



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών

Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

Ηρώων Πολυτεχνείου 9, 15780 Πολυτεχνειούπολη Ζωγράφου

E³M - Lab

Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης

ΤΕΛΙΚΗ ΕΚΘΕΣΗ ΠΡΟΟΔΟΥ

Αθήνα 17.02.2016



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
 Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Υπολογιστών
 Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος
 Ηρώων Πολυτεχνείου 9, 15780 Πολυτεχνειούπολη Ζωγράφου

E³M - Lab

ΤΙΤΛΟΣ ΕΡΓΟΥ: Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης	
Προγραμματική Σύμβαση Περιφέρειας Κρήτης – ΕΜΠ	10.3.2015
ΕΓΓΡΑΦΟ: Τελική Έκθεση Προόδου	Έκδοση: V02
<p>ΕΡΕΥΝΗΤΙΚΗ ΟΜΑΔΑ</p> <p>Γιώργος Καμάρας - Συντονιστής Καθηγ. Παντελής Κάπρος – Επιστημονικός Υπεύθυνος Ομ. Καθηγ. Μιχάλης Παπαδόπουλος Μίλτος Ασλάνογλου Μαρία Κανναβού Σωτήρης Νάνου Κώστας Ντελκής Δημήτρης Περονικολής Γιώργος Πολυμενόπουλος</p>	
<p>ΠΑΡΑΔΟΤΕΑ:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Συλλογή, αξιολόγηση και ανάλυση μελετών και στοιχείων • Κατάρτιση αναλυτικού ενεργειακού ισοζυγίου για την Περιφέρεια Κρήτης 	
Έκδοση / Ημερομηνία V02 / 17.02.2016	Σελίδες 140

ΟΜΑΔΑ ΕΡΓΑΣΙΑΣ

1. Γιώργος Καμάρας

Είχε το γενικό συντονισμό του έργου

2. Καθηγ. Παντελής Κάπρος

Είχε την επιστημονική ευθύνη του έργου

3. Ομ. Καθηγ. Μιχάλης Παπαδόπουλος

Συμμετείχε στην εκπόνηση των "Μελετών Λειτουργίας" για τον προσδιορισμό της τεχνοοικονομικά βέλτιστης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος κατά την διάρκεια ορισμένου έτους, με δεδομένες μονάδες παραγωγής, μεταβλητά κόστη και καταναλώσεις. Για την ανάλυση συντάχθηκε ειδικό Πρόγραμμα ΗΥ με βάση λογισμικό που έχει αναπτυχθεί στο Εργαστήριο Ενεργειακής Οικονομίας και κατάλληλη προσαρμογή και συμπλήρωση αυτού.

4. Μίλτος Ασλάνογλου

Συμμετείχε στη ανάπτυξη των σεναρίων υποδομών του ηλεκτρικού τομέα και του τομέα φυσικού αερίου και στην οικονομική αξιολόγηση τους.

5. Μαρία Κανναβού

Η ωριαία προσομοίωση της λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος παραγωγής της Κρήτης, για κάθε σενάριο χωριστά, πραγματοποιήθηκε με βάση το μοντέλο που έχει αναπτυχθεί από το Εργαστήριο E³M – Lab και έχει ήδη εφαρμοσθεί σε σειρά μελετών. Επίσης, το μοντέλο προσομοιώνει ταυτόχρονα σε ωριαία βάση και τη λειτουργία του Συστήματος Μεταφοράς (AC, DC Load Flows) για να διαπιστώσει τυχόν συμφορήσεις και την ανάγκη ενίσχυσης του συστήματος για τη διασφάλιση συνθηκών ασφαλούς και καλής λειτουργίας.

Η συμμετοχή της Μ. Κανναβού έγκειται στην προσαρμογή και αποτελεσματική λειτουργία του εν λόγω μοντέλου, σε συνεργασία με τον κ. Νάνου, στα πλαίσια της Ανάλυσης και Κοστολόγησης του Ηλεκτρικού Συστήματος της Κρήτης.

6. Σωτήρης Νάνου

Συμμετείχε στην εκπόνηση των "Μελετών Λειτουργίας" για τον προσδιορισμό της τεχνοοικονομικά βέλτιστης λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος κατά την διάρκεια ορισμένου έτους, με δεδομένες μονάδες παραγωγής, μεταβλητά κόστη και καταναλώσεις. Για την ανάλυση συντάχθηκε ειδικό Πρόγραμμα ΗΥ με βάση λογισμικό που έχει αναπτυχθεί στο Εργαστήριο Ενεργειακής Οικονομίας και κατάλληλη προσαρμογή και συμπλήρωση αυτού.

7. Κώστας Ντελκής

Συμμετείχε στη μελέτη της πρόβλεψης της ζήτησης ενέργειας, στην ανάλυση και κοστολόγηση των υποδομών Φυσικού αερίου καθώς και επίσης στην ανάλυση των αποτελεσμάτων των σεναρίων.

8. Δημήτρης Περονικολής

Η συμμετοχή του έγκειται στην ανάπτυξη μεθοδολογίας σχετικά με την πρόβλεψη της ζήτησης ενέργειας στην Κρήτη στην περίοδο 2015-2050.

9. Γιώργος Πολυμενόπουλος

Συμμετείχε στην ανάλυση των ενεργειακών και άλλων στοιχείων, στην κατάρτιση ισοζυγίων ενέργειας και εκπομπών CO₂. Στην ανάλυση και κατανομή της ζήτησης ανά τομέα, υποτομέα και χρήση.

ΚΟΙΝΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ ΠΑΡΑΚΟΛΟΥΘΗΣΗΣ

Σε συνέχεια του Άρθρου 8, της από 10.3.2015, Προγραμματικής Σύμβασης συνεστήθη «Κοινή Επιτροπή Παρακολούθησης» αποτελούμενη από τα κάτωθι μέλη:

A-B Παραδοτέα

- 1. Απόλλων Φιλιππής**
- 2. Νίκος Ζωγραφάκης**
- 3. Ομ. Καθηγ. Μιχάλης Παπαδόπουλος**

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΕΙΣΑΓΩΓΗ	13
A. ΣΥΛΛΟΓΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΕΛΕΤΩΝ ΚΑΙ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ	15
1. ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΕΛΕΤΩΝ	15
1.1 ΜΕΛΕΤΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΚΡΗΤΗΣ ΚΑΙ ΜΔΝ ΣΥΜΠΕΡΙΛΑΜΒΑΝΟΜΕΝΗΣ ΤΗΣ ΠΙΟ ΠΡΟΣΦΑΤΗΣ «ΜΕΛΕΤΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ - ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ.» ΡΑΕ, ΔΕΗ, ΔΕΣΜΗΕ 4/2011.	17
1.2 «ΕΙΔΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ ΓΙΑ ΤΗ ΒΙΩΣΙΜΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΚΡΗΤΗΣ» ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ, ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ / ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΚΑΙ ΒΙΩΣΙΜΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ 2011.	47
1.3 «ΕΡΕΥΝΑ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ ΓΙΑ ΤΗ ΒΙΩΣΙΜΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΜΕΓΑΛΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ Φ/Β ΚΑΙ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΩΝ ΙΣΧΥΟΣ» ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ / ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΚΑΙ ΒΙΩΣΙΜΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ 2011.	56
1.4 «ΣΚΟΠΙΜΟΤΗΤΑ ΕΙΣΑΓΩΓΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΚΡΗΤΗ.» ΤΕΕ 2010.	65
1.5 «ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΒΡΑΧΥΠΡΟΘΕΣΜΩΝ & ΜΑΚΡΟΠΡΟΘΕΣΜΩΝ ΩΦΕΛΕΙΩΝ ΚΑΙ ΕΠΙΠΤΩΣΕΩΝ ΕΥΡΕΙΑΣ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΑΠΕ ΣΤΟ ΣΗΕ ΚΡΗΤΗΣ.» ΤΕΕ/ΤΑΚ. 2010.	83
1.6 «Η ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΠΙΘΕΩΡΗΣΗ ΣΤΑ ΚΤΙΡΙΑ ΚΑΙ ΣΤΗ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ ΚΑΙ Η ΠΡΟΕΤΟΙΜΑΣΙΑ ΤΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΣΤΗΝ ΚΡΗΤΗ,» ΤΕΕ – ΤΜ. ΑΝ.& ΔΥΤ. ΚΡΗΤΗΣ, 2005.	97
1.7 «ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΕΣ ΚΑΙ ΒΙΟΤΕΧΝΙΚΕΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ.» ΤΕΕ/ΤΑΚ 2006.	98
1.8 «ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΚΑΤΑΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΑΠΟΤΥΠΩΜΑΤΟΣ ΔΙΟΞΕΙΔΙΟΥ ΤΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ (CO ₂) ΤΩΝ ΚΑΤΟΙΚΩΝ ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΕΠΙΚΡΑΤΕΙΑΣ. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΤΩΝ ΜΕΤΡΩΝ ΚΑΙ ΜΕΣΩΝ ΓΙΑ ΤΗ ΜΕΙΩΣΗ ΤΟΥ.» ΕΝΥΠ ΕΠΕ - HELESCO A.E. 2009.	99
1.9 ΜΕΛΕΤΗ ΑΝΑΘΕΩΡΗΣΗΣ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΟΥ ΠΛΑΙΣΙΟΥ ΧΩΡΟΤΑΞΙΚΟΥ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΚΑΙ ΑΕΙΦΟΡΟΥ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ (ΠΠΧΣΑΑ) ΚΡΗΤΗΣ.	100
2. ΙΣΧΥΟΝ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΚΑΙ ΕΘΝΙΚΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ – ΔΕΣΜΕΥΣΕΙΣ ΚΑΙ ΣΤΟΧΟΙ ΒΙΩΣΙΜΗΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ	111
3. ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΤΕΛΙΚΗΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΡΗΤΗ.	116
4. ΣΥΝΟΠΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΚΑΙ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ.	117
B. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΙΣΟΖΥΓΙΑ.....	132
1. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΚΡΗΤΗΣ 2010	133
2. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΚΡΗΤΗΣ 2013	134

ΠΙΝΑΚΕΣ

Πίνακας 1: Συνολικά Κόστη για κάθε Μελέτη και Σενάριο της ΔΠΝ/ΔΕΗ και της Αρχικής του ΕΜΠ	31
Πίνακας 2: Φέρουσα ικανότητα περιφερειακής ενότητας Χανίων	50
Πίνακας 3: Φέρουσα ικανότητα περιφερειακής ενότητας Ρεθύμνης	50
Πίνακας 4: Φέρουσα ικανότητα περιφερειακής ενότητας Ηρακλείου	51
Πίνακας 5: Φέρουσα ικανότητα περιφερειακής ενότητας Λασιθίου	51
Πίνακας 6: Κατάταξη των περιοχών προτεραιότητας ανά Περιφερειακή Ενότητα Κρήτης	52
Πίνακας 7: Ανάλυση περιοχών προτεραιότητας ανά Περιφερειακή Ενότητα - Κρήτη	53
Πίνακας 8: Διαθέσιμη έκταση και η μέγιστη ισχύς Α/Γ ανά Περιφερειακή Ενότητα - Κρήτης	53
Πίνακας 9: Διαθέσιμη έκταση και η μέγιστη ισχύς Α/Γ στην Περιφέρεια Κρήτης	54
Πίνακας 10: Επιτρεπόμενες περιοχές χωροθέτησης Φ/Β για κάθε ένα από τα δύο Σενάρια ανά Περιφερειακή Ενότητα - Κρήτης	59
Πίνακας 11: Αξιολόγηση επιτρεπόμενων περιοχών χωροθέτησης Φ/Β στην Περιφέρεια Κρήτης	60
Πίνακας 12.: Αξιολόγηση επιτρεπόμενων περιοχών χωροθέτησης Φ/Β για κάθε ένα από τα δύο Σενάρια ανά Περιφερειακή Ενότητα - Κρήτης	61
Πίνακας 13.: Υπολογισμός και σύγκριση του δείκτη κορεσμού ανά Περιφερειακή Ενότητα - Κρήτης	61
Πίνακας 14.: Περιοχές βιώσιμης χωροθέτησης ανά τεχνολογία και δυνητικά παραγόμενη ισχύς	62
Πίνακας 15: Δυναμικό εγκατάστασης μικρών Φ/Β συστημάτων σε στέγες και κτίρια	63
Πίνακας 16: Αποτελέσματα προσομοίωσης Ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης (Κεφάλαια 2 & 3)	69
Πίνακας 17: Προτεινόμενη σύνθεση του νέου θερμοηλεκτρικού συστήματος Κρήτης μετά την εισαγωγή του φυσικού αερίου	71
Πίνακας 18: Αποτελέσματα προσομοίωσης Ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης με εισαγωγή Φυσικού Αερίου	72
Πίνακας 19: Ανακαφαλαίωση αποτελεσμάτων των εξεταζόμενων συστημάτων παραγωγής Η/Ε στην Κρήτη, όσον αφορά το κόστος καυσίμων	73
Πίνακας 20: Ανάλυση αρχικού κόστους έργων εισαγωγής φυσικού αερίου στην Κρήτη	75
Πίνακας 21: Συνολική ετήσια μείωση εκπεμπόμενων ρύπων CO ₂ με την εισαγωγή φυσικού αερίου στην Κρήτη	76
Πίνακας 22: Ενεργειακά αποθέματα πρωτογενών μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας	76
Πίνακας 23: Ενδεικτική διαστασιολόγηση αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού στα όρη Δίκτυ	80
Πίνακας 24: Εξεταζόμενα Σενάρια Βραχυπρόθεσμης Ανάλυσης αιολικών & Φ/Β σταθμών	85
Πίνακας 25: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα Σεναρίων που προσομοιώθηκαν	89
Πίνακας 26: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα Σεναρίων που προσομοιώθηκαν	90

Πίνακας 27: Ισοζύγιο Η/Ε, Κρήτη 2013	135
Πίνακας 28: Τελική Κατανάλωση Ενέργειας, Κρήτη 2013	137
Πίνακας 29: Συντελεστές εκπομπών CO ₂ , Πηγή: ΦΕΚ 1526B/1999	137
Πίνακας 30: Σύνολο εκπομπών CO ₂ για την παραγωγή Η/Ε με Μαζουτ	137
Πίνακας 31: Σύνολο εκπομπών CO ₂ για την παραγωγή Η/Ε με Diesel	138
Πίνακας 32: Σύνολο εκπομπών CO ₂ για την παραγωγή Η/Ε και υπολογισμό μέσου συντελεστή εκπομπών CO ₂	138
Πίνακας 33: Εκπομπές CO ₂ , Κρήτη 2013	138
Πίνακας 34: Ανάλυση της κατανάλωσης ενέργειας σύμφωνα με τις απαιτήσεις του Συμφώνου των Δημάρχων	139
Πίνακας 35: Ανάλυση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα σύμφωνα με τις απαιτήσεις του Συμφώνου των Δημάρχων	140

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΑ

Διάγραμμα 1: Συνοπτική παρουσίαση των οικονομικών αποτελεσμάτων για καθένα από τα πέντε (δύο συν τρία) βασικά Σενάρια. (Ομάδα Εργασίας ΔΕΜΗΕ, ΔΕΗ, ΡΑΕ)	38
Διάγραμμα 2: Κρήτη - Μέγιστη αποδεκτή εγκατεστημένη ισχύς ΗΘΣ συναρτήσει της εγγυημένης ισχύος ΥΒΣ	41
Διάγραμμα 3: Διαθέσιμες περιοχές για εγκατάσταση αιολικών	49
Διάγραμμα 4: Ποσοστό συμμετοχής κάθε ΠΕ στο σύνολο των περιοχών χωροθέτησης Η/Θ και Φ/Β σταθμών	62
Διάγραμμα 5: Τιμές LNG για τα έτη 2010 – 2013 σε Ευρώπη και Ασία	72
Διάγραμμα 6: Μηνιαία Αξία Φ/Β παραγωγής συναρτήσει εγκατεστημένη ισχύος φ/β	85
Διάγραμμα 7: Μηνιαία Αξία αιολικής παραγωγής συναρτήσει εγκατεστημένη ισχύος φ/β	86
Διάγραμμα 8: Μηνιαία Αξία παραγωγής ΑΠΕ συναρτήσει εγκατεστημένη ισχύος φ/β	86
Διάγραμμα 9: Η αξία της αιολικής παραγωγής για διαφορετική ισχύ και με εγκατεστημένη τη μισή αδειοδοτημένη ισχύ των Φ/Β (Σενάρια 3 & 4)	86
Διάγραμμα 10: Σύγκριση Αξίας ΑΠΕ αν εγκατασταθεί το σύνολο των Φ/Β, συναρτήσει της εγκατεστημένης ισχύος Α/Γ (Σενάρια 3, 5 & 6)	87
Διάγραμμα 11: Η αξία της αιολικής παραγωγής για διαφορετική ισχύ και με εγκατεστημένο το σύνολο των Φ/Β	87
Διάγραμμα 12: Συγκεντρωτικά συγκριτικά αποτελέσματα από τα σενάρια που προσομοιώθηκαν	88
Διάγραμμα 13: Σύγκριση μηνιαίας αποκοπής παραγωγής από ΑΠΕ	88
Διάγραμμα 14: Σύγκριση αξίας ΑΠΕ έχοντας λάβει το 20% παραγωγής Φ/Β ως «βέβαιο» και με χωρίς tracker	90
Διάγραμμα 15: Σύγκριση αξίας ΑΠΕ για τα σενάρια ευαισθησίας που προσομοιώθηκαν	90
Διάγραμμα 16: Τελικό ενεργειακό ισοζύγιο έτους 2020 – Σενάρια Α, Β, Γ, Δ	95
Διάγραμμα 17: Εξέλιξη εκπομπών CO ₂ των τεσσάρων σεναρίων αναφοράς	95

EΙΚΟΝΕΣ

<i>Εικόνα 1: Διασυνδέσεις νησιών του Αιγαίου κατά την «Στρατηγική Μελέτη» του ΕΜΠ.</i>	26
<i>Εικόνα 2: Οι Διασυνδέσεις των νησιών του Αιγαίου με το ηπειρωτικό Σύστημα, σύμφωνα με την μελέτη του ΔΕΣΜΗΕ. (Με διακοπτόμενη γραμμή σημειώνονται οι προβλεπόμενες σε δεύτερο στάδιο διασυνδέσεις)</i>	36
<i>Εικόνα 3: Γενική δομή σχήματος διασύνδεσης HVDC νησιωτικού ΣΗΕ.</i>	45
<i>Εικόνα 4: Ετήσια ολική ακτινοβολία ελληνικών σταθμών</i>	119
<i>Εικόνα 5: Ηλιακός κλιματισμός</i>	120
<i>Εικόνα 6: Ηλιοθερμικά συστήματα με παραβολικά κάτοπτρα και ηλιακό πύργο ισχύος</i>	120
<i>Εικόνα 7: Παραγωγή βιοαερίου από φυτικά υπολείμματα και ζωικά απόβλητα</i>	122
<i>Εικόνα 8: Συστήματα εκμετάλλευσης αβαθούς γεωθερμίας (ΕΜΠ)</i>	123
<i>Εικόνα 9: Αιολικά πάρκα</i>	124
<i>Εικόνα 10: Δυνατότητες εγκατάστασης Α/Γ σε υπεράκτια αιολικά πάρκα</i>	125
<i>Εικόνα 11: Αιολικό Δυναμικό ΠΕ Χανίων και Ρεθύμνου (ΚΑΠΕ)</i>	125
<i>Εικόνα 12: Αιολικό Δυναμικό ΠΕ Ηρακλείου και Λασιθίου (ΚΑΠΕ)</i>	126
<i>Εικόνα 13: Τύποι εγκαταστάσεων εκμετάλλευσης κυματικής ενέργειας</i>	127
<i>Εικόνα 14: Ενδεικτικές υποψήφιες περιοχές εγκατάστασης μονάδων μετατροπής κυματικής ενέργειας (Χαρτογράφηση του Ελληνικού Θαλάσσιου Χώρου στα Πλαίσια ενός Σχεδίου Δράσης με Αντικείμενο την Ολοκληρωμένη Θαλάσσια Πολιτική Δ. Δεληκαράογλου ΕΜΠ)</i>	128

ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΕΣ

Ε.Ε.	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΜΠ	Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΔΕΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΔΕΣΜΗΕ	Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΔΕΔΔΗΕ	Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΑΔΜΗΕ	Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΤΕΕ	Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας
ΤΕΕ/ΤΑΚ	Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας / Τμήμα Ανατολικής Κρήτης
ΚΑΠΕ	Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας
ΠΠΧΣΑΑ	Περιφερειακό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης
ΕΠΧΣΑΑ	Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης
ΔΠΡΓ/ΔΕΗ	Διεύθυνση Παραγωγής της ΔΕΗ
ΕΠΙΣΕΥ-ΕΜΠ	Ερευνητικό Πανεπιστημιακό Ινστιτούτο Συστημάτων Επικοινωνιών και Υπολογιστών - Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
ΔΠΝ/ΔΕΗ	Διεύθυνση Περιφέρειας Νήσων
ΣΗΕ	Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΚΥΤ	Κέντρο Υπερυψηλής Τάσεως
ΜΔΝ	Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων
ΥΚΩ	Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας
ΦΑ	Φυσικό Αέριο
Brent	Αργό Πετρέλαιο
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
Α/Π	Αιολικά Πάρκα
ΗΘΣ	Ηλιοθερμικός Σταθμός
ΥΒΣ	Υβριδικός Σταθμός
Φ/Β	Φωτοβολταϊκά
ΜΤ	Μέση Τάση
ΥΤ	Υψηλή Τάση

kV	Kilovolt
MW	Megawatt
AC	Alternating Current
DC	Direct current
ΘΗΣ	Θερμοηλεκτρικός Σταθμός
MVA	Megavolt amperes
HVDC	High-voltage direct current
VSC	Voltage-source converters
MWh	Megawatt hour
Υ/Σ	Υποσταθμός
ΣΡ	Συνεχές Ρεύμα
ΕΡ	Εναλλασσόμενο Ρεύμα
ΗΕΠ	Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός
IENE	Ινστιτούτο Ενέργειας Νοτιοανατολικής Ευρώπης
ΥΤΣΡ	Υψηλής Τάσης Συνεχούς Ρεύματος
CSC	Current Commutated Converters
VCC	Voltage Commutated Converters
ΕΣΜΗΕ	Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα
ΕΠΧΣΑΑ ΑΠΕ	Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
Α/Γ	Ανεμογεννήτρια
NATURA 2000	Πανευρωπαϊκό δίκτυο προστασίας των ειδών και των ενδιαιτημάτων τους
RAMSAR	Σύμβαση για τους Υγροβιότοπους Διεθνούς Σημασίας
ΟΤΑ	Οργανισμός τοπικής αυτοδιοίκησης
ΒΙΟΠΑ	Βιοτεχνικό Πάρκο
ΒΙΠΕ	Βιομηχανική Περιοχή
ΕΛΣΤΑΤ	Ελληνική Στατιστική Αρχή
ΠΕ	Περιφερειακή Ενότητα
kg	Kilogram / Κιλά
lt	Liter / Λίτρα
kcal	Kilocalories / Θερμίδες
m ³	cubic meter / κυβικά μετρα
kWh _{th}	Kilowatthour thermal

BTU	British thermal unit
CO ₂	Carbon dioxide / Διοξείδιο του άνθρακα
tn	Tones / Τόνοι
M.T.	Μετρικοί Τόνοι
ΜΥΗΕ	Μικροί Υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας
ΑΤΣ	Σταθμός αντλησιοταμίευσης
ΔΕΥΑΗ	Δημόσια Επιχείρηση Ύδρευσης Αποχέτευσης Ηρακλείου
ΔΕΥΑΧ	Δημόσια Επιχείρηση Ύδρευσης Αποχέτευσης Χανίων
ΙΓΜΕ	Ινστιτούτο Γεωλογικών και Μεταλλευτικών Ερευνών
LNG	Liquefied Natural Gas / Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο
ΔΕΠΑ	Δημόσια Επιχείρηση Αερίου
ΕΣΦΑ	Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου
ΕΙΚ	Ενεργειακό Ισοζύγιο Κρήτης
ΤΙΠ	Τόνοι Ισοδύναμου Πετρελαίου

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Με την από 10.3.2015 Προγραμματική Σύμβαση, ανατέθηκε από την Περιφέρεια Κρήτης στο Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο (ΕΜΠ) το ερευνητικό έργο «ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ ΚΡΗΤΗΣ».

Η Κρήτη αποτελούσε και αποτελεί μια ιδιαίτερη ενεργειακά περίπτωση, λόγω του μεγέθους της, της ανάπτυξης της, της θέσης της, του μεγάλου δυναμικού ΑΠΕ αλλά πρόσφατα και των υδρογονανθράκων που πιθανά υπάρχουν στην ευρύτερη περιοχή. Για το λόγο αυτό είναι απαραίτητος ο ενεργειακός σχεδιασμός, ο οποίος θα τεκμηριώνει το μελλοντικό ενεργειακό προγραμματισμό και θα συμβάλλει ουσιαστικά στην ανάπτυξη της Περιφέρειας Κρήτης.

Το αντικείμενο του έργου αφορά:

- στην αποτύπωση της υφιστάμενης ενεργειακής κατάστασης, μέσω των μελετών που έχουν εκπονηθεί πρόσφατα αλλά και των ενεργειακών δεδομένων παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας
- στην πρόβλεψη ζήτησης και παραγωγής ενέργειας με διαμόρφωση όλων των πιθανών σεναρίων για την περίοδο 2010 – 2050, όπου βασικό παράγων είναι η μείωση της ζήτησης μέσω της βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης και η κάλυψη των ορθολογικών πλέον ενεργειακών αναγκών με το κατάλληλο ενεργειακό μίγμα
- στην ανάλυση των αποτελεσμάτων των σεναρίων, τα οποία θα αξιολογηθούν με ενεργειακά – τεχνικά, οικονομικά, περιβαλλοντικά και κοινωνικά κριτήρια με στόχο την επιλογή του βέλτιστου σεναρίου
- στην παρουσίαση και διαβούλευση των αποτελεσμάτων.

Πιο συγκεκριμένα τα περιεχόμενα – παραδοτέα του έργου είναι:

1. Συλλογή, αξιολόγηση και ανάλυση μελετών και στοιχείων
2. Κατάρτιση αναλυτικού ενεργειακού ισοζυγίου για την Περιφέρεια Κρήτης
3. Πρόβλεψη παραγωγής και ζήτησης ενέργειας – Διαμόρφωση σεναρίων
 - Business As Usual
 - Αυξημένης διείσδυσης Φυσικού Αερίου (με και χωρίς ηλεκτρική διασύνδεση)
 - Εξηλεκτρισμού Κρήτης με τρία υποσενάρια
 - περιορισμένης ισχύος διασύνδεση, εκσυγχρονισμός σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, μέτρια ανάπτυξη αιολικών αυξημένη διείσδυση άλλων ΑΠΕ

- αυξημένη διείσδυση όλων των ΑΠΕ με μεγάλα έργα αιολικών, προώθηση των ΑΠΕ για ιδιοκατανάλωση στους τομείς τελικής χρήσης ενέργειας, ηλεκτρική διασύνδεση
- σταδιακή απεξάρτηση Κρήτης από ορυκτά καύσιμα μέχρι 2040-2050 με μεγάλη μείωση της ζήτησης, μέσω προώθησης της εξοικονόμησης ενέργειας, αυξημένη διείσδυση όλων των μορφών ΑΠΕ με μεγάλα έργα και αποκεντρωμένη παραγωγή, χωρίς ηλεκτρική διασύνδεση

4. Ανάλυση αποτελεσμάτων σεναρίων

5. Διαβούλευση – Παρουσίαση αποτελεσμάτων - Συμπεράσματα

Ο χρονικός ορίζοντας των προβλέψεων και αποτελεσμάτων θα αφορά την περίοδο μέχρι το 2050, με ενδιάμεσα στοιχεία για το 2020, το 2030 και το 2040, που θα έχουν ως στόχο την εκπλήρωση των εθνικών δεσμεύσεων και των περιφερειακών στόχων και πολιτικών για διείσδυση των ΑΠΕ, μείωση του CO₂ και βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης.

A. ΣΥΛΛΟΓΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΕΛΕΤΩΝ ΚΑΙ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ

1. ΑΝΑΛΥΣΗ ΜΕΛΕΤΩΝ

Στο συγκεκριμένο κεφάλαιο παρουσιάζεται μια ανάλυση και αξιολόγηση, μέσω σχολιασμού, των κυριότερων μελετών, προγραμματικών κειμένων και στοιχείων που αφορούν στον ενεργειακό τομέα της Κρήτης. Στοιχεία και αποτελέσματα των μελετών αυτών θα χρησιμοποιηθούν, ή θα αποτελέσουν ενδείξεις πάνω στις οποίες θα βασιστούν παραδοχές και προσεγγίσεις για την εκπόνηση της παρούσας μελέτης

Πιο συγκεκριμένα εξετάστηκαν οι ακόλουθες μελέτες και στοιχεία:

1. Ανάλυση Μελετών

- 1.1 Μελέτες διασύνδεσης Κρήτης και ΜΔΝ συμπεριλαμβανομένης της πιο πρόσφατης «Μελέτη Ανάπτυξης του Ηλεκτρικού Συστήματος της Κρήτης - Διασύνδεση με το Ηπειρωτικό Σύστημα.» ΡΑΕ, ΔΕΗ, ΔΕΣΜΗΕ 2011.
- 1.2 «Ειδική μελέτη χωροθέτησης για τη βιώσιμη εγκατάσταση αιολικών πάρκων στην Περιφέρεια Κρήτης» Πολυτεχνείο Κρήτης, Τμήμα Μηχανικών Περιβάλλοντος / Εργαστήριο Ανανεώσιμων και Βιώσιμων Ενεργειακών Συστημάτων 2011.
- 1.3 «Έρευνα χωροθέτησης για τη βιώσιμη εγκατάσταση μεγάλων μονάδων Φ/Β και ηλιοθερμικών ισχύος» Πολυτεχνείο Κρήτης, Τμήμα Μηχανικών Περιβάλλοντος / Εργαστήριο Ανανεώσιμων και Βιώσιμων Ενεργειακών Συστημάτων 2011.
- 1.4 «Σκοπιμότητα εισαγωγής φυσικού αερίου στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη.» ΤΕΕ 2010.
- 1.5 «Διερεύνηση Βραχυπρόθεσμων & Μακροπρόθεσμων Ωφελειών και Επιπτώσεων Ευρείας Συμμετοχής ΑΠΕ στο ΣΗΕ Κρήτης.» ΤΕΕ/ΤΑΚ 2010.
- 1.6 «Η ενεργειακή επιθεώρηση στα κτίρια και στη βιομηχανία και η προετοιμασία των μηχανικών στην Κρήτη.» ΤΕΕ – Τμ. Αν.& Δυτ. Κρήτης 2005.
- 1.7 «Βιομηχανικές και Βιοτεχνικές Εγκαταστάσεις.» ΤΕΕ/ΤΑΚ 2006.
- 1.8 «Αναλυτική Καταγραφή του Αποτυπώματος Διοξειδίου του Άνθρακα (CO₂) των Κατοίκων της Ελληνικής Επικράτειας. Εκτίμηση των Μέτρων και Μέσων για τη Μείωση του.» ΕΝΥΠ-HELESCO Α.Ε. 2009.
- 1.9 «Μελέτη αναθεώρησης Περιφερειακού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης (ΠΠΧΣΑΑ) Κρήτης».

2. Ισχύον Ευρωπαϊκό και Εθνικό Ενεργειακό Πλαίσιο – Δεσμεύσεις και Στόχοι βιώσιμης ανάπτυξης της Κρήτης.
3. Στοιχεία παραγωγής και τελικής κατανάλωσης ενέργειας για την Κρήτη.
4. Συνοπτική ανάλυση τεχνολογιών και στοιχείων.

Επειδή βασικό αντικείμενο εξέτασης, στο παρόν έργο, αποτελεί η διασύνδεση της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα, θα αναλυθούν όλες οι μελέτες που έχουν εκπονηθεί μέχρι σήμερα και αφορούν στη διασύνδεση της Κρήτης και των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων (ΜΔΝ).

1.1 ΜΕΛΕΤΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΚΡΗΤΗΣ ΚΑΙ ΜΔΝ ΣΥΜΠΕΡΙΛΑΜΒΑΝΟΜΕΝΗΣ ΤΗΣ ΠΙΟ ΠΡΟΣΦΑΤΗΣ «ΜΕΛΕΤΗ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ - ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ.» ΡΑΕ, ΔΕΗ, ΔΕΣΜΗΕ 4/2011.

1.1.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η ΔΕΗ από τις αρχές της δεκαετίας του 1960 άρχισε την κατασκευή υποβρύχιων διασυνδέσεων των νησιών με την ηπειρωτική χώρα, με στόχο την ηλεκτροδότηση αυτών από το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Παραγωγής - Μεταφοράς της ηπειρωτικής χώρας (ή το δίκτυο γειτονικού μεγαλύτερου νησιού) και την κατάργηση (ή τον περιορισμό) του αριθμού των τοπικών πετρελαϊκών σταθμών παραγωγής.

Τα πλεονεκτήματα της διασύνδεσης είναι:

- 1) Η πληρέστερη κάλυψη των αναγκών του νησιού σε ηλεκτρική ενέργεια
- 2) Η απαλλαγή του νησιού από τον ρυπογόνο τοπικό σταθμό.
- 3) Η μείωση του κόστους εξυπηρέτησης του νησιού, λόγω του μικρότερου γενικά κόστους των σταθμών παραγωγής μεγαλύτερης ισχύος και ιδιαίτερα του ηπειρωτικού Συστήματος.
- 4) Η δυνατότητα πληρέστερης αξιοποίησης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας που συχνά υπάρχουν στα νησιά.

Η πραγματοποίηση της διασύνδεσης ενός νησιού ενδείκνυται να γίνει αν προηγουμένως διαπιστώνεται ότι:

- 1) Υφίσταται η τεχνική δυνατότητα υλοποίησης της διασύνδεσης με τα εκάστοτε υφιστάμενα δεδομένα. Ο σχεδιασμός και η τελική επιλογή του βέλτιστου σχήματος της διασύνδεσης αποτελεί ένα σύνθετο τεχνικό πρόβλημα, για την λύση του οποίου βασικής σημασίας είναι η «αξιοπιστία» ηλεκτροδότησης του νησιού, δηλαδή η εξασφάλιση της συνέχειας της ηλεκτροδότησης σε υψηλό βαθμό.
- 2) Η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη και συγκεκριμένα εάν το συνολικό κόστος ηλεκτροδότησης του νησιού κατά την επόμενη 25ετία, εντός της οποίας θεωρείται ότι αποσβήνεται η επένδυση των υποβρύχιων καλωδίων και του λοιπού εξοπλισμού, είναι μικρότερο από το κόστος ηλεκτροδότησης του νησιού μέσω τοπικού σταθμού παραγωγής, ο οποίος βέβαια θεωρείται ότι θα αναπτύσσεται κατά την διάρκεια της 25ετίας έτσι ώστε να

εξασφαλίζει με επάρκεια την κάλυψη των αναγκών του. Κατά τους υπολογισμούς αυτούς, παλιότερα δεν λαμβάνονταν υπόψη τα λοιπά οφέλη που πρόσφερε η διασύνδεση, που κατά κύριο λόγο αφορούν την δυνατότητα της πληρέστερης ανάπτυξης των τοπικών ΑΠΕ

Σημειώνεται ότι η θεώρηση αυτή όσον αφορά στην οικονομικότητα της διασύνδεσης, η οποία εφαρμόζονταν ανέκαθεν, είναι ισοδύναμη με την πρόσφατη απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής¹, σύμφωνα με την οποία η ΡΑΕ, πριν από την χορήγηση Άδειας Παραγωγής για την ενίσχυση υφιστάμενου σταθμού ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού (ΜΔΝ) ή την κατασκευή νέου, υποχρεούται να εξετάζει το ενδεχόμενο η διασύνδεσή του να είναι οικονομικότερη, οπότε και υποχρεούται να προχωρήσει άμεσα στις κατάλληλες ενέργειες για την υλοποίησή της, σε συνεργασία με τον ΑΔΜΗΕ. Η εκπόνηση της σχετικής μελέτης επιβάλλεται όπως γίνεται σε συνεργασία με τον Διαχειριστή των ΜΔΝ. Ορίζεται μάλιστα ότι ως βάση για την εκτίμηση του κόστους νησιού με αυτόνομο σταθμό, θα πρέπει να λαμβάνεται το ποσό των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) που καταβλήθηκαν κατά το τελευταίο έτος.

Στις επόμενες παραγράφους δίδεται αρχικά μια συνοπτική εικόνα των μέχρι σήμερα εμπειριών και των μελετών που αφορούν τις διασυνδέσεις των νησιών, δεδομένου ότι η διασύνδεση της Κρήτης αποτέλεσε συχνά μέρος αυτών. Ακολουθεί αναλυτικότερα η παρουσίαση και ο σχολιασμός αυτών που αφορούν την διασύνδεση της Κρήτης. Τέλος κρίθηκε σκόπιμο να γίνει μια πολύ συνοπτική αναφορά στην εξέλιξη της τεχνολογίας των υποβρύχιων διασυνδέσεων.

1.1.2 ΟΙ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ ΝΗΣΙΩΝ

- ***Οι αρχικές διασυνδέσεις νησιών***

Οι πρώτες διασυνδέσεις νησιών έγιναν την δεκαετία του 1960 και αφορούσαν τα πλησιέστερα προς την ηπειρωτική χώρα νησιά, όπως αυτά του Αργοσαρωνικού και των Σποράδων με καλώδια Μέσης Τάσεως (ΜΤ) 15kV. Στη συνέχεια ακολούθησαν όλα τα άλλα μικρά σχετικά νησιά που βρίσκονται σε απόσταση μέχρι και 40km περίπου από την ακτή ή μεταξύ άλλων γειτονικών, ώστε μέχρι το 2000 να λειτουργούν περί τις 70 διασυνδέσεις ΜΤ (15kV ή 20kV). Από τα μεγαλύτερα νησιά που δεν επαρκούσαν οι διασυνδέσεις ΜΤ και ήταν ανάγκη να διασυνδεθούν με καλώδια υψηλότερων τάσεων, αναφέρεται η διασύνδεση της Κέρκυρας, στα μέσα της δεκαετίας του 1960 με καλώδια 66kV και ακολούθως των λοιπών μεγάλων νησιών του

1. Απόφαση της Ε.Ε, 2014/536/ΕΕ

Ιονίου (Κεφαλονιάς και Ζακύνθου), καθώς και η νέα διασύνδεση της Κέρκυρας με καλώδια 150kV, περί τα μέσα της δεκαετίας του 1970.

Τέλος στα τέλη της δεκαετίας του 1980 έγινε προσπάθεια διασύνδεσης όλων των νησιών των Κυκλάδων από το νότιο άκρο της Εύβοιας με καλώδια 150 και 66kV, η οποία όμως δεν κατέστη δυνατόν να ολοκληρωθεί λόγω αντιδράσεως των κατοίκων στην κατασκευή των προβλεπόμενων επί αυτών εναέριων γραμμών 150kV. Παράλληλα άρχισαν να εκπονούνται μελέτες για την διασύνδεση της Κρήτης, για τις οποίες γίνεται λόγος αναλυτικά στη συνέχεια.

Από τα παραπάνω συνοπτικά αναφερόμενα προκύπτει ότι η χώρας μας έχει σημαντική εμπειρία στο αντικείμενο των διασυνδέσεων. Επιπρόσθετα από την δεκαετία του 1970 υπάρχει και η δυνατότητα κατασκευής υποβρύχιων καλωδίων ΜΤ, πρόσφατα δε και ΥΤ.

- ***Οι αρχικές προσπάθειες διασύνδεσης της Κρήτης***

1. Οι πρώτες σκέψεις και αναλύσεις για την δυνατότητα και την οικονομική σκοπιμότητα διασύνδεσης της Κρήτης χρονολογούνται από την δεκαετία του 1960, αλλά η τεχνολογία της εποχής εκείνης και τα ειδικά χαρακτηριστικά του έργου, (μεγάλη απόσταση του νησιού από την ηπειρωτική χώρα, μεγάλο βάθος πόντισης των καλωδίων, μη ομαλός πυθμένας) καθιστούσαν την υλοποίησή του δύσκολη αλλά και δαπανηρή. Μια σχετικά πλήρης τεχνικοοικονομική μελέτη έγινε το 1981, η οποία κατέληγε στο συμπέρασμα ότι, με τα τότε δεδομένα του Προγράμματος Ανάπτυξης του ηπειρωτικού Συστήματος, η διασύνδεση καθίστατο συμφέρουσα μετά το 1988, κρινόταν δε σκόπιμο το θέμα να διερευνηθεί πληρέστερα από τεχνικής πλευράς.

2. Το 1988 το θέμα αποτέλεσε αντικείμενο αναλυτικότερης οικονομικοτεχνικής μελέτης ², ενώ παράλληλα έγινε και πληρέστερη εξέταση του τεχνικού θέματος, η οποία αφορούσε αφενός μεν την επιλογή των κατάλληλων υποβρύχιων καλωδίων ³, αφετέρου δε την πόντιση αυτών, ⁴. Η πρώτη μελέτη ³ εξέταζε την περίπτωση της διασύνδεσης με καλώδια είτε

2. «Μελέτη Διασύνδεσης Ν. Κρήτης με το ηπειρωτικό Σύστημα», Διεύθυνση Προγραμματισμού ΔΕΗ, Σεπτέμβριος 1988.

3. Ι. Βογιατζάκης: «Διασύνδεση Ν. Κρήτης με την ηπειρωτική χώρα και τεχνολογία υποβρυχίων καλωδίων για μεγάλα βάθη» ΔΜΚΕΜ-ΔΕΗ, Σύνοδος Ελληνικής CIGRE 1989.

4. Ι. Βογιατζάκης και Γ. Φερεντίνος: «Τεχνολογία υποβρυχίων καλωδίων ΣΡ για μεγάλα βάθη. – Γεωλογικά προβλήματα και έρευνες στη θαλάσσια περιοχή Πελοποννήσου – Κρήτης», Διημερίδα ΤΕΕ Για την Ενεργειακή ανάπτυξη της Κρήτης», Μάρτιος 1989.

$2 \times 150 = 300 \text{ MW}$, είτε $2 \times 300 = 600 \text{ MW}$, και κατέληγε ότι οικονομικά αποτελούν ισοδύναμες λύσεις. Η δεύτερη εργασία ⁴ περιλάμβανε επιπλέον και τα αποτελέσματα της «έρευνας βυθού», η οποία έγινε από το Τμήμα Γεωλογίας του Πανεπιστημίου Πατρών, σε συνεργασία με την αρμόδια Διεύθυνση Μελετών και Κατασκευών Μεταφοράς της ΔΕΗ, προκειμένου να επιλεγεί η κατάλληλη διαδρομή πόντισης των καλωδίων. Η μελέτη αυτή κατέληγε στο ότι η μάλλον ενδεικνυόμενη διαδρομή ήταν αυτή μεταξύ Μονεμβασιάς – Κρήτης, η οποία είχε μήκος 150km και μέγιστο βάθος 1.100m περίπου.

Με βάση τα συμπεράσματα των μελετών αυτών η αρμόδια Διεύθυνση Μελετών – Κατασκευών Μεταφοράς της ΔΕΗ προχώρησε στην λεπτομερή τεχνική μελέτη του έργου, με καλώδια $2 \times 150 \text{ MW}$, καθώς και την εκτίμηση του κόστους αυτού. Η διασύνδεση συνίστατο από ένα Μετατροπέα AC/DC στη Μεγαλόπολη, μία εναέρια Γραμμή Μεταφοράς ΣΡ από τη Μεγαλόπολη μέχρι το νότιο άκρο της Πελοποννήσου (Κάβο Μαλέα ή Μονεμβασιά), στην έξοδο των καλωδίων στην θέση Μενιές της Κρήτης, μία εναέρια Γραμμή Μεταφοράς μέχρι τα Λινοπεράματα, όπου θα εγκαθίστατο και ο Μετατροπές DC/AC, δίπλα από τον υφιστάμενο σταθμό παραγωγής.

Όμως η Γενική Διεύθυνση Παραγωγής της ΔΕΗ έκρινε ότι ήταν προτιμότερο να επιλεγεί η διασύνδεση $2 \times 300 \text{ MW} = 600 \text{ MW}$ αντί της $2 \times 150 = 300 \text{ MW}$, που είχε προταθεί απαρχής.

3. Στη οικονομικοτεχνική μελέτη ² γινόταν σύγκριση του κόστους παραγωγής με δύο βασικά Σενάρια Ανάπτυξης του Διασυνδεδεμένου Ελληνικού Συστήματος κατά την επόμενη περίοδο 1990 – 2018, ήτοι:

- (1) Με αυτοδύναμη ανάπτυξη της ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης, με την εγκατάσταση νέων μονάδων παραγωγής με εισαγόμενο καύσιμο (μαζούτ ή λιθάνθρακα), ή
- (2) Με την διασύνδεσή της με το ηπειρωτικό Σύστημα: (α) με καλώδια $2 \times 300 = 600 \text{ MW}$, ή (β) με καλώδια $2 \times 150 = 300 \text{ MW}$. Και στις δύο περιπτώσεις (α) ή (β) οι υφιστάμενοι Σταθμοί Παραγωγής επί της Κρήτης θα παρέμεναν σε εφεδρεία και θα λειτουργούσαν συμπληρωματικά.

