστήματος όπως αυτό υφίσταται σήμερα (συμπεριλαμβανομένων και των προγραμματισμένων ενισχύσεων του). Συγκεκριμένα, η ροή σημαντικής ισχύος από τη Διασύνδεση, σε συνδυασμό με την περιορισμένη λειτουργία τοπικών μονάδων, και με τη μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ σε συνθήκες ελαχίστου φορτίου, έχει ως αποτέλεσμα να παρατηρούνται σοβαρές Υ/Φ σε υφιστάμενες ή προγραμματισμένες Γ.Μ., καθώς και προβλήματα διατήρησης ικανοποιητικών επιπέδων τάσεων στο Σύστημα. Τα προβλήματα εντοπίζονται κυρίως στις Γ.Μ. που συνδέουν το σημείο Διασύνδεσης με το υπόλοιπο Σύστημα της Κρήτης, καθώς και σε Υ/Σ που είναι απομακρυσμένοι από το σημείο της Διασύνδεσης, κυρίως μετά τη διακοπή της λειτουργίας μονάδων των υφιστάμενων σταθμών παραγωγής.
- Για τα Σενάρια Α και Β τα προβλήματα που παρατηρούνται είναι δυνατό να αντιμετωπιστούν ικανοποιητικά με την ενίσχυση του Συστήματος της Κρήτης, όπως αναλύεται ακολούθως:
 - Ενίσχυση του διαδρόμου Κορακιά - Χανιά με νέα Γ.Μ. 2B/150kV στην οποία θα συνδεθούν οι ενδιάμεσοι Υ/Σ (Ρέθυμνο, Ευληγιά, Βρύσες).
 - Ενίσχυση του διαδρόμου Κορακιά - Ηράκλειο με νέα Γ.Μ. 2B/150kV στην οποία θα συνδεθεί ο ενδιάμεσος Υ/Σ Λινοπεραμάτων.
 - Ενίσχυση της σύνδεσης Αθρινόλακκος - Σύστημα με 3^η όδευση, κυρίως σε περίπτωση σημαντικής επαύξησης της ισχύος του ΑΗΣ Αθρινόλακκου (το έργο είναι υπό διερεύνηση και στη ΜΑΣΜ-N 2010-2014) ή ανάπτυξης σημαντικής ισχύος ΑΠΕ στην περιοχή.
 - Αντικατάσταση αγωγού Ε με Ζ στη Γ.Μ. Λινοπεράματα - Αγ. Βαρβάρα - Μοίρες.
 - Εγκατάσταση μέσων αντιστάθμισης αέργου ισχύος στα Χανιά και/ή στον Αθρινόλακκο κυρίως μετά την απομάκρυνση μονάδων από του αντίστοιχους ΑΗΣ.
- Αντίθετα, για το Σενάριο Γ που προβλέπει πολύ μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ στο νησί, θα πρέπει να τονιστεί ότι τα προβλήματα που παρατηρούνται στη λειτουργία του Συστήματος της Κρήτης είναι πολύ εκτεταμένα και εξαρτώνται έντονα από τη χωρική κατανομή των ΑΠΕ που έχει υποτεθεί στα πλαίσια της παρούσας μελέτης. Κατά συνέπεια η περίπτωση πολύ μεγάλης αιολικής διείσδυσης θα πρέπει να επανεξεταστεί σε ότι αφορά τη δυνατότητα και τον τρόπο υλοποίησης, αφού οριστικοποιηθεί το μέγεθος και η χωροθέτηση των ΑΠΕ (λήψη περιβαλλοντικών αδειών - εγκρίσεων ΕΠΟ).

Η παραπάνω διερεύνηση αποτελεί μια προκαταρκτική εκτίμηση των επιπτώσεων που θα έχει η διασύνδεση στη λειτουργία του Συστήματος της Κρήτης, προκειμένου να εντοπιστούν τα αδύναμα σημεία του συστήματος και να προσδιοριστούν οι ανάγκες για επιπλέον ενισχύσεις. Διευκρινίζεται ότι στα σενάρια αυτά δεν έχει ληφθεί υπόψη η συμβολή των ελεγχόμενων ή μερικώς ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ (υβριδικών, ηλιοθερμικών), ο ρόλος και η συνεισφορά των οποίων στην υποκατάσταση συμβατικής παραγωγής και στην αντιμετώπιση των τεχνικών προβλημάτων εξυπηρέτησης του φορτίου και των ΑΠΕ του νησιού χρήζουν ούτως ή άλλως επανεξέτασης μετά την κατασκευή της διασύνδεσης.

Σε επόμενη φάση, μετά την επιλογή του τελικού σεναρίου διασύνδεσης και αφού υπάρχουν διαθέσιμες επαρκείς πληροφορίες όσον αφορά τις ρεαλιστικές δυνατότητες και προοπτικές αξιοποίησης των ΑΠΕ (κυρίως αιολικών) του νησιού (π.χ. με την λήψη ΕΠΟ ή άλλης ισοδύναμης έγκρισης), θα είναι δυνατό να προσδιοριστούν επακριβώς τα αναγκαία νέα έργα μεταφοράς που θα εξασφαλίζουν την ασφαλή και απρόσκοπτη λειτουργία του διασυνδεδεμένου συστήματος της Κρήτης. Κατά τη φάση αυτή, πέραν των μελετών ανάλυσης ροών φορτίου, θα πραγματοποιηθεί ανάλυση βραχυκυκλωμάτων και υπολογισμός της στάθμης βραχυκύκλωσης, καθώς και ανάλυση στατικής και μεταβατικής ευστάθειας.

3. ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

3.1 Βασικές Παραδοχές και Δεδομένα

Η μελέτη βασίστηκε στις παραδοχές που ακολουθούν.