Σημειώνεται ότι, σύμφωνα με την παραπάνω μελέτη της ΔΠΡΓ/ΔΕΗ, κατά το 1995 που προβλεπόταν ότι θα είναι το πρώτο έτος λειτουργίας της διασύνδεσης, η μέγιστη ζήτηση της Κρήτης θα ανέρχονταν ήδη σε 315MW και συνεπώς θα ήταν αναγκαία η συμβολή των τοπικών μονάδων παραγωγής, η οποία θα ήταν σημαντική στην περίπτωση της διασύνδεσης $2 \times 150 = 300 \text{ MW}$. Συγκεκριμένα το 2009 εκτιμάτο ότι η διασύνδεση $2 \times 300 = 600 \text{ MW}$ θα κάλυπτε το 97,6% των αναγκών, ενώ η διασύνδεση $2 \times 150 = 300 \text{ MW}$ μόνο το 70,8% και το 29,2% θα καλύπτονταν από τους τοπικούς Σταθμούς.

Όσον αφορά στην οικονομικότητα, όπως προαναφέρθηκε, η μελέτη ² κατέληγε στο ότι η διασύνδεση ήταν οπωσδήποτε συμφέρουσα έναντι της αυτόνομης ανάπτυξης, δεν υπήρχε δε ουσιαστική οικονομική διαφορά είτε ήταν $2 \times 300 = 600 \text{ MW}$ είτε $2 \times 150 = 300 \text{ MW}$, δεδομένου ότι το αυξημένο κόστος της πρώτης καλύπτονταν από την μεταφερόμενη περισσότερη και φθηνότερη ενέργεια από το ηπειρωτικό Σύστημα προς την Κρήτη. Ειδικότερα η λύση $2 \times 300 = 600 \text{ MW}$ ⁵, παρουσίαζε το πλεονέκτημα ότι απαιτούσε περιορισμένη έως μηδενική χρονικά λειτουργία των τοπικών σταθμών παραγωγής, ιδιαίτερα δε ότι μετέθετε για το μέλλον την ανάγκη εξεύρεσης κατάλληλου οικοπέδου για την δημιουργία νέου Θερμοηλεκτρικού Σταθμού (ΘΗΣ) της ΔΕΗ, για την οποία υπήρχαν τοπικές αντιδράσεις. Πλεονεκτούσε επίσης ως προς το ότι μηδένιζε ουσιαστικά την προερχόμενη από τους τοπικούς ΘΗΣ ρύπανση, καθώς και ότι συνέβαλε στην πληρέστερη μελλοντική αξιοποίηση των ΑΠΕ. Διατυπώνονταν όμως βάσιμες επιφυλάξεις από την πλευρά των αρμόδιων τεχνικών υπηρεσιών της ΔΕΗ εάν, με τα τότε τεχνολογικά δεδομένα η λύση $2 \times 600 \text{ MW}$ ήταν πρωτοποριακή και συνεπώς μη επαρκώς αξιόπιστη.

Τον Φεβρουάριο 1989 το Διοικητικό Συμβούλιο της ΔΕΗ αποφάσισε να προχωρήσει η λύση $2 \times 300 = 600 \text{ MW}$ και να τεθούν οι υφιστάμενοι ΘΗΣ σε ψυχρή εφεδρεία, ικανοποιώντας έτσι και την επιθυμία των τοπικών παραγόντων. Όμως η απόφαση αυτή, η οποία πράγματι με τα τότε τεχνολογικά δεδομένα άφηνε ορισμένα ερωτηματικά ως προς την τεχνική της αξιοπιστία, προκάλεσε πολλές αντιδράσεις, εντός και εκτός ΔΕΗ, όπως προκύπτει και από τις ανακοινώσεις που έγιναν στην ειδική για το θέμα Δημερίδα που οργάνωσε το ΤΕΕ στο Ηράκλειο ⁵.

4. Μετά τις βουλευτικές εκλογές του 1989 και την αλλαγή της διοικήσεως της ΔΕΗ, οι Υπηρεσίες της ΔΕΗ που ήταν αρμόδιες για τον προγραμματισμό, την μελέτη – κατασκευή και την εκμετάλλευση του έργου, υπέβαλαν κοινή Εισήγηση στο Διοικητικό Συμβούλιο της ΔΕΗ, προτείνοντας να προχωρήσει η λύση $2 \times 150 \text{ MW}$, με παράλληλη λειτουργία της τοπικής παραγωγής. Η πρόταση αυτή έγινε δεκτή ως η βέλτιστη επιλογή και το νέο Διοικητικό Συμβούλιο έδωσε εντολή στις αρμόδιες Υπηρεσίες για την τροποποίηση των προδιαγραφών ώστε να προχωρήσει η διασύνδεση $2 \times 150 = 300 \text{ MW}$.

Τελικά όμως ο διαγωνισμός δεν προχώρησε, αλλά αντίθετα τον Μάιο 1991 το Διοικητικό Συμβούλιο της ΔΕΗ, μετά και από εξωτερικές παρεμβάσεις, αδυνατώντας να επιλέξει μεταξύ

⁵ Α. Κραβαρίτης: «Κάλυψη των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια της νήσου Κρήτης με την υποβρύχια διασύνδεση των 600 MW », Διήμερο για την ενεργειακή ανάπτυξη της Κρήτης, οργάνωση ΤΕΕ Ανατολικής Κρήτης, Ηράκλειο, Μάρτιος 1989. (Κατά το διήμερο αυτό έγινε εκτεταμένη ανάλυση του θέματος), με την παρουσίαση 23 συνολικά ανακοινώσεων)

των αντιτιθεμένων απόψεων, κατέληξε στο να λάβει απόφαση για την ματαίωση της διασύνδεσης και την συνέχιση της αυτόνομης ανάπτυξης της Κρήτης.

Το γεγονός είναι ότι ατυχώς στερήθηκε η χώρα μας από ένα μεγάλο και πρωτοποριακό για την εποχή του έργο, που είχε σημαντικές δυσμενείς οικονομικές επιπτώσεις, λόγω της συνεχώς αυξανόμενης διαφοράς κόστους παραγωγής του τοπικού από το ηπειρωτικό Σύστημα. Οι επιπτώσεις αυτές επιβάρυναν τη ΔΕΗ μέχρι το 2007, ενώ ακολούθως επιβαρύνουν το σύνολο των καταναλωτών της χώρας, δεδομένου ότι μετά το 2007 η διαφορά του κόστους της παραγωγής στα νησιά από αυτό του ηπειρωτικού Συστήματος, μεταφέρεται στις «Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας» - (ΥΚΩ) που επιβαρύνουν το σύνολο των καταναλωτών. Επιπλέον η καθυστέρηση της διασύνδεσης αποτέλεσε και εμπόδιο στην πληρέστερη αξιοποίηση των ΑΠΕ του νησιού.

1.1.3 ΜΕΛΕΤΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ ΝΗΣΙΩΝ

- **Η αρχική μελέτη του ΕΜΠ για τις Κυκλάδες**

1. Σύμφωνα με τον Ν. 2773/1999 για την Απελευθέρωση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, η αρμοδιότητα για τον σχεδιασμό της ανάπτυξης της ηλεκτροπαραγωγής στα νησιά μεταφέρθηκε από τη ΔΕΗ στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ), που ιδρύθηκε με τον ίδιο νόμο. Στα πλαίσια του σχεδιασμού αυτού τέθηκε και το θέμα επανεξέτασης των διασυνδέσεων των τότε Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) με το ηπειρωτικό Σύστημα, λαμβάνοντας υπόψη τα νέα τεχνολογικά δεδομένα.

Προκειμένου να εξασφαλίζεται ότι η εκτίμηση της οικονομικότητας της διασύνδεσης βρίσκεται «από την ασφαλή πλευρά», δεν λαμβάνονταν υπόψη τα άλλα πλεονεκτήματα, όπως η μείωση της ρύπανσης του νησιού και η δυνατότητα της πληρέστερης αξιοποίησης των ΑΠΕ. Ειδικότερα κατά τις σχετικές μελέτες σκοπιμότητας που έγιναν το κριτήριο επιλογής ήταν το ότι η συνολική οικονομική επιβάρυνση κατά την διάρκεια ζωής της διασύνδεσης (δηλαδή η δαπάνη για την προμήθεια, εγκατάσταση και λειτουργία της Διασύνδεσης, συν το κόστος προμήθειας της αναγκαίας ισχύος και ενέργειας από το ηπειρωτικό Σύστημα), ήταν μικρότερη από την συνολική, ανηγμένη στο αρχικό έτος, δαπάνη ηλεκτροδότησης του νησιού κατά την 25ετή περίοδο ζωής των υποβρυχίων καλωδίων με τοπικό πετρελαϊκό σταθμό παραγωγής.

2. Στα παραπάνω πλαίσια η ΡΑΕ το 2004 ανέθεσε στο ΕΜΠ την εξέταση της δυνατότητας κατασκευής της Διασύνδεσης των Κυκλάδων (Ανδρου, Τήνου, Σύρου, Μυκόνου, Πάρου και Νάξου) κατά τρόπο διαφορετικό από αυτόν τον οποίο είχε σχεδιάσει η ΔΕΗ. Αυτό διότι η

πρόοδος του έργου, που είχε ήδη αρχίσει να κατασκευάζεται, είχε διακοπεί ολίγο μετά την έναρξή του το 1991, η δε ολοκλήρωσή του είχε καταστεί αδύνατη ύστερα από σειρά δικαστικών αποφάσεων που εκδόθηκαν μετά από προσφυγές κατοίκων.

Κατά την διερεύνηση του θέματος διαπιστώθηκε ότι η σημαντική τεχνολογική πρόοδος που είχε γίνει τα τελευταία χρόνια επέτρεπε να γίνει η διασύνδεση των Κυκλάδων χωρίς την κατασκευή εναέριων γραμμών επί αυτών: Η σύνδεση με το ηπειρωτικό Σύστημα προβλεπόταν να γίνει στο Λαύριο (αντί στο νότιο άκρο της Εύβοιας) και η ηλεκτροδότηση των νησιών θα πραγματοποιηθεί κατά τέτοιο τρόπο ώστε να αποφευχθεί πλήρως η κατασκευή εναέριων γραμμών 150kV επί των νησιών, πράγμα που αποτελούσε την βασική αιτία των διαμαρτυριών. Η αποφυγή εναέριων γραμμών ΥΤ επί των νησιών καθίστατο τεχνικά εφικτή με την εγκατάσταση μεγαλύτερου μήκους υποβρυχίων καλωδίων 150kV, έτσι ώστε η έξοδος αυτών να γίνεται πλησίον των ήδη υφιστάμενων (παραθαλάσσιων) πετρελαϊκών σταθμών Παραγωγής. Η λύση αυτή, ήταν μεν δαπανηρότερη αλλά εξακολουθούσε να είναι οικονομικότερη από την διατήρηση των Σταθμών Παραγωγής.

Στη συνέχεια, μετά από ορισμένες επιφυλάξεις που διατυπώθηκαν (κυρίως όσον αφορά στις παραδοχές και στην μεθοδολογία της μελέτης), αποφασίστηκε η συγκρότηση Ομάδας Εργασίας με την συμμετοχή της ΡΑΕ – ΕΜΠ, της ΔΕΗ και του ΔΕΣΜΗΕ, η οποία επανέλαβε τη μελέτη με νέα, η οποία επιβεβαίωσε τα αποτελέσματα της μελέτης του ΕΜΠ. Κατόπιν αυτού δόθηκε εντολή στη ΔΕΗ να προχωρήσει άμεσα στην κατασκευαστική μελέτη του έργου και ακολούθως στην προκήρυξη για την κατασκευή του, ώστε να τεθεί σε λειτουργία μέχρι το 2010. Η ανάθεση του έργου έγινε τελικά το 2013.

- ***Η Στρατηγική Μελέτη του ΕΜΠ για την διασύνδεση των νησιών του Αιγαίου με το ηπειρωτικό Σύστημα 6***

1. Το 2005, μετά τα όπως παραπάνω ικανοποιητικά αποτελέσματα της μελέτης για την διασύνδεση των Κυκλάδων, η ΡΑΕ ανέθεσε στην ίδια ομάδα του ΕΜΠ την εκπόνηση παρόμοιας μελέτης προκειμένου να εξεταστεί «η τεχνική δυνατότητα και η οικονομικότητα της διασύνδεσης κατά το δυνατόν περισσότερων από τα ΜΔΝ του Αιγαίου», μεταξύ των οποίων προέχουσα θέση

είχε και η διασύνδεση της Κρήτης 6. Η εξέταση περιλάμβανε την οικονομική σύγκριση διαφόρων τεχνικά εφικτών εναλλακτικών λύσεων για τον τρόπο ηλεκτροδότησης των νησιών, όπως:

(i) την αυτοδύναμη ανάπτυξή τους με τοπικούς Σταθμούς,
(ii) την Διασύνδεση και παράλληλη λειτουργία μέρους της συμβατικής παραγωγής και
(iii) την Διασύνδεσή τους με το ηπειρωτικό Σύστημα χωρίς την ανάγκη διατήρησης τοπικών σταθμών παραγωγής, δηλαδή κατά τρόπο που να μπορεί να καταργηθεί πλήρως η τοπική παραγωγή και παράλληλα να εξασφαλίζεται επαρκώς η αξιοπιστία ηλεκτροδότησης του νησιού. Επιπλέον, προκειμένου να εκτιμηθεί η επίπτωση της ανάπτυξης των τοπικών ΑΠΕ, εξετάστηκαν τα αποτελέσματα που θα είχε:

(i) η εγκατάσταση ΑΠΕ (αιολικών) ώστε να καλύπτουν ποσοστό 25% της ετήσιας ενεργειακής κατανάλωσης του νησιού, (δηλαδή όση και η μέγιστη επιτρεπόμενη διείσδυση ΑΠΕ στην περίπτωση αυτόνομων σταθμών),

(ii) διείσδυση ΑΠΕ που να καλύπτει το 100% των αναγκών του νησιού σε ηλεκτρική ενέργεια.

Στον προτεινόμενο, στη μελέτη του ΕΜΠ, σχεδιασμό προβλεπόταν η δημιουργία τεσσάρων διασυνδέσεων, καθεμία των οποίων περιλάμβανε αντίστοιχες ομάδες νησιών ως εξής:

(1) Των Κυκλάδων, που είχε ήδη μελετηθεί, όπως αναφέρθηκε.

(2) Των Νησιών του Βορείου Αιγαίου (Λέσβου, Χίου, Σάμου κλπ)

(3) Της Κρήτης, με σύνδεση στο σταθμό Μεγαλόπολης, όπως είχε παλιότερα μελετήσει και η ΔΕΗ, αλλά με την βασική διαφορά ότι το υποβρύχιο καλώδιο δεν θα καταλήγει στο δυτικό άκρο της Κρήτης, αλλά στη θέση Κορακιά, στα όρια των νομών Ηρακλείου και Ρεθύμνου. Η απευθείας σύνδεση αυξάνει το μήκος του υποβρυχίου καλωδίου από 150km σε 250km περίπου, κρίθηκε όμως αναγκαία, αν και δαπανηρότερη, από τη λύση της κατασκευής εναέριας γραμμής από το δυτικό άκρο της μέχρι το Ηράκλειο, όπως προέβλεπε η μελέτη της ΔΕΗ, για να αποφευχθούν πιθανές αντιδράσεις των κατοίκων αλλά και για μεγαλύτερη αξιοπιστία.

(4) Των Δωδεκανήσων, η οποία θα έπονταν των προηγούμενων και ιδιαίτερα της Κρήτης.

Στο Σχήμα 1 δείχνονται οι όπως παραπάνω τέσσερες διασυνδέσεις που περιλαμβάνουν ομάδες νησιών και καλύπτουν το σύνολο των νησιών του Αιγαίου. Οι τέσσερες διασυνδέσεις θεωρήθηκε καταρχήν ότι θα λειτουργούν ανεξάρτητα η κάθε μία αλλά θα μπορούσαν να διασυνδεθούν στο μέλλον, αν τεχνικοί λόγοι το επέτρεπαν (όπως πράγματι συμβαίνει σήμερα). Παρατηρούμε ότι οι τρεις πρώτες διασυνδέσεις συνδέονται με το εθνικό Σύστημα, ενώ η τέταρτη, των Δωδεκανήσων θεωρήθηκε ότι καταρχήν θα λειτουργούσε ανεξάρτητα με βάση τον νέο ΘΗΣ Ρόδου και τον Γεωθερμικό Νισύρου.

6. Μ. Παπαδόπουλος κ.ά.: «Στρατηγική μελέτη διασύνδεσης αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας» Τελική Έκθεση, ΕΠΙΣΕΥ-ΕΜΠ, Δεκέμβριος 2006.

- **Η νέα - Επικαιροποιημένη Στρατηγική Μελέτη του ΕΜΠ**

Λόγω ορισμένων νέων εξελίξεων που διαπιστώθηκε ότι έλαβαν χώρα κατά την διάρκεια της αρχικής Στρατηγικής Μελέτης, αλλά και της ανάγκης ευρύτερης εξέτασης ορισμένων θεμάτων κρίθηκε σκόπιμη η περεταίρω διερεύνηση του όλου θέματος⁷. Ειδικότερα κρίθηκε σκόπιμη η εξέταση εναλλακτικών σεναρίων σταδιακής εξέλιξης της διασύνδεσης, λαμβανομένης υπόψη και της δυνατότητας αξιοποίησης των ΑΠΕ των νησιών, με βασικό στόχο να χαραχθεί μια στρατηγική βέλτιστης ανάπτυξης, κατά την οποία θα συγκρίνονται δύο κύριες λύσεις:

(i) Η διασύνδεση κατασκευάζεται με στόχο την πλήρη κατάργηση του τοπικού πετρελαϊκού σταθμού παραγωγής και την παράλληλη αξιοποίηση των τοπικών ΑΠΕ.

(ii) Η διασύνδεση σε πρώτο στάδιο κατασκευάζεται ώστε να μπορεί να αξιοποιηθεί το δυναμικό των ΑΠΕ που μπορεί να αναπτυχθεί στο νησί, ενώ παράλληλα περιορίζεται ή και παύει η λειτουργία του τοπικού πετρελαϊκού σταθμού παραγωγής, ο οποίος όμως διατηρείται ώστε σε κάθε περίπτωση να είναι πλήρως εξασφαλισμένη η ηλεκτροδότηση του νησιού.

7. Μ. Παπαδόπουλος κ.ά.: «Επικαιροποίηση της Στρατηγικής μελέτης διασυνδέσεων νησιών με το Σύστημα», ΕΠΙΣΕΥ – ΕΜΠ, Νοέμβριος 2008.



Εικόνα 1: Διασυνδέσεις νησιών του Αιγαίου κατά την «Στρατηγική Μελέτη» του ΕΜΠ.

Το αποτέλεσμα των μελετών αυτών ήταν η διαπίστωση ότι η διασύνδεση των νησιών είναι όχι μόνο τεχνικά εφικτή αλλά και οικονομικά συμφέρουσα και μάλιστα στο μέγιστο δυνατό βαθμό, δηλαδή πρακτικά για το σύνολο σχεδόν των ΜΔΝ του Αιγαίου, με εξαίρεση τα πολύ μικρά ΜΔΝ που θα εξετάζονταν ανά περίπτωση στο μέλλον. Για το σκοπό αυτό προτεινόταν η ανάπτυξη ενός ολοκληρωμένου υποβρυχίου δικτύου Μεταφοράς, το οποίο βέβαια θα αναπτυσσόταν σταδιακά και σύμφωνα με ειδικότερες ανά περίπτωση μελέτες, όσον αφορά στην διαμόρφωση των επιμέρους τμημάτων του. Προέκυπτε ακόμη ότι γενικά υπάρχει όφελος από την αύξηση της δυνατότητας αξιοποίησης των ΑΠΕ λόγω της διασύνδεσης των νησιών. Συνεπώς το όριο της διείσδυσης θα πρέπει να καθορίζεται με άλλα κριτήρια, δηλαδή κυρίως ανάλογα με τις επιπτώσεις στο περιβάλλον.

1.1.4 ΜΕΛΕΤΕΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

- **Οι μελέτες του ΕΜΠ για λογαριασμό της ΡΑΕ**

1. Όσον αφορά ειδικότερα την Κρήτη, στα πλαίσια των παραπάνω μελετών, που αναφέρθηκαν στις προηγούμενες παραγράφους 3.2 και 3.3, εξετάστηκαν οι ακόλουθες δυνατότητες διασύνδεσης:

(α) Μόνον του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης με το ηπειρωτικό Σύστημα

(β) Διασύνδεση του συστήματος της Κρήτης και επιπλέον και η σύνδεση του ηλεκτρικού συστήματος των Δωδεκανήσων στο ανατολικό άκρο του δικτύου της Κρήτης, και συγκεκριμένα η υποβρύχια σύνδεση της Ρόδου μέσω Κάσου - Καρπάθου και ακολούθως των νησιών Κω – Καλύμνου – Λέρου (που είναι διασυνδεδεμένες μεταξύ τους), μέσω Νισύρου.

Η διασύνδεση ηπειρωτικό Σύστημα – Κρήτη θεωρήθηκε ότι θα κατασκευαστεί ώστε να καταλήγει από τη Μονεμβασία απ' ευθείας στην θέση Κορακιά, όπου θα κατασκευάζονταν και ο νέος ΘΗΣ Κρήτης, σύμφωνα με το Πρόγραμμα Ανάπτυξης της ΡΑΕ. Επίσης και για τη Ρόδο προβλεπόταν η κατασκευή του νέου ΘΗΣ σύμφωνα με τον προγραμματισμό της ΡΑΕ. Σε κάθε περίπτωση η τροφοδότηση από το ηπειρωτικό Σύστημα θα κάλυπτε κατά προτεραιότητα το βασικό και μέσο φορτίο, ενώ για την κάλυψη του λοιπού φορτίου θα ετίθεντο σε λειτουργία με την κατάλληλη σειρά προτεραιότητας οι μονάδες των τοπικών σταθμών, των οποίων προβλέπονταν η κατάλληλη ανάπτυξη ώστε να εξασφαλίζουν πλήρως την κάλυψη της ζήτησης σε περίπτωση που η διασύνδεση δεν θα ήταν διαθέσιμη. Προβλεπόταν παράλληλα η ανάπτυξη ΑΠΕ (αιολικών), όπως ανά περίπτωση αναφέρεται παρακάτω, οι οποίες και θα εντάσσονταν κατά προτεραιότητα. Το κόστος της παρεχόμενης από το ηπειρωτικό Σύστημα ενέργειας λαμβάνονταν ίσο με αυτό μιας μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου με ΦΑ (ΣΚ-ΦΑ) 400MW.

Οι όπως παραπάνω λύσεις συγκρίθηκαν ανά περίπτωση με τα αντίστοιχα οικονομικά αποτελέσματα αυτοδύναμης ανά νησί ανάπτυξης με τοπικούς σταθμούς, ως εξής: Οι τοπικοί ΘΗΣ της Κρήτης θεωρήθηκε εναλλακτικά ότι θα λειτουργούν με Πετρέλαιο ή με υγροποιημένο Φυσικό Αέριο (ΦΑ). Για τα Δωδεκάνησα θεωρήθηκε ότι θα λειτουργούν μόνο μονάδες Πετρελαίου, αλλά και ότι θα κατασκευαστεί και ο νέος Γεωθερμικός της Νισύρου 40MW.

Η ανάλυση της λειτουργίας του συστήματος σε κάθε περίπτωση έγινε με την χρήση ωριαίων χρονοσειρών, για την περίοδο 2010 – 2035.

Η όλη εξέταση του θέματος έγινε σε δύο φάσεις:

Με την Αρχική Μελέτη, κατά την οποία εξετάστηκε η περίπτωση διασύνδεσης της Κρήτης με καλώδια 2x350MVA

Με την Επικαιροποιημένη Μελέτη κατά την οποία έγινε εκτεταμένη διερεύνηση του όλου θέματος, που αφορούσε κυρίως την κατασκευή διασυνδέσεων μεγαλύτερης ισχύος, αλλά και

την ευαισθησία της υπολογιζόμενης οικονομικότητας, όσον αφορά στις τιμές των κύριων παραμέτρων.

- **Η Αρχική Μελέτη**

Στην Αρχική Μελέτη εξετάστηκε η περίπτωση διασύνδεσης της Κρήτης με καλώδια 2x350MVA και παράλληλη λειτουργία των τοπικών σταθμών παραγωγής, χωρίς ή και με την είσοδο του ΦΑ, θεωρώντας ότι θα εγκατασταθούν σταδιακά και αιολικά ισχύος μέχρι 850MW το 2035, αρχίζοντας από 200MW το 2010. Γενικότερα η διεξόδυση των αιολικών θεωρήθηκε ότι οριακά φθάνει μέχρις 100% την ικανότητα της διασύνδεσης, έναντι 25% στην περίπτωση της αυτόνομης ανάπτυξης.

Από την ανά ώρα ανάλυση της λειτουργίας του συστήματος προέκυπτε η ανά τύπο μονάδων παραγωγή καθώς και η ενέργεια που μεταφέρονταν από το ηπειρωτικό σύστημα μέσω της διασύνδεσης. Ήτοι ότι με την διασύνδεση 2x300=700MW, η τοπική θερμική παραγωγή θα κάλυπτε αρχικά περί το 3% της συνολικής ετήσιας κατανάλωσης, αλλά το ποσοστό θα αυξάνονταν σταδιακά σε 30% το 2035.

Στη συνέχεια εξετάστηκε η περίπτωση διασύνδεσης της Κρήτης με καλώδια 2x550MW με σύνδεση και των Δωδεκανήσων στο σύστημα της Κρήτης, μέσω Κάσου και Καρπάθου με καλώδια 2x200MW. Επιπλέον προβλεπόταν η αξιοποίηση της Γεωθερμίας της Νισύρου, με την δημιουργία σταθμού 40MW το 2020. Επίσης στα Δωδεκάνησα θεωρήθηκε ότι θα εγκαθίσταντο σταδιακά αιολικά μέχρι 350MW το 2035. Από την ανά ώρα ανάλυση της λειτουργίας του συστήματος προέκυψε ότι η θερμική παραγωγή θα κάλυπτε αρχικά μόνο περί το 17% της συνολικής ετήσιας κατανάλωσης και θα αυξάνονταν σταδιακά σε 55% το 2035, λόγω της αύξησης της ζήτησης.

Από την οικονομική όλη ανάλυση προέκυψε ότι η πλέον οικονομική λύση ήταν η διασύνδεση 2x550MW Κρήτης με επέκταση προς Δωδεκάνησα (μέσο μοναδιαίο κόστος 137Ευρώ/MWh και χρήση ΦΑ στην Κρήτη), ενώ στην περίπτωση διασύνδεσης μόνο της Κρήτης με καλώδια 2x350MVA το κόστος ήταν ελάχιστα υψηλότερο (μέσο μοναδιαίο κόστος 139Ευρώ/MWh, περίπου το αυτό με πετρέλαιο ή ΦΑ). Στην περίπτωση αυτόνομης ανάπτυξης το κόστος ήταν μεγαλύτερο ήτοι: για μεν την Κρήτη 146Ευρώ/MWh με ΦΑ (168Ευρώ/MWh με πετρέλαιο) και για τα Δωδεκάνησα 177Ευρώ/MWh.

Οι διασυνδέσεις προβλεπόταν σκευαστούν με την νέα τότε τεχνολογία HVDC Light και Μετατροπείς VSC, ενώ τα καλώδια θα ήταν με πλαστική μόνωση.

• **Η Επικαιροποιημένη μελέτη του ΕΜΠ**

Η ραγδαία πρόοδος που σημειώθηκε όσον αφορά στην τεχνολογία και τις εφαρμογές που έγιναν κατά την διάρκεια της Αρχικής Μελέτης οδήγησαν στην απόφαση της περαιτέρω διερεύνησης του θέματος, δηλαδή στη Επικαιροποίηση της Αρχικής Μελέτης. Ειδικότερα κατά την νέα Επικαιροποιημένη Μελέτη έγινε εκτεταμένη διερεύνηση, η οποία καταρχάς αφορούσε την κατασκευή διασυνδέσεων μεγαλύτερης ισχύος, ώστε να περιοριστεί περαιτέρω η τοπική θερμική παραγωγή, ουσιαστικά να παραμείνει ως εφεδρεία, αλλά και να καταστεί δυνατή η αύξηση της αξιοποίησης των τοπικών ΑΠΕ. Επιπλέον κρίθηκε σκόπιμο να εξεταστεί η «ευαισθησία» του υπολογιζόμενου κόστους ως προς τις τιμές ορισμένων από τις βασικές παραμέτρους όπως: (α) Του μεταβλητού κόστους του ηπειρωτικού συστήματος, και συγκεκριμένα της μονάδας ΣΚ-ΦΑ που λήφθηκε ως βάση, (β) Της εναλλακτικής θεώρησης κοστολόγησης με βάση την Οριακή Τιμή του Συστήματος (ΟΤΣ), (γ) Της θεωρούμενης επιβάρυνσης λόγω ρύπων και (δ) Του κόστους των διασυνδέσεων.

Αναλυτικότερα:

1. Εξετάστηκαν τα ακόλουθα Σενάρια διασυνδέσεως τα οποία συγκρίθηκαν με τα αντίστοιχα Σενάρια Αυτοδύναμης Ανάπτυξης, λαμβάνοντας υπόψη τους νέους ΘΗΣ Κορακιάς Κρήτης και Ρόδου, σύμφωνα με τον Προγραμματισμό Ανάπτυξης της ΡΑΕ, ήτοι:

(Α) Διασύνδεση με δύο κυκλώματα 2x500MW το 2015 και ανάπτυξη των ΘΗΣ Κρήτης μόνον ως εφεδρικών, ώστε να καλύπτουν ακόμη και την αιχμή σε ποσοστό 100%. Και σταδιακή εγκατάσταση αιολικών 160MW το 2010 έως 1000MW το 2035.

(Β) Διασύνδεση 1x500MW το 2015 και ανάπτυξη των ΘΗΣ Κρήτης ώστε να καλύπτουν την αιχμή ως εφεδρεία σε ποσοστό 100%. Επίσης αιολικά 160MW το 2010 έως 500MW το 2035.

(Γ) Διασύνδεση 1x1000MW το 2015 και ανάπτυξη των ΘΗΣ Κρήτης ώστε να καλύπτουν την αιχμή ως εφεδρεία σε ποσοστό 100%. Ανάπτυξη αιολικών 160MW το 2010 και έως 1000MW το 2035.

(Δ) Διασύνδεση 1x500MW το 2015 και κατασκευή δεύτερου ανεξάρτητου κυκλώματος 1x500MW το 2025, με παράλληλη ανάπτυξη των ΘΗΣ Κρήτης ώστε να καλύπτουν την απώλεια του ενός καλωδίου μετά το 2025. Επίσης αιολικά 160MW το 2010 και έως 1000MW το 2035.

2. Από το πλήθος των στοιχείων που προέκυψαν επιλέγουμε ενδεικτικά τα εξής, τα οποία αναφέρονται στο Μέσο Μοναδιαίο Κόστος Παραγωγής της 25ετίας κάθε περίπτωσης:

1) Χωριστή λειτουργία Κρήτης και Δωδεκανήσων:

ΚΡΗΤΗ:

Αυτοδύναμη Ανάπτυξη, με ΦΑ: 158,7Ευρώ/MWh

Με διασύνδεση – Σενάριο Δ, (το οικονομικότερο, με ισχύ 1x500MW το 2015 και 2x500MW το 2025): 148,5Ευρώ/MWh

ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ:

Αυτόνομη ανάπτυξη Ρόδου: 306,5 Ευρώ/MWh

Κω – Καλύμνου-Λέρου: 344,7 Ευρώ/MWh

2) Ενιαία λειτουργία με διασύνδεση Συστήματος-Κρήτης-Δωδεκανήσου

Θεωρείται η διασύνδεση Κρήτης σύμφωνα με Σενάριο Β (Το οικονομικότερο, με ισχύ 2x500MW το 2015): 151,3 Ευρώ/MWh.

3. Τα γενικά συμπεράσματα από τα παραπάνω ενδεικτικά αναφερόμενα αποτελέσματα και κυρίως από την όλη εξέταση του θέματος συνοψίζονται στα ακόλουθα:

1) Οι διασυνδέσεις γενικά οδηγούν σε οικονομικότερη λειτουργία. Οπωσδήποτε οι διαφορές, ιδίως όσον αφορά τα Σενάρια που αφορούν την ισχύ της διασύνδεσης δεν είναι πολύ μεγάλες, δεδομένου ότι το κόστος της διασύνδεσης είναι μικρό σε σχέση με το συνολικό.

2) Ειδικότερα η διασύνδεση της Δωδεκανήσου με την Κρήτη είναι συμφέρουσα.

3) Ο βαθμός διεύθυνσης των ΑΠΕ (αιολικών) δεν επηρεάζει σημαντικά την οικονομικότητα, όπως ήταν αναμενόμενο δεδομένου ότι το κόστος παραγωγής ενέργειας των ΑΠΕ λαμβάνονταν μεγαλύτερο από το κόστος παραγωγής του ηπειρωτικού Συστήματος.

4) Όσον αφορά στην ευαισθησία του κόστους ως προς τις τιμές των κυριότερων παραμέτρων, οι μεταβολές ως προς την μέση τιμή της παραμέτρου που λήφθηκε ήταν ως εξής:

- Για το μεταβλητό κόστος της ενέργειας του ηπειρωτικού Συστήματος: Για μεταβολή της τιμής από 47 έως 87Ευρώ/MWh, μεταβολή κόστους κατά 17%,.

- Για το ρυθμό αύξησης των τιμών των καυσίμων: Για μεταβολή του ρυθμού από 0% έως 7% ετησίως, μεταβολή κόστους κατά 36%

- Για τον ρυθμό αύξησης των τιμών των ρύπων: Για μεταβολή του ρυθμού από 20 έως 40 Ευρώ/MWh, μεταβολή κόστους κατά 8%

- Για μεταβολή επενδυτικού κόστους των διασυνδέσεων συν – πλην 50%, η μεταβολή του κόστους ήταν μόνον κατά 7% περίπου.

Δηλαδή την βασική παράμετρο αποτελούσε η τιμή των καυσίμων και ο ρυθμός μεταβολής τους.

- **Η μελέτη της Διεύθυνσης Διαχείρισης Νησιών της ΔΕΗ8**

Στην μελέτη αυτή υιοθετήθηκε η λύση της διασύνδεσης 2x350MW της Αρχικής Μελέτης του ΕΜΠ, όπως επίσης και η προβλεπόμενη σε αυτή σταδιακή διείσδυση αιολικών, και ακολούθως έγινε σύγκριση με τη λύση της Αυτόνομης Ανάπτυξης με και χωρίς την είσοδο ΦΑ στο νησί.

Όπως και στην Αρχική Μελέτη του ΕΜΠ θεωρήθηκε ότι θα κατασκευαστεί ο ΘΗΣ Κορακιάς και ότι σταδιακά θα βελτιώνονται οι ΘΗΣ Χανίων και Αθρινόλακου, ενώ ο ΘΗΣ Λινοπεράματων θα καταργηθεί. Η όλη ανάλυση της λειτουργίας του συστήματος, έγινε με την χρήση του μοντέλου WASP. Χρησιμοποιήθηκαν ως δεδομένα τα στατιστικά στοιχεία που συγκεντρώνει η Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών της ΔΕΗ, η οποία είναι αρμόδια και για την Κρήτη⁹. Η περίοδος μελέτης ήταν 25ετής, 2010-35, όπως και στις μελέτες του ΕΜΠ.

Στον παρακάτω πίνακα παρατίθενται τα υπολογιζόμενα Συνολικά Κόστη, ανηγμένα στο 2010 σε εκ. Ευρώ, για κάθε Μελέτη και Σενάριο της ΔΠΝ/ΔΕΗ και της Αρχικής του ΕΜΠ:

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

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

Πίνακας 1: Συνολικά Κόστη για κάθε Μελέτη και Σενάριο της ΔΠΝ/ΔΕΗ και της Αρχικής του ΕΜΠ

Παρατηρούμε καταρχήν ότι τα υπολογιζόμενα ποσά είναι παρεμφερή και δεν υπάρχουν σημαντικές διαφορές, παρά το ότι οι μεθοδολογίες που χρησιμοποιήθηκαν αλλά και πολλά από τα δεδομένα δεν ταυτίζονταν. Οπωσδήποτε όμως εντοπίζονται ορισμένες διαφορές όπως στο ότι στη μελέτη του ΕΜΠ οι ΑΠΕ εμφανίζονται να μειώνουν το κόστος πάντοτε, ενώ κατά τη μελέτη της ΔΠΝ/ΔΕΗ μόνον όταν χρησιμοποιείται πετρέλαιο. Επίσης ότι η λύση ελαχίστου

8. Κ. Καρυστιάνος, Μ. Βουμβουλάκης: «Διασύνδεση αυτόνομου νησιωτικού συστήματος Κρήτης με το ηπειρωτικό Σύστημα – Α' Φάση, Μελέτη σκοπιμότητας», Ιούνιος 2008.

9. «Τεχνικά και Οικονομικά Στοιχεία του Αυτόνομου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της Νήσου Κρήτης», Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών, 2007.

κόστους κατά τη μελέτη ΕΜΠ είναι η διασύνδεση (με πετρέλαιο και ΑΠΕ: 9.395 ή ισοδύναμα με ΦΑ και ΑΠΕ: 9.389 εκ. ευρώ), ενώ στη μελέτη της ΔΠΝ/ΔΕΗ λύση ελαχίστου κόστους είναι η Αυτοδύναμη Ανάπτυξη με ΦΑ και Χωρίς ΑΠΕ (10.275 εκ. ευρώ). Οπωσδήποτε οι διαφορές είναι κάτω του 10%, δηλαδή πρακτικά ισοδύναμες για παρόμοιες μελέτες.

Επισημαίνεται ότι με την αύξηση της ισχύος της διασύνδεσης στην Επικαιροποιημένη μελέτη του ΕΜΠ αποδεικνυόταν ότι με την αύξηση της ισχύος της διασύνδεσης σε 2x500MW και ΑΠΕ το κόστος ηλεκτροδότησης μόνον της Κρήτης μειώνονταν (9.209 εκ. ευρώ), ενώ ακόμη οικονομικότερη καθίστατο η ηλεκτροδότηση όταν συνδέονταν και τα Δωδεκάνησα.

1.1.5 ΟΙ ΤΕΛΕΥΤΑΙΕΣ ΜΕΛΕΤΕΣ ΚΑΙ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ

Ατυχώς η ανάπτυξη του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης δεν προχώρησε όπως προβλεπόταν στα Προγράμματα Ανάπτυξης και ειδικότερα δεν προωθήθηκε το βασικής σημασίας έργο, δηλαδή η κατασκευή του ΘΗΣ Κορακιάς (ενώ και ο ΘΗΣ της Ρόδου καθυστερεί σημαντικά), με αποτέλεσμα το κόστος παραγωγής της Κρήτης, λόγω της μη ορθολογιστικής ανάπτυξης αυτού, να υπερβαίνει σήμερα τα 220 ευρώ/MWh. Υπενθυμίζεται επίσης ότι μετά το 2003 την αρμοδιότητα για την εξασφάλιση της ηλεκτροδότησης των νησιών είχε και πάλι η ΔΕΗ, αλλά το 2007 ορίστηκε ότι η ηλεκτροδότηση των ΜΔΝ θα αποτελεί «Υπηρεσία Κοινής Ωφέλειας - ΥΚΩ», για την οποία η ΔΕΗ θα αποζημιώνεται. Αποτέλεσμα των ρυθμίσεων αυτών ήταν το να εκλείψει το οικονομικό ενδιαφέρον της ΔΕΗ για την πραγματοποίηση των διασυνδέσεων των ΜΔΝ.

- ***Η Γενική Μελέτη Διασυνδέσεων των ΜΔΝ του ΔΕΣΜΗΕ***

1. Το ενδιαφέρον για την διασύνδεση των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) αναζωπυρώθηκε μετά το 2008, λόγω των προτάσεων που υποβλήθηκαν στη ΡΑΕ για την απόκτηση Αδειών Παραγωγής από μεγάλα αιολικά πάρκα στα ΜΔΝ, στο σύνολο των οποίων το μέγιστο επιτρεπόμενο όριο διείσδυσης ΑΠΕ είχε σχεδόν καλυφθεί και δεν χορηγούνταν πλέον νέες Άδειες. Προκειμένου να καταστεί δυνατή η ικανοποίηση των Αιτήσεων αυτών, οπότε παράλληλα θα μπορούσαν να ηλεκτροδοτηθούν σε μεγαλύτερο ποσοστό και οι λοιπές καταναλώσεις των νησιών, το αρμόδιο Υπουργείο, στα πλαίσια της γενικότερης πολιτικής για την προώθηση των ΑΠΕ, με τον Ν. 3851/2010, «Επιτάχυνση της ανάπτυξης των ΑΠΕ για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής», προέβλεψε την χορήγηση αυξημένων τιμολογίων για τις

εγκαταστάσεις σε ΜΔΝ, εφόσον ο επενδυτής θα αναλάμβανε και την κατασκευή της διασύνδεσης με το ηπειρωτικό Σύστημα. Στον ίδιο νόμο (Άρθρο 4, παράγραφος 6) περιλήφθηκε και η υποχρέωση του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ), να εκπονήσει τον «Στρατηγικό Σχεδιασμό Διασυνδέσεων των Νησιών».

Κατά την εκπόνηση των μελετών αυτών από τον ΔΕΣΜΗΕ κρίθηκε σκόπιμο όπως ο σχεδιασμός των διασυνδέσεων πραγματοποιηθεί με κύριο στόχο την ηλεκτροδότηση των νησιών και παράλληλα να ληφθούν υπόψη οι συγκεκριμένες προοπτικές ανάπτυξης των ΑΠΕ στα νησιά αυτά, όπως προέκυπταν από τις Άδειες Παραγωγής για την κατασκευή σταθμών ΑΠΕ (κυρίως αιολικών) που είχαν ήδη χορηγηθεί από τη ΡΑΕ ή και εκκρεμούσαν, λαμβάνοντας υπόψη και τις μελέτες που είχαν προηγηθεί. Με αυτό το στόχο ο ΔΕΣΜΗΕ υπέβαλε, μαζί με τον Σχεδιασμό για την διασύνδεση των ΜΔΝ του Αιγαίου, και ολοκληρωμένη πρόταση για την σταδιακή ανάπτυξη του Δικτύου Μεταφοράς του Αιγαίου σε τρεις «Φάσεις», ως εξής:

- Η Φάση Α', περιλάμβανε τον «Γενικό Σχεδιασμό» (Planning) του Δικτύου, ο οποίος έγινε με βάση τα τότε διατιθέμενα στοιχεία εξέλιξης των φορτίων των νησιών και τις εκτιμήσεις της ισχύος των ΑΠΕ που θα μπορούσαν να εγκατασταθούν σε κάθε νησί. Οι εκτιμήσεις αυτές βασιζόταν στις Αιτήσεις Αδειών Παραγωγής που είχαν κατατεθεί στη ΡΑΕ και στις Άδειες Παραγωγής που είχαν χορηγηθεί, καθώς και σε εκτιμήσεις που είχαν γίνει με βάση τον «Χωροταξικό Σχεδιασμό» και την «Φέρουσα Ικανότητα ανάπτυξης ΑΠΕ» κάθε νησιού, με περιβαλλοντικά κριτήρια. Για το θέμα αυτό είχε εκπονήσει ειδική μελέτη το Πανεπιστήμιο της Θεσσαλίας για λογαριασμό της ΡΑΕ.

- Η Φάση Β', θα περιλάμβανε την «Τεχνική Μελέτη» (Engineering) κάθε επιμέρους έργου διασύνδεσης ενός ή περισσότερων νησιών, παράλληλα με την ανάπτυξη των έργων ΑΠΕ (αιολικών κυρίως) επί αυτών. Δεδομένου ότι για την μελέτη αυτή, η οποία θα περιλάμβανε την επιλογή των τεχνικών στοιχείων κάθε διασύνδεσης και την επιλογή των θέσεων εξόδου των υποβρυχίων καλωδίων, θα έπρεπε να υπάρχουν περισσότερα στοιχεία από τα περιλαμβανόμενα στις Άδειες Παραγωγής, ως ελάχιστο προαπαιτούμενο για την έναρξη της Φάσης Β' θεωρήθηκε ότι θα πρέπει να είναι τα στοιχεία που προκύπτουν κατά την απόκτηση της Άδειας Εγκατάστασης από τους ενδιαφερόμενους Παραγωγούς ΑΠΕ. Επιπλέον κατά την Φάση αυτή θα εξεταζόταν και ο βέλτιστος τρόπος ηλεκτροδότησης του νησιού, με την μακροχρόνια προοπτική παύσης της λειτουργίας των τοπικών συμβατικών σταθμών παραγωγής και την ενδεχόμενη πλήρη κατάργηση και αποξήλωση αυτών σε επόμενο στάδιο, εφόσον η διασύνδεση εξασφάλιζε την αναγκαία αξιοπιστία της ηλεκτροδότησης του νησιού. Ο σχεδιασμός για κάθε επιμέρους διασύνδεση θα γινόταν από τον ΔΕΣΜΗΕ, αλλά θα

εμπλέκονταν σε αυτόν ως άμεσα ενδιαφερόμενοι εκτελεστές η ΔΕΗ και οι επενδυτές ΑΠΕ, οι οποίοι και θα συμμετείχαν στις δαπάνες.

- Η Φάση Γ', περιλάμβανε τον καθορισμό του τρόπου «Χρηματοδότησης και ανάθεσης της Κατασκευής» του έργου στον ανάδοχο αυτού, σύμφωνα με τον προβλεπόμενο κατά την προηγούμενη Φάση Β' σχεδιασμό. Ανάδοχος θα μπορούσε να είναι ιδιώτης ή η ΔΕΗ, η οποία σε κάθε περίπτωση θα αναλάμβανε την εκμετάλλευση του έργου της διασύνδεσης.

Είναι προφανές ότι το δίκτυο υποχρεωτικά θα έπρεπε να ικανοποιεί ταυτόχρονα δύο σκοπούς, ήτοι αφενός μεν την κατάργηση της λειτουργίας της συμβατικής τοπικής παραγωγής (ενδεχομένως σε περισσότερα του ενός στάδια), αφετέρου δε την αξιοποίηση των τοπικών ΑΠΕ. Δεδομένου ότι η παραγωγή των ΑΠΕ θα κάλυπτε κατά προτεραιότητα τις τοπικές ανάγκες ηλεκτροδότησης και το υπόλοιπο θα διοχετεύονταν στο Σύστημα μέσω της διασυνδέσεως, οι ωφελούμενοι από την κατασκευή της διασύνδεσης θα ήταν αφενός μεν η ΔΕΗ (ακριβέστερα το κοινωνικό σύνολο, δεδομένου ότι το επιπλέον κόστος ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ μεταφέρθηκε μετά το 2007 σε όλους τους καταναλωτές μέσω των «Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας» – ΥΚΩ) αφετέρου δε οι παραγωγοί των ΑΠΕ στους οποίους θα δίδονταν η δυνατότητα της πραγματοποίησης επενδύσεων σε ΑΠΕ με ευνοϊκούς όρους.

Σημειωτέον ακόμη ότι βασικό στοιχείο του σχεδιασμού και της διαστασιολόγησης των διασυνδέσεων ήταν ότι για την ηλεκτροδότηση των καταναλωτών των νησιών έπρεπε να επιτευχθεί βαθμός αξιοπιστίας (δηλαδή εξασφάλιση της συνέχειας της τροφοδότησης) πολύ μεγαλύτερος από αυτόν που απαιτεί η σύνδεση των ΑΠΕ στο δίκτυο. Για το λόγο αυτό, σύμφωνα και με τις προβλέψεις του Ν. 3581/2010, ο ΔΕΣΜΗΕ έχει την δυνατότητα να επιβάλει την υλοποίηση των πρόσθετων έργων που απαιτούνται για την διοχέτευση της παραγόμενης ενέργειας στο Σύστημα κατά τρόπο που να πληρούνται οι όπως παραπάνω πρόσθετες τεχνικές και λειτουργικές απαιτήσεις.

2. Με βάση τις παραπάνω αρχές, ο «Γενικός Σχεδιασμός – Φάση Α'», διαμορφώθηκε όπως ενδεικτικά δείχνεται στο παρακάτω Σχήμα. Όπως φαίνεται σε αυτό διακρίνονται, οι τέσσερες «Διασυνδέσεις» (ομάδες νησιών), οι οποίες είναι οι ίδιες όπως και στον αρχικό σχεδιασμό του ΕΜΠ, ήτοι:

(1) Η Διασύνδεση των Κυκλάδων, η οποία συνδέεται με το ηπειρωτικό Σύστημα στο Λαύριο και σταδιακά επεκτεινόμενη θα καλύψει τα λοιπά νησιά. Επιπλέον της κύριας Διασύνδεσης των Κυκλάδων – Κυκλάδες Ι, προβλεπόταν και μια ακόμη (Κυκλάδες ΙΙ), η οποία θα κατασκευαζόταν από ιδιώτες επενδυτές προκειμένου να συνδεθούν σε αυτή μεγάλα αιολικά πάρκα, θα λειτουργούσε δε ανεξάρτητα της πρώτης.

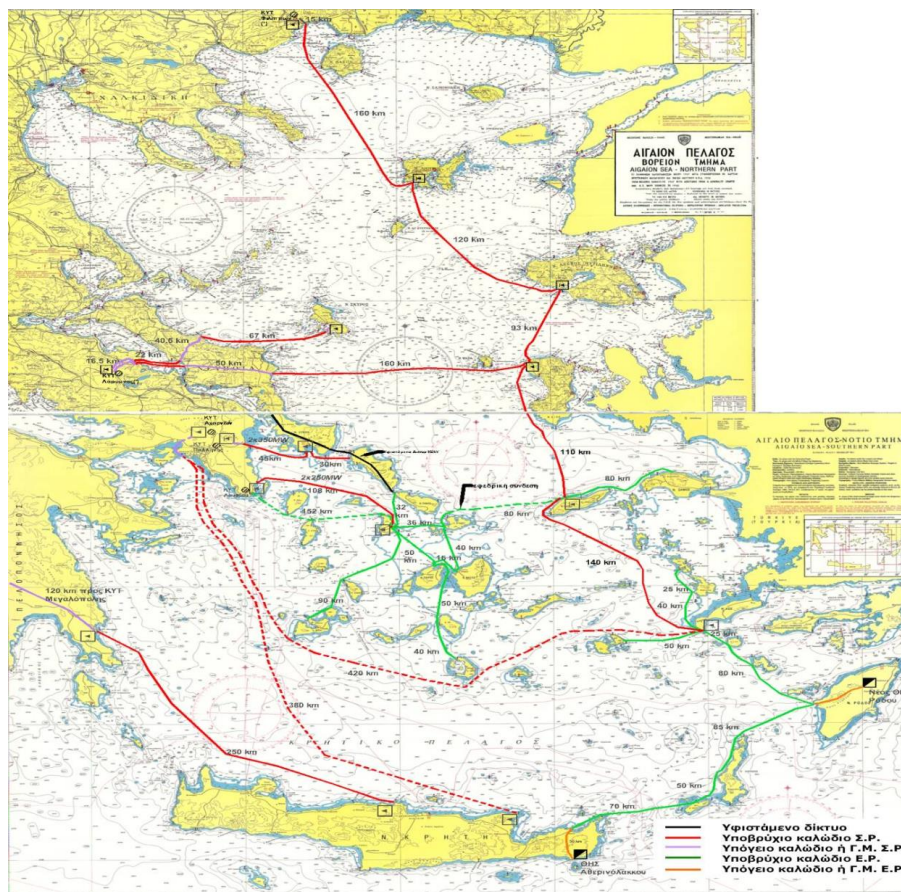
(2) Η Διασύνδεση των νησιών του Βορείου Αιγαίου, η οποία σχηματίζει βρόχο, του οποίου τα άκρα σύνδεσης στο Σύστημα είναι τα ΚΥΤ Λάρυμνας και Φιλίππων. Η διασύνδεση αυτή προβλέπεται να επεκταθεί σε επόμενο στάδιο προς νότο, μέχρι τα Δωδεκάνησα.

(3) Η Διασύνδεση της Κρήτης, για την οποία γίνεται αναλυτικότερη αναφορά αμέσως παρακάτω.

(4) Η Διασύνδεση των Δωδεκανήσων, η οποία σε πρώτο στάδιο γίνεται από βορρά με επέκταση των διασυνδέσεων (2) και (3), ενώ προβλεπόταν και η διατήρηση του Σταθμού στη Ρόδο, ως εφεδρικού. Σε επόμενο στάδιο προβλεπόταν ότι θα μπορούσε να κατασκευαστεί απευθείας σύνδεση Λαύριο – Κως (δείχνεται με διακοπτόμενη γραμμή).

Σημαντική διαφορά σε σύγκριση με τον σχεδιασμό του δικτύου από το ΕΜΠ, ήταν το ότι κατά τη μελέτη του ΔΕΣΜΗΕ εξετάστηκαν σε μεγαλύτερο βάθος το θέμα της βέλτιστης λειτουργίας του συνολικού ηλεκτρικού συστήματος, ηπειρωτικού και νησιωτικού, και επιλέχθηκαν με μακροχρόνια κριτήρια τα ενδεικνυόμενα σημεία διασύνδεσης τους. Έτσι π.χ. επελέγη η σύνδεση στον Υ/Σ Λάρυμνας αντί του Αλιβερίου, ιδιαίτερα δε για την Κρήτη επελέγη η απευθείας σύνδεση στο Λαύριο αντί της Μεγαλόπολης. Με τον τρόπο αυτό αποφεύγεται και η κατασκευή του εναέριου τμήματος Μεγαλόπολη – Μονεμβασιά, που θα ήταν δύσκολο να γίνει αποδεκτή από τους κατοίκους και οπωσδήποτε θα αύξανε σημαντικά την συχνότητα των βλαβών της διασύνδεσης.

Το Δίκτυο Μεταφοράς, όπως και στις μελέτες του ΕΜΠ, προβλέπεται ότι θα είναι Συνεχούς Ρεύματος (ΣΡ), συνδεδεμένο με το ηπειρωτικό Σύστημα μέσω Υποσταθμών (Υ/Σ) Μετατροπής ΕΡ/ΣΡ, ενώ στα νησιά θα υπάρχουν Μετατροπείς ΣΡ/ΕΡ από τους οποίους θα τροφοδοτούνται με γραμμές Εναλλασσομένου Ρεύματος (ΕΡ, ΜΤ ή και ΥΤ) τα δίκτυα των ίδιων των νησιών ή και αυτά παρακείμενων νησιών. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 2. σε τελικό στάδιο το Δίκτυο Μεταφοράς του Αιγαίου προβλέπεται ότι αρχικά θα αποτελείται από δύο βρόχους (τον Βόρειο και τον Νότιο), ενώ στο μέλλον ο Νότιος διαιρεθεί σε περισσότερους, κυρίως ανάλογα με τον ρυθμό ανάπτυξης των ΑΠΕ.



Εικόνα 2: Οι Διασυνδέσεις των νησιών του Αιγαίου με το ηπειρωτικό Σύστημα, σύμφωνα με την μελέτη του ΔΕΣΜΗΕ. (Με διακοπτόμενη γραμμή σημειώνονται οι προβλεπόμενες σε δεύτερο στάδιο διασυνδέσεις)

- **Η διασύνδεση της Κρήτης**

1. Λόγω της μεγάλης σημασίας του νησιού αλλά και του γεγονότος ότι το μοναδιαίο κόστος παραγωγής της Κρήτης ήταν εξαιρετικά μεγάλο λόγω της λειτουργίας πετρωματικών και μικρού βαθμού αποδόσεως μονάδων των σταθμών της, αποφασίστηκε το 2011 η άμεση εξέταση και λήψη αποφάσεων για το γενικότερο θέμα ανάπτυξης της ηλεκτροδότησής της, αμέσως μετά την ολοκλήρωση και έγκριση της όπως παραπάνω Γενικής Μελέτης. Για το σκοπό αυτό συγκροτήθηκε ειδική Ομάδα Εργασίας, στην οποία εκτός του ΔΕΣΜΗΕ μετείχαν και εκπρόσωποι της ΔΕΗ και της ΡΑΕ, ώστε να γίνει ολοκληρωμένη εισήγηση στο αρμόδιο Υπουργείο¹⁰.

¹⁰ «Μελέτη ανάπτυξης του Ηλεκτρικού Συστήματος της Κρήτης – Διασύνδεση με το ηπειρωτικό Σύστημα», Ομάδα Εργασίας ΡΑΕ, ΔΕΣΜΗΕ, ΔΕΗ., 2011.

Στην Μελέτη 10 γίνεται αρχικά μια συνοπτική αναφορά στην υφιστάμενη κατάσταση και τις προοπτικές εξέλιξης της ζήτησης καθώς και υποβολή ενός προγράμματος απένταξης υφιστάμενων συμβατικών μονάδων λόγω παλαιότητας, από το 2017 μέχρι το 2040. Επίσης μια συνοπτική αναφορά στα κύρια στοιχεία των επενδυτικών προτάσεων έργων ΑΠΕ που έχουν κατατεθεί στη ΡΑΕ, καθώς και του υφιστάμενου προγράμματος της ΔΕΗ.

Η όλη εξέταση του θέματος, όπως και κατά τις προηγούμενες σχετικές μελέτες, περιλάμβανε:

α) Την περίπτωση της Αυτόνομης Ανάπτυξης με δύο Σενάρια: (1) Με χρήση Πετρελαίου και (2) με χρήση Φ.Α.

β) Την περίπτωση της Διασύνδεσης με το ηπειρωτικό Σύστημα: Εξετάστηκαν τρία διαφορετικά Σενάρια Ανάπτυξης των ΑΠΕ, ανάλογα και με την πιθανή ανάπτυξη των ΑΠΕ. Για κάθε Σενάριο καθορίστηκε το ή τα σχήματα της αντίστοιχης Διασύνδεσης και το συνολικό κόστος κάθε Σεναρίου συγκρίθηκε με αυτό της Αυτόνομης Ανάπτυξης.

2. Εξετάστηκαν τα ακόλουθα τρία Σενάρια Ανάπτυξης των ΑΠΕ (κυρίως αιολικών) και αντίστοιχων διασυνδέσεων, για την περίοδο 2017 – 2040.

Σενάριο Α:

Ισχύς ΑΠΕ 1000MW (εκ των οποίων 800MW Α/Π) τα οποία εγκαθίστανται έως το 2025

1 Υβριδικός Σύνδεσμος DC ικανότητας $2 \times 350 = 700\text{MW}$ μεταξύ ΚΥΤ Μεγαλόπολης – Μονεμβασιάς (εναέριο τμήμα) και Μονεμβασιάς - Υ/Σ Κορακιάς Κρήτης (υποβρύχιο τμήμα).

Σενάριο Β:

Ισχύς ΑΠΕ 1535MW (εκ των οποίων 1200MW Α/Π) τα οποία εγκαθίστανται έως το 2025.

Διακρίνονται δύο υποπεριπτώσεις για τη συνδεσμολογία του DC συνδέσμου:

B1: 1 Υβριδικός Σύνδεσμος DC ικανότητας $2 \times 500 = 1000\text{MW}$, μεταξύ ΚΥΤ Αχαρνών (ή άλλου ΚΥΤ της Αττικής με υπόγειο τμήμα) - Υ/Σ Κορακιάς Κρήτης (υποβρύχιο τμήμα).

B2: 2 ανεξάρτητοι Απλοί Σύνδεσμοι DC συνολικής ικανότητας $2 \times 500 = 1000\text{MW}$, ένας μεταξύ ΚΥΤ Αχαρνών - Υ/Σ Κορακιάς (εγκατάσταση το 2017) και ένας μεταξύ ΚΥΤ Μεγαλόπολης – Υ/Σ (πλησίον) Χανίων (εγκατάσταση το 2030).

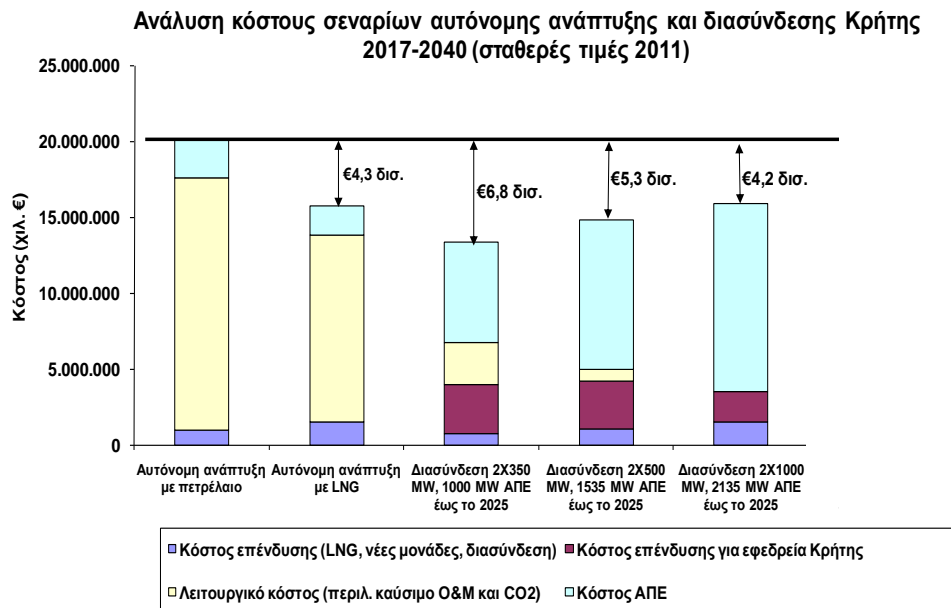
Σενάριο Γ:

Ισχύς ΑΠΕ 2135MW (εκ των οποίων 1600MW Α/Π) τα οποία εγκαθίστανται έως το 2025.

2 Απλοί Σύνδεσμοι DC συνολικής ικανότητας $2 \times 1000 = 2000\text{MW}$, ένας μεταξύ ΚΥΤ Αχαρνών - Υ/Σ Κορακιάς (εγκατάσταση μετά το 2017) και ένας μεταξύ ΚΥΤ Μεγαλόπολης – Υ/Σ (πλησίον) Χανίων (εγκατάσταση μετά το 2030).

Σημειώνεται ότι μετά από ιδιαίτερη μελέτη του θέματος των προβλημάτων Μεταφοράς αποφασίστηκε η διασύνδεση της Κρήτης με το Σύστημα να γίνει στο Λαύριο αντί στη Μεγαλόπολη, που ως οικονομικότερη λύση είχε παλαιότερα προβλεφθεί και μελετηθεί. Αυτό διότι η λύση αυτή ήταν η σαφώς ενδεικνυόμενη για λόγους καλής λειτουργίας του όλου Συστήματος με μακροπρόθεσμα κριτήρια, λαμβανομένης υπ’ όψη της ανάπτυξης του ΘΗΣ Μεγαλόπολης που προχωρούσε και των προοπτικών ανάπτυξης των ΑΠΕ στην Πελοπόννησο.

3. Στο παρακάτω διάγραμμα δείχνονται συνοπτικά τα οικονομικά αποτελέσματα της μελέτης: στο αριστερό μέρος φαίνονται τα δύο βασικά Σενάρια με Αυτόνομη Παραγωγή (ήτοι με πετρέλαιο ή ΦΑ) και στο δεξιό τα τρία Σενάρια με διάφορες παραλλαγές κατασκευής της Διασύνδεσης. Από αυτό προκύπτει σαφώς η οικονομικότητα της Διασύνδεσης της Κρήτης με το Σύστημα (τρία προς τα δεξιά Σενάρια) έναντι της Αυτόνομης Ανάπτυξης (υπόλοιπα δύο Σενάρια). Αυτό δε παρά το ότι θεωρήθηκε μόνο το όφελος που προκύπτει από την διαφορά κόστους της παρεχόμενης ενέργειας, δηλαδή δεν λήφθηκε υπόψη το όφελος από την δυνατότητα μεγαλύτερης αξιοποίησης των τοπικών ΑΠΕ, όπως επίσης και η συμμετοχή των επενδυτών ΑΠΕ στην δαπάνη κατασκευής της Διασύνδεσης, η οποία ασφαλώς θα μπορούσε να ζητηθεί.



Διάγραμμα 1: Συνοπτική παρουσίαση των οικονομικών αποτελεσμάτων για καθένα από τα πέντε (δύο συν τρία) βασικά Σενάρια. (Ομάδα Εργασίας ΔΕΜΗΕ, ΔΕΗ, ΡΑΕ)

4. Δεδομένου ότι η κατασκευή της διασύνδεσης με βάση τις προβλέψεις του Ν. 3851/2011 δεν προχωρούσε ο ΔΕΣΜΗΕ λόγω του μεγάλου οφέλους που προέκυπτε σαφώς από την επίσπευση της διασύνδεσης, στις αρχές του 2012 πρότεινε να αναλάβει η ΔΕΗ Α.Ε. την πραγματοποίηση μιας διασύνδεσης Λαύριο – Κορακιά ισχύος 2x500MW, ώστε να σταματήσει άμεσα η λειτουργία όλων των θερμικών σταθμών της ΔΕΗ, οι οποίοι θα τίθεντο σε ψυχρή εφεδρεία. Οι Παραγωγοί ΑΠΕ που θα επωφελούνταν από την Διασύνδεση, θα καλούνταν να καταβάλουν ορισμένο τέλος προκειμένου να καλυφθεί σημαντικό μέρος της δαπάνης της διασύνδεσης, οπότε η οικονομικότητα του έργου θα ήταν πολλαπλά εξασφαλισμένη αλλά και για όλους επωφελής (ιδίως για τους καταναλωτές, λόγω της διακοπής καταβολής των ΥΚΩ, οι οποίες υπερέβαιναν τα 250 εκ. ευρώ ετησίως). Παράλληλα προτάθηκε η με πρωτοβουλία της Περιφέρειας Κρήτης οργάνωση της χωροθέτησης των ΑΠΕ στο νησί, ώστε να γίνει οργανωμένη χορήγηση των Αδειών Εγκατάστασης. Ατυχώς η πρόταση αυτή του ΔΕΣΜΗΕ δεν προχώρησε. Σημειωτέον ότι σήμερα οι ΑΠΕ έχουν καλύψει το επιτρεπόμενο όριο που μπορεί να δεχθεί το αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα για λειτουργικούς λόγους (περί τα 290MW συνολικά, εκ των οποίων 194MW περίπου αιολικά). Ήδη δε από το 2011, με την προοπτική της διασύνδεσης, είχαν δοθεί σταδιακά επιπλέον Άδειες Παραγωγής για αιολικά πάρκα ισχύος άνω των 2.000MW, οι οποίες και βρισκόνται στο στάδιο απόκτησης των Αδειών Εγκατάστασης, ενώ υπάρχουν και πολλές άλλες εκκρεμείς Αιτήσεις για Άδειες Παραγωγής ΑΠΕ διαφόρων άλλων κατηγοριών, από ιδιώτες επενδυτές (π.χ. ηλιοθερμικές) αλλά και από τοπικούς Οργανισμούς.

- **Ορια διείσδυσης ΑΠΕ για αυτόνομη λειτουργία**

Εκτός από τις όπως παραπάνω μελέτες που αφορούν ιδιαίτερα το θέμα της διασύνδεσης της Κρήτης με το ηπειρωτικό Σύστημα, ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι προτάσεις και οι μελέτες και που έχουν γίνει προκειμένου να αυξηθεί η διείσδυση των ΑΠΕ, διατηρώντας την αυτόνομη λειτουργία του με ΘΗΣ και την εφαρμογή συστημάτων αποθήκευσης.

1. Η πρώτη χρονολογικά (1997)¹¹ έγινε στα πλαίσια σχετικού ερευνητικού προγράμματος χρηματοδοτούμενου από την Ε.Ε. από το ΕΜΠ σε συνεργασία με το Ενεργειακό Γραφείο Κρήτης και συνίστατο σε μια πρόταση εφαρμογής ενός προγράμματος ανάπτυξης των ΑΠΕ στην Κρήτη κατά την περίοδο 1998 – 2010. Ειδικότερα η μελέτη πρότεινε ένα συγκεκριμένο πρόγραμμα ανάπτυξης για την περίοδο 1998 – 2005, κατά το οποίο θα εγκαθίσταντο στην Κρήτη Αιολικά Πάρκα (ΑΠ) συνολικής ισχύος 200MW, μονάδες Βιομάζας 40MW, Μικρά

11. Α. Ζερβός κ.ά. «Renewable Energy Sources in Crete – An Implementation Plan», NTUA – RENES, REAC, - Αθήνα 1997,

Υδροηλεκτρικά 6MW, Φωτοβολταϊκά 2MW, Ηλιοθερμικά 365.000τ.μ. (που θα απέδιδαν 218GWh ετησίως) και ένας Υβριδικός Σταθμός με αντλησιοταμίευση (ΥΒΣ) 125MW. Με την υλοποίηση του προγράμματος αυτού η διείσδυση των ΑΠΕ το 2005 θα έφθανε το 39%, ενώ κατά το 2010 προβλέπονταν να φθάσει μέχρι 55%.

2. Η δεύτερη μελέτη ¹², έγινε από το ΕΜΠ με ανάθεση της ΡΑΕ, στόχευε δε κυρίως στην σε βάθος ανάλυση των προβλημάτων λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος που δημιουργεί η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ. Ειδικότερα αποσκοπούσε στον προσδιορισμό των μέγιστων ορίων διείσδυσης ΑΠ και Φ/Β (χωριστά ή σε συνδυασμό) με δεδομένα φορτίου του έτους 2015, ανάλογα με την ισχύ των υφιστάμενων παράλληλα Υβριδικών Σταθμών – με αντλησιοταμίευση - (ΥΒΣ) και Ηλιοθερμικών Σταθμών (ΗΘΣ) με δυνατότητα αποθήκευσης της ονομαστικής παραγωγής τους για διάστημα 4 ή 8 ωρών. Μέσω των δύο τελευταίων συστημάτων ΑΠΕ επιτυγχάνεται η επαύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ στα νησιά μέχρι και άνω του 50% έναντι 15 – 25% που μπορεί να επιτευχθεί χωρίς την δυνατότητα αυτή. Η ανάλυση που έγινε περιλαμβάνει όλα τα δυνατά και αποδεκτά σενάρια διείσδυσης ώστε η διαχείριση του ηλεκτρικού συστήματος των αντίστοιχων νησιών κατά τρόπο τεχνικά αποδεκτό αλλά και κατά τρόπο που οι εγκαταστάσεις των ΑΠΕ να μπορούν να παραμένουν οικονομικά βιώσιμες (έστω και οριακά).

Αρχικά καθορίζεται ο τρόπος διαχείρισης του ηλεκτρικού συστήματος του νησιού, σύμφωνα με τον ισχύοντα Κώδικά Διαχείρισης ΜΔΝ που έχει ως βάση το Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας. Προβλέπεται η εφαρμογή Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) με 12ωρο κύκλο επανα-προγραμματισμού, στον οποίο οι Παραγωγοί υποβάλουν προσφορές με βάση την προβλεπόμενη από τον Διαχειριστή ημερήσια καμπύλη φορτίου και υπό δεδομένους περιορισμούς εφεδρειών κλπ. Η μελέτη περιλαμβάνει δύο κύρια μέρη:

1) Στο πρώτο προσδιορίζονται τα όρια διείσδυσης κατά το έτος 2015, χωριστά ανά τεχνολογία: Προκύπτει ότι με την παραδοχή ότι είναι δυνατή η κατασκευή ΥΒΣ ισχύος μέχρι 600MW με δυνατότητα αποθήκευσης που να επιτρέπει την παροχή της εγγυημένης ισχύος επί 20 ώρες ή ισχύος μέχρι 425MW επί 10 ώρες, οι μέγιστες αποδεκτές διεισδύσεις θα ήταν:

(α) Αιολική ισχύς: 255MW ή (β) Φ/Β ισχύς: 120MW ή

(γ) Ηλιοθερμικά μέχρι: 360-380MW με αποθήκευση 4-8ωρών

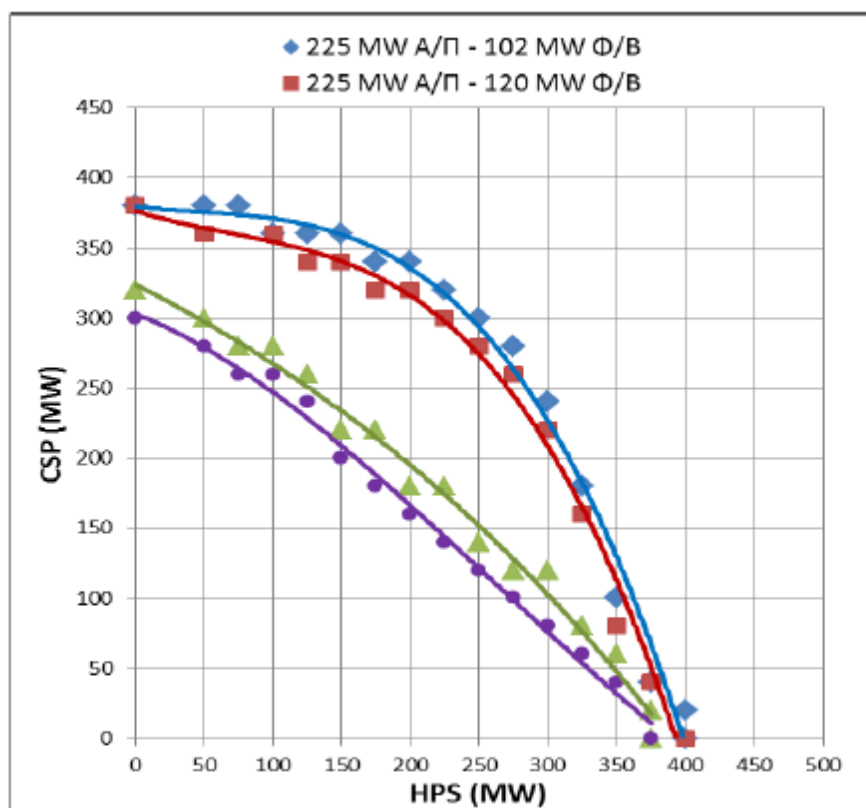
Προκύπτει δηλαδή επιπλέον των ήδη αδειοδοτημένων αιολικών πάρκων μπορούν να εγκατασταθούν μόνον 35MW συνολικά.

2) Στο δεύτερο μέρος εξετάστηκαν δύο σενάρια – συνδυασμοί, ως οι μάλλον πιθανοί, ήτοι: ΑΠ και Φ/Β: 225MW ΑΠ και 102MW Φ/Β ή 225MW ΑΠ και 120 MW Φ/Β, τα οποία είναι

12 . Στ. Παπαθανασίου κ.ά.: «Παραμετρική διερεύνηση των δυνατοτήτων διείσδυσης ΑΠΕ και του τρόπου διαχείρισης αυτών στα νησιά Κρήτη και Ρόδο», Αθήνα 2012.

αποδεκτά εφόσον συνδυάζονται με ΥΒΣ ισχύος από μηδέν μέχρι 400MW περίπου και αντίστοιχα όπως φαίνεται στο παρακάτω Σχήμα.

Προκύπτει δηλαδή ότι ουσιαστικά δηλαδή πέραν της ήδη αδειοδοτημένης αιολικής ισχύος στην Κρήτη μπορεί να εγκατασταθεί μόνο Φ/Β ισχύς και μάλιστα υπό την προϋπόθεση ότι παράλληλα θα εγκατασταθούν είτε ΗΘΣ με αποθήκευση ή ΥΒΣ με αντλησιοταμίευση ή και τα δύο, με ισχύ όπως στο Σχήμα.



Διάγραμμα 2: Κρήτη - Μέγιστη αποδεκτή εγκατεστημένη ισχύς ΗΘΣ συναρτήσει της εγγυημένης ισχύος ΥΒΣ

- **Η μελέτη του IENE**

Μετά από ανάθεση της ΡΑΕ το 1912, το IENE (Ινστιτούτο Ενέργειας Νοτιοανατολικής Ευρώπης) προέβη στη σύνταξη μελέτης αναφορικά με το θέμα των διεθνών διασυνδέσεων μεταξύ των χωρών της Νοτιοανατολικής (ΝΑ) Ευρώπης, με ειδικότερη αναφορά στην ευρισκόμενη σε προκαταρκτικό στάδιο προμελέτη διασύνδεσης Ισραήλ – Κύπρου - Κρήτης.

Αρχικά η μελέτη αναφέρεται στις υφιστάμενες και προγραμματιζόμενες διεθνείς διασυνδέσεις της χώρας μας και τον ρόλο τον οποίο θα παίξει η διασύνδεση Ισραήλ – Κύπρου - Ελλάδας – Ιταλίας στην ασφάλεια εφοδιασμού τους, εφόσον τελικά πραγματοποιηθεί. Ακολουθεί μία ανασκόπηση του διασυνοριακού εμπορίου ηλεκτρικής ενέργειας των χωρών της ΝΑ Ευρώπης, η οποία σήμερα είναι περιορισμένη λόγω έλλειψης ισχυρών διασυνδέσεων και σχολιάζεται ο τρόπος που θα μπορούσε να αναπτυχθεί στα πλαίσια μιας ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στη συνέχεια αναφέρεται στην υφιστάμενη σήμερα ηλεκτροπαραγωγή στο Ισραήλ, την Κύπρο και την Κρήτη και τις προοπτικές ανάπτυξής τους, προκειμένου να αναδείξει την προσφορά που θα είχε η διασύνδεσή τους. Τέλος αναφέρεται στο πώς η διασύνδεση αυτή θα μπορούσε να επηρεάσει την εσωτερική διασύνδεση των νησιών του Αιγαίου, όπως αυτή έχει ήδη μελετηθεί.

Σημειώνουμε ότι πράγματι η τυχόν κατασκευή της διασύνδεσης Ισραήλ – Κύπρου - Κρήτης θα είχε σημαντική συμβολή στην εξασφάλιση της ηλεκτροδότησης της Κρήτης, αλλά δεν επηρεάζει ουσιαστικά την ανάπτυξη των εσωτερικών διασυνδέσεων των νησιών του Αιγαίου, όπως αυτή έχει σχεδιαστεί και εκτελείται.

1.1.6 Η ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΤΩΝ ΥΠΟΒΡΥΧΙΩΝ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΩΝ

Στην τελευταία αυτή παράγραφο κρίθηκε σκόπιμο, για λόγους ενημέρωσης, να γίνει μια πολύ συνοπτική αναφορά στην τεχνολογία των υποβρυχίων διασυνδέσεων.

1. Υφίστανται δύο κύριες τεχνολογίες διασυνδέσεων: (α) με καλώδια Εναλλασσομένου Ρεύματος (EP) και (β) με Συνεχούς Ρεύματος (EP). Η χρήση των πρώτων είναι απλούστερη, αφού συνδέουν απευθείας δύο ηλεκτρικά Συστήματα (π.χ. το ηπειρωτικό με το νησιωτικό), που λειτουργούν με EP. Αντίθετα στην περίπτωση των δεύτερων είναι απαραίτητη στα άκρα (π.χ. στην ηπειρωτική χώρα και στο νησί) η εγκατάσταση Μετατροπέων EP/ΣΡ και ΣΡ/EP, αντίστοιχα, στους οποίους γίνεται χρήση Ηλεκτρονικών Ισχύος. Για διάφορους τεχνικούς λόγους η χρήση της τεχνολογίας EP ενδείκνυται να εφαρμόζεται σε αποστάσεις που δεν υπερβαίνουν τα 100km. Συνεπώς για την διασύνδεση της Κρήτης η εφαρμογή της Τεχνολογίας Υψηλής Τάσης Συνεχούς Ρεύματος (HVDC - ΥΤΣΡ), είναι επιβεβλημένη. Σήμερα στη χώρα μας οι διασυνδέσεις ΥΤ των Ιόνιων νησιών με το ηπειρωτικό Σύστημα είναι EP, αποτελούμενες από τμήματα που δεν υπερβαίνουν τα 100km, ενώ ΣΡ είναι η διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας.

2. Τα τελευταία χρόνια έλαβε χώρα μεγάλη πρόοδος στην τεχνολογία των διασυνδέσεων, η οποία αφορά καταρχήν τα υποβρύχια καλώδια, όπου αντί των μονώσεων εμποτισμένου

χάρτου γίνεται χρήση πλαστικών υλικών με αποτέλεσμα να είναι κατά πολύ μικρότερων διαστάσεων και ελαφρότερα. Αποτέλεσμα αυτού είναι ότι μπορεί να εγκαθίστανται σε μεγαλύτερα μήκη και βάθη. Κυρίως όμως η πρόοδος αφορά στους Μετατροπείς. Συγκεκριμένα οι Μετατροπείς που χρησιμοποιούνταν μέχρι το 2000 χρησιμοποιούσαν Thyristors, Current Commutated Converters - CSC, βασικό χαρακτηριστικό των οποίων είναι ότι απαιτούν την ύπαρξη πηγών και από τις δύο πλευρές της διασύνδεσης, όπως π.χ. συμβαίνει με την διασύνδεση Ελλάδος – Ιταλίας. Από το 1997 εμφανίστηκαν οι Μετατροπείς Voltage Commutated Converters – VCC, με βιομηχανικά Transistors, τα οποία είναι αυτομεταγόμενα, δηλαδή έχουν τη δυνατότητα αγωγής και σβέσης τους χωρίς αυτή να εξαρτάται από την τάση του δικτύου, όπως συμβαίνει με τους μετατροπείς CSC. Το γεγονός αυτό αποτελεί τη βασικότερη διαφορά μεταξύ των δύο τεχνολογιών μετατροπών, και επιτρέπει πιο ευέλικτη λειτουργία στον σταθμό μετατροπής VSC. Συνεπώς, τα συστήματα VSC-HVDC είναι προτιμητέα για τη διασύνδεση ασθενών νησιωτικών συστημάτων. Μπορεί συνεπώς ένα νησί να ηλεκτροδοτείται χωρίς να υπάρχει τοπική παραγωγή ή ακόμη μπορεί να συνδέεται στο Σύστημα ένα υπεράκτιο αιολικό πάρκο. Ακριβώς δε η ανάπτυξη υπεράκτιων αιολικών πάρκων μεγάλης ισχύος και σε μεγάλες αποστάσεις από την ακτή, που προωθείται έντονα τα τελευταία χρόνια, έδωσε μεγάλη ώθηση στην ανάπτυξη της τεχνολογίας αυτής. Παράλληλα αυξήθηκε το γενικότερο ενδιαφέρον για την ανάπτυξη των τεχνικών των δικτύων ΥΤΣΡ, δεδομένου ότι αυτά προσφέρονται ιδιαίτερα για την ευέλικτη μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας και την αύξηση των ανταλλαγών, οι οποίες συμβάλλουν αποφασιστικά στην αντιμετώπιση των προβλημάτων που δημιουργεί γενικότερα η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ.

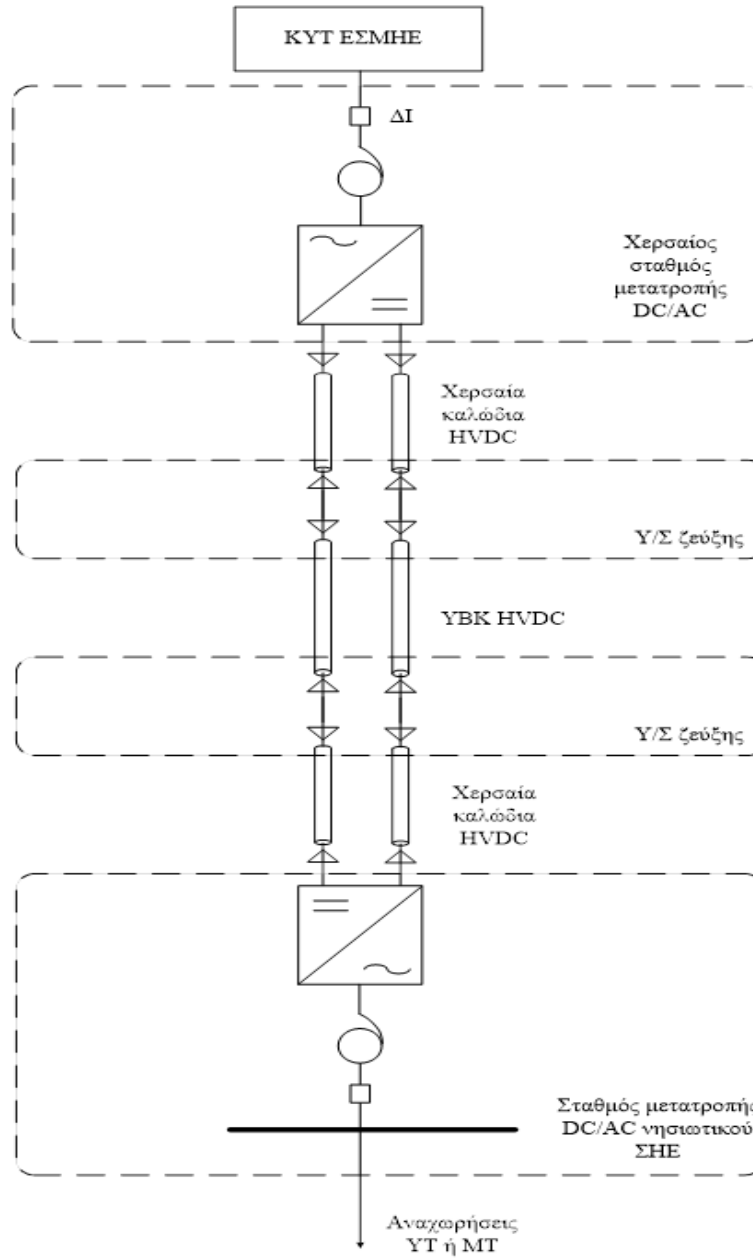
Στο Σχήμα 5 φαίνονται τα κύρια μέρη μιας διασύνδεσης ΣΡ, όπου, αρχίζοντας από το ανώτερο τμήμα, διακρίνονται:

- 1) Ο Σταθμός Μεταροπής ΕΡ/ΣΡ, κύρια μέρη του οποίου είναι ο μετασχηματιστής που από την μία πλευρά συνδέεται στο Κέντρο Υπερψηλής Τάσεως (ΚΥΤ) του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (ΕΣΜΗΕ) και από την άλλη τροφοδοτεί τον Μετατροπέα ΕΡ/ΣΡ.
- 2) Τα Χερσαία (υπόγεια συνήθως) Καλώδια ΣΡ μέχρι την ακτή, όπου συνδέονται με τα Υποβρύχια Καλώδια ΣΡ μέσω ενός Υποσταθμού (Υ/Σ) Ζεύξης, εκτός αν η απόσταση είναι μικρή οπότε τα Υποβρύχια Καλώδια που ακολουθούν επεκτείνονται μέχρι τον Σταθμό Μεταροπής.
- 3) Το αυτό, αλλά κατά την αντίστροφη πορεία γίνεται στο άλλο άκρο, επί του νησιού, όπου εγκαθίσταται ο αντίστοιχος Σταθμός Μεταροπής, από τον οποίο τροφοδοτείται το δίκτυο του νησιού.

Όπως ενδεικτικά δείχνεται και στο Σχήμα 5 κατά κανόνα εγκαθίστανται δύο Καλώδια, για λόγους εφεδρείας, δεδομένου ότι ο χρόνος αποκατάστασης της βλάβης ενός υποβρυχίου καλωδίου

είναι μεγάλος και οπωσδήποτε πολύ μεγαλύτερος από τον αντίστοιχο του Μετατροπέα ή του Μετασχηματιστή.

Γενικότερα σημειώνεται ότι η επιλογή του ενδεικνυόμενου σχήματος διασύνδεσης ενός νησιωτικού ΣΗΕ με το ηπειρωτικό Σύστημα αποτελεί σύνθετο οικονομοτεχνικό πρόβλημα η βέλτιστη λύση του οποίου εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις ειδικές απαιτήσεις της κάθε εφαρμογής. Βασικό κριτήριο επιλογής της καταλληλότερης τεχνολογίας διασύνδεσης αποτελεί το μήκος και η ισχύς της διασύνδεσης, το βάθος πόντισης των καλωδίων και η μορφή του πυθμένα, στον δε γενικότερο σχεδιασμό της διασύνδεσης βασικής σημασίας είναι η αξιοπιστία της ηλεκτροδότησης. Π.χ. για την ηλεκτροδότηση ενός θαλάσσιου αιολικού πάρκου αρκεί η πόντιση ενός μόνο καλωδίου, ενώ για την ηλεκτροδότηση ενός κατοικημένου νησιού, είναι αναγκαία τουλάχιστον η πόντιση ενός δεύτερου καλωδίου ή η διατήρηση σε εφεδρεία τοπικής παραγωγής, σε κατάλληλη εφεδρεία.



Εικόνα 3: Γενική δομή σχήματος διασύνδεσης HVDC νησιωτικού ΣΗΕ.

Για την περίπτωση της Κρήτης στις σχετικές μελέτες θεωρήθηκε αναγκαία η διατήρηση τοπικής παραγωγής σε «ψυχρή εφεδρεία», ακόμη και στην περίπτωση πόντισης δύο καλωδίων όταν ακολουθούν την ίδια διαδρομή, εκτός αν πραγματοποιηθούν δύο εντελώς ανεξάρτητες υποβρύχιες διασυνδέσεις, με εντελώς διαφορετική διαδρομή πόντισης, οπότε μπορεί πρακτικά να αποκλειστεί η ταυτόχρονη βλάβη και των δύο. Όσον αφορά στην τεχνολογία και στο βέλτιστο σχήμα διασύνδεσης, η επιλογή της τεχνολογίας VSC-HVDC, δηλαδή μετατροπέων τύπου πηγής τάσης και η χρήση πλαστικών υποβρύχιων καλωδίων, είναι η μάλλον

προσφερόμενη λύση, δεδομένου ότι παρέχει αυξημένη αξιοπιστία και κυρίως τη δυνατότητα ανεξάρτητου ελέγχου της ροής ενεργού και αέργου ισχύος, χωρίς τη χρήση πρόσθετου εξοπλισμού, όπως συμβαίνει με την παλαιότερη τεχνολογία των μετατροπέων τύπου πηγής ρεύματος.

1.2 «ΕΙΔΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ ΓΙΑ ΤΗ ΒΙΩΣΙΜΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΚΡΗΤΗΣ» ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ, ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ / ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΚΑΙ ΒΙΩΣΙΜΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ 2011.

Η Μελέτη έχει ως στόχο μία εξειδικευμένη μελέτη χωροθέτησης, για την ανάπτυξη των αιολικών εγκαταστάσεων στην Κρήτη, σε συνδυασμό με την όσο το δυνατό πιο ήπια παρέμβαση στο φυσικό τοπίο και ανάγλυφο.