3.1.1 Εξέλιξη της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

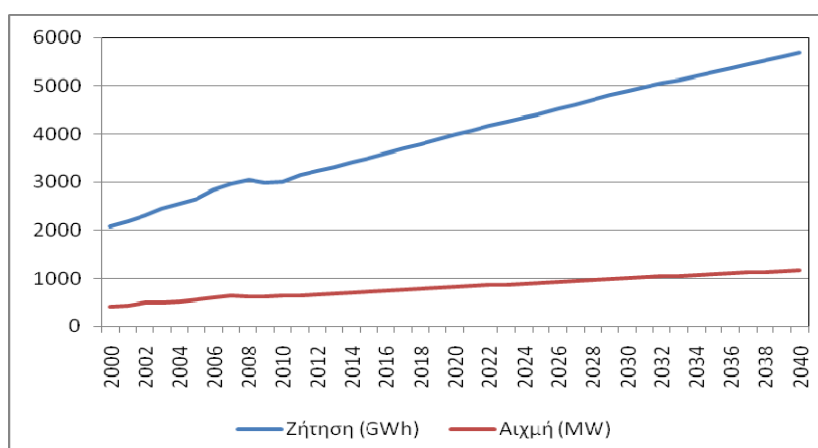
Η εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και της αιχμής στην Κρήτη για την περίοδο 2000-2010 (ιστορικά στοιχεία) παρουσιάζεται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 3.1: Ιστορικά στοιχεία εξέλιξης της ζήτησης Η.Ε. και αιχμής στην Κρήτη

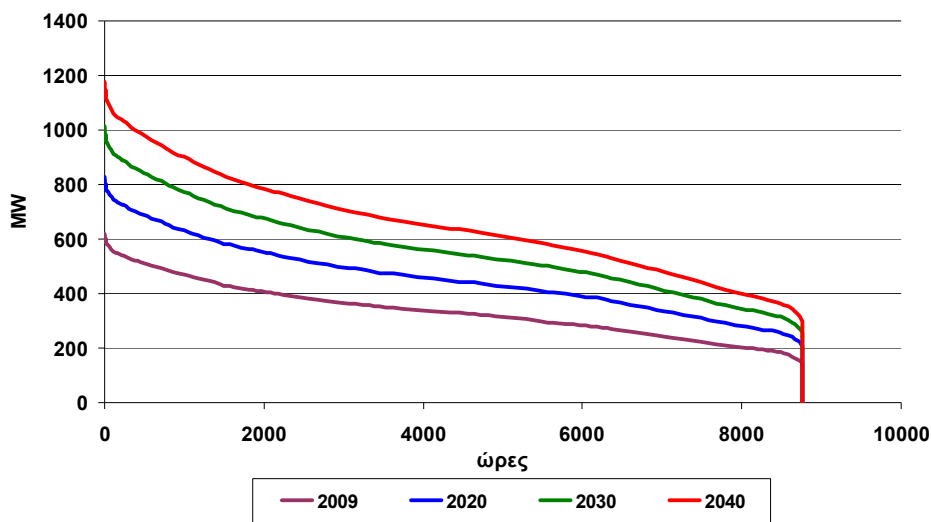
ΕΤΟΣ	Ζήτηση (GWh)	Ετήσιος ρυθμός αύξησης (%)	Μέση ωριαία αιχμή (MW)	Ετήσιος ρυθμός αύξησης (%)	Σ.Φ. (%)
2000	2078		418		56.6
2001	2192	5.5	448	7.3	55.8
2002	2301	5.0	506	12.9	51.9
2003	2445	6.3	498	-1.5	56.1
2004	2545	4.1	529	6.2	54.7
2005	2654	4.3	560	5.9	54.1
2006	2832	6.7	605	8.0	53.4
2007	2961	4.5	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

Πηγή: ΔΕΗ - ΔΔΝ

Τα παρακάτω διαγράμματα δείχνουν γραφικά τη διαχρονική εξέλιξη της ζήτησης και της αιχμής, καθώς και την εξέλιξη της καμπύλης διάρκειας φορτίου της Κρήτης.



Σχήμα 3.1: Εκτίμηση τη εξέλιξης της ζήτησης Η.Ε. και της αιχμής στην Κρήτη



Σχήμα 3.2: Εξέλιξη της καμπύλης διάρκειας φορτίου της Κρήτης

3.1.2 Χρηματοοικονομικές παραδοχές

Οι βασικές χρηματοοικονομικές παραδοχές της μελέτης είναι οι ακόλουθες:

- Ως περίοδος της μελέτης λαμβάνεται η περίοδος 2011-2040.
- Το επιτόκιο αναγωγής σε παρούσα αξία της χρηματοοικονομικής ανάλυσης λαμβάνεται ίσο με 8%.
- Όλες οι χρηματοροές εκφράζονται σε σταθερές τιμές 2011.

3.1.3 Ανάλυση κόστους – Μεθοδολογία (πρόγραμμα WASP)

Παράμετροι Κόστους

Για την οικονομική αποτίμηση των διαφόρων σεναρίων αυτόνομης ανάπτυξης της Κρήτης και διασύνδεσής της με το Διασυνδεδεμένο Σύστημα υπολογίστηκαν οι παρακάτω παράμετροι κόστους:

- **Κόστος επένδυσης**
 - Για το σενάριο ανάπτυξης με πετρέλαιο περιλαμβάνει το κόστος επένδυσης των νέων μονάδων
 - Για το σενάριο ανάπτυξης με LNG περιλαμβάνει το κόστος επένδυσης του τερματικού σταθμού LNG, των αγωγών προς Χανιά και Αθερινόλακκο, της μετατροπής των υφιστάμενων μονάδων ώστε να καίνε LNG, καθώς και το κόστος επένδυσης των νέων μονάδων που είναι απαραίτητες για την αυτόνομη ανάπτυξη του νησιού
 - Για τα σενάρια της Διασύνδεσης περιλαμβάνει το κόστος επένδυσης της Διασύνδεσης και τα κόστη επένδυσης για νέες μονάδες στο Διασυνδεδεμένο που είναι απαραίτητες για την κάλυψη των αναγκών της Κρήτης (μέσω της Διασύνδεσης).
- **Λειτουργικό κόστος**

Περιλαμβάνει το κόστος λειτουργίας και συντήρησης (μαζί με το κόστος καυσίμου και CO₂) των μονάδων παραγωγής στην Κρήτη καθώς και των επιπλέον μονάδων του Διασυνδεδεμένου που χρειάζονται για την ικανοποίηση των ενεργειακών αναγκών της Κρήτης μετά την Διασύνδεση.
- **Κόστος εφεδρείας**

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 και το κόστος στρεφόμενης εφεδρείας των ατμοηλεκτρικών μονάδων του Αθερινόλακκου οι οποίες λειτουργούν στα τεχνικά τους ελάχιστα.

- **Κόστος ΑΠΕ**

Περιλαμβάνει το κόστος αγοράς ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ της Κρήτης σε διαφορετικές τιμές ανάλογα με το εξεταζόμενο σενάριο (Αυτόνομης Ανάπτυξης ή Διασύνδεσης) όπως περιγράφεται και παραπάνω (§1.3)

Το συνολικό κόστος για κάθε σενάριο που εξετάζεται είναι το άθροισμα των επιμέρους παραμέτρων κόστους για το σενάριο αυτό. Τα κόστη των σεναρίων που υπολογίζονται με τον τρόπο αυτό συγκρίνονται μεταξύ τους για την ανάδειξη του σεναρίου με το μικρότερο κόστος.

Μεθοδολογία (Πρόγραμμα WASP)

Το WASP είναι ένα μοντέλο προγραμματισμού συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αναπτύχθηκε στις ΗΠΑ 1972-1973 και βελτιώθηκε από τον ΙΑΕΑ International Atomic Energy Agency). Από το 1999 έγινε διαθέσιμη η τελευταία έκδοση του μοντέλου με την ονομασία WASP IV.

Το WASP χρησιμοποιεί δυναμικό προγραμματισμό για να προσδιορίσει τη βέλτιστη ανάπτυξη ενός συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δηλαδή έτος ένταξης, τύπο και ισχύ νέων μονάδων. Οι συγκρίσεις μεταξύ εναλλακτικών λύσεων γίνονται με κριτήριο την αντικειμενική συνάρτηση που εκφράζει την καθαρή παρούσα αξία όλων των λειτουργικών δαπανών και των επενδύσεων για νέες εγκαταστάσεις διαχρονικά και για το σύνολο της υπό μελέτη χρονικής περιόδου. Το ετήσιο κόστος λειτουργίας του συστήματος παραγωγής υπολογίζεται με τη μέθοδο της στοχαστικής προσομοίωσης. Παράλληλα με το ίδιο μοντέλο υπολογίζεται και η αξιοπιστία του συστήματος η οποία αποτελεί κριτήριο για το φιλτράρισμα των αποδεκτών εναλλακτικών λύσεων.

3.2 Βασικά Σενάρια Ανάπτυξης του Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής

Στα επόμενα κεφάλαια γίνεται αναλυτική περιγραφή των βασικών εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης. Τα σενάρια αυτά χωρίζονται σε δύο μικρότερα υποσύνολα:

- Σενάρια με Αυτοδύναμη Ανάπτυξη της Κρήτης
- Σενάρια με ηλεκτρική Διασύνδεση.

Για όλα τα σενάρια η προσομοίωση ανάπτυξης του Συστήματος έχει γίνει με το πρόγραμμα WASP.

3.2.1 Αυτοδύναμη Ανάπτυξη της Κρήτης

Η Αυτοδύναμη Ανάπτυξη της Κρήτης περιλαμβάνει δύο εναλλακτικά σενάρια

- το Σενάριο της ανάπτυξης με βάση το πετρέλαιο (Diesel και μαζούτ) και
- το Σενάριο με βάση το Φυσικό Αέριο (LNG).

3.2.1.1 Βασικές παραδοχές για την αυτόνομη ανάπτυξη

Σήμερα το Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης αποτελείται από πετρελαϊκές μονάδες με καύσιμο Diesel και μαζούτ. Οι μονάδες αυτές είναι διαφόρων τεχνολογιών (Μηχανές Εσωτερικής Καύσης ή ΜΕΚ, αμμοηλεκτρικές, αεριοστρόβιλοι ανοικτού κύκλου, μονάδες Συνδυασμένου Κύκλου) και διαφορετικής παλαιότητας (π.χ. οι μονάδες των Λινοπεραμάτων είναι πολύ παλιές και με χαμηλό ως επί τω πλείστον βαθμό απόδοσης, ενώ οι μονάδες του Αθερινόλακκου είναι νέες μονάδες με υψηλό βαθμό απόδοσης). Οι παλαιότερες από τις μονάδες αυτές πρόκειται να αποσυρθούν έως το 2020 και να αντικατασταθούν με νέες, είτε ΜΕΚ στην περίπτωση της αυτόνομης ανάπτυξης με πετρέλαιο, είτε συνδυασμένου κύκλου στην περίπτωση αυτόνομης ανάπτυξης με LNG (σύμφωνα με το Πρόγραμμα Ενεργειακής Απένταξης Μονάδων ΔΕΗ). Επιπλέον, στην Κρήτη υπάρχουν μονάδες ΑΠΕ (στην συντριπτική πλειοψηφία τους αιολικά πάρκα) συνολικής ισχύος 167MW¹.