Η μεθοδολογία που υιοθετήθηκε από τους συντάκτες στην έρευνα περιλαμβάνει τα ακόλουθα κριτήρια για μεθοδολογία εκτίμησης των περιοχών προτεραιότητας:

1. Πλήρης και λεπτομερής καταγραφή και προσδιορισμός της θέσης των βασικών παραγόντων που συμβάλλουν στην χωροθέτηση εγκαταστάσεων αιολικής ενέργειας (οικισμοί, παραδοσιακοί οικισμοί, αεροδρόμια, αρχαιολογικά μνημεία, παραλίες κ.α.) όπως περιγράφονται στο Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΕΠΧΣΑΑ ΑΠΕ).
2. Προσδιορισμός των ζωνών αποκλεισμού (Υγρότοποι Ramsar, περιοχές Natura 2000 κ.α.), σύμφωνα με το ισχύον θεσμικό πλαίσιο και τα κριτήρια που έχουν θεσμοθετηθεί από το ΕΠΧΣΑΑ για τις ΑΠΕ και σχετίζονται κυρίως με την εφαρμογή ελαχίστων αποστάσεων από συγκεκριμένα σημεία ή περιοχές.
3. Προσδιορισμός των ελάχιστων αποστάσεων και εφαρμογή των περιορισμών χωροθέτησης, βάσει αρχικώς του ΕΠΧΣΑΑ για τις ΑΠΕ. Το πλαίσιο αυτό περιγράφει αναλυτικά τις ελάχιστες αποστάσεις που πρέπει να έχουν οι εγκαταστάσεις αιολικής ενέργειας από περιοχές περιβαλλοντικού ενδιαφέροντος, περιοχές και στοιχεία της πολιτιστικής κληρονομιάς, οικιστικές δραστηριότητες, δίκτυα τεχνικής υποδομής και ειδικές χρήσεις και από ζώνες ή εγκαταστάσεις παραγωγικών δραστηριοτήτων. Πιο συγκεκριμένα αναφέρει ελάχιστες αποστάσεις από περιοχές περιβαλλοντικού ενδιαφέροντος , περιοχές και στοιχεία της πολιτιστικής κληρονομιάς, ζώνες ή εγκαταστάσεις παραγωγικών δραστηριοτήτων.

Ειδικότερα σημειώνεται ότι κατά την εφαρμογή των κριτηρίων χωροθέτησης βάσει του υφιστάμενου θεσμικού πλαισίου, και σε συνέχεια του Ν.3851/2010, που δίνει τη

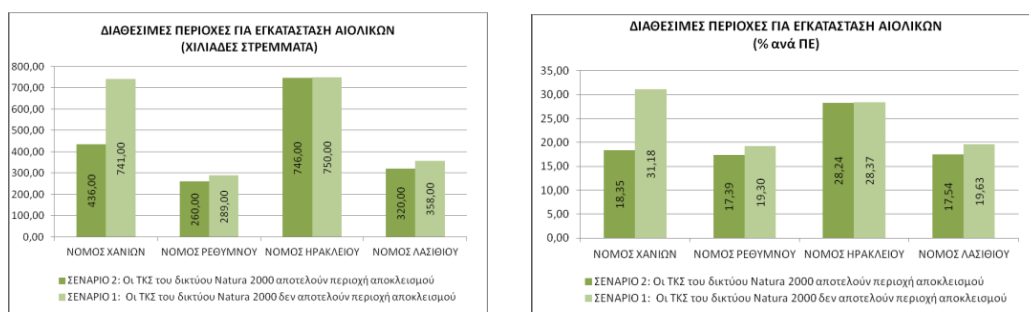
δυνατότητα εγκατάστασης αιολικών σταθμών σε περιοχές NATURA 2000, εξετάστηκαν 2 Σενάρια χωροθέτησης. Τα δύο σενάρια χωροθέτησης που επιλέχτηκαν είναι :

- **Σενάριο 1 : οι ΤΚΣ (Τόποι Κοινοτικής Σημασίας) του δικτύου Natura 2000 δεν αποτελούν περιοχές αποκλεισμού.** Το Σενάριο 1 αποτελεί ουσιαστικά οριοθέτηση των πιθανών περιοχών χωροθέτησης με βάση το ΕΠΧΣΑΑ για τις ΑΠΕ και τον Ν.3851/2010. Οι περιοχές που προκύπτουν μετά την εφαρμογή του πρώτου σεναρίου έχουν πολύ μεγάλο εύρος, καλύπτοντας το ¼ της συνολικής έκτασης του νησιού.
 - **Σενάριο 2 : οι ΤΚΣ του δικτύου Natura 2000 αποτελούν περιοχές αποκλεισμού.**
4. Υπολογισμός της φέρουσας ικανότητας των Καλλικρατικών Δήμων Κρήτης για την εγκατάσταση αιολικών σταθμών. Ως φέρουσα ικανότητα (carrying capacity) περιοχών εγκατάστασης αιολικών έργων ορίζεται ο μέγιστος αριθμός τυπικών Α/Γ που επιτρέπεται να εγκατασταθούν σε μια ενότητα χώρου έτσι ώστε, να μην αλλοιώνονται ανεπιστρεπτικά, τα βασικά χαρακτηριστικά της. Η έννοια της φέρουσας ικανότητας περιοχής περιλαμβάνεται και στο ΕΠΧΣΑΑ για τις ΑΠΕ. Όλοι οι υπολογισμοί της μελέτης έγιναν με βάση την τυπική Α/Γ που είναι η Α/Γ με διάμετρο ρότορα D περίπου 80-85m και μέση ισχύ 2 MW (ΕΠΧΣΑΑ, Άρθρο 1). Η κάλυψη ανά Α/Γ που υιοθετήθηκε στη μελέτη είναι 75,86 στρεμ./MW.
- Για τη χωροθέτηση αιολικών εγκαταστάσεων στα κατοικημένα νησιά του Αιγαίου και Ιονίου Πελάγους και στην Κρήτη πρέπει να λαμβάνονται υπόψη ότι το μέγιστο επιτρεπόμενο ποσοστό κάλυψης εδαφών σε επίπεδο πρωτοβάθμιου ΟΤΑ δεν μπορεί να υπερβαίνει το 4% ανά ΟΤΑ (ΕΠΧΣΑΑ, Άρθρο 8).
5. Μετά τον σαφή προσδιορισμό των εκτάσεων οι οποίες συμπληρώνουν όλα τα νομοθετικά κριτήρια για χωροθέτηση γίνεται περαιτέρω εξειδικευμένη αξιολόγηση, έτσι ώστε να προκύψει η ορθολογική ιεράρχηση αυτών των περιοχών. Ειδικότερα για τα κριτήρια που δεν είναι καθορισμένα με ακρίβεια από το ΕΠΧΣΑΑ για τις ΑΠΕ, έγινε ξεχωριστή μελέτη για το καθένα με βάση στοιχεία από τη διεθνή εμπειρία, από επιστημονικές μελέτες και μελέτες εφαρμογής (μέσω της κατηγοριοποίησης αυτών σε: Ιδιαίτερα κατάλληλη, Κατάλληλη, Μέτρια κατάλληλη, Λιγότερο κατάλληλη και Όχι κατάλληλη).

Τα κριτήρια αυτά αφορούν αποστάσεις από συγκεκριμένα στοιχεία ή δομές όπως: α) Απόσταση από Εθνικούς Δρυμούς, β) Απόσταση από Αισθητικά Δάση, γ) Απόσταση από Τόπους Κοινοτικής Σημασίας του δικτύου Natura 2000, δ) Απόσταση από βασικά ποτάμια και λίμνες, ε) Απόσταση από Αρχαιολογικούς Χώρους, στ) Απόσταση από Κεραίες και radar, ζ) Απόσταση από Αεροδρόμια, η) Απόσταση από Εγκαταστάσεις Εθνικής Άμυνας, θ) Απόσταση από Γραμμές Υψηλής Τάσης, ι) Απόσταση από βασικό οδικό δίκτυο, ια) κλίση του εδάφους, ιβ) Στην συνέχεια μετά την αρχική αξιολόγηση με τα παραπάνω η τελική διαμόρφωση της προτεραιότητας των περιοχών χωροθέτησης γίνεται συνεκτιμώντας το κριτήριο του αιολικού δυναμικού.

6. Έλεγχος του υπάρχοντος αιολικού δυναμικού στις περιοχές αυτές και ο έλεγχος της δυνατότητας βιώσιμης λειτουργίας αιολικού πάρκου έτσι ώστε να ενθαρρύνεται η οποιαδήποτε επένδυση.

Από την εφαρμογή των ως άνω υπό παρ. 1, 2 και 3 κριτηρίων και την εφαρμογή των θεσμοθετημένων κριτηρίων χωροθέτησης, προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα για κάθε ένα εκ των Σεναρίων 1 και 2.



Διάγραμμα 3: Διαθέσιμες περιοχές για εγκατάσταση αιολικών

Από την εφαρμογή του κριτηρίου της παρ. 4 και ειδικότερα τον υπολογισμό της φέρουσας ικανότητας των Καλλικρατικών Δήμων της Κρήτης για την εγκατάσταση αιολικών σταθμών, προέκυψαν τα ακόλουθα αποτελέσματα (σημειώνεται ότι η στήλη με την έκταση που προκύπτει μετά την εφαρμογή των περιορισμών, αντιστοιχεί στα αποτελέσματα των υπό παρ. 1-3 κριτηρίων, και ειδικότερα του Σεναρίου 2).

Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης

Πίνακας 9.1: Φέρουσα ικανότητα περιφερειακής ενότητας Χανίων

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΧΑΝΙΩΝ						
ΚΑΛΛΙΚΡΑΤΙΚΟΙ ΔΗΜΟΙ	ΕΚΤΑΣΗ ΔΗΜΟΥ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗ 4% (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΕΚΤΑΣΗ ΠΟΥ ΠΡΟΚΥΠΤΕΙ ΜΕΤΑ ΤΗΝ ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΩΝ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΩΝ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΤΕΛΙΚΗ ΠΡΟΣΦΕΡΟΜΕΝΗ ΕΚΤΑΣΗ ΠΡΟΣ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟ ΤΥΠΙΚΕΣ Α/Γ (MW)	ΜΕΓΙΣΤΟΣ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΟΣ ΑΡ. ΤΥΠΙΚΩΝ Α/Γ
Δ.Κισσάμου	338.867	13.555	39.003	13.555	179	89
Δ.Κανδάνου - Σελίνου	377.011	15.080	83.107	15.080	199	99
Δ.Πλατανιά	492.097	19.684	97.216	19.684	259	130
Δ.Σφακίων	468.274	18.731	18.731	18.731	247	123
Δ.Αποκορώνου	318.930	12.757	93.478	12.757	168	84
Δ.Χανίων	344.581	13.783	104.510	13.783	182	91
ΣΥΝΟΛΟ	2.339.760	93.590	436.045	93.590	1234	617

Πίνακας 2: Φέρουσα ικανότητα περιφερειακής ενότητας Χανίων

Πίνακας 9.2: Φέρουσα ικανότητα περιφερειακής ενότητας Ρεθύμνης

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΡΕΘΥΜΝΗΣ						
ΚΑΛΛΙΚΡΑΤΙΚΟΙ ΔΗΜΟΙ	ΕΚΤΑΣΗ ΔΗΜΟΥ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗ 4%	ΕΚΤΑΣΗ ΠΟΥ ΠΡΟΚΥΠΤΕΙ ΜΕΤΑ ΤΗΝ ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΩΝ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΩΝ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΤΕΛΙΚΗ ΠΡΟΣΦΕΡΟΜΕΝΗ ΕΚΤΑΣΗ ΠΡΟΣ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ	ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟ ΤΥΠΙΚΕΣ Α/Γ (MW)	ΜΕΓΙΣΤΟΣ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΟΣ ΑΡ. ΤΥΠΙΚΩΝ Α/Γ
Δ.Ρεθύμνης	393.674	15.747	60.216	15.747	208	104
Δ.Ανωγείων	130.948	5.238	4.980	4.980	66	33
Δ.Μυλοποτάμου	333.670	13.347	85.124	13.347	176	88
Δ.Αγ.Βασιλείου	358.683	14.347	79.218	14.347	189	95
Δ.Αμαρίου	277.417	11.097	30.543	11.097	146	73
ΣΥΝΟΛΟ	1.494.392	59.776	260.081	59.518	785	392

Πίνακας 3: Φέρουσα ικανότητα περιφερειακής ενότητας Ρεθύμνης

Πίνακας 9.3: Φέρουσα ικανότητα περιφερειακής ενότητας Ηρακλείου

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ						
ΚΑΛΛΙΚΡΑΤΙΚΟΙ ΔΗΜΟΙ	ΕΚΤΑΣΗ ΔΗΜΟΥ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗ 4%	ΕΚΤΑΣΗ ΠΟΥ ΠΡΟΚΥΠΤΕΙ ΜΕΤΑ ΤΗΝ ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΩΝ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΩΝ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΤΕΛΙΚΗ ΠΡΟΣΦΕΡΟΜΕΝΗ ΕΚΤΑΣΗ ΠΡΟΣ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ	ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟ ΤΥΠΙΚΕΣ Α/Γ (MW)	ΜΕΓΙΣΤΟΣ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΟΣ ΑΡ. ΤΥΠΙΚΩΝ Α/Γ
Δ.Αχαρνών- Αστερουσίων	339.322	13.573	89.408	13.573	179	89
Δ.Βιάννου	222.144	8.886	8.743	8.743	115	58
Δ.Γόρτυνας	464.323	18.573	129.283	18.573	245	122
Δ.Ηρακλείου	245.120	9.805	73.023	9.805	129	65
Δ.Μαλεβιζίου	289.807	11.592	72.887	11.592	153	76
Δ.Μινώα-Πεδιάδας	398.628	15.945	158.598	15.945	210	105
Δ.Φαιστού	411.158	16.446	147.303	16.446	217	108
Δ.Χερσονήσου	270.938	10.838	66.662	10.838	143	71
ΣΥΝΟΛΟ	2.641.440	105.658	745.907	105.515	1.391	695

Πίνακας 4: Φέρουσα ικανότητα περιφερειακής ενότητας Ηρακλείου

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΛΑΣΙΘΙΟΥ						
ΚΑΛΙΚΡΑΤΙΚΟΙ ΔΗΜΟΙ	ΕΚΤΑΣΗ ΔΗΜΟΥ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗ 4%	ΕΚΤΑΣΗ ΠΟΥ ΠΡΟΚΥΠΤΕΙ ΜΕΤΑ ΤΗΝ ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΩΝ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΩΝ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΤΕΛΙΚΗ ΠΡΟΣΦΕΡΟΜΕΝΗ ΕΚΤΑΣΗ ΠΡΟΣ ΑΣΙΟΠΟΙΗΣΗ	ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΟ ΤΥΠΙΚΕΣ Α/Γ (MW)	ΜΕΓΙΣΤΟΣ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΟΣ ΑΡ. ΤΥΠΙΚΩΝ Α/Γ
Δ.Αγίου Νικολάου	509.030	20.361	47.604	20.361	268	134
Δ.Ιεράπετρας	557.385	22.295	77.394	22.295	294	147
Δ.Οροπεδίου	129.842	5.194	0	0	0	0
Δ.Σητείας	631.423	25.257	194.756	25.257	333	166
ΣΥΝΟΛΟ	1.827.680	73.107	319.754	67.913	895	448

Πίνακας 5: Φέρουσα ικανότητα περιφερειακής ενότητας Λασιθίου

Σύμφωνα με τη μελέτη και λαμβάνοντας υπόψη τα ως άνω αποτελέσματα σε επίπεδο Κρήτης, με βάση τους παραπάνω πίνακες, έχουμε 1.761.787 διαθέσιμα στρέμματα τα οποία περιορίζονται λόγω του κριτηρίου της Φέρουσας Ικανότητας σε 326.536 στρέμματα στα οποία μπορούν να χωροθετηθούν 2.150 τυπικές Α/Γ των 2 MW ώστε να εγκατασταθεί συνολική ισχύς αιολικών της τάξης των 4.300 MW.

Η μεγάλη αυτή διαφορά μεταξύ των διαθέσιμων και των εν τέλει επιτρεπόμενων εκτάσεων εντείνει ακόμα περισσότερο την ανάγκη ορισμού αξιολόγησης των περιοχών με βάση συγκεκριμένα κριτήρια και ορισμού προτεραιότητας στις περιοχές τοποθέτησης, έτσι ώστε, οι τελικές περιοχές που θα προκύψουν για χωροθέτηση να είναι διαμοιρασμένες ανά ΟΤΑ, να συγκεντρώνουν τη μέγιστη δυνατή εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού και να επηρεάζουν κατά το δυνατό λιγότερο την αισθητική και την ποιότητα του περιβάλλοντος περιμετρικά από τις περιοχές χωροθέτησης. Η ως άνω παρατήρηση οδήγησε τους συντάκτες της μελέτης στην εφαρμογή του ως άνω υπό παρ. 5 κριτηρίου.

Πίνακας 15.1 Κατάταξη των περιοχών προτεραιότητας στην ΠΕ Χανίων.

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΧΑΝΙΩΝ		
ΠΟΣΟΣΤΟ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ	ΣΕΝΑΡΙΟ 2 ΕΚΤΑΣΗ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΣΕΝΑΡΙΟ 1 ΕΚΤΑΣΗ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)
0%-20%	0	0
20%-40%	0	0
40%-60%	9.783	17.557
60%-80%	220.701	511.919
80%-100%	204.843	211.288

Πίνακας 15.2 Κατάταξη των περιοχών προτεραιότητας στην ΠΕ Ρεθύμνης

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΡΕΘΥΜΝΗΣ		
ΠΟΣΟΣΤΟ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ	ΣΕΝΑΡΙΟ 2 ΕΚΤΑΣΗ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΣΕΝΑΡΙΟ 1 ΕΚΤΑΣΗ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)
0%-20%	0	0
20%-40%	0	411
40%-60%	18.572	43.164
60%-80%	212.300	216.455
80%-100%	28.871	28.871

Πίνακας 15.3 :Κατάταξη των περιοχών προτεραιότητας στην ΠΕ Ηρακλείου

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ		
ΠΟΣΟΣΤΟ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ	ΣΕΝΑΡΙΟ 2 ΕΚΤΑΣΗ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΣΕΝΑΡΙΟ 1 ΕΚΤΑΣΗ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)
0%-20%	0	0
20%-40%	0	0
40%-60%	777	830
60%-80%	284.895	288.288
80%-100%	460.247	460.247

Πίνακας 15.4 :Κατάταξη των περιοχών προτεραιότητας στην ΠΕ Λασιθίου

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΛΑΣΙΘΙΟΥ		
ΠΟΣΟΣΤΟ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ	ΣΕΝΑΡΙΟ 2 ΕΚΤΑΣΗ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΣΕΝΑΡΙΟ 1 ΕΚΤΑΣΗ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)
0%-20%	0	0
20%-40%	0	0
40%-60%	2.070	3.674
60%-80%	118.589	154.572
80%-100%	199.068	199.627

Πίνακας 6: Κατάταξη των περιοχών προτεραιότητας ανά Περιφερειακή Ενότητα Κρήτης

Μετά την εφαρμογή και του κριτηρίου της παρ. 6 στις περιοχές με ποσοστό προτεραιότητας μεγαλύτερο του 60% (αποτελέσματα κριτηρίου της παρ. 5), ήτοι του αιολικού δυναμικού στις υπό εξέταση περιοχές, και ως εκ τούτου της βιωσιμότητας των επενδύσεων εγκατάστασης αιολικών σταθμών, η κατανομή των περιοχών προτεραιότητας για την εγκατάσταση αιολικών σταθμών διαμορφώθηκε ως ακολούθως.

Πίνακας 16.1 : Ανάλυση περιοχών προτεραιότητας ανά ΠΕ

ΠΟΣΟΣΤΟ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ	ΑΙΟΛΙΚΟ ΔΥΝΑΜΙΚΟ	ΕΚΤΑΣΗ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΣΥΜΦΩΝΑ ΜΕ ΤΟ ΣΕΝΑΡΙΟ 2 (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΠΟ ΤΥΠΙΚΕΣ ΛΓ (ΜW)	ΜΕΓΙΣΤΟΣ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΟΣ ΑΡ. ΤΥΠΙΚΩΝ ΛΓ
ΝΟΜΟΣ ΧΑΝΙΩΝ				
80%-100%	>10 m/s	16.773	221	111
60%-100%	>10 m/s	24.324	321	160
80%-100%	>8 m/s	100.095	1.319	660
60%-100%	>8 m/s	171.952	2.267	1.133
ΝΟΜΟΣ ΡΕΘΥΜΝΟΥ				
80%-100%	>10 m/s	1.219	16	8
60%-100%	>10 m/s	9.985	132	66
80%-100%	>8 m/s	14.600	192	96
60%-100%	>8 m/s	80.082	1.056	528
ΝΟΜΟΣ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ				
80%-100%	>10 m/s	809	11	5
60%-100%	>10 m/s	1420	19	9
80%-100%	>8 m/s	65.928	869	435
60%-100%	>8 m/s	135.593	1.787	894
ΝΟΜΟΣ ΛΑΣΙΘΙΟΥ				
80%-100%	>10 m/s	19.750	260	130
60%-100%	>10 m/s	24.334	321	160
80%-100%	>8 m/s	151.831	2.001	1.001
60%-100%	>8 m/s	234.422	3.090	1.545

Πίνακας 7: Ανάλυση περιοχών προτεραιότητας ανά Περιφερειακή Ενότητα - Κρήτη

Συμπεράσματα Έκθεσης

Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζεται η διαθέσιμη έκταση και η μέγιστη ισχύς προς εγκατάσταση που προκύπτει από την έρευνα με βάση τη μεθοδολογία που ακολουθήθηκε μετά από την εφαρμογή των κριτηρίων που τέθηκαν ανά Καλλικρατικό δήμο. Τα ποσά που προκύπτουν συγκρίνονται στη συνέχεια με τον περιορισμό του 4% της συνολικής έκτασης του δήμου (κριτήριο φέρουσας ικανότητας). Όπως φαίνεται για τους περισσότερους δήμους, η επιφάνεια που αντιστοιχεί στο 4% της έκτασής τους είναι μικρότερη από τις βιώσιμες περιοχές των υπό μελέτη σεναρίων. Με τον όρο βιώσιμες εννοούν οι μελετητές περιοχές οι οποίες εναρμονίζονται με την ισχύουσα νομοθεσία, έχουν προτεραιότητα μεγαλύτερη από 60 % και αιολικό δυναμικό πάνω από 8 m/s. Από τους πίνακες διαφαίνεται η αναγκαιότητα τοποθέτησης αιολικών πάρκων σε περιοχές απόλυτα καθαρές από οποιαδήποτε άποψη, καθώς οι περιοχές αυτές είναι κατά πολύ περισσότερες από τις επιτρεπόμενες.

ΠΕ ΧΑΝΙΩΝ					
ΚΑΛΛΙΚΡΑΤΙΚΟΙ ΔΗΜΟΙ	ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗ 4%	ΒΙΩΣΙΜΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ* ΣΕΝΑΡΙΟΥ 1	ΒΙΩΣΙΜΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ* ΣΕΝΑΡΙΟΥ 2	ΤΕΛΙΚΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΠΟ ΤΥΠΙΚΕΣ Α/Γ (MW)
Δ.Κισσάμυ	13.555	42.714	34.659	13.555	179
Δ.Καντάνου - Σελίνου	15.080	97.717	71.840	15.080	199
Δ.Πλατανιά	19.684	58.879	28.030	19.684	259
Δ.Σφακίων	18.731	114.417	10.809	10.809	142
Δ.Αποκορώνου	12.757	36.424	14.793	12.757	168
Δ.Χανίων	13.783	27.118	11.822	11.822	156
ΣΥΝΟΛΟ	93.590	377.269	171.953	83.707	1.103

ΠΕ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ					
ΚΑΛΛΙΚΡΑΤΙΚΟΙ ΔΗΜΟΙ	ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗ 4%	ΒΙΩΣΙΜΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ* ΣΕΝΑΡΙΟΥ 1	ΒΙΩΣΙΜΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ* ΣΕΝΑΡΙΟΥ 2	ΤΕΛΙΚΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΠΟ ΤΥΠΙΚΕΣ Α/Γ (MW)
Δ.Αχαρνών-Αστερουσίων	13.573	13.146	13.146	13.146	173
Δ.Βιάννου	8.886	5.257	5.257	5.257	69
Δ.Γόρτυνας	18.573	8.404	8.404	8.404	111
Δ.Ηρακλείου	9.805	2.901	2.901	2.901	38
Δ.Μαλεβιζίου	11.592	17.043	17.043	11.592	153
Δ.Μινώα-Πεδιάδας	15.945	32.159	32.159	15.945	210
Δ.Φαιστού	16.446	32.863	30.172	16.446	217
Δ.Χερσονήσου	10.838	26.510	26.510	10.838	143
ΣΥΝΟΛΟ	105.658	138283	135592	84.529	1.114

ΠΕ ΡΕΘΥΜΝΟΥ					
ΚΑΛΛΙΚΡΑΤΙΚΟΙ ΔΗΜΟΙ	ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗ 4%	ΒΙΩΣΙΜΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ* ΣΕΝΑΡΙΟΥ 1	ΒΙΩΣΙΜΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ* ΣΕΝΑΡΙΟΥ 2	ΤΕΛΙΚΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΠΟ ΤΥΠΙΚΕΣ Α/Γ (MW)
Δ.Ρεθύμνης	15.747	12.315	11.520	11.520	152
Δ.Ανωγείων	5.238	0	0	0	0
Δ.Μυλοποτάμου	13.347	32.313	32.313	13.347	176
Δ.Αγ.Βασιλείου	14.347	30.111	29.618	14.347	189
Δ.Αμαρίου	11.097	8.591	6.584	6.584	87
ΣΥΝΟΛΟ	59.776	83.330	80.035	45.798	604

ΠΕ ΛΑΣΙΘΙΟΥ					
ΚΑΛΛΙΚΡΑΤΙΚΟΙ ΔΗΜΟΙ	ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗ 4%	ΒΙΩΣΙΜΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ* ΣΕΝΑΡΙΟΥ 1	ΒΙΩΣΙΜΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ* ΣΕΝΑΡΙΟΥ 2	ΤΕΛΙΚΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΠΟ ΤΥΠΙΚΕΣ Α/Γ (MW)
Δ.Αγίου Νικολάου	20.361	32.977	32.191	20.361	268
Δ.Ιεράπετρας	22.295	43.997	42.790	22.295	294
Δ.Οροπεδίου	5.194	0	0	0	0
Δ.Σητείας	25.257	189.961	159.440	25.257	333
ΣΥΝΟΛΟ	73.107	266.935	234.421	67.914	895

Πίνακας 8: Διαθέσιμη έκταση και η μέγιστη ισχύς Α/Γ ανά Περιφερειακή Ενότητα - Κρήτης

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΚΡΗΤΗΣ				
ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗ 4%	ΒΙΩΣΙΜΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ* ΣΕΝΑΡΙΟΥ 1	ΒΙΩΣΙΜΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ* ΣΕΝΑΡΙΟΥ 2	ΤΕΛΙΚΗ ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΛΥΨΗ (ΣΤΡΕΜΜΑΤΑ)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΠΟ ΤΥΠΙΚΕΣ Α/Γ (MW)
332.131	865.817	622.001	281.948	3.717

Πίνακας 9: Διαθέσιμη έκταση και η μέγιστη ισχύς Α/Γ στην Περιφέρεια Κρήτης

Από τους παραπάνω Πίνακες προκύπτει ειδικότερα ότι η ισχύς των αιολικών πάρκων στο νησί με εξαιρετικά υψηλή βαθμολογία που καλύπτουν όλα και τα κριτήρια που έχουν τεθεί και είναι υψηλής προτεραιότητας ξεπερνά τα 1.500 MW.

Επίσης, συνολικά σε επίπεδο Κρήτης, υπάρχουν 1.761.787 διαθέσιμα στρέμματα τα οποία περιορίζονται λόγω του άρθρου 8 στο ΕΠΧΣΑΑ σε 326.536 στέμματα στα οποία μπορούν αν χωροθετηθούν Α/Γ.

- Η προσέγγιση και εξέταση που επιχειρεί η εν λόγω μελέτη κρίνεται γενικά αποδεκτή, καθώς εδράζεται σε μεγάλο βαθμό στην κείμενη νομοθεσία και ειδικότερα στις διατάξεις του ΕΠΧΣΑΑ που χρησιμοποιείται και από τις περιβαλλοντικές αρχές για την αδειοδότηση σταθμών, αλλά και σε εύλογα περαιτέρω κριτήρια προτεραιότητας, που οριοθετούν την τάξη μεγέθους των αιολικών εγκαταστάσεων που μπορούν να χωροθετηθούν στην Κρήτη Στην πράξη, η εγκατάσταση αιολικών σταθμών στην Κρήτη προφανώς θα διαφοροποιηθεί από τα αποτελέσματα της μελέτης, καθώς, αφενός η χωροθέτηση θα γίνει σύμφωνα με τα ισχύοντα δεδομένα τη συγκεκριμένη χρονική στιγμή και αφετέρου, ή χωροθέτηση θα πρέπει να εξετασθεί για το σύνολο των έργων και όχι για μεμονωμένες εγκαταστάσεις. Ωστόσο, το αποτέλεσμα της μελέτης μπορεί να αποτελέσει τη βάση για περαιτέρω αναλύσεις για την ενεργειακή στρατηγική του νησιού σε συνδυασμό με την επιβεβαίωση της «ασφαλιστικής δικλείδας», 4% μέγιστη κάλυψη της επιφανείας ανά ΟΤΑ, του ΕΠΧΣΑΑ. Πρέπει να σημειωθεί ότι αντίστοιχη προσέγγιση είχε επιχειρηθεί στο παρελθόν και για τα λοιπά νησιά του Αιγαίου από το Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας σε ανάθεση της ΡΑΕ, με κάποιες διαφοροποιήσεις ως προς τα πρόσθετα κριτήρια που μπορούν να εφαρμοστούν,

και συνεπώς αποτελεί μια γενικώς αποδεκτή προσέγγιση εξέτασης του ζητήματος.

1.3 «ΕΡΕΥΝΑ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ ΓΙΑ ΤΗ ΒΙΩΣΙΜΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΜΕΓΑΛΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ Φ/Β ΚΑΙ ΗΛΙΟΘΕΡΜΙΚΩΝ ΙΣΧΥΟΣ» ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ / ΕΡΓΑΣΤΗΡΙΟ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΚΑΙ ΒΙΩΣΙΜΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ 2011.

Η Μελέτη χωροθέτησης των Φ/Β - ηλιοθερμικών σταθμών στη νήσο Κρήτη, αποτελεί συνέχεια της αντίστοιχης μελέτης χωροθέτησης αιολικών σταθμών και έχει ως στόχο τη μελέτη των δυνατοτήτων ανάπτυξης ηλιακών συστημάτων παραγωγής ενέργειας, σε συνδυασμό με την όσο το δυνατό πιο ήπια παρέμβαση στο φυσικό τοπίο και ανάγλυφο. Με την πλήρη και αξιόπιστη καταγραφή δίνεται η εν τέλει η δυνατότητα προσδιορισμού των βέλτιστων κριτηρίων χωροθέτησης και της εκτίμησης του μέγιστου αριθμού εγκατεστημένων MW που μπορεί να ενσωματωθούν σε κάθε περιοχή, ώστε να προστατευτεί το τοπικό περιβάλλον και τοπίο.

Στην μελέτη αυτή αρχικά προσδιορίζονται οι περιοχές χωροθέτησης φωτοβολταϊκών και ηλιοθερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής σε γήπεδα και εκτάσεις της Κρήτης, αλλά και η δυνατότητα εγκατάστασης φ/β σταθμών επί στέγης στον οικιστικό τομέα του νησιού.

Η μεθοδολογία που υιοθετήθηκε από τους μελετητές περιλαμβάνει τα ακόλουθα κριτήρια και μεθοδολογία προσέγγισης για την εκτίμηση των περιοχών προτεραιότητας εγκατάστασης φ/β και ηλιοθερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής:

7. Πλήρης και λεπτομερής καταγραφή και προσδιορισμός της θέσης των βασικών παραγόντων που συμβάλλουν στην χωροθέτηση εγκαταστάσεων φωτοβολταϊκής παραγωγής όπως περιγράφονται στο ΕΠΧΣΑΑ («Ειδικό πλαίσιο χωροταξικού σχεδιασμού και αειφόρου ανάπτυξης για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας») για τις ΑΠΕ (οικισμοί, παραδοσιακοί οικισμοί, αεροδρόμια, αρχαιολογικά μνημεία, παραλίες, στρατιωτικές εγκαταστάσεις κ.α.)
8. Προσδιορισμό των ζωνών αποκλεισμού (εθνικοί δρυμοί, περιοχές απολύτου προστασίας της φύσης, αρχαιολογικοί χώροι, δάση, περιοχές Natura 2000 κ.α.) σύμφωνα με τα κριτήρια που έχουν θεσμοθετηθεί από το ΕΠΧΣΑΑ για τις ΑΠΕ και σχετίζονται κυρίως με την εφαρμογή ελαχίστων αποστάσεων από συγκεκριμένα σημεία ή περιοχές.

Στο σημείο αυτό της μελέτης εξετάζονται **δύο Σενάρια Χωροθέτησης** ανάλογα με το ποιες περιοχές επιλέγονται ως περιοχές αποκλεισμού.

- **Στο πρώτο σενάριο (Σενάριο 1)**, ως περιοχές αποκλεισμού λαμβάνονται υπόψη περιοχές που ορίζονται βάσει θεσμικού πλαισίου (π.χ. Εθνικός δρυμός Σαμαριάς, αισθητικό δάσος Βάι κ.α.),
 - **Στο δεύτερο σενάριο (Σενάριο 2)** προστίθενται στις περιοχές αποκλεισμού και κάποιες περιοχές που κρίνεται απαραίτητο να προστατευθούν, λόγω των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών του νησιού (ΤΚΣ Natura 2000, δάση κ.α.).
9. Μετά τον σαφή προσδιορισμό των εκτάσεων, βάσει των ζωνών αποκλεισμού, απαιτείται και **μια περισσότερο εξειδικευμένη αξιολόγηση, έτσι ώστε να προκύψει η ορθολογική ιεράρχηση αυτών των περιοχών**. Τα κριτήρια που χρησιμοποιήθηκαν για την αξιολόγηση είναι βασισμένα στη Νομοθεσία αλλά και σε στοιχεία από τη διεθνή εμπειρία, από επιστημονικές μελέτες και μελέτες εφαρμογής. Τα κριτήρια αυτά αφορούν τον προσδιορισμό των ελάχιστων αποστάσεων από συγκεκριμένα στοιχεία ή δομές όπως: α) της θέασης από πολυσύχναστους χώρους (επειδή στο θεσμικό πλαίσιο δεν προσδιορίζεται ποιές περιοχές μπορούν να χαρακτηριστούν "πολυσύχναστοι χώροι" στα πλαίσια της μελέτης λήφθηκαν υπόψη οι οικισμοί, παραδοσιακοί οικισμοί, τα μνημεία και οι αρχαιολογικοί χώροι, οι κατασκηνώσεις, οι ακτές κολύμβησης το πρωτεύων οδικό δίκτυο, τα λιμάνια και οι μαρίνες και τα αεροδρόμια), β) της απόστασης από το δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, γ) της απόστασης από το υφιστάμενο οδικό δίκτυο, δ) των καλύψεων γης στο κομμάτι που αφορά τις Άγονες εκτάσεις / Ανοιχτοί χώροι με λίγη ή καθόλου βλάστηση, ε) το κριτήριο των κλίσεων του εδάφους. στ) το κριτήριο του υψομέτρου, ζ) το κριτήριο του προσανατολισμού, η) το κριτήριο των καλύψεων γης στο τμήμα που αφορά τις λοιπές χρήσεις (λατομεία, ΒΙΟΠΑ κ.ά.), τη χαμηλή βλάστηση, τις λοιπές αγροτικές περιοχές, τις μόνιμες καλλιέργειες και τα δάση, θ) την απόσταση από την ακτογραμμή, ι) το δείκτη κορεσμού, ια) το κριτήριο υψομέτρου (όχι σε υψόμετρο μεγαλύτερο των 1500m), ιβ) το κριτήριο μη εγκατάστασης σε βραχονησίδες κοντά στην Κρήτη.
- Η βαθμολόγηση κάθε «υποψήφιας» περιοχής για κάθε ένα από τα παραπάνω κριτήρια γίνεται μέσω της κατηγοριοποίησης αυτών σε: «Ιδιαίτερα κατάλληλη», «Κατάλληλη», «Μέτρια κατάλληλη», «Λιγότερο κατάλληλη» και «Όχι κατάλληλη».
10. Ακολούθως έγινε έλεγχος του υπάρχοντος δυναμικού μέσης ετήσιας ηλιακής ακτινοβολίας στις περιοχές αυτές και ως εκ τούτου έλεγχος της δυνατότητας βιώσιμης λειτουργίας του φωτοβολταϊκού ή ηλιοθερμικού σταθμού. Ειδικότερα, ως «περιοχές βιώσιμης χωροθέτησης» θεωρούνται οι περιοχές που ικανοποιούν τα παρακάτω κριτήρια:

- α) Περιοχές που αποτελούν επιτρεπόμενες περιοχές του Σεναρίου 2.
- β) Περιοχές που έχουν μέγεθος μεγαλύτερο από 1.200m² για τα Φ/Β συστήματα (ισχύςΦ/Β πάρκου 60kW) και περιοχές που έχουν μέγεθος μεγαλύτερο από 400.000m² για τα ηλιοθερμικά συστήματα (ισχύς ηλιοθερμικού 20MW).
- γ) Περιοχές που αξιολογούνται με ποσοστό προτεραιότητας πάνω από 80%.
- δ) Περιοχές με μέση ετήσια ηλιακή ακτινοβολία μεγαλύτερη από 1.400kWh/ m²/έτος.
5. Όσον αφορά τον προσδιορισμό του δυναμικού της εγκατάστασης μικρών Φ/Β συστημάτων σε στέγες, αρχικά από την έκταση κάθε οικισμού ή πόλης αφαιρείται η έκταση των δικτύων κυκλοφορίας και των ελεύθερων χώρων και χώρων πρασίνου. Οι εκτάσεις αυτές, σύμφωνα με τα πολεοδομικά στερεότυπα είναι το 15% της έκτασης των πόλεων της Κρήτης (πλειοψηφία πόλεων κάτω των 30.000 κατοίκων) και το 7% της έκτασης των οικισμών για τα δίκτυα, ενώ για τους ελεύθερους χώρους αυτοί έχουν έκταση 8 m²/ κάτοικο για τις πόλεις και 1 m²/κάτοικο για τους οικισμούς.

Από την εφαρμογή των κριτηρίων των ως άνω παρ. 1 και 2, βάσει εφαρμογής των ζωνών αποκλεισμού, προκύπτει ο ακόλουθος πίνακας αποτελεσμάτων σχετικά με τις επιτρεπόμενες περιοχές χωροθέτησης για κάθε ένα από τα δύο Σενάρια.

ΣΕΝΑΡΙΟ 1	
ΧΩΡΙΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ	ΕΚΤΑΣΗ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΩΝ ΠΕΡΙΟΧΩΝ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ (km ²)
ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΚΡΗΤΗΣ	7.397
ΠΕ ΧΑΝΙΩΝ	2.104
ΠΕ ΡΕΘΥΜΝΟΥ	1.389
ΠΕ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	2.236
ΠΕ ΛΑΣΙΘΙΟΥ	1.668
ΣΕΝΑΡΙΟ 2	
ΧΩΡΙΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ	ΕΚΤΑΣΗ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΩΝ ΠΕΡΙΟΧΩΝ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ (km ²)
ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΚΡΗΤΗΣ	4.755
ΠΕ ΧΑΝΙΩΝ	1.129
ΠΕ ΡΕΘΥΜΝΟΥ	875
ΠΕ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	1.795
ΠΕ ΛΑΣΙΘΙΟΥ	956

Πίνακας 10: Επιτρεπόμενες περιοχές χωροθέτησης Φ/Β για κάθε ένα από τα δύο Σενάρια ανά Περιφερειακή Ενότητα - Κρήτης

Αξίζει να σημειωθεί ότι στην μελέτη υποστηρίζεται ότι τα ηλιοθερμικά δεν θα πρέπει να αποτελούν πρώτη επιλογή για συμμετοχή στο ενεργειακό μείγμα καθώς απαιτούν μεγάλες εκτάσεις στις οποίες επιφέρουν σημαντική αισθητική επιβάρυνση, ενέχουν βαριάς μορφής περιβαλλοντικούς κινδύνους (ειδικά χημικά, λάδια, τηγμένα άλατα) και κινδύνους πρόκλησης ατυχημάτων βιομηχανικής κλίμακας (εγκαταστάσεις κατηγορίας SEVESO, με τους αντίστοιχους περιορισμούς στην χωροθέτηση τους) και έχουν ανάγκη ειδικά συστήματα ψύξης (με συνακόλουθες μεγάλες καταναλώσεις νερού).

Από την άλλη, όμως, επισημαίνεται ότι δεν θα πρέπει να αποκλείονται λόγω της αναμενόμενης μεγάλης απόδοσής τους δεδομένης της υψηλής ηλιοφάνειας της χώρας αλλά και ως μία από τις ποικίλες λύσεις ΑΠΕ που θα πρέπει να χαρακτηρίζουν το ενεργειακό μείγμα μιας περιοχής.

Επίσης ό,τι αφορά στην αντλησιοταμίευση, ως βασική αρχή πρέπει να τεθεί η ποικιλότητα: Πολλοί, μικροί και μεγάλοι με προτεραιότητα στη χρήση ήδη υφιστάμενων φραγμάτων, μ λιμνοδεξαμενών, ακόμη και λιμνών.

Επιπλέον θα πρέπει να διερευνηθεί ο σχεδιασμός και λειτουργία αντλησιοταμιευτήρων με αλμυρό νερό (θάλασσα), λύση που απαιτεί τη χρήση ενός μόνον ταμιευτήρα, ο οποίος μπορεί να χωροθετηθεί σε χέρσα περιοχή, ενώ αμβλύνει τις αντιθέσεις που αφορούν σε συγκρουόμενα συμφέροντα χρήσης γλυκού νερού.

Για όλους (δηλ. με γλυκό ή αλμυρό νερό) απαιτείται εξονυχιστική διερεύνηση της γεωλογικής καταλληλότητας για την αποφυγή (συνηθισμένων κατά το παρελθόν) αστοχιών που θα σήμαιναν απώλεια νερού (και μη λειτουργία του έργου) ή ρύπανση από αλμυρό νερό. Αποκλειστικός φορέας διαχείρισής τους, σύμφωνα με την Έκθεση, πρέπει να είναι το Δημόσιο το οποίο έχει και τη διαχείριση του νερού.

Ακολούθως, μέσω της εφαρμογής των ειδικότερων κριτηρίων του σταδίου αξιολόγησης της παρ. 3, οι επιτρεπόμενες περιοχές χωροθέτησης φ/β αποτυπώνονται στους ακόλουθους πίνακες για την Περιφέρεια Κρήτης και για κάθε Περιφερειακή Ενότητα ξεχωριστά, για κάθε ένα εκ των ως άνω δύο Σεναρίων.

Πίνακας 19. Αξιολόγηση επιτρεπόμενων περιοχών χωροθέτησης στην Περιφέρεια Κρήτης

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ ΚΡΗΤΗΣ	
ΣΕΝΑΡΙΟ 1	
ΠΟΣΟΣΤΟ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ	ΕΚΤΑΣΗ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΩΝ ΠΕΡΙΟΧΩΝ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ (km ²)
0%-20%	0
20%-40%	260
40%-60%	2675
60%-80%	4147
80%-100%	148
Σύνολο	7397
ΣΕΝΑΡΙΟ 2	
ΠΟΣΟΣΤΟ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ	ΕΚΤΑΣΗ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΩΝ ΠΕΡΙΟΧΩΝ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ (km ²)
0%-20%	0
20%-40%	9
40%-60%	1306
60%-80%	3190
80%-100%	252
Σύνολο	4755

Πίνακας 11: Αξιολόγηση επιτρεπόμενων περιοχών χωροθέτησης Φ/Β στην Περιφέρεια Κρήτης

Πίνακας 22. Αξιολόγηση επιτρεπόμενων περιοχών χωροθέτησης ΠΕ Ηρακλείου

Πίνακας 21. Αξιολόγηση επιτρεπόμενων περιοχών χωροθέτησης ΠΕ Ρεθύμνου

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΡΕΘΥΜΝΟΥ	
ΣΕΝΑΡΙΟ 1	
ΠΟΣΟΣΤΟ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ	ΕΚΤΑΣΗ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΩΝ ΠΕΡΙΟΧΩΝ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ (km ²)
0%-20%	0
20%-40%	100
40%-60%	670
60%-80%	596
80%-100%	23
Σύνολο	1.389
ΣΕΝΑΡΙΟ 2	
ΠΟΣΟΣΤΟ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ	ΕΚΤΑΣΗ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΩΝ ΠΕΡΙΟΧΩΝ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ (km ²)
0%-20%	0
20%-40%	4
40%-60%	388
60%-80%	466
80%-100%	17
Σύνολο	875

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	
ΣΕΝΑΡΙΟ 1	
ΠΟΣΟΣΤΟ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ	ΕΚΤΑΣΗ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΩΝ ΠΕΡΙΟΧΩΝ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ (km ²)
0%-20%	0
20%-40%	14
40%-60%	638
60%-80%	1.484
80%-100%	100
Σύνολο	2.236
ΣΕΝΑΡΙΟ 2	
ΠΟΣΟΣΤΟ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ	ΕΚΤΑΣΗ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΩΝ ΠΕΡΙΟΧΩΝ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ (km ²)
0%-20%	0
20%-40%	2
40%-60%	425
60%-80%	1.280
80%-100%	88
Σύνολο	1.795

Πίνακας 23. Αξιολόγηση επιτρεπόμενων περιοχών χωροθέτησης ΠΕ Λασιθίου ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΛΑΣΙΘΙΟΥ

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΛΑΣΙΘΙΟΥ	
ΣΕΝΑΡΙΟ 1	
ΠΟΣΟΣΤΟ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ	ΕΚΤΑΣΗ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΩΝ ΠΕΡΙΟΧΩΝ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ (km ²)
0%-20%	0
20%-40%	24
40%-60%	517
60%-80%	979
80%-100%	148
Σύνολο	1.668
ΣΕΝΑΡΙΟ 2	
ΠΟΣΟΣΤΟ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ	ΕΚΤΑΣΗ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΩΝ ΠΕΡΙΟΧΩΝ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ (km ²)
0%-20%	0
20%-40%	1
40%-60%	201
60%-80%	640
80%-100%	114
Σύνολο	956

Πίνακας 20. Αξιολόγηση επιτρεπόμενων περιοχών χωροθέτησης ΠΕ Χανίων

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΗ ΕΝΟΤΗΤΑ ΧΑΝΙΩΝ	
ΣΕΝΑΡΙΟ 1	
ΠΟΣΟΣΤΟ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ	ΕΚΤΑΣΗ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΩΝ ΠΕΡΙΟΧΩΝ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ (km ²)
0%-20%	0
20%-40%	122
40%-60%	850
60%-80%	1.088
80%-100%	44
Σύνολο	2.104
ΣΕΝΑΡΙΟ 2	
ΠΟΣΟΣΤΟ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ	ΕΚΤΑΣΗ ΕΠΙΤΡΕΠΟΜΕΝΩΝ ΠΕΡΙΟΧΩΝ ΧΩΡΟΘΕΤΗΣΗΣ (km ²)
0%-20%	0
20%-40%	2
40%-60%	292
60%-80%	804
80%-100%	33
Σύνολο	1.129

Πίνακας 12.: Αξιολόγηση επιτρεπόμενων περιοχών χωροθέτησης Φ/Β για κάθε ένα από τα δύο Σενάρια ανά Περιφερειακή Ενότητα - Κρήτης

Στη συνέχεια, βάσει των δεδομένων του ΔΕΔΔΗΕ για την εγκατεστημένη ισχύ των Φ/Β ανά ΠΕ (Αύγουστος 2014), αλλά και την απογραφή πληθυσμού του 2011 από την ΕΛΣΤΑΤ, υπολογίστηκε ο συντελεστής kW/κάτοικο για τις ΠΕ της Περιφέρειας Κρήτης.