Όσον αφορά την διείσδυση των ΑΠΕ στα σενάρια αυτόνομης ανάπτυξης, στα πλαίσια της παρούσας μελέτης γίνεται η συντηρητική παραδοχή ότι θα εντάσσονται στο σύστημα της

¹ Στοιχεία έως Αύγουστο 2010

Κρήτης και νέες μονάδες ΑΠΕ, η ισχύς των οποίων όμως δεν υπερβαίνει το 30% της αιχμής του νησιού ανά έτος. Η παραδοχή αυτή προφανώς δεν αντανακλά τις σύγχρονες τάσεις με την ανάπτυξη φωτοβολταϊκών, ηλιοθερμικών και υβριδικών σταθμών στο νησί, βάσει των υφιστάμενων δεδομένων. Ωστόσο, λήφθηκε υπόψη μόνο η ανάπτυξη αιολικών, παραδοχή που οδηγεί στο ελάχιστο δυνατό κόστος των σεναρίων αυτών, καθώς οι εν λόγω τεχνολογίες ΑΠΕ (ιδίως φωτοβολταϊκά και ηλιοθερμικά) προσθέτουν, κατά κανόνα, στο κόστος παραγωγής του νησιού. Σημειώνεται ότι περαιτέρω αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ απλά θα επιβάρυνε το συνολικό κόστος των Σεναρίων Αυτοδύναμης Ανάπτυξης της Κρήτης και θα ευνοούσε περισσότερο τα Σενάρια Διασύνδεσης.

Πίνακας 3.2: Μέγιστη Διείσδυση ΑΠΕ ανά τεχνολογία

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΑΠΕ	Αυτόνομη Ανάπτυξη	Σενάρια Διασύνδεσης		
		A	B	Γ
Αιολικά Πάρκα (Α/Π)	238	800	1200	1600
Α/Π υβριδικών	20	40	80	120
Ηλιοθερμικά	37	100	150	200
Φωτοβολταϊκά	60	60	100	200
Λοιπά			5	15
ΣΥΝΟΛΟ	355	1000	1535	2135

3.2.1.2 Αυτοδύναμη Ανάπτυξη με βάση το πετρέλαιο (ντίζελ και μαζούτ)

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 υφισταμένων μονάδων που αποσύρονται σταδιακά. Ως υποψήφιες προς ένταξη μονάδες είναι μονάδες MEK (Μηχανές Εσωτερικής Καύσης με καύσιμο μαζούτ) που χρησιμοποιούνται ως μονάδες βάσης και αεριοστρόβιλοι (με καύσιμο ντίζελ) που χρησιμοποιούνται ως μονάδες αιχμής.

3.2.1.3 Αυτοδύναμη Ανάπτυξη με βάση το Φυσικό Αέριο (LNG)

Στο Σενάριο Αυτοδύναμης Ανάπτυξης με βάση το Φ.Α. (LNG) θεωρούμε ότι το 2017 εντάσσεται το Φ.Α. στο ενεργειακό ισοζύγιο της Κρήτης. Απαιτείται κατασκευή τερματικού σταθμού στην περιοχή της Κορακιάς και δικτύου αγωγών για την μεταφορά του αερίου από την Κορακιά στα Χανιά και τον Αθερινόλακκο όπου υπάρχουν σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το συνολικό ύψος της επένδυσης εκτιμάται της τάξεως των 600Μ€ [15].

3.2.2 Ανάπτυξη με Ηλεκτρική Διασύνδεση

3.2.2.1 Σενάριο Α: Διασύνδεση 2×350MW με Πελοπόννησο

Στο σενάριο Α η διασύνδεση γίνεται με 2 καλώδια ισχύος 350MW το καθένα και συνολικής ισχύος Συνδέσμου DC 700MW, από την Κρήτη (Κορακιά) στην Πελοπόννησο (Μεγαλόπολη). Η διασύνδεση θεωρείται ότι ολοκληρώνεται και τίθεται σε λειτουργία το 2017.

3.2.2.1.1 Βασικές παραδοχές για το Σενάριο Α

Η διείσδυση των ΑΠΕ ανά τεχνολογία έως το 2025 για το Σενάριο Α παρουσιάζεται στον Πίνακα 3.2. Μετά το 2025 θεωρούμε ότι η ισχύς των ΑΠΕ παραμένει σταθερή στην Κρήτη.

Για το σενάριο αυτό απαιτείται η εφεδρεία στο νησί να είναι ίση με το 90% της αιχμής. Αυτό σημαίνει ότι θα χρειαστεί επιπλέον ισχύς (αεριοστρόβιλοι) στην Κρήτη για την περίοδο 2017-2020 δεδομένου ότι το μεγαλύτερο μέρος των μονάδων του νησιού θα αποσυρθεί λόγω παλαιότητας έως το 2030 (σύμφωνα με το Πρόγραμμα Ενεργειακής Απένταξης Μονάδων ΔΕΗ). Επίσης, οι ατμοηλεκτρικές μονάδες του Αθερινόλακκου θα λειτουργούν στα τεχνικά τους ελάχιστα (50MW περίπου) σε όλη τη διάρκεια της περιόδου για λόγους στρεφόμενης εφεδρείας (πρόκειται για «συντηρητική» προσέγγιση).

3.2.2.1.2 Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά διασύνδεσης Σεναρίου Α

Τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά της διασύνδεσης για το σενάριο Α έχουν ως εξής:

Πίνακας 3.3: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά Διασύνδεσης (Σενάριο Α)

ΚΑΛΩΔΙΑ			
Τύπος καλωδίου	Μήκος (km)	Μοναδιαίο κόστος (κ€/km)	Κόστος (Μ€)
Υβριδικός Υποβρύχιος Σύνδεσμος ΣΡ 2×350MW	250	1200	300
Εναέρια ΓΜ ΣΡ 2×350MW	120	240	29
Συνολικό κόστος καλωδίων			329
ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΙΣ			
Τύπος μετατροπέα	Αριθμός	Μοναδιαίο κόστος (Μ€)	Κόστος (Μ€)
Μετατροπέας ΕΡ-ΣΡ-ΕΡ 350MW	4	50	200
Συνολικό κόστος μετατροπέων			200
Συνολικό κόστος Σεναρίου Α			529

3.2.2.2 Σενάριο Β1: Διασύνδεση 2×500MW με Αττική

Στο Σενάριο Β1 η διασύνδεση γίνεται με 2 καλώδια ισχύος 500MW έκαστο και συνολικής ισχύος Συνδέσμου DC 1000MW, από την Κρήτη (Κορακιά) στην Αττική. Η διασύνδεση θεωρείται ότι ολοκληρώνεται και τίθεται σε λειτουργία το 2017.

3.2.2.2.1 Βασικές παραδοχές για το Σενάριο Β

Η διείσδυση των ΑΠΕ ανά τεχνολογία έως το 2025 για το Σενάριο Β παρουσιάζεται στον Πίνακα 3.2. Μετά το 2025 θεωρούμε ότι η ισχύς των ΑΠΕ παραμένει σταθερή στην Κρήτη.

Και στο Σενάριο αυτό η εφεδρεία στο νησί απαιτείται να είναι το 90% της αιχμής. Επομένως θα χρειαστεί η ένταξη αεριοστροβίλων όπως ακριβώς και στο προηγούμενο Σενάριο Α.

Όπως και στο Σενάριο Α, θα απαιτηθεί επιπλέον ισχύς στο Διασυνδεδεμένο για την κάλυψη των αναγκών της διασύνδεσης. Η επιπλέον ισχύς που θα χρειαστεί διαφέρει ελαφρά από αυτήν του Σεναρίου Α, διότι η διείσδυση των ΑΠΕ στην Κρήτη είναι μεγαλύτερη στο Σενάριο Β1 και αυτό επηρεάζει τις ανάγκες σε ισχύ του Διασυνδεδεμένου.

3.2.2.2.2 Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά διασύνδεσης Σεναρίου Β1

Τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά της διασύνδεσης για το Σενάριο Β1 δίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Πίνακας 3.4: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά Διασύνδεσης (Σενάριο Β1)

ΚΑΛΩΔΙΑ			
Τύπος καλωδίου	Μήκος (km)	Μοναδιαίο κόστος (κ€/km)	Κόστος (Μ€)
Υβριδικός Υποβρύχιος Σύνδεσμος ΣΡ 2×500MW	380	1440	547.2
Συνολικό κόστος καλωδίων			547
ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΙΣ			
Τύπος μετατροπέα	Αριθμός	Μοναδιαίο κόστος (Μ€)	Κόστος (Μ€)
Μετατροπέας ΕΡ-ΣΡ-ΕΡ 500MW	4	60	240
Συνολικό κόστος μετατροπέων			240
Συνολικό κόστος Σεναρίου Β1			787

3.2.2.3 Σενάριο Γ: Διασύνδεση 2×1000MW με Αττική και Πελοπόννησο

Στο Σενάριο Γ η διασύνδεση γίνεται με 2 Συνδέσμους DC ισχύος 1000MW έκαστος, και συνολικής ισχύος των δύο Συνδέσμων DC 2000MW, από τους οποίους ο πρώτος οδεύει από την Κρήτη (Κορακιά) στην Αττική και αρχίζει να λειτουργεί το 2017, ενώ ο δεύτερος έχει όδευση από την Κρήτη στην Πελοπόννησο (Μεγαλόπολη) και αρχίζει να λειτουργεί το 2030.

3.2.2.3.1 Βασικές παραδοχές για το Σενάριο Γ

Η διείσδυση των ΑΠΕ ανά τεχνολογία έως το 2025 για το Σενάριο Γ παρουσιάζεται στον Πίνακα 3.2. Μετά το 2025 θεωρούμε ότι η ισχύς των ΑΠΕ παραμένει σταθερή στην Κρήτη. Όσον αφορά την εφεδρεία που πρέπει να υπάρχει στο νησί, αυτή πρέπει να είναι ίση με το 100% της αιχμής για την περίοδο 2017-2029, όταν λειτουργεί μόνο ο ένας Σύνδεσμος DC και 0% της αιχμής για την περίοδο μετά το 2030, όταν θα αρχίσει να λειτουργεί και ο δεύτερος Σύνδεσμος DC. Αυτό συμβαίνει λόγω της διαφορετικής όδευσης των δύο Συνδέσμων DC.

3.2.2.3.2 Τεχνικά χαρακτηριστικά διασύνδεσης Σεναρίου Γ

Τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά της διασύνδεσης για το Σενάριο Γ δίνονται στον παρακάτω πίνακα:

Πίνακας 3.5: Τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά Διασύνδεσης (Σενάριο Γ)

ΚΑΛΩΔΙΑ			
Τύπος καλωδίου	Μήκος (km)	Μοναδιαίο κόστος (κ€/km)	Κόστος (Μ€)
Απλός Υποβρύχιος Σύνδεσμος ΣΡ 1×1000MW	630	1580	995.4
Εναέρια ΓΜ ΣΡ 1×1000MW	120	380	46
Συνολικό κόστος καλωδίων			1041
ΜΕΤΑΤΡΟΠΕΙΣ			
Τύπος μετατροπέα	Αριθμός	Μοναδιαίο κόστος (Μ€)	Κόστος (Μ€)
Μετατροπέας ΕΡ-ΣΡ-ΕΡ 1000MW	4	90	360
Συνολικό κόστος μετατροπέων			360
Συνολικό κόστος Σεναρίου Γ			1401