Επιπλέον, για τις ανάγκες συγκριτικής θεώρησης των αποτελεσμάτων έγινε ο υπολογισμός του δείκτη κορεσμού (δηλ. της μέσης επιφάνειας που καταλαμβάνουν τα εγκατεστημένα Φ/Β συστήματα ανά κάτοικο), στον παρακάτω πίνακα, τόσο για τις υπό μελέτη ΠΕ όσο και για την Ελλάδα και κάποιες άλλες ευρωπαϊκές χώρες.

ΠΕΡΙΟΧΗ/ΧΩΡΑ	x (kW/κατ.)	ΗΛΙΟΦΑΝΕΙΑ (kWh/m ² /γ)	ΕΠΙΦΑΝΕΙΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΩΝ Φ/Β ΑΝΑ ΚΑΤΟΙΚΟ (Μ ² ΦΒ/ΚΑΤ)
ΕΛΛΑΔΑ	0,058	1284,8*	0,921
ΚΡΗΤΗ	0,151	1722,6*	1,789
ΠΕ ΧΑΝΙΩΝ	0,101	1704,0*	1,212
ΠΕ ΡΕΘΥΜΝΟΥ	0,19	1687,0*	2,280
ΠΕ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	0,132	1722,6*	1,584
ΠΕ ΛΑΣΙΘΙΟΥ	0,293	1733,6*	3,516
ΓΕΡΜΑΝΙΑ	0,301	972,0**	6,317
ΙΤΑΛΙΑ	0,21	1376,0**	3,113
ΒΕΛΓΙΟ	0,183	1102,3**	3,387
ΓΑΛΛΙΑ	0,04	1317,7**	0,619

* ΤΟΤΕΕ 20701-3/2010

** πρωτεύουσες χωρών

Πίνακας 13.: Υπολογισμός και σύγκριση του δείκτη κορεσμού ανά Περιφερειακή Ενότητα - Κρήτης

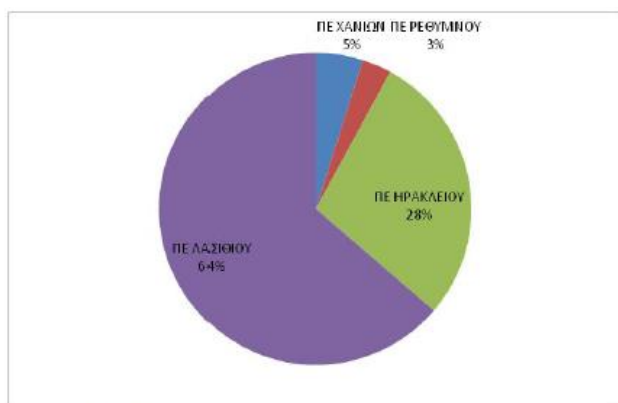
Προκύπτει λοιπόν ότι, γενικά σε όλες οι ΠΕ τις Περιφέρειας Κρήτης, η τιμή του συντελεστή x (kW/κάτοικο) είναι μεγαλύτερη από αυτή της Ελλάδας. Επιπλέον, τη μεγαλύτερη τιμή εμφανίζει, με αρκετή διαφορά, η ΠΕ Λασιθίου με 286W/κάτοικο, και τη μικρότερη, που είναι τις τάξης των 99W/κάτοικο, σημειώνεται στην ΠΕ Χανίων.

Μετά την εφαρμογή του κριτηρίου της ως άνω παρ.4, περί βιώσιμης χωροθέτησης των σταθμών παραγωγής, και λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω αποτελέσματα, προκύπτουν οι ακόλουθες εκτάσεις χωροθέτησης φ/β και ηλιοθερμικών σταθμών:

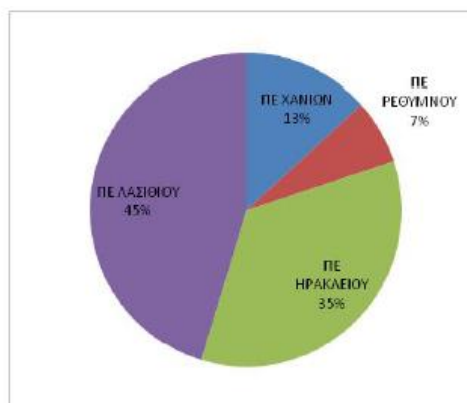
Πίνακας 26. Περιοχές Βιώσιμης Χωροθέτησης ανά τεχνολογία και δυνητικά παραγόμενη ισχύς

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΗΛΙΑΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ	ΒΙΩΣΙΜΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΠΕ ΧΑΝΙΩΝ (km ²)	ΒΙΩΣΙΜΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΠΕ ΡΕΘΥΜΝΟΥ (km ²)	ΒΙΩΣΙΜΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΠΕ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ (km ²)	ΒΙΩΣΙΜΕΣ ΠΕΡΙΟΧΕΣ ΠΕ ΛΑΣΙΘΙΟΥ (km ²)
Φ/Β Συστήματα	31,87	16,11	84,00	109,30
	Σύνολο Βιώσιμων Περιοχών 241,28 km ²			
	Δυνητικά Παραγόμενη Ισχύς 12.633MW			
Ηλιοθερμικά Συστήματα	4,27	3,07	23,09	62,12
	Σύνολο Βιώσιμων Περιοχών 92,55km ²			
	Δυνητικά Παραγόμενη Ισχύς 98,54MW			

Πίνακας 14.: Περιοχές βιώσιμης χωροθέτησης ανά τεχνολογία και δυνητικά παραγόμενη ισχύς



Διάγραμμα 13. Ποσοστό συμμετοχής κάθε ΠΕ στο σύνολο των περιοχών βιώσιμης χωροθέτησης ηλιοθερμικών σταθμών



Διάγραμμα 13. Ποσοστό συμμετοχής κάθε ΠΕ στο σύνολο των περιοχών βιώσιμης χωροθέτησης Φ/Β ισχύος

Διάγραμμα 4: Ποσοστό συμμετοχής κάθε ΠΕ στο σύνολο των περιοχών χωροθέτησης Η/Θ και Φ/Β σταθμών

Από τα αποτελέσματα του προηγούμενου κεφαλαίου προκύπτει ότι ακόμη και μετά από την εφαρμογή ιδιαίτερα αυστηρών περιβαλλοντικών και τεχνικών κριτηρίων, οι περιοχές βιώσιμης χωροθέτησης είναι πάρα πολλές. Από την άλλη πλευρά, θεωρήθηκε αναγκαίο να εξεταστεί το δυναμικό της εγκατάστασης μικρών Φ/Β σε στέγες και πλακοσκεπές, οι οποίες αποτελούν χώρο που ήδη έχει καλυφθεί από οικιστικές χρήσεις και μέχρι στιγμής παραμένει ανεκμετάλλευτος. Από την εξέταση αυτή προέκυψαν οι ακόλουθες τιμές.

Πίνακας 27. Δυναμικό εγκατάστασης μικρών Φ/Β συστημάτων σε στέγες και κτίρια

	ΠΛΗΘΥΣΜΟΣ (απογραφή του 2011)	ΕΚΤΑΣΗ (km ²)	ΕΚΤΑΣΗ ΔΙΚΤΥΩΝ ΚΥΚΛΟΦΟΡΙΑΣ (km ²)	ΕΚΤΑΣΗ ΕΛΕΥΘΕΡΩΝ ΧΩΡΩΝ (km ²)	ΕΚΤΑΣΗ ΟΙΚΟΠΕΔΩΝ (km ²)	ΚΑΛΥΨΗ ΟΙΚΟΠΕΔΩΝ (km ²)	ΔΥΝΗΤΙΚΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
Πόλεις	363.167	47	7	3	37	22	1.111
Οικισμοί	259.897	273	19	0	254	152	7.609
ΣΥΝΟΛΟ	623.064	320	26	3	291	174	8.720

Πίνακας 15: Δυναμικό εγκατάστασης μικρών Φ/Β συστημάτων σε στέγες και κτίρια

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ - ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΗ ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ

Οι βιώσιμες περιοχές όπως αυτές προκύπτουν από την ανάλυση της μελέτης είναι πολλές, ιδιαίτερα αυτές που αφορούν τα Φ/Β συστήματα, με τη δυνητικά παραγόμενη ισχύ τους να φτάνει τα 12.633 MW. Πρακτικά, αυτό σημαίνει ότι εάν όλες οι περιοχές που προκύπτουν καλυφθούν πλήρως από την συγκεκριμένη τεχνολογία, τότε υπάρχει η δυνατότητα χωροθέτησης στην περιφέρεια Κρήτης πάνω από 210.000 Φ/Β πάρκα των 60kW.

Τα επίπεδα αυτά που προκύπτουν από τη μελέτη είναι ιδιαίτερα υψηλά, παρότι εφαρμόστηκαν ιδιαίτερα αυστηρά κριτήρια και ιεραρχήθηκαν οι περιοχές με περιορισμούς πέραν των θεσμοθετημένων.

- **Ισχύουν τα αντίστοιχα αναφερόμενα στη μελέτη χωροθέτησης αιολικών εγκαταστάσεων. Η μελέτη του Πανεπιστημίου Θεσσαλίας δεν αφορούσε Φ/Β και Ηλιοθερμικά, ωστόσο, η μέθοδος προσέγγισης ήταν αντίστοιχη με αυτή που χρησιμοποιεί η μελέτη και συνεπώς μπορεί να θεωρηθεί εν γένει αποδεκτή. Η συνολική ισχύς Φ/Β-ΗΘΣ που καταδεικνύεται στη μελέτη ως εφικτή να εγκατασταθεί στην Κρήτη, είναι εξαιρετικά υψηλή και με τα σημερινά δεδομένα αδύνατο να συνδεθεί και να λειτουργήσει. Τόσο λόγω ανάγκης κατασκευής ισχυρών διασυνδέσεων ισχύος αρκετών MW (επενδύσεις μεγάλης έντασης κεφαλαίου), όσο και λόγω των περιορισμένων τεχνικών δυνατοτήτων του διασυνδεδεμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας, ιδίως αν ληφθεί υπόψη το σύνολο της ισχύος ΑΠΕ και της ανάγκης λειτουργίας ελεγχόμενων σταθμών για την ασφαλή του λειτουργία. Συνεπώς, για τα σενάρια ενεργειακού σχεδιασμού της Κρήτης, θα πρέπει να επανεξεταστεί η ισχύς των σταθμών αυτών. Αξιοσημείωτη, επίσης, είναι η σύγκριση που επιχειρείται αναφορικά με την πυκνότητα εγκατεστημένης ισχύος φ/β ανά κάτοικο σε εθνικό και διεθνές επίπεδο, η οποία δείχνει ισχυρή δυναμική στην αξιοποίηση του ηλιακού δυναμικού στην**

Κρήτη, και η οποία ενδεχομένως ληφθεί υπόψη στην οριοθέτηση της ισχύος των σταθμών αυτών, στα εξεταζόμενα σενάρια για το ενεργειακό μέλλον του νησιού.

1.4 «ΣΚΟΠΙΜΟΤΗΤΑ ΕΙΣΑΓΩΓΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗΝ ΚΡΗΤΗ.» ΤΕΕ 2010.

Η μελέτη αυτή εκπονήθηκε το 2010 από ομάδα επιστημόνων που συνέστησε για την εκπόνησή της το Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδα, Τμήμα Ανατολικής και Δυτικής Κρήτης.

Η μελέτη παρουσιάζει αρχικά τις υφιστάμενες τεχνολογίες φυσικού αερίου (LNG, CNG) και ακολούθως διερευνά τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα από την εισαγωγή του φυσικού αερίου στην Κρήτη, και δη στην ηλεκτροπαραγωγή, σε σύγκριση με την υφιστάμενη κατάσταση λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης. Επίσης εξετάζει τη δυναμική συμπεριφορά του συστήματος από την εγκατάσταση σταθμού αντλησιοταμίευσης.

Όπως αναφέρεται στη μελέτη, ανάλογη εργασία εκπονήθηκε το 1996, επίσης από Ομάδα Εργασίας του Τ.Ε.Ε. – Τ.Α.Κ., με τίτλο «Τεχνικοοικονομική μελέτη σκοπιμότητας για την εισαγωγή του φυσικού αερίου στο ενεργειακό ισοζύγιο της Κρήτης». Η σκοπιμότητα εισαγωγής του φυσικού αερίου στην Κρήτη εξετάστηκε από την επενδυτική σκοπιά της εταιρείας διανομής αερίου και όχι της Δ.Ε.Η. Α.Ε..

- **Η εν λόγω εργασία αποφάνθηκε ότι η εισαγωγή του φυσικού αερίου στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης κρίνεται απολύτως συμφέρουσα για την εταιρεία διανομής φυσικού αερίου, δίνοντας εσωτερικό βαθμό απόδοσης της επένδυσης (I.R.R.) μεγαλύτερο του 26%.**

Η σημαντικότερη διαφορά της νέας μελέτης σκοπιμότητας σε σχέση με την παλαιότερη, είναι το ότι η εισαγωγή του φυσικού αερίου στην Κρήτη μελετάται από τη σκοπιά του διαχειριστή του ηλεκτρικού συστήματος του νησιού και κρίνεται με βάση τα οφέλη και τα συμφέροντα της τοπικής κοινωνίας του νησιού.

Η συνολική αλλαγή στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης επιβάλλεται, σύμφωνα με την Έκθεση, κυρίως για τους ακόλουθους λόγους:

1. Για την ελαχιστοποίηση της αποκλειστικής εξάρτησης ενός τόσο μεγάλου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας από το πετρέλαιο, με τις όποιες περιβαλλοντικές και οικονομικές επιπτώσεις αυτή έχει.
2. Για τη βελτίωση της ενεργειακής επάρκειας και της ασφάλειας της ενεργειακής τροφοδοσίας.

- **Οι διαπιστώσεις στις οποίες προβαίνουν οι συντάκτες της μελέτης και παρατίθενται στη μελέτη θεωρούνται εύλογες, αν και θα μπορούσε να προστεθεί**

στη σκοπιμότητα αλλαγής του ενεργειακού μοντέλου του νησιού, η ανάγκη περαιτέρω αξιοποίησης του δυναμικού ΑΠΕ του νησιού, ιδίως για κάλυψη των δικών του αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και η ανάγκη για μείωση του συνολικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής του, το οποίο είναι υπερδιπλάσιο (σχεδόν τριπλάσιο) από το αντίστοιχο κόστος ηλεκτροπαραγωγής του διασυνδεδεμένου συστήματος, δημιουργώντας ένα τεράστιο υπερβάλλον κόστος που ανέρχεται, για μέση τιμή πετρελαίου brent της τάξης των 100\$/βαρέλι, περί τα 400 εκ. € κάθε έτος, και καταβάλλεται από τους καταναλωτές της επικράτειας μέσω του μηχανισμού των υπηρεσιών κοινής ωφέλειας.

Τεχνολογίες Φυσικού Αερίου

Η μελέτη προχωρά με τη σύνοψη και αξιολόγηση των υφιστάμενων τεχνολογιών φυσικού αερίου για διακίνηση-αποθήκευση και χρήση κυρίως στην ηλεκτροπαραγωγή.

Στην Έκθεση θεωρείται ότι το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση φυσικού αερίου είναι κατά 50% μικρότερο συγκρινόμενο με το αντίστοιχο κόστος των θερμοηλεκτρικών σταθμών άνθρακα.

Κατά τους μελετητές, η εισαγωγή του φυσικού αερίου στο ενεργειακό ισοζύγιο μιας περιοχής, όχι μόνο για ηλεκτροπαραγωγή αλλά γενικότερα για την κάλυψη ενεργειακών της αναγκών, μπορεί να αποτιμηθεί συνεκτιμώντας μία σειρά παραγόντων, οι κυριότεροι των οποίων είναι:

- οι επιπτώσεις στο κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας
- οι επιπτώσεις στο συνολικό κόστος ενέργειας
- οι επιπτώσεις στην τοπική οικονομική ανάπτυξη
- η διαθεσιμότητα των απαιτούμενων καυσίμων
- η ασφάλεια των αποθεμάτων των καυσίμων
- οι αναμενόμενες περιβαλλοντικές επιπτώσεις
- τα οικονομικά στοιχεία της αγοράς των καυσίμων
- το ύψος των απαιτούμενων επενδύσεων και το μέγεθος των έργων υποδομής
- γενικότερα θέματα ενεργειακής πολιτικής της χώρας.

Επίσης σημειώνεται ότι το φυσικό αέριο (Φ.Α.), σύμφωνα με την Έκθεση αλλά και όπως είναι γενικά αποδεκτό, θεωρείται το «καθαρότερο» περιβαλλοντικά συμβατικό ορυκτό καύσιμο, συγκρινόμενο με τα άλλα μη-ανανεώσιμα ορυκτά καύσιμα, όπως είναι τα προϊόντα του πετρελαίου (μαζούτ, ντίζελ) και ο γαιάνθρακας (ειδικά για την Ελλάδα ο λιγνίτης).

Με βάση τα στοιχεία και τις εκτιμήσεις της μελέτης, σήμερα, η μεταφορά του φυσικού αερίου πραγματοποιείται με επίγειους (και σε μικρότερο βαθμό υποθαλάσσιους) αγωγούς (70%) και με πλοία (30%). Η μεταφορά με αγωγούς είναι η πρώτη επιλογή, η οποία όμως είναι δύσκολα εφαρμόσιμη σε περιπτώσεις θαλάσσιων μεταφορών λόγω απόστασης ή μορφολογίας του χώρου. Η κατασκευή υποθαλάσσιων αγωγών ενδείκνυται σε μικρές αποστάσεις και μικρά βάθη, επομένως δεν μπορεί να αποτελεί επιλογή ως τεχνολογία για τον εφοδιασμό της Κρήτης με φυσικό αέριο. Στις θαλάσσιες μεταφορές του φυσικού αερίου έχει επικρατήσει η τεχνολογία της μεταφοράς του σε υγροποιημένη μορφή (Liquefied Natural Gas, LNG), ενώ, εναλλακτικά, προτείνεται σήμερα η θαλάσσια μεταφορά σε συμπιεσμένη μορφή (Compressed Natural Gas, CNG).

Κατά τους μελετητές, μειονεκτήματα της χρήσης LNG είναι:

- το κόστος που απαιτείται για την υγροποίησή του, έναντι της μεταφοράς του με αγωγούς, όταν αυτό είναι δυνατόν.
- Η μεταφορά του φυσικού αερίου σε υγροποιημένη μορφή απαιτεί την ανάπτυξη μεγάλων και ακριβών εγκαταστάσεων ψύξης του και αντίστοιχων εγκαταστάσεων αποθήκευσης και αεριοποίησής του.
- Η ανάγκη για την εκ των προτέρων εξασφάλιση μακροχρόνιων συμβολαίων (20-25 χρόνων) προκειμένου να είναι επικερδής η ανάπτυξη εγκαταστάσεων υγροποίησης φυσικού αερίου. Τα υψηλά κόστη των εγκαταστάσεων, αλλά και των πλοίων μεταφοράς σε συνδυασμό με τις μεγάλες ποσότητες αερίου που απαιτούνται ώστε η επένδυση να είναι μη-ζημιωγόνος, καθιστούν την αγορά του υγροποιημένου αερίου υπόθεση αποκλειστικά των μεγάλων πετρελαϊκών εταιρειών και κρατικών φορέων.
- Τα θέματα ασφάλειας των εγκαταστάσεων αεριοποίησης του υγροποιημένου αερίου αποτελούν ένα ακόμη παράγοντα που περιορίζει δυνητικά την ανάπτυξή του π.χ. απότομη αλλαγή φάσης του αερίου (rapid phase transition), όταν έρθει σε επαφή με το νερό, λόγω των εξαιρετικά έντονων φαινομένων μεταφοράς θερμότητας και αύξησης του όγκου που μπορεί να λάβουν χώρα.

Ως εναλλακτική τεχνολογία τα τελευταία χρόνια, αντί του LNG, έχει προταθεί η μεταφορά του φυσικού αερίου διά θαλάσσης με πλοία σε συμπιεσμένη μορφή. Σύμφωνα με τους μελετητές, η τεχνολογία της μεταφοράς συμπιεσμένου φυσικού αερίου μπορεί να θεωρηθεί ως μοναδική επιλογή στις περιπτώσεις που είναι αδύνατη η μεταφορά από θαλάσσιες εκμεταλλεύσεις στην ξηρά λόγω αδυναμίας κατασκευής αγωγού (λόγω απόστασης, μεγάλου βάθους θάλασσας,

μικρής διαθέσιμης ποσότητας αέριου) αλλά και όταν είναι οικονομικά αδύνατη η κατασκευή σταθμού υδροποίησης του αέριου. Επισημαίνεται επίσης ότι η οικονομικοτεχνική ανάλυση της τεχνολογίας ψύξης και συμπίεσης που έχει αναπτυχθεί έδειξε ότι το κύριο στοιχείο κόστους είναι αυτό της μεταφοράς (περίπου 90%), καθιστώντας την εφαρμογή της λιγότερο επισφαλής, από οικονομική άποψη, σε σχέση με τις μεγάλες επενδύσεις που απαιτεί η τεχνολογία του υδροποιημένου φυσικού αέριου. Η ίδια ανάλυση έδειξε ότι η τεχνολογία του συμπιεσμένου φυσικού αέριου είναι οικονομικότερη της αντίστοιχης του υδροποιημένου για αποστάσεις μέχρι 2.500 km, ενώ για μεγαλύτερες αποστάσεις οι όροι αντιστρέφονται.

Τέλος, η μελέτη προτείνει και τη δυνατότητα της συνδυασμένης χρήσης των δύο τεχνολογιών θαλάσσιας μεταφοράς του φυσικού αέριου. Δηλαδή θα μπορούσε η χρήση του συμπιεσμένου αέριου να λειτουργεί επικουρικά, προσθετικά στις εγκαταστάσεις υδροποιημένου αέριου, αντιμετωπίζοντας προβλήματα κατανάλωσης αιχμής ή έκτακτων συνθηκών.

- **Τα παρατιθέμενα στοιχεία και εκτιμήσεις για τις τεχνολογίες μεταφοράς και αποθήκευσης ΦΑ για την εποχή εκπόνησης της μελέτης κρίνονται εύλογα. Ωστόσο, υπάρχουν ορισμένες εξελίξεις τα τελευταία χρόνια στην τεχνολογία μεταφοράς/αποθήκευσης ΦΑ, ιδίως αναφορικά με τη μεταφορά και χρήση συμπιεσμένου ΦΑ.**

Προσομοίωση της λειτουργίας του ηλ. συστήματος Κρήτης (Κεφάλαια 2 και 3)

Η μελέτη προχωρά με την προσομοίωση της λειτουργίας του αυτόνομου συστήματος της Κρήτης για έτος αναφοράς το 2010, με σκοπό τον υπολογισμό του μέσου ετήσιου ειδικού κόστους παραγωγής (€/kWh). Λήφθηκαν υπόψη τα στοιχεία των υφιστάμενων μονάδων παραγωγής (βαθμοί απόδοσης, τεχνικά ελάχιστα, ονομαστική ισχύς, καμπύλες ισχύος λειτουργίας – βαθμού απόδοσης των θερμοηλεκτρικών μονάδων κλπ).

Μέσω κατάλληλου λογισμικού, υπολογίστηκε η ετήσια χρονοσειρά αιολικής παραγωγής (με μέσες ωριαίες τιμές) στην Κρήτη για το έτος 2009. Για την κατασκευή της εν λόγω χρονοσειράς, ελήφθησαν υπόψη:

- η εγκατεστημένη αιολική ισχύς σε κάθε περιοχή
- η διασπορά των περιοχών εγκατάστασης αιολικών πάρκων
- τα μοντέλα των εγκατεστημένων ανεμογεννητριών
- έντεκα (11) ετήσιες και ταυτόχρονες χρονοσειρές μέσων ωριαίων τιμών ταχύτητας ανέμου από τις περιοχές εγκατάστασης των αιολικών πάρκων, ή από γειτνιάζουσες αυτών.

Η αναγωγή της αιολικής παραγωγής στο έτος 2010 έγινε με τη θεώρηση ότι θα έχουν εγκατασταθεί 175 MW αιολικών πάρκων.

Για λόγους εξασφάλισης της δυναμικής ασφάλειας του συστήματος, ετέθη ο περιορισμός ότι η στιγμιαία διείσδυση αιολικής ισχύος δεν θα ξεπερνά το 30% της στιγμιαίας ζήτησης.

Τα αποτελέσματα από την προσομοίωση του συστήματος της Κρήτης για το έτος 2010, όπως παρατίθενται στη μελέτη, είναι τα εξής:

Πίνακας 2.7: Αποτελέσματα υπολογισμού διείσδυσης αιολικής ενέργειας στην Κρήτη το 2010.

Συνολική ετήσια παραγωγή ενέργειας από αιολικά πάρκα (MWh)	608.863,37
Συνολική ετήσια απόρριψη ενέργειας αιολικών πάρκων (MWh)	37.580,61
Ποσοστό ετήσιας απόρριψης αιολικής ενέργειας (%)	6,17
Συνολική ετήσια διείσδυση ενέργειας αιολικών πάρκων μετά απωλειών (MWh)	514.154,47
Ποσοστό κάλυψης της ετήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (%)	16,58

Πίνακας 2.8: Παραγωγή ενέργειας, μέσο βαθμό απόδοσης, καταναλώσεις και κόστη καυσίμων για τη λειτουργία του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη το 2010.

	Παραγωγή ενέργειας (MWh)	Βαθμός απόδοσης (%)	Ειδικό κόστος παραγωγής (€/kWh)	Κατανάλωση μαζούτ (tn)	Κατανάλωση ντίζελ (kl)	Κόστος μαζούτ (Μ€)	Κόστος ντίζελ (Μ€)
Ατμοστρόβιλοι	1.553.419	35,30	0,077	387.351	-	120,08	-
Ντιζελογεννήτριες	717.953	46,27	0,059	136.590	-	42,34	-
Συνδυασμένος κύκλος	314.674	34,92	0,174	-	91.020	-	54,61
Αεριοστρόβιλοι	546	29,29	0,207	-	188	-	0,11
Αιολικά πάρκα	514.154	-	0,092	-	-	-	-
Στρεφόμενη εφεδρεία	-	-	-	-	1.172	-	0,70
Εκκίνηση θερμοηλεκτρικών	-	-	-	497	44	0,15	0,03
Σύνολα	3.100.746	* 38,30	0,0856	524.438	92.424	162,57	55,45

* Πρόκειται για το μέσο βαθμό απόδοσης των θερμοηλεκτρικών μονάδων.

Πίνακας 2.9: Κόστη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη το 2010.

Συνολικό ετήσιο κόστος καυσίμων μαζούτ και ντίζελ (Μ€)	218,03
Συνολικό ετήσιο κόστος ενέργειας αιολικών πάρκων (Μ€)	47,30
Συνολικό ετήσιο κόστος παραγωγής (Μ€)	* 265,33
Ετήσιο ειδικό κόστος παραγωγής (€/kWh)	* 0,0856

* Περιλαμβάνονται μόνο κόστη καυσίμων και ενέργειας αιολικών πάρκων. Δεν περιλαμβάνονται όλα τα άλλα κόστη λειτουργίας του συστήματος (συντηρήσεις μονάδων, μισθοδοσίες, αποσβέσεις εξοπλισμού, κλπ).

Πίνακας 2.11: Ετήσιες εκπομπές CO₂ από το υφιστάμενο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη το 2010.

Ετήσιες εκπομπές CO ₂ λόγω κατανάλωσης μαζούτ (tn)	1.665.091
Ετήσιες εκπομπές CO ₂ λόγω κατανάλωσης ντίζελ (tn)	246.837
Συνολικές ετήσιες εκπομπές CO ₂ (tn)	1.911.927

Πίνακας 16: Αποτελέσματα προσομοίωσης Ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης (Κεφάλαια 2 & 3)

Ειδικότερα για τον υπολογισμό των δαπανών καυσίμων, θεωρήθηκε ότι το 2010 οι τιμές των καυσίμων μαζούτ και ντίζελ θα έχουν διαμορφωθεί ως εξής (εκτίμηση):

- μέση τιμή μαζούτ για το 2010: 0,31 €/kgf
- μέση τιμή ντίζελ για το 2010: 0,60 €/lt.

- Με την εργασία αυτή υπολογίστηκαν τα χαρακτηριστικά μεγέθη λειτουργίας του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη για το έτος 2010. Το ειδικό κόστος παραγωγής των συμβατικών μονάδων προέκυψε 84,3 €/MWh (το συνολικό με τα ΑΠ προέκυψε 85,6 €/MWh). Το μέσο κόστος παραγωγής που εκτιμήθηκε για το 2010 είναι εξαιρετικά χαμηλό, αφενός διότι οι τιμές του

πετρελαίου brent το 2010 κυμάνθηκαν περί τα 75 \$/βαρέλι, και οι οποίες οδηγούν σε σημαντικά υψηλότερα από τα ληφθέντα στη μελέτη μοναδιαία κόστη των καυσίμων μαζούτ και ντίζελ, αφετέρου διότι η αναλογία καυσίμων μαζούτ/ντίζελ στην ηλεκτροπαραγωγή της Κρήτης προέκυψε για το 2010 μεγαλύτερη υπέρ του ντίζελ, από αυτήν που προέκυψε από την προσομοίωση στη μελέτη. Εξάλλου, από τα απολογιστικά στοιχεία ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης για το 2010, προκύπτει μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής της τάξης των 140 €/MWh, αντί των 84,3 €/MWh που εξάγει η μελέτη. Σήμερα, περαιτέρω, θα πρέπει να συνεκτιμηθεί και ο αυξημένος ΕΦΚ ειδικά στο ντίζελ, ο οποίος εφαρμόζεται από το 2011.

Στη συνέχεια, η μελέτη προχώρησε σε προσομοίωση της λειτουργίας του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης με εισαγωγή ΦΑ ως καυσίμου για την ηλεκτροπαραγωγή. Ακολουθήθηκαν τα εξής:

1. Προσομοίωση λειτουργίας συστήματος Κρήτης και υπολογισμός του μέσου ετήσιου ειδικού κόστους παραγωγής (€/kWh) με χρήση φυσικού αερίου. Γίνεται υπόθεση για τη σύνθεση θερμοηλεκτρικών σταθμών του νέου συστήματος παραγωγής και εισάγονται τα χαρακτηριστικά στοιχεία των νέων θερμοηλεκτρικών γεννητριών βάσει βιβλιογραφίας. Υπολογίζεται τέλος το μέσο ετήσιο ειδικό κόστος παραγωγής του νέου συστήματος φυσικού αερίου (€/kWh).
2. Η προσομοίωση του νέου συστήματος υλοποιείται για το έτος 2010.
3. Με το νέο σύστημα υποτίθεται ότι δεν χρησιμοποιείται καθόλου καύσιμο μαζούτ και ντίζελ, αλλά οι θερμοηλεκτρικές μονάδες λειτουργούν αποκλειστικά με φυσικό αέριο. Επίσης διατηρείται με το νέο σύστημα η εγκατεστημένη ισχύς αιολικών πάρκων (1475 MW) που θεωρήθηκε και για το σενάριο πετρελαίου και εισάγεται η αντίστοιχη ετήσια χρονοσειρά παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος από τα αιολικά πάρκα. Δίνεται η σύνθεση του νέου θερμοηλεκτρικού συστήματος Κρήτης μετά την εισαγωγή του φυσικού αερίου.
4. Η προτεινομένη σύνθεση θερμικών μονάδων υπερβαίνει κατά 40% τη μέγιστη ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος που ανεμένετο να παρουσιαστεί το 2010.

Πίνακας 3.1: Η σύνθεση του νέου θερμοηλεκτρικού συστήματος Κρήτης μετά την εισαγωγή του φυσικού αερίου.

	Συνδυασμένοι Κύκλοι		Ντίζελ		Αερ/λοι	
	Τεχνικά Ελάχιστα (MW)	Ονομ. Ισχύς (MW)	Τεχνικά Ελάχιστα (MW)	Ονομ. Ισχύς (MW)	Τεχνικά Ελάχιστα (MW)	Ονομ. Ισχύς (MW)
Αερ/λος	5,0	50,0	5,0	50,0	3,0	48,0
Ατμ/λος	2,0	14,0				
Πλήθος Μονάδων	5		6		7	
Σύνολα:	35,0	320,0	30,0	300,0	21,0	336,0
Σύνολο Τεχνικών Ελαχίστων (MW)	86,0					
Συνολική Ονομαστική Ισχύς (MW)	956,0					

Πίνακας 17: Προτεινόμενη σύνθεση του νέου θερμοηλεκτρικού συστήματος Κρήτης μετά την εισαγωγή του φυσικού αερίου

5. Για το φυσικό αέριο λαμβάνονται: πυκνότητα=0,8085 kgf/m³, θερμογόνος δύναμη = 10.650 kcal/m³ = 12,34 kWh/m³
6. Για τον υπολογισμό των δαπανών καυσίμων θεωρήθηκε ότι το 2010 η τιμή του φυσικού αερίου θα είναι ίση με 0,0367 €/kWhth, όπως διαμορφώθηκε το Μάρτιο του 2008, σύμφωνα με τους μελετητές.
7. Τα αποτελέσματα από την προσομοίωση για το έτος 2010 είναι τα εξής:

Πίνακας 3.3: Αποτελέσματα υπολογισμού διείσδυσης αιολικής ενέργειας στην Κρήτη το 2010 στο σύστημα φυσικού αερίου.

Συνολική ετήσια παραγωγή ενέργειας από αιολικά πάρκα (MWh)	608.863,37
Συνολική ετήσια απόρριψη ενέργειας αιολικών πάρκων (MWh)	37.580,61
Ποσοστό ετήσιας απόρριψης αιολικής ενέργειας (%)	6,17
Συνολική ετήσια διείσδυση ενέργειας αιολικών πάρκων μετά απωλειών (MWh)	514.154,47
Ποσοστό κάλυψης της ετήσιας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (%)	16,60

Πίνακας 3.4: Παραγωγή ενέργειας, μέσο βαθμό απόδοσης, καταναλώσεις και κόστη καυσίμων για τη λειτουργία του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη το 2010 με την εισαγωγή φυσικού αερίου.

	Παραγωγή ενέργειας (MWh)	Βαθμός απόδοσης (%)	Ειδικό κόστος παραγωγής (€/kWh)	Κατανάλωση φυσικού αερίου (Mm ³)	Κόστος φυσικού αερίου (Μ€)
Συνδυασμένοι κύκλοι	2.315.349	52,87	0,0694	354,866	160,711
Ντίζελογεννήτριες	267.365	46,00	0,0798	47,099	21,33
Αεριοστρόβιλοι	0	-	-	0	0
Αιολικά πάρκα	514.154	-	0,0920	0	0
Στρεφόμενη εφεδρεία	-	-	-	0,448	0,203
Εκκίνηση θερμοηλεκτρικών	-	-	-	0,017	0,007
Σύνολα	3.096.868	(* 52,16)	0,0741	402,430	182,251

* Πρόκειται για το μέσο βαθμό απόδοσης των θερμοηλεκτρικών μονάδων.

Πίνακας 3.5: Κόστη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη το 2010 με το νέο σύστημα φυσικού αερίου.

Συνολικό ετήσιο κόστος φυσικού αερίου (Μ€)	182,25
Συνολικό ετήσιο κόστος ενέργειας αιολικών πάρκων (Μ€)	47,30
Συνολικό ετήσιο κόστος παραγωγής (Μ€)	* 229,55
Ετήσιο ειδικό κόστος παραγωγής (€/kWh)	* 0,0741

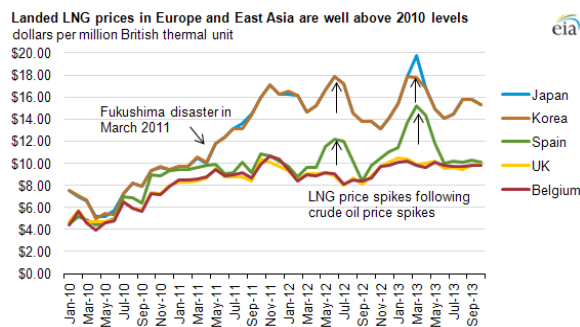
* Περιλαμβάνονται μόνο κόστη φυσικού αερίου και ενέργειας αιολικών πάρκων. Δεν περιλαμβάνονται όλα τα άλλα κόστη λειτουργίας του συστήματος (συντηρήσεις μονάδων, μισθοδοσίες, αποσβέσεις εξοπλισμού, κλπ).

Πίνακας 3.6: Ετήσιες εκπομπές CO₂ από το σύστημα φυσικού αερίου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη το 2010.

Ειδικές εκπομπές CO ₂ από την καύση φυσικού αερίου (gr CO ₂ ανά m ³ καυσίμου)	1.758,487
Ετήσια κατανάλωση φυσικού αερίου (Mm ³)	402,430
Συνολικές ετήσιες εκπομπές CO ₂ (tn)	707.668

Πίνακας 18: Αποτελέσματα προσομοίωσης Ηλεκτρικού συστήματος Κρήτης με εισαγωγή Φυσικού Αερίου

8. Με βάση τα αποτελέσματα της προσομοίωσης, το μέσο ετήσιο ειδικό κόστος παραγωγής του συστήματος φυσικού αερίου προέκυψε 70,57 €/MWh(συνολικό μέσο κόστος ηλεκτροπαραγωγής με ΑΠ ίσο με 74,1 €/MWh). Το αντίστοιχο κόστος του υφιστάμενου (πετρελαϊκού) συστήματος υπολογίστηκε ίσο με 84,3 €/MWh. Άρα, κατά τους μελετητές, η εισαγωγή του φυσικού αερίου επιφέρει μείωση στο μέσο ετήσιο ειδικό κόστος συμβατικής παραγωγής ίση με 13,73 €/MWh, η οποία αντιστοιχεί σε ποσοστιαία μείωση ως προς το υφιστάμενο (με πετρέλαιο)μεταβλητό κόστος συμβατικής παραγωγής της τάξης του 16%. Θα πρέπει να επισημανθεί ότι η μέση τιμή αγοράς φυσικού αερίου (0,0367 €/kWhth) που λήφθηκε υπόψη στη μελέτη, θεωρείται εύλογη και μάλλον υψηλή, για τα δεδομένα του 2010, καθώς, οι διεθνείς τιμές LNG (landed) κυμάνθηκαν στα επίπεδα των 17-18 €/MWh (βάσει του γραφήματος στο διάστημα 4-9 \$/mmBTU, με ισοτιμία €/ \$ περί το 1,3).



Διάγραμμα 5: Τιμές LNG για τα έτη 2010 – 2013 σε Ευρώπη και Ασία

9. Οι ετήσιοι εκπεμπόμενοι ρύποι CO₂ στην ατμόσφαιρα υπολογίστηκαν 707.668 tn με την εισαγωγή φυσικού αερίου. Η αντίστοιχη ετήσια ποσότητα CO₂ από το υφιστάμενο (πετρελαϊκό) σύστημα έχει υπολογιστεί ίση με 1.911.927 tn. Συνεπώς, η ολοκληρωτική αντικατάσταση των καυσίμων μαζούτ και ντίζελ από φυσικό αέριο στην ηλεκτροπαραγωγή της Κρήτης οδηγεί σε ετήσια μείωση εκπεμπόμενων ρύπων CO₂ ίση με 1.204.259 tn, η οποία αντιστοιχεί σε ποσοστιαία μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων ίση με 69,99% ως προς τις εκπομπές από το υφιστάμενο (πετρελαϊκό) σύστημα. Η μείωση του κόστους λόγω ρύπων λαμβάνεται υπόψη στη σύγκριση των σεναρίων.

10. Η ετήσια απόρριψη της αιολικής ενέργειας το 2010 παρουσιάζεται αμετάβλητη (ποσοστό 6,17% επί της συνολικά παραγόμενης). Το αποτέλεσμα αυτό έχει βάση, καθώς δεν μεταβάλλονται οι μονάδες του νησιού, και συνεπώς η λειτουργία τους με ΦΑ δεν απέχει πολύ από αυτήν με πετρελαϊκά καύσιμα.

Πίνακας 4.1: Ανακαφαλαίωση αποτελεσμάτων των εξεταζόμενων συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη, όσον αφορά το κόστος καυσίμων.

	Υφιστάμενο σύστημα	Φυσικό αέριο
Μέσο ετήσιο ειδικό κόστος παραγωγής του συστήματος (€/kWh) (καύσιμο και ενέργεια αιολικών πάρκων)	0,0856	0,0741
Συνολικό ετήσιο κόστος παραγωγής (Μ€) (καύσιμο και ενέργεια αιολικών πάρκων)	265,33	229,55
Ετήσια μείωση κόστους παραγωγής (Μ€)	35,78	
Ετήσια μείωση κόστους παραγωγής (%)	13,48	

Πίνακας 19: Ανακαφαλαίωση αποτελεσμάτων των εξεταζόμενων συστημάτων παραγωγής Η/Ε στην Κρήτη, όσον αφορά το κόστος καυσίμων

Σύγκριση σεναρίων (Κεφάλαιο 4)

Η μελέτη προχωρά στη συνέχεια σε σύγκριση των σεναρίων ηλεκτροπαραγωγής με πετρέλαιο και φυσικό αέριο, ώστε να εξετασθεί η σκοπιμότητα εισαγωγής Φ.Α., τόσο από οικονομικής άποψης, όσο και ως προς τα κριτήρια που αναφέρθηκαν ανωτέρω (επάρκεια αποθεμάτων, περιβαλλοντικά οφέλη, ασφάλεια ενεργειακής τροφοδοσίας κλπ). Οι μελετητές επισημαίνουν τα ακόλουθα:

- Η εισαγωγή του φυσικού αερίου στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη προϋποθέτει τη διάθεση αρχικών κεφαλαίων. Με βάση την Προγραμματική Συμφωνία Γαζίου, η εισαγωγή φυσικού αερίου στην Κρήτη προϋποθέτει την υλοποίηση των ακόλουθων έργων:
 1. Την ανέγερση και τον εξοπλισμό νέας θερμοηλεκτρικής μονάδας στη θέση «Κορακιά» Νομού Ηρακλείου. Η νέα μονάδα θα εξοπλιστεί με θερμοηλεκτρικές μονάδες συνδυασμένου κύκλου αεριοστροβίλων – ατμοστροβίλων, συνολικής ονομαστικής ισχύος 500 MW.
 2. Την αποξήλωση τριών αεριοστροβίλων από το θερμοηλεκτρικό σταθμό Λινοπεραμάτων, τη μετατροπή τους σε μονάδες φυσικού αερίου και τη μετεγκατάστασή τους στο νέο θερμοηλεκτρικό σταθμό Κορακιάς.