3.3 Αποτελέσματα Τεχνοοικονομικής ανάλυσης

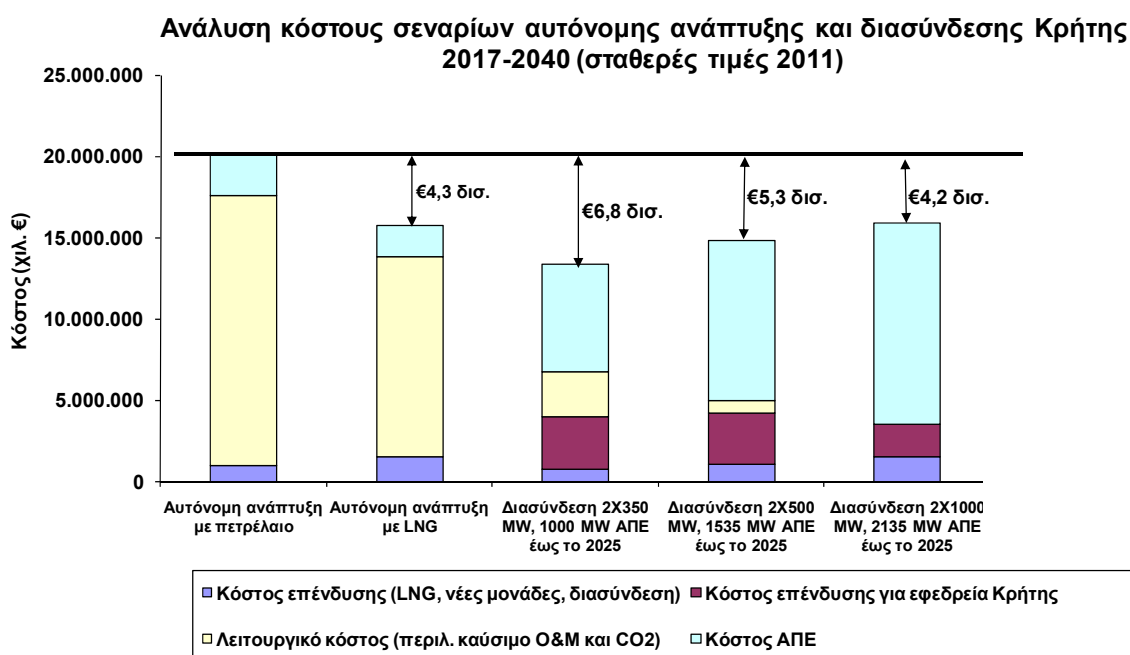
Στο Σχήμα 3.3 φαίνονται τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα των 5 βασικών σεναρίων που εξετάστηκαν (αυτόνομη ανάπτυξη με πετρέλαιο, αυτόνομη ανάπτυξη με LNG, σεναρία διασύνδεσης Α, Β1 και Γ) για την περίοδο 2017-2040 σε σταθερές τιμές 2011.

Από τη συγκριτική ανάλυση των παραπάνω αποτελεσμάτων γίνεται φανερό ότι :

- Μεταξύ των λύσεων : Ανάπτυξη με πετρέλαιο, ανάπτυξη με φυσικό αέριο και Διασύνδεση, βέλτιστη οικονομικά και περιβαλλοντικά είναι φανερά η λύση της Διασύνδεσης: έχει χαμηλότερο συνολικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής και επιτρέπει μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ.
- Επιπλέον των ανωτέρω, η Διασύνδεση της Κρήτης με το Διασυνδεδεμένο Σύστημα πλεονεκτεί έναντι της αυτόνομης ανάπτυξης με συγκεκριμένο καύσιμο (π.χ. LNG) γιατί δεν δεσμεύει την ηλεκτροδότηση του νησιού με ένα αποκλειστικά καύσιμο, εκθέτοντάς τη σε κίνδυνο διακύμανσης διεθνών τιμών καυσίμων σε μεγάλο βάθος χρόνου (30ετίας και άνω), αλλά του επιτρέπει να επωφελείται άμεσα από τις εξελίξεις και τεχνολογικές καινοτομίες που ενδέχεται να εμφανιστούν στη διασυνδεδεμένη Ευρώπη στο παραπάνω χρονικό διάστημα (ενιαία Ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας).
- Συγκρίνοντας τα σεναρία Διασύνδεσης παρατηρούμε τα εξής:
 - Το Σενάριο Α αποτελεί βέλτιστη οικονομοτεχνική λύση μέχρι το 2040, καθώς περιλαμβάνει ελάχιστο κόστος επένδυσης, ελάχιστο συνολικό κόστος και υψηλό

συντελεστής εκμετάλλευσης καλωδίου (34%). Κύριο μειονέκτημα της λύσης αυτής είναι ότι εξαρτάται έντονα από την επέκταση του Συστήματος 400kV προς στην Πελοπόννησο, (το νέο ΚΥΤ Μεγαλόπολης είναι το μοναδικό σημείο σύνδεσης της Κρήτης στο Σύστημα), καθώς και το ότι δεν μεγιστοποιείται η ανάπτυξη ΑΠΕ στην Κρήτη. Ωστόσο, σε περίπτωση μελλοντικής ραγδαίας ανάπτυξης ΑΠΕ (ως και 2500-3000MW) είναι δυνατή η ενίσχυση της Διασύνδεσης Σύστημα - Κρήτη.