3. Τη μετατροπή των υφιστάμενων αεριοστροβίλων στο θερμοηλεκτρικό σταθμό Ξυλοκαμάρας Χανίων σε μονάδες φυσικού αερίου.
 4. Τη μετατροπή των υφιστάμενων μονάδων στο θερμοηλεκτρικό σταθμό Αθερινόλακου σε μονάδες φυσικού αερίου.
 5. Την εγκατάσταση λιμενικών εγκαταστάσεων στο θερμοηλεκτρικό σταθμό Κορακιάς για τη μεταφορά και εκφόρτωση υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG).
 6. Την εγκατάσταση δεξαμενών υγροποιημένου φυσικού αερίου στο θερμοηλεκτρικό σταθμό Κορακιάς.
 7. Την εγκατάσταση μονάδας επαναεριοποίησης του φυσικού αερίου στο θερμοηλεκτρικό σταθμό Κορακιάς.
 8. Την εγκατάσταση δύο αγωγών από τη μονάδα επαναεριοποίησης του φυσικού αερίου προς τους θερμοηλεκτρικούς σταθμούς Χανίων και Αθερινόλακου, για την τροφοδοσία των τελευταίων.
- Ο νέος θερμοηλεκτρικός σταθμός Κορακιάς θα στεγάσει 500 MW μονάδων φυσικού αερίου. Η μετατροπή των υπόλοιπων μονάδων στους σταθμούς Ξυλοκαμάρας και Αθερινόλακου σε μονάδες φυσικού αερίου αναμένεται να δώσει τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ των 956 MW, η οποία υποτέθηκε στη μελέτη ως επαρκής για την περίοδο μέχρι το 2020.
 - Από τα ανωτέρω απαιτούμενα έργα, τα υπ' αριθμ. έργα 1–4 έχουν προγραμματιστεί να γίνουν με ευθύνη και δαπάνη της Δ.Ε.Η. Α.Ε., ενώ τα έργα με αριθμό 5–8 έχουν προγραμματιστεί να γίνουν με ευθύνη και δαπάνη της Δ.Ε.Π.Α. Α.Ε.
 - Το κόστος εγκατάστασης ενός θερμοηλεκτρικού σταθμού παραγωγής εκτιμάται ίσο με **1.200 €/kW**. Στο κόστος αυτό συμπεριλαμβάνονται η αγορά και η εγκατάσταση των μονάδων παραγωγής, το κτίριο του σταθμού με τον εξοπλισμό του και, εν γένει, ό,τι βρίσκεται στεγασμένο εντός του κτιρίου του θερμοηλεκτρικού σταθμού. Για τις μετατροπές των υφιστάμενων θερμοηλεκτρικών μονάδων σε μονάδες φυσικού αερίου, λαμβάνονται προσεγγιστικά οι τιμές των **50 €/kW** ονομαστικής ισχύος για τους αεριοστροβίλους Λινοπεραμάτων και Ξυλοκαμάρας και **100 €/kW** ονομαστικής ισχύος για τις ντιζελογεννήτριες Αθερινόλακου.

Πίνακας 4.2: Ανάλυση αρχικού κόστους έργων εισαγωγής φυσικού αερίου στην Κρήτη.

Α/Α	Κύριος έργο	Περιγραφή εργασίας	Κόστος (Μ€)	Ανάλυση κόστους		
				(Μ€)	(%) ανά εταιρεία	(%) επί του συνόλου
1	Δ.Ε.Η.	Ανέγερση σταθμού Κορακιάς	630	600	95,24	52,63
2		Μετατροπή και μετεγκατάσταση αεριοστροβίλων Λινοπεραμάτων		5	0,79	0,44
3		Μετατροπή αεριοστροβίλων Ξυλοκαμάρας		13	2,06	1,14
4		Μετατροπή ντιζελογεννητριών Αθρινόλακου		12	1,90	1,05
5	Δ.Ε.Π.Α.	Λιμενικές εγκαταστάσεις Κορακιάς	510	15	2,94	1,32
6		Έργα διαμόρφωσης χώρου εγκατάστασης μονάδας επαναεριοποίησης και δεξαμενών		470	92,16	41,23
7		Δεξαμενές υγροποιημένου φυσικού αερίου				
8		Μονάδα επαναεριοποίησης φυσικού αερίου				
9		Εγκατάσταση αγωγών				
Συνολικό κόστος			1.140			

Πίνακας 20: Ανάλυση αρχικού κόστους έργων εισαγωγής φυσικού αερίου στην Κρήτη

- Το κόστος συντήρησης θερμοηλεκτρικών μονάδων πετρελαίου προκύπτει ίσο με **18 €/MWh** (12 mills/kWh) στη δυσμενέστερη περίπτωση, ενώ για μονάδες φυσικού αερίου (συνδυασμένου κύκλου) προκύπτει στην πλέον ευνοϊκή περίπτωση ίσο με **9 €/MWh** (6 mills/kWh).
- Η μισθοδοσία των εργαζομένων στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη δεν θα αλλάξει με το νέο σύστημα φυσικού αερίου, σε σχέση με το υφιστάμενο πετρελαϊκό. Άρα, καθώς δεν επιφέρει αλλαγές στο κόστος παραγωγής, μπορεί να παραληφθεί.
- Το μέσο ειδικό κόστος εκπομπής ρύπων για το υφιστάμενο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη προκύπτει ίσο με **0,78 €/MWh**. Με βάση τη μείωση εκπομπών ρύπων μέσω της εισαγωγής φυσικού αερίου, που έχει υπολογιστεί στην Έκθεση, το κόστος αυτό θα πρέπει να μειωθεί τουλάχιστον κατά 60%, στην περίπτωση του συστήματος παραγωγής με χρήση φυσικού αερίου. Άρα, στην περίπτωση εισαγωγής του φυσικού αερίου εκτιμάται ότι θα διαμορφωθεί σε **0,312 €/MWh** τελικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.
- Συμπερασματικά, η εισαγωγή φυσικού αερίου στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη προϋποθέτει αρχικά κεφάλαια της τάξης των 1,140 δις €. Η ετήσια εξοικονόμηση χρημάτων που επιτυγχάνεται, βάσει των υπολογισμών της μελέτης είναι 65,340 εκ. €.

- Το ύψος των αρχικών κεφαλαίων, ανέρχεται στα **630 εκατομμύρια €**. Τα αποτελέσματα έχουν προκύψει θεωρώντας ένα μέσο επιτόκιο αναγωγής για είκοσι χρόνια λειτουργίας του συστήματος ίσο με 6,5%.
- Το κύριο περιβαλλοντικό όφελος από την εισαγωγή του φυσικού αερίου στην Κρήτη είναι η μείωση των εκπεμπόμενων αερίων ρύπων.

Πίνακας 4.5: Συνολική ετήσια μείωση εκπεμπόμενων ρύπων CO₂ με την εισαγωγή φυσικού αερίου στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής στην Κρήτη.

	Υφιστάμενο σύστημα	Σύστημα φυσικού αερίου
Ετήσια ποσότητα εκπεμπόμενων ρύπων CO ₂ (tn)	1.911.927	707.668
Ετήσια μείωση εκπεμπόμενων ρύπων CO ₂ (tn)	1.204.259	
Ετήσια ποσοστιαία μείωση εκπεμπόμενων ρύπων CO ₂ (%)	62,99	

Πίνακας 21: Συνολική ετήσια μείωση εκπεμπόμενων ρύπων CO₂ με την εισαγωγή φυσικού αερίου στην Κρήτη

- Στα πλαίσια της Έκθεσης εκτιμήθηκαν τα περιθώρια εξάντλησης αποθεμάτων φυσικού αερίου. Σύμφωνα με την Έκθεση, χρονικά η κορύφωση της παραγωγής (peak production) μιας ενεργειακής πρώτης ύλης, εικάζεται ότι προκύπτει με την κατανάλωση του 50% ή του 70% του αρχικού αποθέματος. Η κορύφωση της παραγωγής συνεπάγεται ότι από εκείνο το χρονικό σημείο και έπειτα, η παραγωγή δεν θα δύναται να ικανοποιήσει τη ζήτηση.

Πίνακας 4.6: Ενεργειακά αποθέματα πρωτογενών μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

	Αρχικό απόθεμα (ισοδύναμα βαρέλια αργού πετρελαίου)	Απόθεμα 2007 (ισοδύναμα βαρέλια αργού πετρελαίου)	Ποσοστιαία μείωση αποθέματος (%)
Αργό πετρέλαιο	2.200	1.208	45,09
Φυσικό αέριο	1.831	1.141	37,68
Λιθάνθρακας	4.084	2.958	27,57
Ουράνιο	519	339	34,68

Πίνακας 22: Ενεργειακά αποθέματα πρωτογενών μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας

- Συνοψίζοντας τα συμπεράσματα της μελέτης σχετικά με τη σκοπιμότητα εισαγωγής του φυσικού αερίου στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη, οι μελετητές καταλήγουν στα εξής:
 - Οικονομική σκοπιμότητα:

Το ύψος των απαιτούμενων κεφαλαίων για εισαγωγή του ΦΑ στην Κρήτη είναι υψηλό. Η επιτυγχανόμενη ετήσια μείωση του κόστους παραγωγής είναι μικρή, σε σχέση με το ύψος των αρχικών κεφαλαίων. Κατά συνέπεια, η εκτιμώμενη περίοδος αποπληρωμής των αρχικών κεφαλαίων προκύπτει μεγάλη (μεγαλύτερη των οκτώ χρόνων), ακόμα κι αν θεωρήσουμε ότι το κόστος συντήρησης των μονάδων και η απόδοσή του δεν επηρεάζεται αρνητικά με το πέρασμα των χρόνων. Η έντοκη περίοδος αποπληρωμής εμφανίζεται μεγαλύτερη των δεκαπέντε ετών. Επιπλέον, σχετική προγενέστερη μελέτη έχει δείξει ότι η επέκταση του φυσικού αερίου για παραγωγή θερμικής ισχύος σε οικιακή χρήση θα απαιτήσει δυσανάλογα μεγάλης έκτασης και κόστους έργα υποδομής, σε σχέση με τη συνεπαγόμενη αύξηση της ετήσιας καταναλισκόμενης ποσότητας φυσικού αερίου. Άρα ως επένδυση, στο σύνολό της, παρουσιάζει ακόμα χειρότερους οικονομικούς δείκτες.

- Μείωση εκπεμπόμενων αερίων ρύπων:

Η εισαγωγή φυσικού αερίου στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής στην Κρήτη επιφέρει σημαντική μείωση ετησίως των εκπεμπόμενων αερίων ρύπων CO₂ της τάξης του 63%, σε σχέση με τις εκπεμπόμενες ποσότητες από το υφιστάμενο σύστημα. Το ποσοστό αυτό μεταφράζεται για το έτος αναφοράς (2010) σε μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων CO₂ κατά 1.204.259 tn ετησίως.

Εν κατακλείδι, από οικονομική άποψη η εισαγωγή φυσικού αερίου στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής στην Κρήτη κρίνεται από τους μελετητές μη συμφέρουσα.

- **Θα πρέπει να επισημανθεί ότι η σύγκριση γίνεται με όρους που ευνοούν ενδεχομένως περισσότερο το σενάριο του υφιστάμενου πετρελαϊκού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής και, επομένως, απαιτείται αναθεώρηση και επανεκτίμηση, ιδίως ως προς τα εξής:**
 1. Τιμές πετρελαϊκών προϊόντων (μαζούτ, ντίζελ), οι οποίες θα πρέπει να αυξηθούν σε επίπεδα που αντιστοιχούν στις τιμές ΦΑ που λαμβάνονται υπόψη.
 2. Το κόστος κατασκευής του νέου σταθμού Κορακιάς, το οποίο θα πρέπει να εκτιμηθεί και στο σενάριο πετρελαίου. Σε μια απλουστευμένη προσέγγιση, θα μπορούσε να θεωρηθεί ότι το κόστος κατασκευής του νέου σταθμού Κορακιάς θα επιβαρύνει και τα δύο σενάρια περίπου το

ίδιο και συνεπώς από το κόστος του σεναρίου ΦΑ θα πρέπει να αφαιρεθεί το κόστος αυτό (600 εκ. €), που αποτελεί περίπου το 50% του συνολικού κόστους επενδύσεων του σεναρίου, σύμφωνα με τη μελέτη.

Σύγκριση σεναρίων από άποψη «δυναμικής ασφάλειας» του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης (Κεφάλαιο 5)

Ακολούθως μελετήθηκε η δυναμική ασφάλεια του υφιστάμενου συστήματος και του νέου συστήματος φυσικού αερίου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη, σύμφωνα με τα ακόλουθα:

1. Αφού δίνονται ορισμοί για την ασφάλεια και την ευστάθεια συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, παρουσιάζονται τα μοντέλα προσομοίωσης των θερμοηλεκτρικών μονάδων για τα εξεταζόμενα συστήματα και δίνονται οι τιμές των χαρακτηριστικών μεγεθών δυναμικής ασφάλειας. Η δυναμική ασφάλεια εκτιμάται μέσω της μελέτης της αντίδρασης του συστήματος σε συγκεκριμένες διαταραχές της δυναμικής ισορροπίας.
 2. Οι λειτουργικές καταστάσεις ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας ταξινομούνται ανάλογα με το επίπεδο ασφάλειας του συστήματος και είναι οι εξής:
 - Κανονική κατάσταση (normal state)
 - Κατάσταση επιφυλακής (alert state)
 - Κατάσταση ανάγκης (emergency state)
 - Ακραία κατάσταση (in extremis state)
 - Κατάσταση αποκατάστασης (restorative state)
 3. Η μελέτη καταλήγει ότι τα δύο συστήματα (στα δύο σενάρια πετρελαίου και ΦΑ), κατά την εμφάνιση των εξεταζόμενων διαταραχών, στην ίδια κατάσταση λειτουργίας, δεν παρουσιάζουν γενικά ιδιαίτερες διαφορές, και εκτιμάται ότι η απόκριση και των δύο συστημάτων είναι ικανοποιητική. Η απώλεια ατμοστροβιλικής μονάδας (25 MW) ή αιολικής ισχύος (80 MW) αντιμετωπίζεται και στις δύο περιπτώσεις επιτυχώς. Τα συστήματα ισορροπούν γρήγορα παρουσιάζοντας χαμηλό σφάλμα συχνότητας.
- **Το συμπέρασμα είναι εύλογο, καθώς εν γένει τα δύο συστήματα είναι παρόμοια αφού περιέχουν, βάσει της μελέτης, τις ίδιες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, και διαφέρουν μόνο στο καύσιμο που καταναλώνεται.**

Εναλλακτικό σενάριο με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ μέσω μεγάλη αποθήκης ενέργειας (Κεφάλαιο 6)

Τέλος, η μελέτη επιχειρεί την ανάλυση εναλλακτικού σεναρίου εξέλιξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης, με βάση το οποίο, το σύστημα θα στηρίζεται ισχυρά σε σταθμούς ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε συνδυασμό με αποθηκευτικές διατάξεις μεγάλης κλίμακας.

- Γίνεται αναφορά σε μελέτες απομονωμένων ενεργειακών συστημάτων, οι οποίες κατέδειξαν ότι για ποσοστά διείσδυσης κάτω του 10% δεν προκύπτει πρόβλημα δυναμικής ισορροπίας από πιθανή απώλεια της αιολικής παραγωγής. Από την άλλη μεριά, για ποσοστά αιολικής διείσδυσης μεγαλύτερα του 37%, είναι δύσκολο να ανακάμψει το σύστημα από πιθανή απώλεια παραγωγής αιολικών πάρκων. Περαιτέρω αναφέρεται ότι η λειτουργία ανεμογεννητριών σε απομονωμένα ενεργειακά συστήματα δυσχεραίνει τη διατήρηση ασφάλειας και για το λόγο αυτό, η διατήρηση θερμής εφεδρείας ικανής να αναλάβει πιθανή απώλεια παραγωγής αιολικού πάρκου, αποτελεί μία λύση διασφάλισης ομαλούς λειτουργίας του συστήματος, με άμεση συνέπεια βέβαια την αύξηση του ειδικού κόστους παραγωγής. Μία άλλη λύση περιορισμού της επίδρασης των ανεμογεννητριών στη λειτουργία ενός συστήματος είναι ο περιορισμός της διείσδυσής τους. Εκτιμάται από τους μελετητές ότι, πρακτικά, η μέγιστη στιγμιαία διείσδυση αιολικής ισχύος, με γνώμονα την ασφαλή λειτουργία του συστήματος, μπορεί να κυμανθεί από 10 - 15%, για μικρά και ασθενή συστήματα ή ιδιόμορφες συνθήκες φορτίου – παραγωγής (χαμηλή ζήτηση, έντονα καιρικά φαινόμενα, αργή στρεφόμενη εφεδρεία), έως 30 - 35% για μεγάλα συστήματα.
- Αναγνωρίζεται στη μελέτη η σκοπιμότητα εισαγωγής ενός αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας με κύρια χρήση αυτή της αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας από αιολικά πάρκα, που δεν μπορεί να απορροφηθεί απευθείας από ένα ενεργειακό σύστημα λόγω υπέρβασης του ανώτατου ορίου στιγμιαίας διείσδυσης αιολικής ισχύος. Επιπλέον θεωρείται αποδεκτή:
- Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας από θερμοηλεκτρικές μονάδες βάσης κατά τις βραδινές ώρες χαμηλής ζήτησης και φθηνής παραγωγής, με σκοπό να την αποδώσει στο δίκτυο κατά τις ώρες αιχμής ζήτησης ισχύος (μεσημέρι και απόγευμα ή βράδυ, ανάλογα με την εποχή).

- Η συνδυασμένη παραγωγή ενέργειας με μία μονάδα ανανεώσιμης πηγής ενέργειας – Α.Π.Ε. – (π.χ. αιολικό πάρκο) προκειμένου να μεγιστοποιήσει την παραγωγή ενέργειας από Α.Π.Ε. σε ένα σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας. Στην Έκθεση υποστηρίζεται ότι η παρουσία του σταθμού αντλησιοταμίευσης μπορεί να οδηγήσει σε αύξηση της στιγμιαίας διείσδυσης αιολικής παραγωγής ακόμη και στο 50%. Επίσης ο σταθμός αντλησιοταμίευσης μπορεί να συμπληρώνει την παραγωγή των ΑΠΕ, ώστε να καλύπτεται η ζήτηση.
- Εκτιμάται από τους μελετητές ότι με το εν λόγω σύστημα οι θερμοηλεκτρικές μονάδες έχουν καθαρά εφεδρικό χαρακτήρα και η συνδρομή των Α.Π.Ε., στην κάλυψη των ετήσιων αναγκών ενός συστήματος σε ηλεκτρική ενέργεια, μπορεί να ανέλθει σε ποσοστά της τάξης του 80 – 90%.
- Επίσης, οι μελετητές συμπεραίνουν ότι, μέσω της εισαγωγής αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών σε απομονωμένα ενεργειακά συστήματα εξασφαλίζονται οι αναγκαίες συνθήκες για τη μεγιστοποίηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε., ελαχιστοποιώντας ταυτόχρονα την παραγωγή των θερμοηλεκτρικών μονάδων και βελτιώνοντας την ασφάλεια των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας.
- Εκτιμούν ότι η έντονη γεωμορφολογία που παρουσιάζει το νησί παρέχει ένα σύνολο δυνατών θέσεων για εγκατάσταση αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών με μεγάλες χωρητικότητες όγκου δεξαμενών και μεγάλη υψομετρική διαφορά μεταξύ τους. Δίνεται ενδεικτική διαστασιολόγηση αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού στα όρη Δίκτυ.

Πίνακας 6.3: Ενδεικτική διαστασιολόγηση αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού στα όρη Δίκτυ.

Εγκατεστημένη ισχύς υδροτροβύλων (MW)	400
Εγκατεστημένη ισχύς αντλιών (MW)	500
Χωρητικότητα άνω δεξαμενής ($10^6 \cdot \text{m}^3$)	40
Συνολική χωρητικότητα κάτω δεξαμενών ($10^6 \cdot \text{m}^3$)	70
Μέγιστη υψομετρική διαφορά δεξαμενών (m)	800
Μήκος σωληνώσεων (m)	8.000
Διάμετρος σωληνώσεων (m)	5,50

Πίνακας 23: Ενδεικτική διαστασιολόγηση αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού στα όρη Δίκτυ

Τα αποτελέσματα της εκπονηθείσας έρευνας συνοψίζονται στην έκθεση της μελέτης κατά βάσης ως εξής:

1. **Από οικονομική άποψη, η εισαγωγή φυσικού αερίου στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής στην Κρήτη κρίνεται μη συμφέρουσα.** Η επέκταση της χρήσης του φυσικού αερίου σε οικιακές εφαρμογές (θέρμανση) δεν αλλάζει το ανωτέρω συμπέρασμα, αντιθέτως τα οικονομικά στοιχεία μεταβάλλονται προς το χειρότερο, λόγω των υψηλής έκτασης

έργων υποδομών που απαιτούνται και τη μικρή προκύπτουσα αύξηση της κατανάλωσης φυσικού αερίου στον οικιακό τομέα.

2. Η αντικατάσταση των υγρών καυσίμων (μαζούτ και ντίζελ) που σήμερα χρησιμοποιούνται στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης με φυσικό αέριο, απλά παρατείνει, στην καλύτερη περίπτωση, κατά δύο με τρεις δεκαετίες το πρόβλημα σχετικά με την επάρκεια της ενεργειακής πρώτης ύλης στο νησί.

3. Η διατήρηση της εξάρτησης του νησιού από εισαγόμενες ενεργειακές πρώτες ύλες, ουσιαστικά δεν επιφέρει καμία βελτίωση στην ασφάλεια της ενεργειακής τροφοδοσίας, ανεξαρτησίας και επάρκειας.

4. Η εναλλαγή του υφιστάμενου συστήματος της Κρήτης σε σύστημα βασιζόμενο σε Α.Π.Ε. (αιολική ενέργεια) έχει ήδη ξεκινήσει, τόσο με τα υφιστάμενα λειτουργούντα αιολικά πάρκα στο νησί, αλλά και λόγω των προοπτικών εγκατάστασης υβριδικών σταθμών αιολικών πάρκων και αναστρέψιμων υδροηλεκτρικών. Τα συστήματα αυτά αποτελούν την πλέον υποσχόμενη λύση για την ενεργειακή ανεξαρτητοποίηση του νησιού, με τρόπο οικονομικά ανταγωνιστικό και περιβαλλοντικά φιλικό. Ταυτόχρονα επιφέρουν μία σειρά από συνοδευτικά δευτερεύοντα οφέλη, τόσο για τις τοπικές κοινωνίες, όσο και σε επίπεδο νησιού. Η ανάπτυξη των τεχνολογιών αυτών θα πρέπει, ωστόσο, να υλοποιηθεί με προσοχή, λαμβάνοντας υπόψη θέματα πολιτισμικής και περιβαλλοντικής φύσεως, ώστε να μην αλλοιωθεί ο χαρακτήρας και η ταυτότητα της Κρητικής ενδοχώρας. Μια μελέτη σχεδιασμού για το σύνολο της γεωγραφικής επικράτειας του νησιού μπορεί να βοηθήσει ουσιαστικά προς αυτή την κατεύθυνση.

- **Η εξέταση του εναλλακτικού σεναρίου ΑΠΕ-Αποθήκευση είναι προς τη σωστή κατεύθυνση, καθώς η αξιοποίηση του τοπικού ενεργειακών πόρων ΑΠΕ αποτελεί ορθολογική στρατηγική, και η εγκατάσταση αποθηκευτικών μονάδων αποτελεί αναγκαία προϋπόθεση για την αξιοποίηση αυτή (όχι κατ' ανάγκη αντλησιοταμιευτικά συστήματα, αλλά και συστήματα μπαταριών που κερδίζουν συνεχώς έδαφος με την πάροδο του χρόνου), χωρίς την ηλεκτρική διασύνδεση του νησιού με την ηπειρωτική χώρα. Ωστόσο, η επιχειρούμενη ανάλυση του εναλλακτικού σεναρίου ΑΠΕ-Αποθήκευσης χρήζει σημαντικής συμπλήρωσης, ώστε να εξαχθούν μετρήσιμα αποτελέσματα τα οποία θα πρέπει να συγκριθούν με τα λοιπά σενάρια. Η μελέτη θα πρέπει να ολοκληρωθεί με εξέταση και παράθεση κοστολογικών στοιχείων για το σενάριο ΑΠΕ-Αποθήκευση, αλλά και τεχνική εξέταση ως προς τη λειτουργία του συστήματος και ιδίως ως προς τη δυναμική ευστάθεια του ηλεκτρικού συστήματος, καθώς δεν υπάρχουν αντίστοιχες εμπειρίες σε διεθνή κλίμακα για παρόμοια συστήματα, δεδομένων και των**

περιορισμένων δυνατοτήτων των υδροηλεκτρικών σταθμών στην ταχεία αντίδραση που απαιτείται σε περιπτώσεις δυναμικών φαινομένων.

1.5 «ΔΙΕΡΕΥΝΗΣΗ ΒΡΑΧΥΠΡΟΘΕΣΜΩΝ & ΜΑΚΡΟΠΡΟΘΕΣΜΩΝ ΩΦΕΛΕΙΩΝ ΚΑΙ ΕΠΙΠΤΩΣΕΩΝ ΕΥΡΕΙΑΣ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ ΑΠΕ ΣΤΟ ΣΗΕ ΚΡΗΤΗΣ.» ΤΕΕ/ΤΑΚ. 2010.

Η μελέτη αυτή εκπονήθηκε το 2010 από ομάδα επιστημόνων που συνέστησε για την εκπόνησή της το Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας, Τμήμα Ανατολικής Κρήτης.

Στόχος της μελέτης ήταν να εξετάσει **την αξία των ΑΠΕ** (με οικονομικούς όρους) στο σύστημα της Κρήτης, τη δυναμική συμπεριφορά του συστήματος και να εξετάσει σενάρια υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ σε βάθος 10ετίας:

- Αρχικά γίνεται παράθεση των πλεονεκτημάτων του διασυνδεδεμένου συστήματος έναντι αυτόνομου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (δυνατότητα εγκατάστασης σταθμών μεγάλης ισχύος με αποτέλεσμα μείωση του κόστους εγκατάστασης €/MW, μικρότερη ανάγκη για τήρηση στρεφόμενης εφεδρείας, ευκολότερη αντιμετώπιση εκτάκτων καταστάσεων, δυνατότητα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω γραμμών ΥΤ και ΥΥΤ, εισαγωγή ενέργειας από γειτονικά ΣΗΕ, εξομαλυμένη ημερήσια καμπύλη ζήτησης).
- Ως επικρατούσες τεχνολογίες ΑΠΕ αναγνωρίζονται οι αιολικοί σταθμοί, τα φωτοβολταϊκά, τα ΜΥΗΕ και οι σταθμοί Βιομάζας. Γίνεται αναφορά στα μεγέθη και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των Α/Γ και σε κόστη εγκατάστασης φωτοβολταϊκών και αιολικών σταθμών, και παρατίθενται στοιχεία για την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ ανά τεχνολογία σε εθνικό (διασυνδεδεμένο, νησιά) και διεθνές επίπεδο.
- Ακολούθως γίνεται αναφορά στα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης και παρατίθενται στοιχεία για την προσομοίωση της λειτουργίας του.
 - θεωρείται τυπική ημερήσια καμπύλη ζήτησης για 4 μήνες του έτους, βάσει απολογιστικών στοιχείων.
 - το κόστος καυσίμου για το έτος 2010 θεωρήθηκε, κατά τους μελετητές, ίσο με τη μέση τιμή του κόστους για το έτος 2008 και έλαβε τις ακόλουθες τιμές:
 - Μ.Τ. Μαζούτ Λιν = 414,85 €/tn
 - Μ.Τ. Μαζούτ Αθερ = 391,93 €/tn
 - Μ.Τ. DieselΛΙΝ = 698,24€/tn
 - Μ.Τ. DieselΧΑΝ = 696.26 €/tn

- Δίνονται οι συνθέσεις των θερμικών σταθμών παραγωγής στο σύστημα της Κρήτης αλλά και η εγκατεστημένη ισχύς των διαφορετικών τεχνολογιών ΑΠΕ στο νησί το έτος 2009.
 - Θεωρούνται αιολικοί σταθμοί σε λειτουργία, συνολικής ισχύος 160 MW, και προς εγκατάσταση ακόμα ~55MW.
 - Ως αδειοδοτημένη ισχύς φ/β στη Κρήτη, λαμβάνεται ισχύς ~90MW, η οποία σχεδόν στο σύνολό της είναι κατά την περίοδο εκπόνησης της μελέτης προς εγκατάσταση. Θεωρείται ετήσια παραγωγή 1300 kWh/kWp. Εξετάζονται διάφορα υπο-σενάρια σύνθεσης και λειτουργίας ΦΒ σταθμών (trackerμονού άξονα 10% και διπλού άξονα 30% επί της υπό εγκατάσταση φ/β ισχύος, βέβαιη φ/β παραγωγή για τον υπολογισμό της στρεφόμενης εφεδρείας το 20% της αναμενόμενης παραγωγής).
 - Οι υφιστάμενοι ΜΥΗΕ ισχύος 300 kWέκαστος παράγουν 1 GWh/έτος ενώ οι σταθμοί βιομάζας δεν λήφθηκαν υπόψη στις προσομοιώσεις αφού οι παραγωγή τους καλύπτει κατά κύριο λόγο τις καταναλώσεις των βιολογικών καθαρισμών Χανίων και Ηρακλείου.
 - Σε επόμενο στάδιο της μελέτης εκτιμάται και η λειτουργία του συστήματος με την εγκατάσταση σταθμού Αντλησιοταμίευσης.
- Ως αξία των ΑΠΕ που θα εγκατασταθούν θεωρήθηκε η αντίστοιχη μείωση του κόστους συμβατικής παραγωγής.
- Ακολουθείται μια **βραχυπρόθεσμη** και μια **μακροπρόθεσμη ανάλυση**.

Βραχυπρόθεσμη Ανάλυση

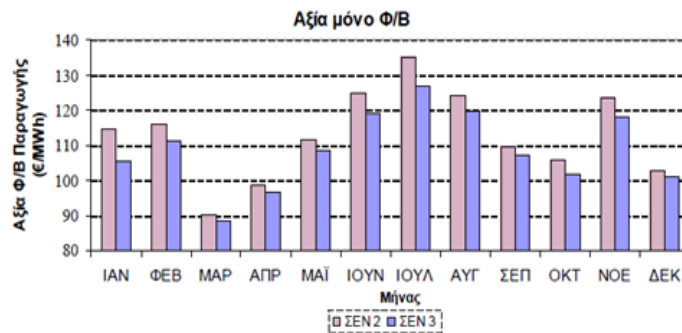
- Η μελέτη προχωρά σε μια **Βραχυπρόθεσμη Ανάλυση** που αφορά χρονικό ορίζοντα 2-3 ετών και προσομοιώθηκε το σύστημα της Κρήτης με διάφορα σενάρια, ώστε να εκτιμηθεί η «αξία» των υπό εγκατάσταση φ/β και αιολικών σταθμών, αλλά και το ποσοστό μείωσης των εκπεμπόμενων ρύπων από την εγκατάστασή τους. Τα σενάρια αφορούν κατ' αρχήν την προς εγκατάσταση αιολική και φωτοβολταϊκή ισχύ (τα ποσοστά που αναφέρονται αντιστοιχούν στα αδειοδοτημένα αλλά μη εγκατεστημένα έργα αιολικών - 54,6MW και φ/β σταθμών - 88MW).

	Εγκατάσταση αδειοδοτημένης Αιολικής παραγωγής	Εγκατάσταση αδειοδοτημένης Φ/Β παραγωγής
ΣΕΝ 1	0%	0%
ΣΕΝ 2	0%	50%
ΣΕΝ 3	0%	100%
ΣΕΝ 4	50%	50%
ΣΕΝ 5	50%	100%
ΣΕΝ 6	100%	100%

	Με σύστημα Tracker	Θεώρηση Τμήματος Βέβαιης παραγωγής για Φ/Β
Σενάριο 4α	ΟΧΙ	ΝΑΙ
Σενάριο 4β	ΝΑΙ	ΟΧΙ
Σενάριο 4γ	ΝΑΙ	ΝΑΙ

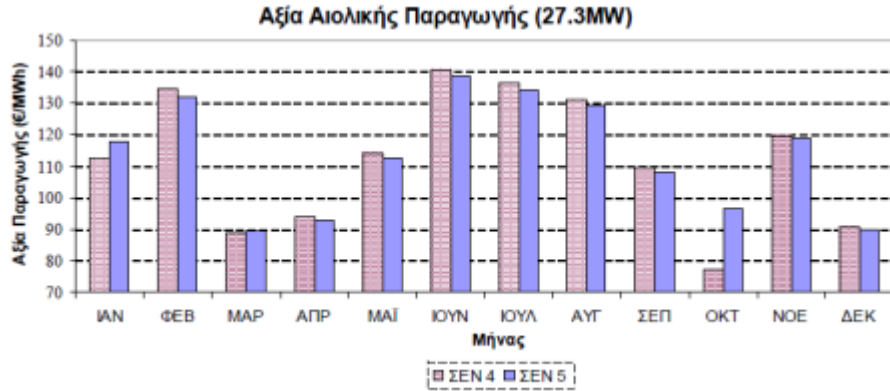
Πίνακας 24: Εξεταζόμενα Σενάρια Βραχυπρόθεσμης Ανάλυσης αιολικών & Φ/Β σταθμών

- Στο βασικό εξεταζόμενο σενάριο θεωρήθηκε ότι η φ/β παραγωγή είναι εντελώς αβέβαιη. Επίσης για την εκτέλεση των υπολογισμών, στην Έκθεση παρουσιάζεται ο τρόπος υπολογισμού του τελικού φορτίου, προς κατανομή στις τοπικές μονάδες και της απαιτούμενης στρεφόμενης εφεδρείας ανάλογα με τα αποτελέσματα των μοντέλων πρόβλεψης φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ (συνέλιξη πιθανοτικών κατανομών φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ και υπολογισμός της τελικής ζήτησης). Το φορτίο που κατανέμεται στις μονάδες προκύπτει από την αφαίρεση της προβλεπόμενης αιολικής παραγωγής από την πρόβλεψη της ζήτησης, ενώ στους υπολογισμούς λαμβάνονται υπόψη τα σφάλματα πρόβλεψης των μοντέλων.
- Από τα αποτελέσματα της βραχυπρόθεσμης αυτής ανάλυσης προκύπτει ότι για τα σενάρια μόνο με φ/β (Σενάρια 2 και 3), η αξία που υπολογίστηκε αφορά μόνο την μεταβολή της παραγωγής των θερμικών μονάδων, και είναι μεγαλύτερη, όπως είναι λογικό, τους θερινούς μήνες.

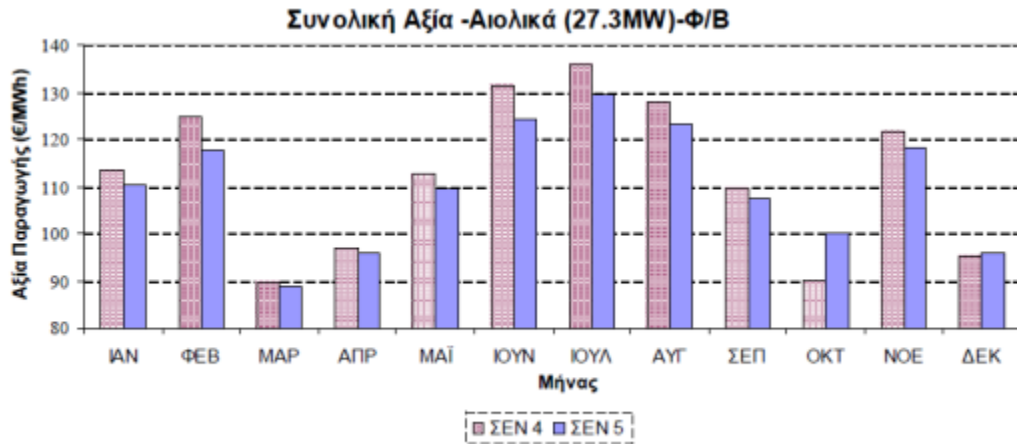


Διάγραμμα 6: Μηνιαία Αξία Φ/Β παραγωγής συναρτήσει εγκατεστημένη ισχύος φ/β

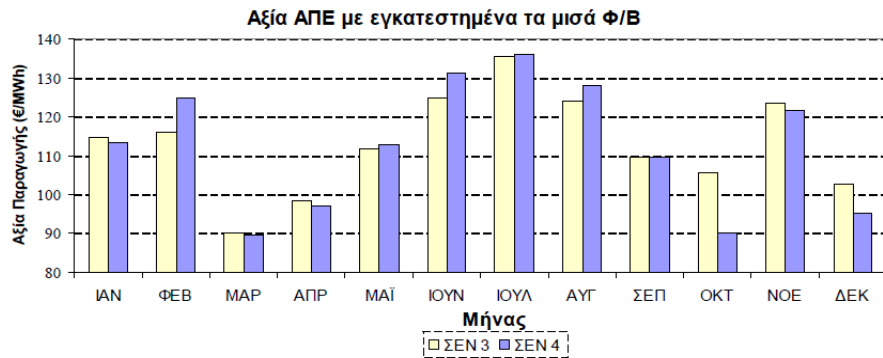
- Ακολούθως διερευνήθηκε η αξία των αιολικών σταθμών στο σύστημα της Κρήτης αλλά και η συνολική αξία φωτοβολταϊκών και αιολικών (Σενάρια 4 και 5) μέσω της μείωσης του κόστους παραγωγής των θερμικών μονάδων.



Διάγραμμα 7: Μηνιαία Αξία αιολικής παραγωγής συναρτήσει εγκατεστημένη ισχύος φ/β

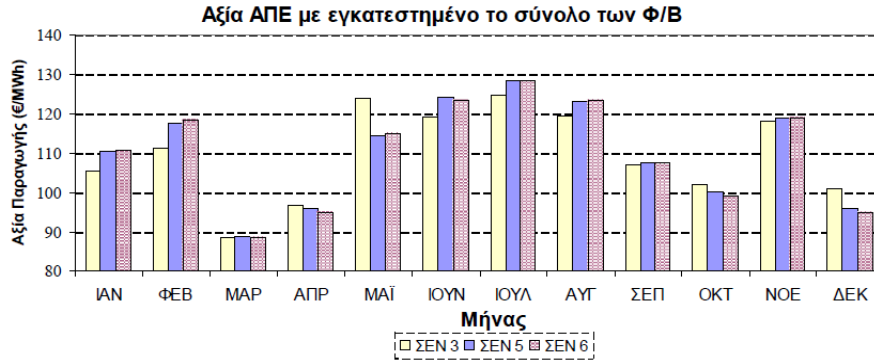


Διάγραμμα 8: Μηνιαία Αξία παραγωγής ΑΠΕ συναρτήσει εγκατεστημένη ισχύος φ/β



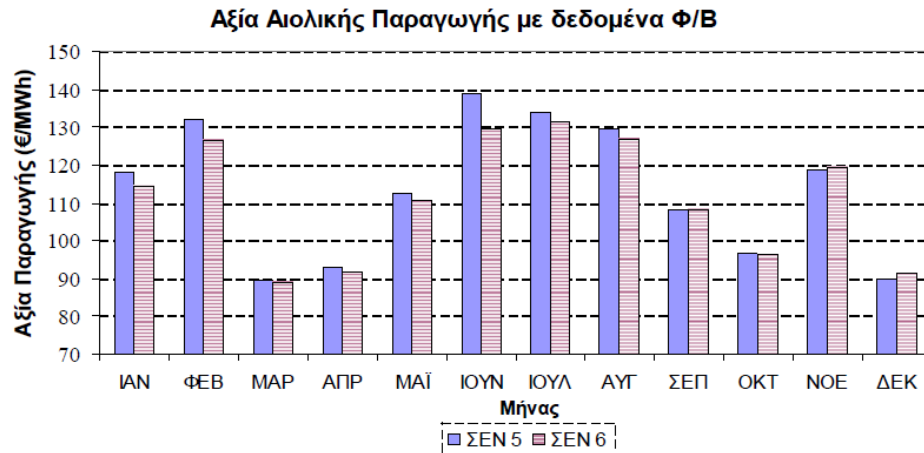
Σχήμα 4.6 Η αξία της αιολικής παραγωγής για διαφορετική ισχύ και με εγκατεστημένη τη μισή αδειοδοτημένη ισχύ των Φ/Β

Διάγραμμα 9: Η αξία της αιολικής παραγωγής για διαφορετική ισχύ και με εγκατεστημένη τη μισή αδειοδοτημένη ισχύ των Φ/Β (Σενάρια 3 & 4)



Σχήμα 4.7 Σύγκριση αξίας ΑΠΕ αν εγκατασταθεί το σύνολο των Φ/Β, συναρτήσει της εγκατεστημένης ισχύος Α/Γ

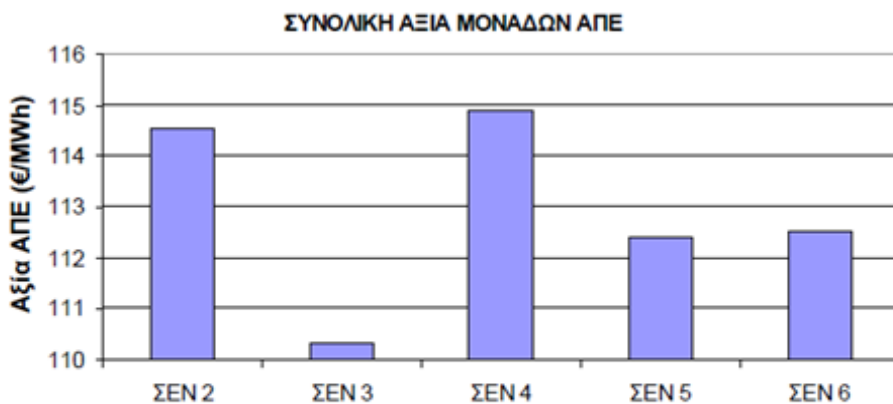
Διάγραμμα 10: Σύγκριση Αξίας ΑΠΕ αν εγκατασταθεί το σύνολο των Φ/Β, συναρτήσει της εγκατεστημένης ισχύος Α/Γ (Σενάρια 3, 5 & 6)



Σχήμα 4.8 Η αξία της αιολικής παραγωγής για διαφορετική ισχύ και με εγκατεστημένο το σύνολο των Φ/Β

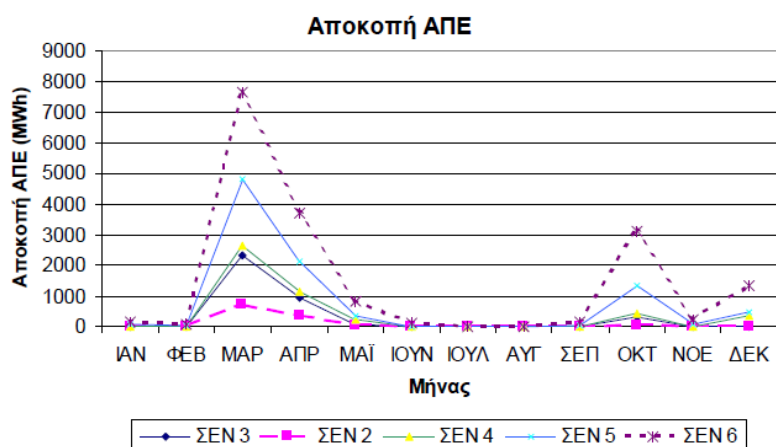
Διάγραμμα 11: Η αξία της αιολικής παραγωγής για διαφορετική ισχύ και με εγκατεστημένο το σύνολο των Φ/Β

- Τα αποτελέσματα των 4 Σεναρίων με την ετήσια αξία των μονάδων ΑΠΕ βάσει της προσομοίωσης παρουσιάζεται στο ακόλουθο γράφημα.



Σχήμα 4.9 Συγκεντρωτικά συγκριτικά αποτελέσματα από τα σενάρια που προσομοιώθηκαν

Διάγραμμα 12: Συγκεντρωτικά συγκριτικά αποτελέσματα από τα σενάρια που προσομοιώθηκαν



Σχήμα 4.10 Σύγκριση μηνιαίας αποκοπής παραγωγής από ΑΠΕ

Διάγραμμα 13: Σύγκριση μηνιαίας αποκοπής παραγωγής από ΑΠΕ

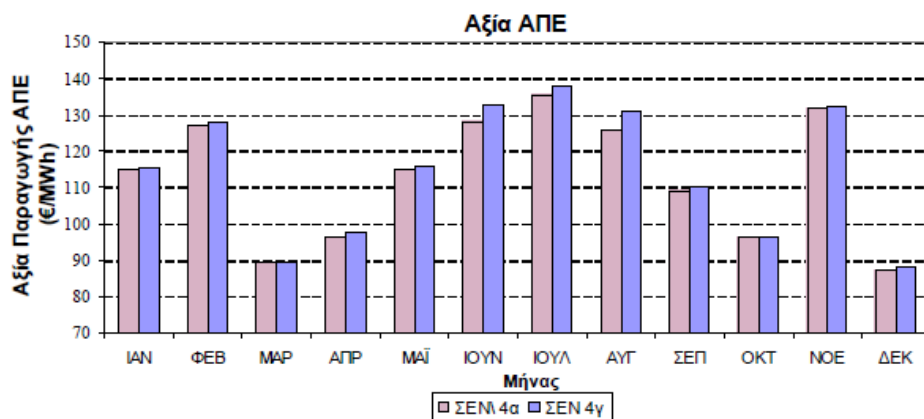
Πίνακας 4.3 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα Σεναρίων που προσομοιώθηκαν

	ΣΕΝ 2	ΣΕΝ 3	ΣΕΝ 4	ΣΕΝ 5	ΣΕΝ 6
Προστιθέμενη ισχύς Φ/Β (MW)	44.4	88.8	44.4	88.8	88.8
Προστιθέμενη ισχύς Αιολικών (MW)	0	0	27.3	27.3	54.6
Διείσδυση ΑΠΕ (%)	15.16	17.28	17.25	19.31	21.27
Αύξηση Αποκοπόμενης Ενέργειας από ΑΠΕ (MWh)	1134.3	3720.53	4862.16	9381.3	17382.8
Μείωση κατανάλωσης μαζούτ	0.78%	1.96%	2.42%	3.49%	4.95%
Μείωση Κατανάλωσης Diesel	6.29%	7.85%	7.59%	11.03%	13.85%
Μείωση CO ₂ (tn)	42,235.1	67,735.33	73,383.31	106,391.67	142,575.24
Μείωση Κόστους παραγωγής-Χωρίς Αποζημίωση παραγωγών από ΑΠΕ	2.34%	4.45%	4.6%	6.68%	8.75%
Αξία παραγωγής από ΑΠΕ (€/MWh)	114.54	110.31	114.89	112.41	112.52
Αξία Εγκατεστημένης Ισχύος (€/MW/yr)	172,642.02	164,458.34	210576.76	188,757.88	200,225.85
Επιπλέον Κόστος λόγω Αποζημίωσης παραγωγής από ΑΠΕ (%)	5.81	11.66	4.99	10.64	9.49

Πίνακας 25: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα Σεναρίων που προσομοιώθηκαν

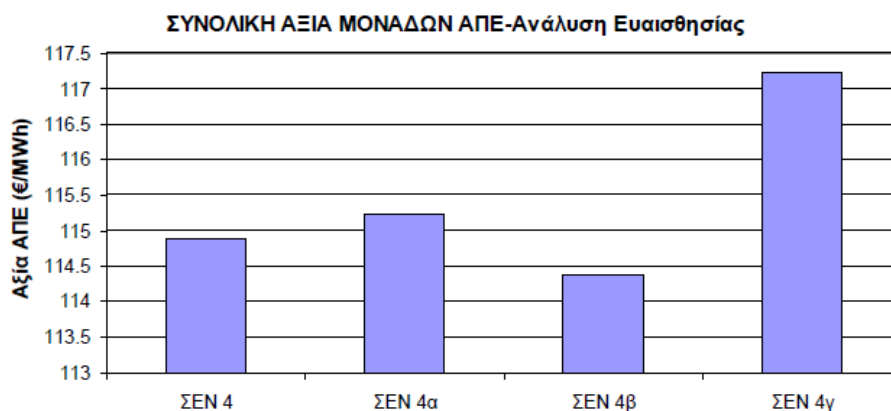
- Στην Έκθεση ακολούθησε διερεύνηση ευαισθησίας για το Σενάριο 4, εξετάζοντας τα υπο-σενάρια 4α, 4β, 4γ, σε σύγκριση με το αρχικό Σενάριο 4, ώστε να υπολογιστεί η απομείωση του κόστους παραγωγής από τη θεώρηση ενός τμήματος της παραγωγής των φ/β ως βέβαιο, ή αν αυξηθεί η παραγωγή των φ/β λόγω της χρήσης συστήματος tracker.