- Το Σενάριο Β (2×500MW) αποτελεί ενδιάμεση οικονομοτεχνική λύση, καθώς περιλαμβάνει ενδιάμεσο κόστος επένδυσης, ενδιάμεσο συνολικό κόστος και ενδιάμεσο συντελεστή εκμετάλλευσης καλωδίου (25%), με βασικό πλεονέκτημα ότι επιτρέπει πολύ αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ στην Κρήτη.
- Το Σενάριο Γ αποτελεί ακραία λύση με πολύ υψηλό κόστος επένδυσης, υψηλό συνολικό κόστος και πολύ χαμηλό συντελεστή εκμετάλλευσης του καλωδίου (μόλις 19% μετά το 2030). Σημαντικό, ωστόσο, πλεονέκτημα της λύσης αυτής είναι ότι επιτρέπει την παύση της λειτουργίας των συμβατικών σταθμών παραγωγής του νησιού και προς το τέλος της περιόδου μελέτης την σταδιακή αποξήλωσή τους.



Σχήμα 3.3: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα σεναρίων για την περίοδο 2017-2040.

4. Συμπεράσματα και Προτάσεις

Στον παρακάτω Πίνακα 4.1 συνοψίζονται τα οικονομικά αποτελέσματα της μελέτης και πραγματοποιείται σύγκριση του συνολικού ανηγμένου κόστους ηλεκτροδότησης της Κρήτης της περιόδου 2011-2040.

Πίνακας 4.1: Οικονομικά Αποτελέσματα Μελέτης

Σενάρια		Κόστος τερματικού LNG ή Διασύνδεσης (δισ. €)	Κόστος ενίσχυσης Δικτύου Κρήτης	Πλήρες Κόστος ΕΔΣ 2011-2040 (δισ. €)	Πλήρες Κόστος Κρήτης 2011-2040 (δισ. €)	Εξοικονόμηση vs αυτόνομη ανάπτυξη με πετρέλαιο (δισ. €)	Μέσο Μοναδιαίο πλήρες κόστος παραγωγής Κρήτης (€/MWh)
Αυτόνομη Ανάπτυξη Κρήτης	Με πετρέλαιο ΑΠΕ 355MW	---	---	78	9.4	---	194
	Με Φ.Α. ΑΠΕ 355MW	0.50	---		8.4	1.0	173
Διασύνδεση	Σενάριο Α	0.529	0.045		7.5	1.9	155
	Σενάριο Β1	0.787	0.062		8	1.4	166
	Σενάριο Γ	1.401	---		8.4	1.0	172

Πηγή: ΔΕΗ Α.Ε./ ΔΣΤΡ

Τα παραπάνω ποσά (πλην του κόστους διασύνδεσης που είναι σε σταθερές τιμές 2011²) είναι ανηγμένα σε παρούσα αξία στο 2011 με επιτόκιο αναγωγής 8%.

Από την ανάλυση των αποτελεσμάτων του Πίνακα προκύπτουν τα ακόλουθα:

- Εν γένει η Διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα είναι συμφέρουσα έναντι της αυτόνομης ανάπτυξης. Το συμπέρασμα αυτό συμπίπτει με αυτό των δύο προηγούμενων σχετικών μελετών. Εάν όμως ληφθεί υπόψη ότι τουλάχιστον μέρος της σχετικής δαπάνης, που αφορά το υποβρύχιο καλώδιο DC ή/και τις απαιτούμενες ενισχύσεις του δικτύου του νησιού, ενδέχεται να αναληφθεί από άλλες πηγές (επενδυτές ΑΠΕ, Εθνικοί και/ή Κοινοτικοί πόροι), η οικονομικότητα καθίσταται σαφέστερη και αυξάνεται περαιτέρω αν συνεκτιμηθούν τα περιβαλλοντικά και λοιπά πλεονεκτήματα.
- Δεδομένου ότι το κόστος των λύσεων με Διασύνδεση είναι σε κάθε περίπτωση ιδιαίτερα σημαντικό (μολονότι μικρότερο έναντι αυτού των λύσεων με Αυτόνομη Ανάπτυξη με πετρέλαιο ή φυσικό αέριο) και προκειμένου να καλυφθούν μερικώς οι αβεβαιότητες όσον αφορά στον αναμενόμενο ρυθμό ανάπτυξης των ΑΠΕ επί του νησιού, προτείνονται τα ακόλουθα::
 1. Άμεση λήψη απόφασης για την πρόκριση της λύσης της Διασύνδεσης της Κρήτης με το Σύστημα, έναντι της Αυτόνομης Ανάπτυξης, ενσωμάτωσή του έργου στην επόμενη ΜΑΣΜ, με χρονικό ορίζοντα το 2017-18, και αντίστοιχος προγραμματισμός όσον αφορά στην ανάπτυξη της παραγωγής (συμβατικής και ΑΠΕ) στο νησί.
 2. Εκπόνηση ειδικών μελετών για την περαιτέρω διερεύνηση των τεχνικών και άλλων προβλημάτων που συνδέονται με την κατασκευή της Διασύνδεσης, με στόχο την οριστικοποίηση της τελικής λύσης. Συγκεκριμένα:
 - Επανεκτίμηση/επιβεβαίωση της υποθαλάσσιας διαδρομής Μονεμβασιά - Κρήτη, που είχε επιλεγεί από τη ΔΕΗ το 1988 (ιδίως όσον αφορά την δίοδο από το γεωλογικό ρήγμα).
 - Νέα μελέτη βυθού για την υποθαλάσσια διαδρομή Αττική - Κορακιά.

² Διευκρινίζεται ότι στους υπολογισμούς το κόστος διασύνδεσης έχει και αυτό αναχθεί σε παρούσα αξία.