Η θεώρηση φ/β παραγωγής ως βέβαιη (20%) οδηγεί σε μείωση των θερμικών ωρών κατά 460 ώρες/έτος και αύξηση της απορριπτόμενης αιολικής παραγωγής κατά 320 MWh. Σύμφωνα με την Έκθεση, η μείωση του ποσοστού στρεφόμενης εφεδρείας μειώνει σημαντικά το κόστος και η ωφέλεια από διαδικασίες πρόβλεψης φ/β παραγωγής ανέρχεται στα 4500-5000 €/MW/έτος.



Σχήμα 4.13 Σύγκριση Αξίας ΑΠΕ έχοντας λάβει 20% παραγωγής Φ/Β ως «βέβαιο» με και χωρίς tracker

Διάγραμμα 14: Σύγκριση αξίας ΑΠΕ έχοντας λάβει το 20% παραγωγής Φ/Β ως «βέβαιο» και με χωρίς tracker



Σχήμα 4.14 Σύγκριση Αξίας ΑΠΕ για τα σενάρια ευαισθησίας που προσομοιώθηκαν

Διάγραμμα 15: Σύγκριση αξίας ΑΠΕ για τα σενάρια ευαισθησίας που προσομοιώθηκαν

Πίνακας 4.4 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα Σεναρίων που προσομοιώθηκαν

	ΣΕΝ 4	ΣΕΝ 4α	ΣΕΝ 4β	ΣΕΝ 4γ
Παραγωγή Φ/Β (MWh)	135,947	135,947	142,135	142,135
Διείσδυση ΑΠΕ (%)	17.25	17.24	17.34	17.33
Αύξηση Αποκοπόμενης Ενέργειας από ΑΠΕ (MWh)	4862.16	5182	4996	5316
Μείωση κατανάλωσης μαζούτ	2.42%	2.66%	2.52%	2.7%
Μείωση Κατανάλωσης Diesel	7.59%	7.49%	7.62%	7.63%
Μείωση Κόστους παραγωγής-Χωρίς Αποζημίωση παραγωγών από ΑΠΕ	4.6%	4.70%	4.67%	4.78%
Μείωση CO ₂ (tn)	73,383.31	76,630	75,179	77,950
Αξία παραγωγής από ΑΠΕ (€/MWh)	114.89	115.24	114.38	117.24
Αξία Εγκατεστημένης Ισχύος (€/MW/yr)	210576.76	215076.15	213,989.21	218814.08
Επιπλέον Κόστος λόγω Αποζημίωσης παραγωγής από ΑΠΕ (%)	4.99	4.84	5.25	5.11

Πίνακας 26: Συγκεντρωτικά αποτελέσματα Σεναρίων που προσομοιώθηκαν

- Με βάση τα αποτελέσματα της βραχυπρόθεσμης ανάλυσης, σύμφωνα με την Έκθεση, προκύπτει ότι:
 - Οι ΑΠΕ συμβάλλουν σημαντικά στη μείωση της κατανάλωσης καυσίμου και στη μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων.
 - Εάν εγκατασταθούν μόνο φ/β θα προκύψει μία μικρή επιβάρυνση του κόστους λειτουργίας του συστήματος, αφού η αξία της διείσδυσης ΑΠΕ είναι υψηλότερη από την τιμή αποζημίωσης της αιολικής παραγωγής και μικρότερη από την τιμή αποζημίωσης της φ/β παραγωγής.
 - Η ανάλυση ευαισθησίας για τη λήψη τμήματος της παραγωγής των φ/β ως βέβαιη αυξάνει την αξία παραγωγής από φ/β και οδηγεί σε μείωση των ωρών ένταξης των θερμικών μονάδων.
 - Εάν οι μονάδες βάσης συντηρούνται σε περιόδους χαμηλού φορτίου μειώνεται η αποκοπή αιολικής παραγωγής.
- Προτείνονται μέτρα για την αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ, όπως η εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης, η ένταξη έξυπνων μετρητών, η χρήση ηλεκτρικών οχημάτων κ.α.
 - **Η ανάλυση που επιχειρείται είναι γενικώς αποδεκτή, αν και πραγματεύεται ένα ήσσονος σημασίας ζήτημα σχετικά με τη συνολική ενεργειακή στρατηγική που πρέπει να ακολουθηθεί για την Κρήτη. Παρόλα αυτά, τα αποτελέσματα στα οποία καταλήγει είναι εύλογα, αναδεικνύοντας το πραγματικό όφελος των αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών στο σύστημα της Κρήτης, το οποίο συνδέεται άρρηκτα με το αποφευγόμενο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων του νησιού. Τα επίπεδα διείσδυσης με βάση τα σενάρια που εξετάστηκαν, είναι σχετικά περιορισμένα, εξηγώντας τις πολύ μικρές διαφοροποιήσεις στην 'αξία' των ΑΠΕ σε καθένα από αυτά.**
- Ακολούθως, η μελέτη προχωρά στην εξέταση των **επιπτώσεων στη δυναμική συμπεριφορά** (βυθίσεις τάσεως, υπερτάσεις ή υπο-συχνότητα), στο αυτόνομο σύστημα της Κρήτης, από την κατασκευή ενός αντλητικού υδροηλεκτρικού σταθμού.
- Ο σταθμός αντλησιοταμίευσης (ΑΤΣ) θα αποτελείται από 4 αναστρέψιμους στροβίλους ισχύος παραγωγής 12,5 MW έκαστος και άντλησης 15 MW έκαστος:
 - Αρχικά μελετήθηκε το σενάριο ο ΑΤΣ να απορροφά πλεονάζουσα αιολική παραγωγή ή την παραγωγή μονάδων βάσης (arbitrage). Από τη μελέτη του

συστήματος προκύπτει ότι, με τη λειτουργία του σταθμού αυτού, το επίπεδο ασφάλειας του συστήματος μεγαλώνει, ενώ είναι δυνατή η μεγαλύτερη διείσδυση αιολικής ενέργειας, κυρίως στο χαμηλό φορτίο (>40%).

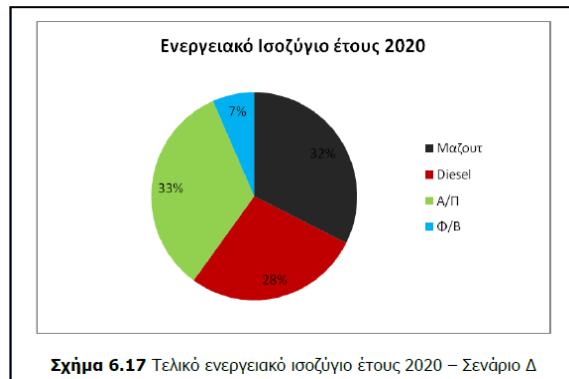
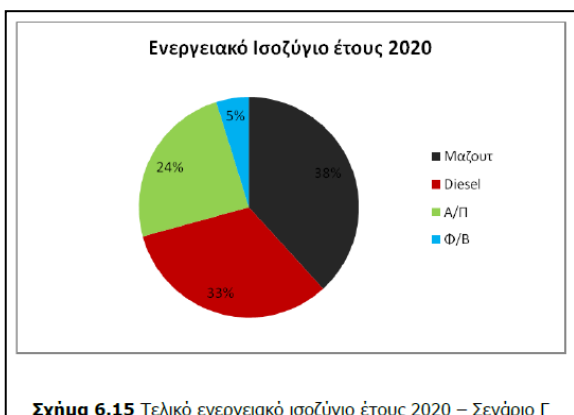
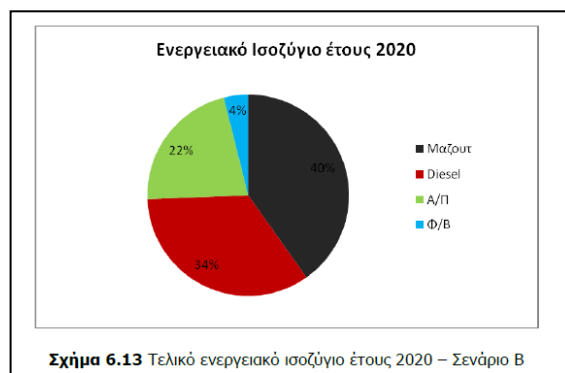
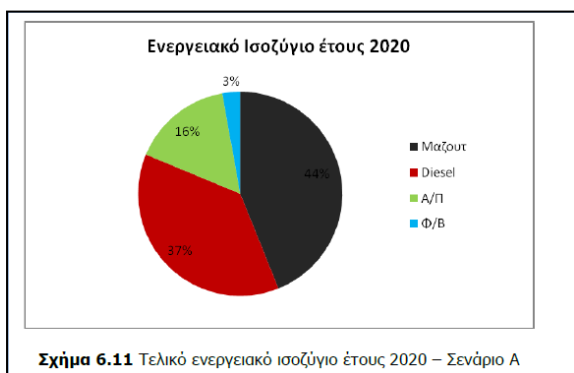
- Ακολούθησε διερεύνηση των επιπτώσεων στη δυναμική συμπεριφορά του συστήματος της Κρήτης από τη σύνδεση του ΑΤΣ με την ύπαρξη ή όχι αιολικής ενέργειας. Οι διαταραχές που προσομοιώθηκαν αφορούν απώλεια παραγόμενης ισχύος 23 MWστα Λινοπεράματα, 36 MWστο χαμηλό φορτίο και 50 MWστο υψηλό φορτίο στα Χανιά.
- Εξετάστηκαν 5 διαφορετικά σενάρια:
 - ✓ Σενάριο Α: Λειτουργία χωρίς αιολική ισχύ και ΑΤΣ
 - ✓ Σενάριο Β: Λειτουργία με αιολική ισχύ 36 MWστο χαμηλό φορτίο και 67,35 MWστο υψηλό φορτίο χωρίς ΑΤΣ,
 - ✓ Σενάριο Γ: Λειτουργία χωρίς αιολική ισχύ και ΑΤΣ σε λειτουργία αντλίας (δεν εξετάζεται στο υψηλό φορτίο)
 - ✓ Σενάριο Δ: Λειτουργία με αιολική ισχύ 36 MWκαι τον ΑΤΣ σε λειτουργία αντλίας (δεν εξετάζεται στο υψηλό φορτίο)
- Σενάριο Ε: Λειτουργία με αιολική ισχύ 67,35 MWκαι τον ΑΤΣ σε λειτουργία αντλίας στο χαμηλό φορτίο και γεννήτριας στο τεχνικό ελάχιστο στο μέγιστο φορτίο.Από την ανάλυση προέκυψε ότι σε χαμηλό φορτίο, για κάθε ένα από τα 5 σενάρια, η λειτουργία του συστήματος της Κρήτης με ΑΤΣ είναι πολύ ασφαλής.Η λειτουργία του ΑΤΣ συμβάλει στην αύξηση της στιγμιαίας διείσδυσης ΑΠΕ από 30% σε 36,4%.
- Γενικά προέκυψε ότι ο ΑΤΣ βοηθά στην αύξηση της ασφάλειας. Στο χαμηλό φορτίο η επιπλέον ισχύς που καταναλώνει ο σταθμός οδηγεί σε μείωση των συνεπειών από την **αποσύνδεσης μίας γεννήτριας**. Επιπλέον η αποσύνδεση του ΑΤΣ παράλληλα με την αποσύνδεση των αιολικών πάρκων λόγω υποσυχνότητας επαναφέρει το σύστημα σε ασφαλή επίπεδα. επίσης, πρέπει να αναφερθεί και η βελτίωση του επιπέδου των τάσεων λόγω της επιπλέον αέργου ισχύος που παρέχουν οι σύγχρονες μηχανές του ΑΤΣ. Στο υψηλό φορτίο, οι μηχανές του ΑΤΣ λειτουργούν ως γεννήτριες στο τεχνικό τους ελάχιστο (ΤΕ), προσφέροντας σημαντική στρεφόμενη εφεδρεία.
- Ειδικότερα συμπεράσματα της μελέτης έχουν ως εξής:
 - Η μεγάλη διείσδυση αιολικής ισχύος >30% χωρίς την ύπαρξη ΥΗΣ μειώνει τη δυναμική ασφάλεια του συστήματος.

- Είναι δυνατή η λειτουργία του συστήματος της Κρήτης με ποσοστά διείσδυσης αιολικής ισχύος μεγαλύτερα του 30% στο χαμηλό φορτίο, εάν ο ΥΗΣ αποσυνδέεται από το δίκτυο παράλληλα με την αποσύνδεση των ΑΠ.
 - Το σύστημα είναι γενικά ασφαλές στο μέσο φορτίο 375 MW στην περίπτωση μεγάλης αιολικής ισχύος με τον ΥΗΣ. Η παρουσία του ΥΗΣ προσφέρει σημαντικό ποσό στρεφόμενης εφεδρείας η οποία μπορεί να αποδοθεί αρκετά γρήγορα.
 - Η συμπεριφορά του συστήματος μπορεί να είναι μη ασφαλής στο χαμηλό φορτίο 120 MW, ιδιαίτερα στην περίπτωση που δεν έχουμε λειτουργία του ΥΗΣ, αφού η εφεδρεία προέρχεται κυρίως από αμμοστροβιλικές μονάδες με αργή απόκριση. Η ύπαρξη του ΥΗΣ σε λειτουργία άντλησης επιτρέπει την άμεση απόρριψη του, βελτιώνοντας τη δυναμική συμπεριφορά του συστήματος, παράλληλα με την υψηλή διείσδυση αιολικής παραγωγής στο σύστημα.
 - Η λειτουργία του ΑΤΣ βελτιώνει σημαντικά τη λειτουργία του συστήματος. Το κόστος παραγωγής θα μειωθεί και η δυναμική συμπεριφορά θα βελτιωθεί, ιδιαίτερα στο χαμηλό φορτίο επιτρέποντας διείσδυσης αιολικής παραγωγής μεγαλύτερες του 30% της αιχμής.
- Σημειώνεται ότι τα αποτελέσματα αυτά θεωρούνται εύλογα, στο βαθμό που είναι αποδεκτές οι προσομοιώσεις της δυναμικής συμπεριφοράς ενός συστήματος, στη βάση παραδοχών και με περιορισμένη γνώση κρίσιμων παραμέτρων και στοιχείων των μονάδων παραγωγής, λόγω της παλαιότητας των συμβατικών μονάδων αλλά και μη ύπαρξης αντίστοιχων κατασκευασμένων μονάδων ΑΤΣ στα νησιά. Περαιτέρω, θα πρέπει να επισημανθεί ότι η διαστασιολόγηση του εν λόγω ΑΤΣ δεν είναι τέτοια, ώστε να εξαχθούν ασφαλή συμπεράσματα για τη δυναμική συμπεριφορά και την ανταπόκριση του συστήματος σε καταστάσεις λειτουργίας σημαντικής ισχύος υδροστροβίλων, στο σύνολο της λειτουργούσας ισχύος ελεγχόμενων σταθμών, καθώς στα εξετασθέντα σενάρια παραμένει σημαντική και κρίσιμη η λειτουργούσα ισχύς συμβατικών μονάδων που συμβάλει στη διατήρηση της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος. Όσον αφορά στην αναφορά για

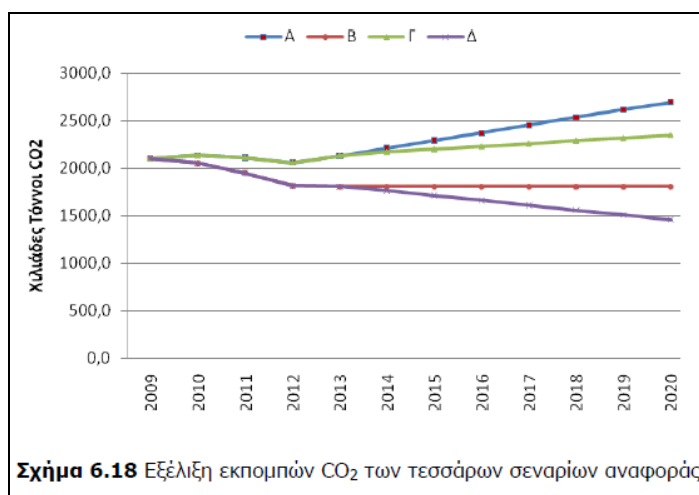
μείωση του κόστους παραγωγής εφόσον ο ΑΤΣ λειτουργεί στην αιχμή, δεν μπορεί να αξιολογηθεί, αν δεν προσδιοριστεί το κόστος παραγωγής του ΑΤΣ, το οποίο δεν αναφέρεται.

Μακροπρόθεσμη ανάλυση

- Η μελέτη προχωρά σε μια **μακροπρόθεσμη ανάλυση**, όπου γίνεται προσπάθεια εκτίμησης του ενεργειακού προφίλ του νησιού μέχρι και το 2020, κάτω από διάφορα σενάρια λειτουργίας. Για την προσομοίωση του συστήματος το έτος 2020 εκτιμήθηκε η καμπύλη ζήτησης του νησιού για το 2020, λαμβάνοντας υπόψη τις εκτιμήσεις μεταβολής του ΑΕΠ της χώρας, την πληθυσμιακή εξέλιξη και τη ζήτηση ενέργειας για το έτος 2009 στο σύστημα της Κρήτης.
- Προκειμένου να γίνει μία ρεαλιστική αποτίμηση του ενεργειακού και περιβαλλοντικού οφέλους από τη χρήση αιολικής και ηλιακής ενέργειας για την κάλυψη των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια, δημιουργούνται δύο σενάρια δράσης, τα οποία αντιπαραβάλλονται με την παρούσα κατάσταση.
- Πιο συγκεκριμένα, ο ενεργειακός σχεδιασμός του νησιού με βάση την μακροπρόθεσμη ανάλυση εξετάζεται με την ανάπτυξη τεσσάρων βασικών σεναρίων παραγωγής ενέργειας. Ως σημείο αναφοράς τίθεται η σημερινή κατάσταση, εξαρτημένη από την προβλεπόμενη ζήτηση και σε συνδυασμό δύο κεντρικών σεναρίων διείσδυσης ανεμογεννητριών και φ/β (συντηρητικό και αυξημένης διείσδυσης):
 - Σενάριο Α: Εγκατάσταση επιπλέον 100 MW ανεμογεννητριών στα ήδη υπάρχοντα αιολικά (160 MW) ως το 2012. Υλοποίηση των 88 MW φ/β σταθμών έως το 2012 και διατήρηση της ισχύος αυτής έως το 2020.
 - Σενάριο Β: Υιοθετείται η εξέλιξη της εγκατάστασης παραγωγής ΑΠΕ του Σεναρίου Α με διατήρηση σταθεροποιητικής τάσης στην εξέλιξη της ζήτησης.
 - Σενάριο Γ: Εγκατάσταση επιπλέον 100 MW ανεμογεννητριών κάθε χρόνο από το 2012 έως το 2020 καταλήγοντας σε 400 MW αιολικής ισχύος. Αντίστοιχα εγκατάσταση 10 MW φ/β ετησίως από το 2012 μέχρι το 2020 καταλήγοντας στα 150 MW.
 - Σενάριο Δ: Υιοθετείται η εξέλιξη της εγκατάστασης παραγωγής ΑΠΕ του Σεναρίου Γ με διατήρηση σταθεροποιητικής τάσης στην εξέλιξη της ζήτησης.
- Ακολουθούν τα αποτελέσματα για κάθε ένα εκ των ανωτέρω σεναρίων, όπως αυτά προκύπτουν από την προσομοίωση της λειτουργίας του συστήματος της Κρήτης για το έτος 2020.



Διάγραμμα 16: Τελικό ενεργειακό ισοζύγιο έτους 2020 – Σενάρια Α, Β, Γ, Δ



Διάγραμμα 17: Εξέλιξη εκπομπών CO₂ των τεσσάρων σεναρίων αναφοράς

- Από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης κατά τη μακροπρόθεσμη ανάλυση, με βάση τους μελετητές, προκύπτει ανάγκη περαιτέρω προσθήκης ηλεκτρικής ισχύος από ΑΠΕ, σε ρυθμούς υπερδιπλάσιους από τους υφιστάμενους, όπως περιγράφεται στα Σενάρια Γ και Δ.

- Ως βασικό συμπέρασμα της μακροπρόθεσμης ανάλυσης μπορεί να εξαχθεί ότι είναι εφικτή η λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης με εγκατεστημένη ισχύ αιολικών 400 MW και φ/β 150 MW, ακόμα και με επίπεδα ζήτησης στην τάξη αυτών του 2010, οδηγώντας σε σημαντική διείσδυση ΑΠΕ (σε ενέργεια) στα επίπεδα του 40%. Δεν είναι σαφές αν αυτό επιτυγχάνεται με τη λειτουργία του αποθηκευτικού συστήματος ή όχι. Στην περίπτωση που δεν θεωρείται αποθηκευτικό σύστημα, είναι πράγματι εντυπωσιακή η επίτευξη της διείσδυσης αυτής, η οποία ως σημειωθεί δεν έχει διαπιστωθεί σε άλλες μελέτες μέχρι σήμερα, υπό την προϋπόθεση βεβαίως ότι εξακολουθούν να είναι βιώσιμα τα αιολικά πάρκα, καθώς δεν αναφέρεται το ποσοστό απορρίψεων. Σε περίπτωση που λαμβάνεται υπόψη, η έστω περιορισμένων διαστάσεων αποθήκευση, αυτό είναι μάλλον εφικτό. Ωστόσο δεν παρατίθενται κοστολογικά στοιχεία για τον προσδιορισμό της μεταβολής του συνολικού κόστους παραγωγής για την επίτευξη αυτή. Από ανάλογες μελέτες που έχουν πραγματοποιηθεί, ιδίως από το ΕΜΠ στα πλαίσια προσδιορισμό των περιθωρίων ΑΠΕ αλλά και τιμολόγησης των υβριδικών σταθμών στην Κρήτη, προκύπτει ότι το συμπέρασμα για τη δυνατότητα διείσδυσης στα επίπεδα του 40% είναι εύλογη (οι ως άνω μελέτες του ΕΜΠ δείχνουν ότι είναι δυνατή η διείσδυση σε μεγαλύτερα επίπεδα υπό ορισμένες όμως προϋποθέσεις), ωστόσο, από ένα σημείο και πέρα, το μέσο κόστος της παραγόμενης ενέργειας αυξάνεται σημαντικά, κάτι που δεν μπορεί να διασταυρωθεί από την μελέτη αυτή, καθώς δεν υπεισέρχεται σε παρόμοιους υπολογισμούς και μένει στην τεχνική εξέταση της υψηλής διείσδυσης.

1.6 «Η ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΠΙΘΕΩΡΗΣΗ ΣΤΑ ΚΤΙΡΙΑ ΚΑΙ ΣΤΗ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑ ΚΑΙ Η ΠΡΟΕΤΟΙΜΑΣΙΑ ΤΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΣΤΗΝ ΚΡΗΤΗ,» ΤΕΕ – ΤΜ. ΑΝ.& ΔΥΤ. ΚΡΗΤΗΣ, 2005.

Η μελέτη αυτή αν και ο τίτλος της αναφέρεται στα κτίρια και στη βιομηχανία δεν παρέχει πληροφορίες σχετικά με τη βιομηχανία στην Κρήτη. Για τον κτιριακό τομέα έχει γίνει αρκετή δουλειά και μπορούν να εξαχθούν συμπεράσματα για την υφιστάμενη κατάσταση. Παρά το ότι είναι μελέτη του 2005, μπορούν να χρησιμοποιηθούν ποιοτικά στοιχεία σχετικά με τα κτίρια (οικιακού και τριτογενούς τομέα) στην Κρήτη.

1.7 «ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΕΣ ΚΑΙ ΒΙΟΤΕΧΝΙΚΕΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ.» ΤΕΕ/ΤΑΚ 2006.

Η καταγραφή / έρευνα έγινε το 2006 (σύμφωνα με το ΤΕΕ/ΤΑΚ) Στην καταγραφή περιλαμβάνονται μόνο βιομηχανίες της Ανατολικής Κρήτης (Ηράκλειο, Λασιθί).

Από τις 775 επιχειρήσεις (βιομηχανικές και βιοτεχνικές), που καταγράφηκαν αρχικά, έγινε επιλογή δείγματος 320 για την έρευνα – ερωτηματολόγιο συλλογή περισσότερων στοιχείων. Τελικά ανταποκρίθηκαν 51 επιχειρήσεις. Υπάρχει ξεχωριστή καταγραφή για ελαιουργεία, επιχειρήσεις τυποποίησης και συσκευασίας ελαιολάδου (440). Για την παρούσα μελέτη μπορούν να χρησιμοποιηθούν μόνο ποιοτικά στοιχεία, σε συνδυασμό με τις υφιστάμενες καταναλώσεις και προσεγγιστικά στοιχεία λειτουργίας βιομηχανικών και βιοτεχνικών επιχειρήσεων για το σύνολο της Κρήτης. Γενικότερα ο κλάδος της βιομηχανίας στην Κρήτη δεν καταγράφεται σε μελέτες και δεν υπάρχουν στοιχεία.

1.8 «ΑΝΑΛΥΤΙΚΗ ΚΑΤΑΓΡΑΦΗ ΤΟΥ ΑΠΟΤΥΠΩΜΑΤΟΣ ΔΙΟΞΕΙΔΙΟΥ ΤΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ (CO₂) ΤΩΝ ΚΑΤΟΙΚΩΝ ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΕΠΙΚΡΑΤΕΙΑΣ. ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΤΩΝ ΜΕΤΡΩΝ ΚΑΙ ΜΕΣΩΝ ΓΙΑ ΤΗ ΜΕΙΩΣΗ ΤΟΥ.» ΕΝΥΠ ΕΠΕ - HELESCO Α.Ε. 2009.

Σκοπός της μελέτης ήταν ο προσδιορισμός της ποσότητας του εκπεμπόμενου διοξειδίου του άνθρακα από τις ποικίλες δραστηριότητες των κατοίκων στην Ελληνική Επικράτεια (σε επίπεδο Νομού), αλλά και στοχευμένων μέτρων και δράσεων κυρίως ανά δραστηριότητα, έτσι ώστε να μειωθούν οι εκπομπές.

Η μελέτη επικεντρώνεται στον οικιακό τομέα και πιο συγκεκριμένα στις δραστηριότητες που αφορούν στη χρήση θερμότητας με συμβατικά καύσιμα (θέρμανση, μαγείρεμα, ζεστό νερό), στη χρήση ηλεκτρισμού (φωτισμός, κλιματισμός, ηλεκτρικές συσκευές), στις μεταφορές (το τμήμα που αφορά στη μετακίνηση των πολιτών), αλλά και σε δευτερογενείς δραστηριότητες.

Η μελέτη περιλαμβάνει στοιχεία και τεχνικοοικονομικές αναλύσεις μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας. Τα αποτελέσματα της μελέτης θα χρησιμοποιηθούν για τον προσδιορισμό μείωσης της ενεργειακής ζήτησης στην Κρήτη.

1.9 ΜΕΛΕΤΗ ΑΝΑΘΕΩΡΗΣΗΣ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΚΟΥ ΠΛΑΙΣΙΟΥ ΧΩΡΟΤΑΞΙΚΟΥ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΚΑΙ ΑΕΙΦΟΡΟΥ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ (ΠΠΧΣΑΑ) ΚΡΗΤΗΣ.

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Το σχέδιο Περιφερειακού Πλαισίου Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης (ΠΠΧΣΑΑ) της Κρήτης, περιλαμβάνει συγκεκριμένες ενεργειακές λύσεις χωρίς τεκμηρίωση και μελέτες:

1. δύο σημεία διασύνδεσης (Μαράθι, Κορακιάς)
2. δύο νέοι σταθμοί της ΔΕΗ και εκσυγχρονισμός του τρίτου
3. τερματικός σταθμός υδροποιημένου φυσικού αερίου (φ.α.) στον Κορακιά και χρήση του στο σταθμό της ΔΕΗ και στην Κρήτη γενικότερα
4. οκτώ πολύγωνα ευρύτερων περιοχών για την ανάπτυξη αιολικών χωρίς να υπάρχει συγκεκριμένος εγκεκριμένος ενεργειακός σχεδιασμός.

ΠΠΧΣΑΑ – ΣΥΜΒΑΤΙΚΗ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ

Χωρίς μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό ως υπόβαθρο, η μελετητική ομάδα του ΠΠΧΣΑΑ προβλέπει, όλα τα παραπάνω, χωρίς να έχει εξεταστεί η ανάγκη και το μέγεθος της διπλής διασύνδεσης, η ανάγκη και ο τρόπος λειτουργίας των τριών σταθμών της ΔΕΗ με την παράλληλη διασύνδεση, η ανάγκη και η τεχνικοοικονομική ανάλυση της χρήσης του υδροποιημένου φ.α., η ορθολογική ανάπτυξη των αιολικών και τέλος η ενεργειακή ζήτηση και οι αναπτυξιακές δυνατότητες της Κρήτης στις επόμενες δεκαετίες.

Το θέμα της ηλεκτρικής διασύνδεσης αναφέρεται σε χωριστό σημείωμα. Η ανάπτυξη νέας ηλεκτροπαραγωγικής θέσης στο Μαράθι είναι εκτός κάθε λογικής από ενεργειακής και περιβαλλοντικής σκοπιάς. Είναι επίσης τεχνικά χωρίς νόημα η μεταφορά των παλαιών εγκαταστάσεων της Ξυλοκαμάρας σε νέα θέση. Εξ άλλου έχει προ πολλού υιοθετηθεί, χωρίς αντίρρηση, η Κορακιά ως νέα θέση ηλεκτροπαραγωγής και επομένως περιπεύει η θέση Μαράθι. Στο πλαίσιο της ηλεκτρικής διασύνδεσης οι παλαιοί σταθμοί θα τεθούν σε ψυχρή εφεδρεία και επομένως τόσο στα Λινοπεράματα όσο και στη Ξυλοκαμάρα θα πρέπει να γίνει αποξήλωση σε μεταγενέστερο χρόνο. Επομένως η μεταφορά στο Μαράθι είναι τεχνικά και οικονομικά ασύμφορη.

Σε κάθε περίπτωση το όλο θέμα θα πρέπει να επανεξετασθεί στο πλαίσιο της μελέτης μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού για την Κρήτη.

ΠΠΧΣΑΑ - ΑΠΕ

Το Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης (ΕΠΧΣΑΑ) για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) αποτελεί, για τα ελληνικά δεδομένα ένα απόλυτα τεκμηριωμένο κανονιστικό κείμενο, το οποίο δίνει τις κατευθύνσεις για την ορθολογική ανάπτυξη των ΑΠΕ

Μπορεί από χωροταξικής άποψης να θεωρείται – προτείνεται ότι οι ΑΠΕ πρέπει να αναπτύσσονται σε συγκεκριμένες περιοχές, οι οποίες προκύπτουν στο τέλος, μετά τον προφανή, για τους χωροτάκτες, σχεδιασμό, αλλά αυτό ευτυχώς δε συνέβη στην κατάρτιση του ΕΠΧΣΑΑ, διότι:

- η ανάπτυξη των ΑΠΕ αποτελεί προτεραιότητα για τη χώρα
- το δυναμικό των ΑΠΕ και ιδιαίτερα της αιολικής ενέργειας δεν μπορεί να περιοριστεί σε κάποιες συγκεκριμένες περιοχές, αν δεν υπάρξει προεργασία (πολύμηνες μετρήσεις, προσδιορισμός συνοδευτικών έργων κλπ.)

Έτσι λοιπόν στο ΕΠΧΣΑΑ υπάρχουν περιοχές αποκλεισμού ενώ για όλες τις υπόλοιπες περιοχές εφαρμόζονται κριτήρια, που αναφέρονται σε επιπτώσεις στο περιβάλλον, στην κοινωνία, στην ανάπτυξη, στον πολιτισμό κλπ. Στο ΕΠΧΣΑΑ για την Κρήτη ισχύει η έννοια των περιοχών καταλληλότητας με βασικό περιορισμό την κάλυψη από αιολικά πάρκα επιφανείας μικρότερης του 4% του οικείου Δήμου. Με τον τρόπο αυτό δίνεται η δυνατότητα σε υποψήφιους επενδυτές αλλά και στις αδειοδοτούσες αρχές να εφαρμόσουν τα αντικειμενικά κριτήρια, αλλά και να καλύψουν τις κατά περίπτωση τοπικές ιδιαιτερότητες και ανάγκες.

Ακόμη και στη μελέτη του Πολυτεχνείου Κρήτης στην οποία έγινε μια προσπάθεια περαιτέρω εξειδίκευσης των κατευθύνσεων με πιο δυσμενή αντιμετώπιση των ΑΠΕ, τα αποτελέσματα καταλήγουν σε μια κάλυψη μεγαλύτερη του 4% της επιφανείας της Περιφ. Κρήτης. Αυτό αποδεικνύει ότι το ΕΠΧΣΑΑ είναι πολύ συντηρητικό ως προς την ανάπτυξη των ΑΠΕ με μια επί πλέον ασφαλιστική δικλείδα.

Η Αναθεώρηση και Εξειδίκευση του ΠΠΧΣΑΑ της Κρήτης αντιμετωπίζει το θέμα των ΑΠΕ ως ακολούθως:

«...επιδιώκεται η χωροθέτηση των εγκαταστάσεων παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ ως εξής (σελ. 23,24 τεύχος 7):

1. στην ευρύτερη ζώνη των τριών ενεργειακών κόμβων της Κρήτης

2. στις κεφαλές των φραγμάτων (υβριδικά έργα)
3. στις ευρείες χωρικές ενότητες αναζήτησης για εγκαταστάσεις ΑΠΕ, οι οποίες εντοπίστηκαν πολυκριτηριακά και για τις οποίες πραγματοποιήθηκε ειδική προκαταρκτική διερεύνηση, προκειμένου να ελεγχθούν τα εφικτά μεγέθη συνολικής εγκατεστημένης ισχύος στις περιοχές τους.»

Επειδή το ουσιαστικό θέμα είναι η ανάπτυξη των αιολικών και όχι οι άλλες τεχνολογίες, τα σημεία 1 και 2 δε μπορούν να συζητηθούν για την εγκατάσταση αιολικών, οπότε απομένει το σημείο 3 για το οποίο έχει γίνει η αναφερόμενη διερεύνηση.

Δεν είναι προφανές πώς από τα κριτήρια που παρουσιάζονται στη σελ. 96 του Τεύχους 7, προκύπτουν μόνο οι συγκεκριμένες 8 περιοχές ανάπτυξης ΑΠΕ.

Πιο συγκεκριμένα οι μελετητές δεν χωροθετούν σωστά τα αιολικά επειδή:

- Η εκτίμηση βασίζεται κατ' αρχήν σε χωροταξικά κριτήρια και όχι στη μέγιστη ενεργειακή απόδοση των εν λόγω μονάδων παραγωγής ή σε ζητήματα διασύνδεσης με το ηλεκτρικό δίκτυο. Αγνοείται δηλαδή το αιολικό δυναμικό.
- Δεν έγινε εφαρμογή των κριτηρίων του ΕΠΧΣΑΑ για τις ΑΠΕ.
- Οι θέσεις εντός των πολυγώνων, στις οποίες κρίθηκε δυνατή η εγκατάσταση της τυπικής ανεμογεννήτριας (Α/Γ) δεν έχουν αξιολογηθεί με βάση το κριτήριο της προσβασιμότητας, που εν γένει αποτελεί σημαντική παράμετρο σχεδίασης νέων αιολικών πάρκων.
- Δεν διερευνήθηκε η απόσταση των εν λόγω σημείων εγκατάστασης Α/Γ από τα υφιστάμενα δίκτυα ΜΤ/ΥΤ, παράμετρος που επηρεάζει σημαντικά το κόστος της επένδυσης.
- Δεν έγινε διερεύνηση για τον απαιτούμενο χώρο κατασκευής των υποσταθμών που απαιτούνται για τη διασύνδεση των αιολικών πάρκων στα υφιστάμενα δίκτυα μεταφοράς και διανομής

και καταλήγουν : «Σημειώνεται φυσικά ότι μετά την άρση των παραπάνω παραδοχών (δες κεφ. 3 δηλ. bullets) η συνολική εν δυνάμει ισχύς Α/Γ προς εγκατάσταση αναμένεται να μειωθεί σε μικρό ποσοστό».

Συνεπώς το σύνολο ισχύος 2.100 MW δεν αποτελεί αξιόπιστο μέγεθος συζήτησης. Η συγκεκριμένη προσέγγιση προσπαθεί να περιορίσει εκ των προτέρων σε συγκεκριμένες θέσεις και επίσης να καταναίμει ισόρροπα στο χώρο και στις τέσσερις περιφερειακές ενότητες της Κρήτης (σελ. 97 τεύχος 7) το τεχνικά και οικονομικά εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό, πράγμα που δεν είναι ορθολογικό από τη σκοπιά των ΑΠΕ ούτε εφικτό.

Δυστυχώς το τμήμα της μελέτης αναθεώρησης του ΠΠΧΣΑΑ Κρήτης που αναφέρεται στην ενέργεια δεν βασίζεται σε τεχνικά, οικονομικά και ρεαλιστικά δεδομένα (βλ. και σελ. 40-42 τεύχος 8).

Τέλος πρέπει να σημειωθεί ότι η Περιφέρεια Κρήτης, ως αποκλειστικά υπεύθυνη για την αδειοδότηση των έργων ΑΠΕ:

1. Θα πρέπει να εξακολουθήσει να δίνει προτεραιότητα στην ανάπτυξη των ΑΠΕ, ιδιαίτερα με τις υφιστάμενες οικονομικές συνθήκες,
2. Θα πρέπει να εξακολουθήσει να τηρεί τις διαδικασίες περιβαλλοντικής αξιολόγησης των ΜΠΕ (όπου περιλαμβάνεται και η φωτορεαλιστική απεικόνιση των Α/Π) και έκδοσης ΕΠΟ,
3. Θα πρέπει να εξακολουθήσει να τηρεί τις κατευθύνσεις του ΕΠΧΣΑΑ στις οποίες περιλαμβάνονται και τα κριτήρια ένταξης αιολικών πάρκων στο τοπίο (Παράρτημα IV) και τέλος
4. Με βάση τα αποτελέσματα του Ενεργειακού Σχεδιασμού Κρήτης θα εξετάσει συνολικά το θέμα των αιολικών, λαμβάνοντας υπ' όψη την περιβαλλοντική θεώρηση της πολλαπλασιαστικής συνέργειας των επιπτώσεων των έργων, όπως αναφέρεται και στην αναθεώρηση του ΠΠΧΣΑΑ (σελ. 41 τεύχος 8).

ΠΠΧΣΑΑ - ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ

1. Οι πρώτες προσπάθειες

Η πρώτη συστηματική διερεύνηση για την ηλεκτροδότηση της Κρήτης από το ηπειρωτικό ηλεκτρικό Σύστημα, με την διασύνδεση αυτής με υποβρύχια καλώδια υψηλής τάσεως, άρχισε στις αρχές της δεκαετίας του 1980, όταν είχε ήδη ολοκληρωθεί η διασύνδεση των Ιόνιων νησιών. Είχε προηγηθεί η διασύνδεση πολλών νησιών με καλώδια μέσης τάσης, από το 1960 και μετέπειτα. Παράλληλα προωθείτο και η διασύνδεση των Κυκλάδων με καλώδια υψηλής τάσης.

Σύμφωνα με την πρακτική που επέβαλαν οι τότε τεχνολογικές δυνατότητες, αλλά και για λόγους οικονομικότητας, οι διασυνδέσεις των νησιών πραγματοποιούνταν έτσι ώστε το υποβρύχιο τμήμα τους να έχει το ελάχιστο δυνατό μήκος, δηλαδή να γεφυρώνει την ελάχιστη θαλάσσια απόσταση μεταξύ του νησιού και της ηπειρωτικής χώρας (ή μεταξύ νησιών), όπου και θα κατέληγαν εναέριες γραμμές. Ακολουθώντας την αρχή αυτή, αρχικά εξετάστηκε η διασύνδεση της Κρήτης να γίνει από το νότιο άκρο της Πελοποννήσου μέχρι το δυτικό άκρο της

Κρήτης, όχι απευθείας αλλά μέσω Κυθήρων και Αντικυθήρων, οπότε μπορούσε να γίνει και χρήση καλωδίων Εναλλασσομένου Ρεύματος 150kV. Όμως η λύση αυτή εγκαταλείφθηκε όταν εξετάστηκαν λεπτομερέστερα οι δυνατές υποβρύχιες διαδρομές των καλωδίων.

Τελικώς η μελέτη του βυθού κατέληγε στο ότι η μάλλον ενδεικνυόμενη διαδρομή ήταν αυτή μεταξύ Μονεμβασιάς – Κρήτης, η οποία είχε μήκος 150km και μέγιστο βάθος 1.100m περίπου. Η διασύνδεση θα ήταν ονομαστικής ισχύος μεταφοράς $2 \times 150 = 300\text{MW}$, σύμφωνα και με την οικονομική μελέτη που είχε προηγηθεί, λόγω δε του σχετικά μεγάλου μήκους του υποβρυχίου τμήματος ήταν επιβεβλημένη η χρήση Συνεχούς Ρεύματος (DC). Συγκεκριμένα η διασύνδεση θα συνίστατο από ένα σταθμό Μετατροπής AC/DC στον Σταθμό Μεγαλόπολης, μια Γραμμή Μεταφοράς μέχρι το νότιο άκρο της Πελοποννήσου (Κάβο Μαλέα ή Μονεμβασιά), υποβρύχια καλώδια με έξοδο αυτών στις Μενιές Κρήτης και εναέρια γραμμή Μεταφοράς μέχρι τα Λινοπεράματα, όπου θα εγκαθίστατο και ο Μετατροπές DC/AC.

Όμως από την Γενική Διεύθυνση Παραγωγής της ΔΕΗ προτάθηκε η επανεξέταση των χαρακτηριστικών της διασύνδεσης, στα πλαίσια της γενικότερης ανάπτυξης του Διασυνδεδεμένου Συστήματος, και ειδικότερα το εάν θα ήταν προτιμότερο να διπλασιαστεί η ικανότητα μεταφοράς της διασύνδεσης, ήτοι συγκεκριμένα να γίνει με καλώδια $2 \times 300\text{MW} = 600\text{MW}$ αντί $2 \times 150 = 300\text{MW}$. Η διαφωνία συνίστατο στο ότι (με δεδομένα του 1995) η διασύνδεση $2 \times 300 = 600\text{MW}$ θα κάλυπτε το 97% περίπου των αναγκών της Κρήτης, ενώ η διασύνδεση $2 \times 150 = 300\text{MW}$ μόνο το 71%, οπότε και θα απαιτείτο η συνεχής λειτουργία των τοπικών σταθμών, αντί της λειτουργίας μόνο για τεχνικούς λόγους, πράγμα το οποίο η τότε τεχνολογία επέβαλε, καθώς και για λόγους εφεδρείας. Η διαφωνία μεταφέρθηκε και σε πολιτικό επίπεδο και ατυχώς οδήγησε στην ματαιώση του έργου, μετά και την πολιτική μεταβολή του 1989.