- Διερεύνηση των τεχνικών προβλημάτων που αφορούν τα σημεία σύνδεσης στο Σύστημα (ΚΥΤ Μεγαλόπολης ή ΚΥΤ Αττικής) από πλευράς κυρίως δυνατότητας κατασκευής (εναέριο τμήμα Μεγαλόπολη – Μονεμβασιά, σημείο εξόδου και διαδρομή καλωδίων μέχρι ΚΥΤ της Αττικής, δυνατότητες χώρου και πρόσβασης σε αυτό) και στην Κρήτη (στη θέση Κορακιά).
3. Μετά την ολοκλήρωση των παραπάνω μελετών μπορεί να οριστικοποιηθεί η ακριβής διαδρομή, τα σημεία σύνδεσης στο Σύστημα και στην Κρήτη, ο τύπος και η ικανότητα μεταφορά του DC Συνδέσμου της πρώτης διασύνδεσης.
 4. Η απόφαση σχετικά με το εάν και πότε θα απαιτηθεί ενίσχυση της Διασύνδεσης της Κρήτης με δεύτερο Σύνδεσμο DC, μπορεί να ληφθεί σε δεύτερο, ανάλογα με την πρόοδο της χορήγησης των ΕΠΟ για τα επενδυτικά σχέδια ΑΠΕ ή και άλλων εκτιμήσεων.
 5. Διερεύνηση των εναλλακτικών τρόπων χρηματοδότησης του έργου. Συγκεκριμένα:
 - Σε περίπτωση κατασκευής εξ' ολοκλήρου από τον Κύριο του Συστήματος ή το ΔΕΣΜΗΕ, διερεύνηση της δυνατότητας συγχρηματοδότησης του έργου από Εθνικούς και Κοινοτικούς πόρους, δεδομένου ότι αποτελεί το πρώτο βήμα για την διασύνδεση της Ευρώπης με τις χώρες της Ανατολικής Μεσογείου – Βορείου Αφρικής στα πλαίσια του «Μεσογειακού Δακτυλίου»¹.
 - Διερεύνηση της δυνατότητας κατασκευής του έργου από ιδιώτες επενδυτές.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] «Προμελέτη Διασύνδεσης νήσου Κρήτης με Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα, Καθορισμός και εκτίμηση κόστους του αναγκαίου εξοπλισμού – Προσδιορισμός Απωλειών», ΔΜΣ/ΔΕΗ, 1988.
- [2] «Τεχνολογία Υποβρυχίων καλωδίων Σ.Ρ. για μεγάλα βάθη», Ι. Βογιατζάκης, Διημερίδα ΤΕΕ για την ενεργειακή ανάπτυξη της Κρήτης, 1989
- [3] «Γεωλογικά προβλήματα και έρευνες στη θαλάσσια περιοχή Πελοποννήσου – Κρήτης», Γ. Φερεντίνος, Διημερίδα ΤΕΕ για την ενεργειακή ανάπτυξη της Κρήτης, 1989.
- [4] «Κρήτη 600, Υποβρύχια Διασύνδεση Κρήτης με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα», ΔΕΗ, Ηράκλειο 1988.
- [5] «Peloponese – Crete HVDC Link», System Study, SwedPower, 1989.
- [6] «Στρατηγική Μελέτη Διασύνδεσης Αυτόνομων Νησιωτικών Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας, Προκαταρκτικές Μελέτες», ΡΑΕ/ΕΠΙΣΕΥ – ΕΜΠ, Αθήνα, 2006
- [7] «Επικαιροποίηση της Στρατηγικής Μελέτης Διασύνδεσης Νησιών με το Σύστημα», ΡΑΕ/ΕΠΙΣΕΥ – ΕΜΠ, Αθήνα, 2008
- [8] «Διασύνδεση αυτόνομου νησιωτικού συστήματος της Κρήτης με το ηπειρωτικό Σύστημα –Φάση Α΄, Μελέτη σκοπιμότητας», ΔΕΗ/ΔΔΝ, 2008
- [9] «Μελέτης Διασυνδέσεων των νησιών του Αιγαίου στο Ηπειρωτικό Σύστημα - ΦΑΣΗ Α», ΔΕΣΜΗΕ, Αθήνα, 2010
- [10] «Reliability evaluation of power systems», R. Billinton, R. N. Allan 2006 Springer
- [11] «HVDC Transmission», Chan-Ki Kim, Vijay K. Sood, Gil-Soo Jang, Seong-Joo Lim and Seok-Jin Lee 2009 John Wiley and Sons Ltd
- [12] Cigré report 379 of working group B1.10
- [13] Canadian Electricity Association Data 1998-2003
- [14] «Expected Energy Not Served (EENS) Study for Vancouver Island Transmission Reinforcement Project», Report-BCTC-R009B, 2005
- [15] «Wien Automatic System Planning (WASP) Package. A Computer Code for Power Generating System expansion Planning. Version WASP-IV with User Interface. User's Manual», IAEA, Vienna, February 2006
- [16] «Defining PPC's Strategy in Natural Gas», McKinsey & Company, Νοέμβριος 2007
- [17] «Evaluating the CNG/LNG business case in Crete», McKinsey & Company, Ιούλιος 2009
- [18] «Μαθηματικά Χρηματοδότησης», Πρόδρομος Γ. Ευθύμογλου, Καθηγητή Πανεπιστημίου Μακεδονίας, Θεσσαλονίκη 1992
- [19] «Expansion Planning for Electrical Generating systems – A Guidebook», IAEA, Vienna 1984.
- [20] «A Multi-area Production Simulation Algorithm to Optimise the Operation of Interconnected Power Systems», G.C Kontaxis, K. Perrakis, J. Kabouris, Department of Electrical and Computer Eng., National technical University, Athens, Greece & S. Vassos, G. Korres, Public Power Corporation, Athens, Greece
- [21] «Supply of islands through long distance submarine cables: problems and prospects (case study: Cycladic Interconnection)», Kabouris J., Maissis A., Papadopoulos M., Efstathiou S., Antonopoulos G., Boulaxis N., CIGRE 2006