Αντίθετα η κατασκευή της διασύνδεσης των Κυκλάδων προχώρησε. Ακολουθώντας τον κανόνα του ελάχιστου υποβρυχίου τμήματος, προβλεπόταν να γίνει από το νότιο άκρο της Εύβοιας έως την Άνδρο, με καλώδια Εναλλασσομένου Ρεύματος (EP) 150kV, λόγω του μικρού μήκους αυτών. Ακολούθως προβλεπόταν η κατασκευή εναέριας γραμμής 150kV κατά μήκος της Άνδρου και Υ/Σ 150/20kV επί αυτής, υποβρύχιο τμήμα Άνδρου – Τήνου και εναέρια γραμμή κατά μήκος της Τήνου μέχρι το νότιο άκρο αυτής, όπου θα κατασκευάζονταν Υ/Σ 150/66kV, τέλος δε με εναέρια γραμμές και υποβρύχια τμήματα καλωδίων 66kV θα συνδέονταν τα νησιά Μύκονος και Σύρος. Σε επόμενη φάση θα διασυνδέονταν και η Νάξος – Πάρος με επέκταση από την Μύκονο, ενώ θα δημιουργείτο και νέος σταθμός στην Νάξο.

Όμως η κατασκευή του έργου συνάντησε απαρχής μεγάλες αντιδράσεις των κατοίκων και τελικά δεν ολοκληρώθηκε. Συγκεκριμένα ποντίστηκαν τα υποβρύχια καλώδια 150kV Εύβοια

– Άνδρος και Άνδρος – Τήνος καθώς και τα Τήνος – Μύκονος και Τήνος – Σύρος, όπως επίσης (μετά από πολλές διαμαρτυρίες) κατασκευάστηκε και η εναέρια γραμμή 150kV κατά μήκος της Άνδρου. Όμως οι εναέρια γραμμές επί της Τήνου κατέστη αδύνατο να κατασκευαστούν, λόγω προσφυγών των κατοίκων και τελεσίδικης δικαστικής απόφασης του Συμβουλίου της Επικρατείας, στην οποία κατέληξε η αντιδικία της ΔΕΗ και των κατοίκων των νησιών, η οποία κράτησε μια δεκαετία και πλέον.

2. Τεχνολογία και δυνατότητες των υποβρύχιων διασυνδέσεων

Για λόγους οικονομικότητας στις διασυνδέσεις Υψηλής Τάσης (ΥΤ ή HV) είναι προτιμητέα η τεχνολογία Εναλλασσομένου Ρεύματος (ΕΡ ή AC) αντί Συνεχούς Ρεύματος (ΣΡ ή DC), δεδομένου ότι αποφεύγονται οι Σταθμοί Μετατροπής στα δύο άκρα σύνδεσης με τα δίκτυα. Όμως η χρήση της δεύτερης είναι υποχρεωτική για τεχνικούς λόγους όταν το μήκος και η ισχύς της διασύνδεσης υπερβαίνουν ορισμένα όρια. Επίσης, όταν από την τοπογραφία αποκλείεται το να υπάρχει η δυνατότητα σχηματισμού βρόχου του δικτύου ώστε το νησί να τροφοδοτείται από δύο πλευρές, δηλαδή όταν το δίκτυο δεν μπορεί παρά να είναι «ακτινικό», αποκτά ιδιαίτερη σημασία για την εξασφάλιση της συνέχειας της ηλεκτροδότησης του νησιού το εάν στο δίκτυο αυτό θα περιλαμβάνονται εναέρια τμήματα, καθώς και το μήκος αυτών. Αυτό διότι τα εναέρια δίκτυα υπόκεινται σε καιρικές επιδράσεις (π.χ. κεραυνοί, καθαλατώσεις), σε αντίθεση με τα υποβρύχια τμήματα, τα οποία έχουν βέβαια μεγάλο χρόνο αποκατάστασης σε περίπτωση βλάβης. Όμως το μειονέκτημα αυτό αντισταθμίζεται με την πρόβλεψη δύο ανεξάρτητων κυκλωμάτων υποβρυχίων καλωδίων, ώστε όταν το ένα υφίσταται βλάβη να λειτουργεί η διασύνδεση με μέγιστη ικανότητα ίση με το 50% της πλήρους, η οποία συχνά επαρκεί για την εξασφάλιση της ηλεκτροδότησης του νησιού μέχρι την επισκευή της βλάβης του καλωδίου. Επιπλέον προκειμένου να αποφεύγονται βλάβες λόγω εξωτερικών αιτιών κοντά στις ακτές (π.χ. από τράτες), τα καλώδια θάβονται στο βυθό μέχρι να φθάσουν σε ορισμένο βάθος από την επιφάνεια της θάλασσας.

Η τεχνολογία των υποβρύχιων διασυνδέσεων Υψηλής Τάσεως (ΥΤ), γενικά και ειδικότερα των Συνεχούς Ρεύματος (ΣΡ), παρουσίασε ραγδαία εξέλιξη κατά τα τελευταία 15 χρόνια, και όσον αφορά στα καλώδια (χρήση πλαστικών μονώσεων αντί εμποτισμένου χαρτιού) αλλά ιδίως όσον αφορά στους Μετατροπείς ΕΡ/ΣΡ και ΣΡ/ΕΡ, που εγκαθίστανται στα δύο άκρα. Η εφαρμογή της τεχνολογίας των ηλεκτρονικών ισχύος, όχι μόνον έχει αυξήσει την αξιοπιστία των Μετατροπέων αλλά επιτρέπει τον πλήρη έλεγχο και ρύθμιση της ροής ισχύος και συχνότητας.

Η εξέλιξη αυτή έδωσε πολλές νέες δυνατότητες για την κατασκευή των διασυνδέσεων και στη χώρα μας, όπως αναφέρεται στη συνέχεια.

3. Οι νέες εξελίξεις στην διασύνδεση των νησιών στη χώρα μας.

1. Με αφορμή το αδιέξοδο που είχε δημιουργηθεί όταν η ολομέλεια του Συμβουλίου της Επικράτειας απαγόρευσε την κατασκευή εναέριων γραμμών υψηλής τάσης επί των νησιών Τήνου, Μυκόνου και Σύρου, η ΡΑΕ ανέθεσε (2003) στο ΕΜΠ την εξέταση της δυνατότητας διασύνδεσης αυτών χωρία να παραβιάζονται οι τιθέμενοι από τις δικαστικές αποφάσεις περιορισμοί, καθώς και οι αντιδράσεις των κατοίκων. Το ΕΜΠ αξιοποιώντας τις δυνατότητες που δίνουν οι νέες τεχνολογίες, πρότεινε λύση που έγινε αποδεκτή από τους κατοίκους, ακριβώς όμοια προς αυτή που σήμερα βρίσκεται υπό κατασκευή. Συνίσταται δε στην απευθείας σύνδεση της Σύρου με το Λαύριο με υποβρύχια καλώδια, εκείθεν δε των λοιπών νησιών (Μυκόνου, Τήνου, Πάρου και Νάξου) επίσης με απευθείας συνδέσεις και έξοδο των υποβρυχίων καλωδίων στα σημεία όπου υφίστανται σήμερα οι πετρελαϊκοί σταθμοί παραγωγής της ΔΕΗ. Στα σημεία αυτά κατασκευάζονται Υποσταθμοί (Υ/Σ) που αντικαθιστούν τους σταθμούς. Έτσι αποφεύγεται η κατασκευή εναέριων γραμμών ΥΤ επί των νησιών, ενώ τα ίδια απαλλάσσονται από τους ρυπογόνους σταθμούς και παρέχεται η δυνατότητα πλήρους αξιοποίησης των τοπικών ΑΠΕ για την κατά προτεραιότητα ηλεκτροδότησή τους.

Σημειωτέον ότι η συνέχεια της ηλεκτροδότησης των νησιών είναι εξασφαλισμένη, αφού υπάρχουν πάντοτε δύο ανεξάρτητα καλώδια, εκτός αν ηλεκτροδοτούνται από δύο πλευρές.

2. Στη συνέχεια (2005) η ΡΑΕ ανέθεσε στο ΕΜΠ την εκπόνηση παρόμοιας μελέτης προκειμένου να εξεταστεί η τεχνική δυνατότητα και η οικονομικότητα διασύνδεσης με το ηπειρωτικό Σύστημα των κατά το δυνατόν περισσότερων από τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) του Αιγαίου. Το αποτέλεσμα της μελέτης που παρέδωσε το ΕΜΠ το 2008 στη ΡΑΕ ήταν ότι η διασύνδεση όλων των ΜΔΝ, μεταξύ των πρώτων βέβαια και της Κρήτης, είναι όχι μόνο τεχνικά εφικτή αλλά και οικονομικά συμφέρουσα.

Ειδικότερα προτεινόταν η ανάπτυξη ενός «ολοκληρωμένου υποβρυχίου δικτύου Μεταφοράς του Αιγαίου», το οποίο βέβαια θα αναπτυσσόταν σταδιακά και σύμφωνα με ειδικότερες ανά περίπτωση μελέτες, όσον αφορά στην διαμόρφωση των επιμέρους τμημάτων του. Προέκυπτε ακόμη ότι γενικά υπάρχει όφελος από την αύξηση της δυνατότητας αξιοποίησης των τοπικών ΑΠΕ λόγω της διασύνδεσης των νησιών. Το όριο της διείσδυσης αυτών προτεινόταν ότι θα πρέπει να καθορίζεται με άλλα κριτήρια, κυρίως ανάλογα με τις επιπτώσεις στο περιβάλλον, δηλαδή ανάλογα με την «φέρουσα ικανότητα εγκατάστασης ΑΠΕ» κάθε νησιού.

3. Το 2010, σύμφωνα και με τον Ν. 3581/2010, ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς (ΔΕΣΜΗΕ), λαμβάνοντας υπόψη και τα προηγούμενα, εκπόνησε μελέτη για τον «*Στρατηγικό Σχεδιασμό Διασυνδέσεων των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών*», σε συνδυασμό με την γενικότερη ανάπτυξη του ηπειρωτικού Συστήματος, και παράλληλα υπέβαλλε προτάσεις για την υλοποίηση του σχεδιασμού αυτού. Ο σχεδιασμός στόχευε στον μέγιστο δυνατό περιορισμό της χρήσης πετρελαίου για την ηλεκτροπαραγωγή στα νησιά με την αξιοποίηση των τοπικών ΑΠΕ, λαμβανομένων υπόψη και των Αδειών Παραγωγής που είχαν χορηγηθεί ή και απλώς υποβληθεί στη ΡΑΕ. Ειδικότερα για την Κρήτη, δεδομένου ότι έπρεπε να ληφθούν αποφάσεις όσον αφορά στην ανάπτυξη του ηλεκτρικού της συστήματός της στο άμεσο μέλλον, το θέμα της ηλεκτροδότησής της εξετάστηκε από ειδική *Ομάδα Εργασίας* στην οποία εκτός του ΔΕΣΜΗΕ μετείχαν και εκπρόσωποι της ΔΕΗ και της ΡΑΕ.

Στη νέα αυτή μελέτη έγινε αναλυτική οικονομικοτεχνική σύγκριση αφενός της αυτόνομης ανάπτυξης, με Πετρέλαιο ή Φυσικό Αέριο, και αφετέρου με Διασύνδεση. Όπως και κατά τις προηγούμενες μελέτες διαπιστώθηκε ότι σε κάθε περίπτωση η Διασύνδεση αποτελεί την οικονομικότερη λύση. Όσον αφορά στον τρόπο με τον οποίο προτεινόταν να πραγματοποιηθεί η Διασύνδεση, θεωρήθηκαν πέντε διαφορετικά «Σενάρια», χαρακτηριζόμενα από το μέγεθος των καλωδίων και το σημείο σύνδεσης στο ηπειρωτικό Σύστημα, ήτοι στη Μεγαλόπολη, όπως η παλαιά πρόταση της ΔΕΗ, ή απευθείας σε Κέντρο Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ) του δικτύου 400kV της Αττικής (ΚΥΤ Κουμουνδούρου).

Προκειμένου να εξασφαλίζεται κατά αξιόπιστο τρόπο η ηλεκτροδότηση της Κρήτης κατά την διάρκεια της επόμενης 25ετίας, εξετάστηκαν διάφοροι συνδυασμοί διαμόρφωσης της Διασύνδεσης. Προκειμένου να εξασφαλίζεται η ηλεκτροδότηση ακόμη και σε όλως ακραίες καταστάσεις, θεωρήθηκε ότι είναι αναγκαία η διατήρηση εφεδρικής συμβατικής ισχύος παραγωγής στην Κρήτη (με πετρέλαιο), ακόμη και όταν η διασύνδεση επαρκεί για την κατά 100% ηλεκτροδότηση της Κρήτης. Η εφεδρική αυτή ισχύς θα προέρχονταν αρχικά από τις υφιστάμενες εγκαταστάσεις αλλά θα προσαρμόζονταν κατάλληλα χρονικά με νέες εγκαταστάσεις σε Κορακιά, προκειμένου να καταργηθούν σταδιακά οι ΘΗΣ Λινοπεραμάτων και Ξυλοκαμάρας.

4. Προκειμένου να σταθμιστούν τα υπέρ και κατά της βασικής επιλογής διασύνδεσης από Μεγαλόπολη ή από ΚΥΤ Αττικής τα βασικά κριτήρια που θα πρέπει να ληφθούν υπόψη είναι:

(α) Η αξιοπιστία του σημείου σύνδεσης στο ηπειρωτικό Σύστημα, δηλαδή η ασφάλεια μη διακοπής της ηλεκτροδότησης αυτού και η ικανότητα παροχής ή απορρόφησης της ισχύος της Διασύνδεσης, υπό οποιεσδήποτε συνθήκες και χρόνο.

(β) Η αξιοπιστία του δικτύου της Διασύνδεσης, δηλαδή η πιθανότητα να μην είναι διαθέσιμη (λόγω βλάβης ή άλλους λόγους), η συχνότητα με την οποία αυτό μπορεί να συμβεί και ο χρόνος επαναφοράς της στην ομαλή λειτουργία, σε συνδυασμό με την τυχόν διατιθέμενη συμβατική τοπική παραγωγή στο νησί και τον βαθμό ετοιμότητας θέσεως αυτής σε λειτουργία.

(γ) Η ικανότητα μεταφοράς της διασύνδεσης όσον αφορά στην απρόσκοπτη αξιοποίηση των ΑΠΕ του νησιού.

(δ) Το κόστος, της εγκατάστασης και λειτουργίας της Διασύνδεσης, σε συνδυασμό με το κόστος διατήρησης εφεδρικής τοπικής παραγωγής, σε όλη την θεωρούμενη περίοδο των 25 ετών.

Με βάση τα παραπάνω προκύπτουν τα εξής:

1) Η Διασύνδεση με σύνδεση στο Σύστημα σε ΚΥΤ της Αττικής είναι μεν δαπανηρότερη, δηλαδή μειονεκτεί ως προς το κριτήριο (δ), υπερέχει όμως σαφώς ως προς το κριτήριο (α), αλλά και ως προς το (β), δεδομένου ότι η Διασύνδεση με σύνδεση στον ΘΗΣ Μεγαλόπολης θα περιλαμβάνει εναέρια τμήματα, τα οποία επηρεάζονται από εξωτερικές συνθήκες (κεραυνοί, καθαλατώσεις κλπ).

Ειδικότερα δε πρέπει να επισημανθούν οι μεγάλες δυσχέρειες από την κατασκευή εναέριων γραμμών ΥΤ, όπως προβλέπει η Διασύνδεση από Μεγαλόπολη, ιδιαίτερα όταν αυτές διέρχονται από περιοχές με ιδιαίτερες περιβαλλοντικές ευαισθησίες, όπως είναι κατεξοχήν τα νησιά του Αιγαίου. Η πράξη έχει αποδείξει ότι συχνά οδηγούν σε διαμάχες με τους κατοίκους που εκτός από καθυστερήσεις (δικαστικές προσφυγές κλπ) οδηγούν ενίοτε και στην ματαίωση της κατασκευής τους.

2) Εφόσον εξασφαλίζεται ότι η συντήρηση τμημάτων της Διασύνδεσης δεν συνεπάγεται περιορισμό στην ικανότητα μεταφοράς αυτής, τότε στο νησί μπορεί να διατηρείται μόνο εφεδρική ισχύς σε κατάσταση «ψυχρής εφεδρείας», η οποία να καλύπτει την εξαιρετικά ακραία περίπτωση βλάβης και των δύο καλωδίων, που βέβαια ποντίζονται σε μεγάλη μεταξύ τους απόσταση ώστε να μπορούν να επισκευάζονται ανεξάρτητα. Αυτό π.χ. μπορεί να συμβεί στην ακραία περίπτωση μεγάλων κατολισθήσεων σε περίπτωση πολύ μεγάλου σεισμού, ή απώλειας του συνόλου του Σταθμού Μετατροπής, στον οποίον σημειωτέον όλα τα κύρια στοιχεία προβλέπεται να είναι διπλά, λόγω ταυτόχρονης βλάβης δύο εξ' αυτών, ή τέλος απώλειας ολόκληρου του ΚΥΤ, πράγμα επίσης εξαιρετικά ακραίο.

Η προταθείσα διασύνδεση Αττική – Κορακιά 2x500MW, ικανοποιούσε όλες τις παραπάνω απαιτήσεις.

3) Εφόσον η διασύνδεση περιλαμβάνει εναέρια τμήματα, όπως στην περίπτωση διασύνδεσης από Μεγαλόπολη, η πιθανότητα έστω ολιγόχρονων διακοπών είναι σχετικά μεγάλη και συνεπώς για την αποφυγή αντίστοιχων διακοπών ολόκληρης ή μεγάλων τμημάτων

της Κρήτης απαιτείται η συνεχής παράλληλη λειτουργία συμβατικής τοπικής παραγωγής σημαντικής ισχύος. Είναι όμως προφανές ότι η διατήρηση ικανής παραγωγής στο νησί για λόγους αποφυγής διακοπών, αναιρεί τα βασικά πλεονεκτήματα της διασύνδεσης από την παύση της λειτουργίας των ρυπογόνων σταθμών παραγωγής.¹³

Συμπερασματικά:

Με δεδομένο ότι οι ενεργειακές ανάγκες στην Κρήτη αλλά και οι τεχνολογικές εξελίξεις στον τομέα των ΑΠΕ δεν είναι δυνατόν να προκαθοριστούν με ακρίβεια, κρίνεται ότι για την απρόσκοπτη ηλεκτροδότηση του νησιού προσφέρεται η κατασκευή της απευθείας Διασύνδεσης Αττική – Κορακιά 2x500MW, με την χρήση της σύγχρονης τεχνολογίας, όπως έχει προγραμματιστεί και μπορεί να υλοποιηθεί πριν από το 2020. Αυτό κυρίως διότι δεν απαιτεί την κατασκευή εναέριων γραμμών ΥΤ, των οποίων η κατασκευή, όπως προαναφέρθηκε, είναι προβληματική και αβέβαιη.

Κρίνεται επίσης σημαντικό το γεγονός ότι η όπως σήμερα αυτόνομη ηλεκτροδότηση του νησιού δεν επιτρέπει ουσιαστικά την περεταίρω αύξηση των εγκαταστάσεων ΑΠΕ (Ανεμογεννητριών και Φωτοβολταϊκών), διότι η επιτρεπόμενη διείσδυση αυτών έχει σχεδόν φθάσει στα όριά της. Η αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ θα είναι στο άμεσο μέλλον επιτρεπτή μόνο εφόσον συνδέεται με την δημιουργία Υβριδικών Σταθμών με αντλησιοταμίευση ή την εγκατάσταση Ηλιοθερμικών με αποθήκευση. Δηλαδή παρεμποδίζεται η απρόσκοπτη αξιοποίηση του εξαιρετού δυναμικού των ΑΠΕ του νησιού.

Αντίθετα με την απευθείας διασύνδεση της Κρήτης, όπως έχει ήδη δρομολογηθεί το νησί σύντομα (μέχρι το 2000) απαλλάσσεται από την λειτουργία των ρυπογόνων σταθμών, ενώ παράλληλα καθίσταται δυνατή η απρόσκοπτη ανάπτυξη των ΑΠΕ του νησιού, σύμφωνα με τους ρυθμούς και τους κανόνες που ορίζουν οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί και η τεχνολογική πρόοδος των ΑΠΕ. Η ανάπτυξη αυτή μπορεί να γίνει με βάση ένα Μακροχρόνιο Προγραμματισμό Ανάπτυξης που θα καταρτίσει η Περιφέρεια Κρήτης σε συνεργασία με τη ΡΑΕ. Για λόγους πλήρους εξασφάλισης της ηλεκτροδότησης του νησιού είναι σκόπιμο να παραμείνουν σε «ψυχρή εφεδρεία» (δηλαδή να λειτουργούν μόνο σε εξαιρετικές και πολύ

13. Σημειώνεται ότι, η διατήρηση ικανής παραγωγής και από τις δύο πλευρές της Διασύνδεσης ήταν απαραίτητη για την λειτουργία των Μετατροπέων παλιάς τεχνολογίας, όπως π.χ. είναι και αυτά της διασύνδεσης Ελλάδα – Ιταλίας. Αντίθετα με την χρήση των νέων τεχνολογιών αρκεί η ύπαρξη παραγωγής μόνο από την μία πλευρά. Σημειώνεται επίσης ότι η κατασκευή μιας δεύτερης συμπληρωματικής Διασύνδεσης 2x350MW από την Μεγαλόπολη, με έξοδο κοντά στα Χανιά, 10-15 χρόνια μετά την θέση σε λειτουργία της κύριας Διασύνδεσης Αττική – Κορακιά 2x500MW, είχε περιληφθεί στις προτάσεις του ΔΕΣΜΗΕ ως εναλλακτική λύση σε περίπτωση πολύ μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ, οπότε θα μπορούσε να περιοριστεί η σε ψυχρή εφεδρεία τοπική παραγωγή.

σπάνιες περιπτώσεις) ορισμένες από τις υφιστάμενες τοπικές μονάδες παραγωγής, οι οποίες θα περιορίζονται σταδιακά στον Αθρινόλακο και στην Κορακιά, ώστε να καταργηθούν οι ΘΗΣ Λινοπεραμάτων και Ξυλοκαμάρας. Παράλληλα παύει σχετικά σύντομα η απαράδεκτη κατάσταση του αυξημένου κόστους παραγωγής στην Κρήτη.

2. ΙΣΧΥΟΝ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΚΑΙ ΕΘΝΙΚΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ – ΔΕΣΜΕΥΣΕΙΣ ΚΑΙ ΣΤΟΧΟΙ ΒΙΩΣΙΜΗΣ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

Η παρούσα μελέτη βασίζεται στο ευρωπαϊκό θεσμικό πλαίσιο που καθορίζει τις κατευθύνσεις ενεργειακής πολιτικής και τους στόχους που πρέπει να επιτευχθούν, αλλά και στην εξειδίκευση της εθνικής ενεργειακής πολιτικής μέσω του εναρμονιζόμενου θεσμικού και κανονιστικού πλαισίου. Επιπλέον λαμβάνονται υπ' όψιν και οι κατευθύνσεις που δίνονται σε περιφερειακό επίπεδο για μια πιο εξειδικευμένη αντιμετώπιση των ενεργειακών θεμάτων που αντιμετωπίζει η Κρήτη.

Το 2008 η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πρότεινε δεσμευτική νομοθεσία για την υλοποίηση των στόχων του «20-20-20» η οποία στη συνέχεια συμφωνήθηκε από το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και υιοθετήθηκε από το Συμβούλιο με τη μορφή Οδηγιών και Κανονισμών το 2009.

Η δέσμη κατά βάση αποτελείται από πέντε νομοθετικά πλαίσια, συμπληρωματικά μεταξύ τους:

1. Αναθεώρηση του μηχανισμού εμπορίας αδειών εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα (ETS), στις οποίες είναι υπόχρεες οι μεγάλες εγκαταστάσεις καύσης (ηλεκτροπαραγωγή, ενεργοβόρος βιομηχανία κ.ά. Οδηγία 2009/29/ΕΚ)
2. Δεσμευτικό όριο εκπομπών για το 2020, για κάθε χώρα-μέλος για τους τομείς που δεν είναι υπόχρεοι αγοράς δικαιωμάτων εκπομπής (Απόφαση ΕΕ Νο 406/2009/ΕΚ)
3. Δεσμευτικοί εθνικοί στόχοι για προώθηση των ΑΠΕ (Οδηγία 2009/28/ΕΚ), οι οποίοι θα οδηγήσουν σε μερίδιο των ΑΠΕ στην παραγωγή ενέργειας στην Ευρώπη 20% μέχρι το 2020
4. Νομοθετικό πλαίσιο (Οδηγία 2009/31/ΕΚ και Κανονισμοί 1233/2010 και 663/2009) για την προώθηση της ανάπτυξης και ασφαλούς χρήσης τεχνολογιών δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα (CCS). Προβλέπεται η λειτουργία 12 μονάδων σε δοκιμαστική βάση με τεχνολογίες CCS το 2015, με απώτερο στόχο οι εν λόγω τεχνολογίες να είναι διαθέσιμες στην αγορά το 2020
5. Μέτρα (Οδηγίες και Κανονισμοί) για την βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας σε όλους τους τομείς της κατανάλωσης ενέργειας, χωρίς όμως δεσμευτικό στόχο σχετικά με τη μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης το 2020.

Στις Οδηγίες και Κανονισμούς για την βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας περιλαμβάνονται τα εξής:

- Η Οδηγία 2002/91/ΕΚ για την ενεργειακή απόδοση των κτιρίων η οποία εφαρμόζει ελάχιστες απαιτήσεις ενεργειακής απόδοσης για νέα και υφιστάμενα κτίρια, μεριμνά για την πιστοποίηση της ενεργειακής απόδοσης των κτιρίων και επιβάλλει την τακτική επιθεώρηση λεβήτων και εγκαταστάσεων κλιματισμού στα κτίρια. Η Οδηγία αυτή τροποποιήθηκε και ενισχύθηκε με την 2010/31/ΕΕ σύμφωνα με την οποία, τα νέα κτίρια μετά το 2020 θα

πρέπει σταδιακά να είναι «μηδενικών εκπομπών», δηλαδή να ιδιο-παράγουν ενέργεια τουλάχιστον ίση με αυτή που καταναλώνουν.

- Η Οδηγία 2012/27/EK, για την ενεργειακή απόδοση, την τροποποίηση των Οδηγιών 2009/125/EK και 2010/30/EK και την κατάργηση των Οδηγιών 2004/8/EK και 2006/32/EK, η οποία θέτει το πλαίσιο για εφαρμογή μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας με σκοπό την επίτευξη ενδεικτικού εθνικού στόχου εξοικονόμησης ενέργειας για το 2020, στο πλαίσιο του οποίου ο Δημόσιος Τομέας θα πρέπει να διαδραματίσει παραδειγματικό ρόλο όσον αφορά στα μέτρα που λαμβάνονται για βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης στα διάφορα Τμήματα και Υπηρεσίες του αλλά και στην ετήσια ανακαίνιση, από 1.1.2014, του 3% της θερμαινόμενης επιφανείας των ιδιόκτητων και καταλαμβανόμενων από την κεντρική διοίκηση κτιρίων..
- Η Οδηγία 2010/30/ΕΕ για τη σήμανση των συσκευών και οι Κανονισμοί για τις συσκευές γραφείου (2422/2001), ελαστικών (1222/2009), πλυντηρίων πιάτων (1059/2010), πλυντηρίων ρούχων (1061/2010), τηλεοράσεων (1062/2010) και ψυγείων (1060/2010).

Επιπλέον έχουν σημαντική επίδραση στον ενεργειακό τομέα Ευρωπαϊκές νομοθεσίες για το περιβάλλον, όπως:

- Η Οδηγία 2008/50/EK για την ποιότητα του αέρα η οποία θέτει ανώτατα όρια για τους ρύπους όξινης βροχής (SO₂, NO_x), τα σωματίδια (PM), το υποξείδιο του αζώτου, το μονοξείδιο του άνθρακα και τους αέριους υδρογονάνθρακες.
- Η Οδηγία 2008/1/EK για την ολοκληρωμένη προστασία και έλεγχο της ρύπανσης η οποία θεσπίζει και την υποχρέωση εφαρμογής των βέλτιστων διαθέσιμων τεχνολογιών.
- Οι Οδηγίες 2001/80/EK και 94/66/EK για τα όρια εκπομπών από μεγάλες εγκαταστάσεις καύσης.
- Η Οδηγία 2000/76/EK για την καύση αποβλήτων.
- Οι Οδηγίες 94/63/EK και 1999/13/EK για τον περιορισμό των αέριων υδρογονανθράκων από τη χημική και πετρελαϊκή βιομηχανία.
- Η Οδηγία 1999/32/EK για την περιεκτικότητα σε θείο των υγρών καυσίμων.
- Η Οδηγία 2001/81/EK για τα ανώτατα όρια εκπομπών σε εθνικό επίπεδο.

- Η νομοθεσία για την ποιότητα των καυσίμων που χρησιμοποιούνται στα οχήματα των οδικών μεταφορών, των πλοίων και αεροπλάνων.

Σχετικά με τις πολιτικές της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την μείωση των εκπομπών από τις μεταφορές, το 2007 προτάθηκε και υιοθετήθηκε κανονισμός από την ΕΕ (πρόταση COM (2007)/856) για τη μείωση των εκπομπών από τα ελαφρά οχήματα (αυτοκίνητα και μικρά φορτηγά τύπου βαν), η οποία προβλέπει για το 2012 μέσες εκπομπές CO₂ από τα νέα οχήματα 120γρ. ανά χλμ., δηλαδή μείωση των εκπομπών κατά 25% σε σχέση με το 2006. Η στρατηγική στοχεύει να μειώσει τις εκπομπές τόσο από την πλευρά της παραγωγής όσο και από την πλευρά της κατανάλωσης.

Επιπλέον, προς την πλευρά της παραγωγής οχημάτων, η Ευρωπαϊκή Ένωση προβλέπει θέσπιση νομοθεσίας η οποία θα δίνει κίνητρα στους κατασκευαστές τόσο για την μείωση των εκπομπών από νέα οχήματα όσο και για τη βελτίωση της αποδοτικότητας εξαρτημάτων των οχημάτων τα οποία συμβάλλουν σημαντικά στην αυξημένη κατανάλωση καυσίμων, όπως τα συστήματα κλιματισμού, τα ειδικά λάστιχα κ.α. Παράλληλα, μέσω της επιβολής ειδικών φόρων ή απαλλαγών, δίδονται κίνητρα στους καταναλωτές για αγορά αποδοτικών οχημάτων ώστε να επιτευχθεί εξοικονόμηση ενέργειας και μείωση εκπομπών.

Τον Απρίλιο του 2009 (κανονισμός αρ. 443/2009) ορίστηκε η μέση τιμή των εκπομπών από καινούργια επιβατικά αυτοκίνητα στα 130γρ. CO₂ ανά χλμ., τιμή η οποία επιτυγχάνεται μέσω βελτίωσης της τεχνολογίας των κινητήρων των οχημάτων. Μετά το 2020, ο κανονισμός προβλέπει να μειωθεί η τιμή αυτή στα 95γρ. CO₂ ανά χλμ. Από το 2020, ο στόχος για τον νέο στόλο οχημάτων είναι μέσος όρος εκπομπών 95g CO₂ ανά km.

Σχετικά με την ποιότητα καυσίμων η Οδηγία 2009/30/EK θεσπίζει προδιαγραφές για τα καύσιμα βενζίνη, ντίζελ και μαζούτ στις οδικές μεταφορές, καθώς και στόχους μείωσης της ανθρακικής τους έντασης (δηλαδή των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου ανά μονάδα ενέργειας) κατά 10% μέχρι το 2020 (με ενδιάμεσους στόχους για το 2014 και το 2017).

Για την επίτευξη των στόχων αυτών είναι δυνατόν να συνδυασθούν διάφορες δράσεις, και κυρίως η μείωση της ανθρακικής έντασης των καυσίμων τουλάχιστον κατά 6% το 2020 μέσω της χρήσης βιοκαυσίμων υπό την προϋπόθεση ότι η παραγωγή βιοκαυσίμων είναι περιβαλλοντικά βιώσιμη, η οποία καθορίζεται από την απαίτηση η εκπομπή αερίων θερμοκηπίου σε όλη τον κύκλο παραγωγής τους να είναι μικρότερη κατά 35% από τις εκπομπές των υποκαθιστάμενων καυσίμων (το όριο αυτό ανέρχεται σε 60% μετά το 2018).

Η πολιτική αυτή ενισχύει την προηγούμενη Οδηγία 2003/30/EK για τα βιοκαύσιμα, η χρήση των οποίων ενισχύεται και προδιαγράφεται και μέσω της Οδηγίας για τις ΑΠΕ (2009/28/EK).

Για τον χρονικό ορίζοντα πέραν του 2020, εκπονούνται διεθνώς πολλές μελέτες σχετικά με τους τρόπους με τους οποίους ο ενεργειακός τομέας θα μειώσει δραστικά τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα ώστε η αυξητική πορεία της συσσώρευσής του στην ατμόσφαιρα να καμφθεί και έτσι να μετριασθούν οι κίνδυνοι υπερθέρμανσης του πλανήτη. Για το σκοπό αυτό η Διακυβερνητική Σύνοδος του ΟΗΕ στην Κοπεγχάγη έθεσε στόχο την αποφυγή αύξησης της θερμοκρασίας της γης πέραν των 2 βαθμών Κελσίου μέχρι το 2100.

Για τη επίτευξη του στόχου αυτού στις χώρες του ΟΟΣΑ εκπονήθηκαν σχέδια μείωσης των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα της τάξης του 80% το 2050 συγκριτικά με τα επίπεδα εκπομπών του 1990. Η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει επίσης υιοθετήσει παρόμοιο στόχο και έδωσε στη δημοσιότητα Οδικό Χάρτη σχετικά με τον τρόπο με τον οποίο το ενεργειακό σύστημα της Ευρωπαϊκής Ένωσης θα επιτύχει τη φιλόδοξη αυτή μείωση των εκπομπών μέχρι το 2050.

Η παραπάνω νομοθεσία αποτυπώθηκε τόσο στα σενάρια αναφοράς όσο και στα σενάρια εξηλεκτρισμού και δραστηκής προώθησης φυσικού αερίου. Σχετικά με τις οδηγίες για την ενεργειακή αποδοτικότητα γίνεται υπόθεση σταδιακής εφαρμογής τους.

Σε εθνικό επίπεδο βασικά εργαλεία για την επίτευξη των συγκεκριμένων στόχων αποτελούν ο Ν. 4001/2011 για τη «Λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις» (εναρμόνιση Οδηγιών 2009/72/ΕΚ και 2009/73/ΕΚ), το Εθνικό Σχέδιο Δράσης και ο Ν. 3851/2010 για τις ΑΠΕ **Η μελλοντική εικόνα του ενεργειακού συστήματος της Χώρας όπως προκύπτει από τα δύο σενάρια νέων ενεργειακών πολιτικών που αναλύονται στην Έκθεση του Εθνικού Ενεργειακού Σχεδιασμού (3/2012) μπορεί να συνοψισθεί ως εξής:**

- Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 60%-70% έως το 2050 σε σχέση με το 2005.
- Ποσοστό 85%-100% ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, με την αξιοποίηση όλων των εμπορικά ώριμων τεχνολογιών.
- Σταθεροποίηση της ενεργειακής κατανάλωσης λόγω των μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας.
- Σχετική αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας λόγω εξηλεκτρισμού των μεταφορών και μεγαλύτερης χρήσης αντλιών θερμότητας στον οικιακό και τριτογενή τομέα.
- Σημαντική μείωση της κατανάλωσης πετρελαιοειδών.
- Αύξηση της χρήσης βιοκαυσίμων στο σύνολο των μεταφορών στο επίπεδο του 34% - 39% μέχρι το 2050.

- Κυρίαρχο μερίδιο του ηλεκτρισμού στις επιβατικές μεταφορές μικρής απόστασης (42%) και σημαντική αύξηση του μεριδίου των μέσων σταθερής τροχιάς τόσο στις επιβατικές (13%) όσο και εμπορευματικές μεταφορές (18%).
- Συνολική διείσδυση ΑΠΕ σε ποσοστό 60%-70% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας μέχρι το 2050.
- Σημαντικά βελτιωμένη ενεργειακή απόδοση για το σύνολο του κτιριακού αποθέματος.
- Μεγάλη διείσδυση των εφαρμογών ΑΠΕ στον κτιριακό τομέα.
- Ανάπτυξη μονάδων διεσπαρμένης παραγωγής και έξυπνων δικτύων.

Για την Κρήτη συγκεκριμένα υπάρχουν οι «ΚΑΤΕΥΘΥΝΣΕΙΣ ΑΝΑΠΤΥΞΙΑΚΗΣ ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗΣ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ ΚΡΗΤΗΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΥ 2014-2020» (4/2013) στις οποίες περιλαμβάνονται:

- Ορθολογική διαχείριση των υδατικών πόρων της Περιφέρειας, με την ανάληψη έργων και δράσεων βέλτιστης αξιοποίησης των υφιστάμενων υποδομών και μείωσης των απωλειών στα δίκτυα.
- Ορθολογική διαχείριση στερεών και υγρών αποβλήτων.
- Προώθηση της παραγωγής και της διανομής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές με σεβασμό στο φυσικό περιβάλλον.
- Προώθηση της ενεργειακής απόδοσης και της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στις ΜΜΕ.
- Στήριξη της ενεργειακής απόδοσης και της χρήσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στις δημόσιες υποδομές, συμπεριλαμβανομένων των δημόσιων κτιρίων, και στον τομέα της στέγασης.
- Αιαμόρφωση ενός ολοκληρωμένου σχεδίου διαχείρισης κρίσεων και δημιουργία μηχανισμών αντιμετώπισης κινδύνων που προκύπτουν από την κλιματική αλλαγή.
- Υποστήριξη επενδύσεων αποκλειστικά για την προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή.
- Προστασία, προώθηση και ανάπτυξη της πολιτιστικής και φυσικής κληρονομιάς.
- Ολοκλήρωση χωροταξικού και πολεοδομικού σχεδιασμού (ΓΠΣ, ΣΧΟΑΠ).
- Ολοκλήρωση και αναβάθμιση του οδικού δικτύου με στόχο τη βελτίωση των συνθηκών ασφάλειας, μείωσης των ατυχημάτων και των εκπομπών CO₂.

3. ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΤΕΛΙΚΗΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΡΗΤΗ.

Τα στοιχεία παραγωγής και τελικής κατανάλωσης ενέργειας που θα χρησιμοποιηθούν για τα ενεργειακά ισοζύγια και τα σενάρια προέρχονται από το Τμήμα Στατιστικής της Δ/σης Ενεργειακής Πολιτικής του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΥΠΕΚΑ), τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) και την Ελληνική Στατιστική Αρχή (ΕΛΣΤΑΤ).

4. ΣΥΝΟΠΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ ΚΑΙ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ.

ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η εξοικονόμηση ενέργειας αποτελεί ίσως την πιο σημαντική πηγή ενέργειας. Παράλληλα η μείωση των λειτουργικών δαπανών που επιφέρει η εξοικονόμηση ενέργειας αποτελεί προτεραιότητα εν μέσω κρίσης. Η έννοια της βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης αποτελεί προτεραιότητα για την Ε.Ε. Τα κτίρια του οικιακού αλλά και του τριτογενούς τομέα πρέπει να βελτιώσουν την ενεργειακή τους απόδοση φθάνοντας το 2050 στα επίπεδα σχεδόν μηδενικών εκπομπών. Ιδιαίταρο ρόλο στην προσπάθεια αυτή έχει ο δημόσιος τομέας, ο οποίος δίνοντας το παράδειγμα, οφείλει να ανακαινίζει ετησίως το 3% της θερμαινόμενης επιφάνειας των κτιρίων από την 1.1.2014. Στην Κρήτη όπως προκύπτει από τα στοιχεία που έχουν συλλεγεί, πάνω από το 50% των κτιρίων του οικιακού, αλλά και του τριτογενούς τομέα έχουν κατασκευαστεί πριν το 1979 (εφαρμογή κανονισμού θερμομόνωσης) ενώ παράλληλα πάνω από 50% δεν διαθέτουν κεντρικά συστήματα θέρμανσης ή ψύξης. Αυτό δείχνει ότι υπάρχει δυναμικό εξοικονόμησης ενέργειας. Ως προς τη βιομηχανία, στην Κρήτη κυριαρχούν τρεις κλάδοι, τρόφιμα, πλαστικά και μη μεταλλικά ορυκτά. Είναι και οι τρεις κλάδοι που μπορούν να βελτιώσουν την ενεργειακή τους απόδοση με οριζόντιες επεμβάσεις (ανάκτηση θερμότητας, πεπιεσμένος αέρας, κινητήρες κλπ.) αλλά και με επεμβάσεις σε συγκεκριμένες μονάδες εξοπλισμού (ξηραντήρια, φούρνοι έψησης, extruders κλπ.)

Σύμφωνα με έρευνα – μελέτη του IOBE¹⁴ (10/2012) το δυναμικό εξοικονόμησης ενέργειας στη χώρα είναι 20% για τον οικιακό τομέα, 12% για τη βιομηχανία και 16% για τον τριτογενή τομέα. Αυτά, ενδεικτικά, είναι τα ποσοστά που μπορούν να θεωρηθούν ρεαλιστικά και για την Κρήτη.

Μελέτες –Στοιχεία

- *Η ενεργειακή επιθεώρηση στα κτίρια και στη βιομηχανία και η προετοιμασία των μηχανικών στην Κρήτη, ΤΕΕ – Τμ. Αν.& Δυτ. Κρήτης 2005.*
- *Βιομηχανικές και Βιοτεχνικές Εγκαταστάσεις ΤΕΕ/ΤΑΚ 2006.*
- *Αναλυτική Καταγραφή του Αποτυπώματος Διοξειδίου του Άνθρακα (CO₂) των Κατοίκων της Ελληνικής Επικράτειας. Εκτίμηση των Μέτρων και Μέσων για τη Μείωση του. ΕΝΥΠ-HELESCO A.E. 2009.*

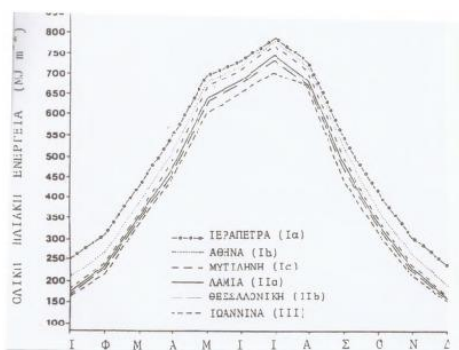
14 . IOBE.: «Αποτύπωση της υφιστάμενης κατάστασης ως προς τη χρήση ενέργειας από τελικούς καταναλωτές και του δυναμικού εξοικονόμησης ενέργειας στην Ελλάδα», Μελέτη για Λογαριασμό της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (Ρ.Α.Ε.), Οκτώβριος 2012.

- Αποτύπωση της υφιστάμενης κατάστασης ως προς τη χρήση ενέργειας από τελικούς καταναλωτές και του δυναμικού εξοικονόμησης ενέργειας στην Ελλάδα. ΙΟΒΕ μελέτη για λογαριασμό της ΡΑΕ. 10/2012.
- Απογραφή Πληθυσμού – Κατοικιών: Κατοικίες, Χαρακτηριστικά και ανέσεις ΕΛΣΤΑΤ 2011.
- Κτίρια κατά χρήση και φορέα ιδιοκτησίας - Σύνολο Ελλάδος, μεγάλες γεωγραφικές περιοχές, Αποκεντρωμένες Διοικήσεις, Περιφέρειες, Περιφερειακές Ενότητες, Δήμοι – Απογραφή Κτιρίων - ΕΛΣΤΑΤ 2011
- Κτίρια κατά χρήση - Σύνολο Ελλάδος, μεγάλες γεωγραφικές περιοχές, Αποκεντρωμένες Διοικήσεις, Περιφέρειες, Περιφερειακές Ενότητες, Δήμοι, Δημοτικές Ενότητες, Δημοτικές / Τοπικές Κοινότητες - Απογραφή Κτιρίων – ΕΛΣΤΑΤ 2011
- Απογραφή Πληθυσμού - Κατοικιών. DE FACTO Πληθυσμός – ΕΛΣΤΑΤ 2011
- ΔΕΗ Στοιχεία Καταναλώσεων Ηλεκτρικής Ενέργειας, Επιφανείας και Αριθμού Συνδέσεων ανά νομό στον οικιακό τομέα 2008. ΣΕΕΣ 2009.
- Απογραφή Κτιριακού Αποθέματος Δημοσίου Τομέα – Υπουργείο Οικονομικών 2013
- Έρευνα για την Κοινωνική Διάσταση της Ενεργειακής Ζήτησης στην Κρήτη, Σαμιωτάκης Αντ., Τσίτουρα Μ., Τσούτσος Θ. Πολυτεχνείο Κρήτης, Τεχνικά Χρονικά 9-10/2010.
- Deliverable D2.2 “Energy saving solution set description” Green@Hospital ICT PSP 297290 www.greenhospital-project.eu.
- Μελέτη Σκοπιμότητας Ίδρυσης Ιδιωτικής Γενικής Κλινικής Δυναμικότητας 160 κλινών στο Ηράκλειο Κρήτης –Premium Consulting Κρήτης 2011.
- Στρατηγικός Σχεδιασμός Βιώσιμης Ανάπτυξης του Πολυτεχνείου Κρήτης – Πολυτεχνείο Κρήτης Πρυτανεία.
- 7η Υγειονομική Περιφέρεια <http://www.hc-crete.gr/> .
- Εξελίξεις στον Τουρισμό και στα Βασικά Μεγέθη της Ελληνικής Ξενοδοχίας το 2012 – Ι.Τ.Ε.Π.
- IN FOCUS: Crete, Greece – January 2014 HVS.
- Ξενοδοχειακό Επιμελητήριο Ελλάδος <http://www.grhotels.gr/> .
- Ξενοδοχειακό Δυναμικό κατά Κατηγορία και Περιφέρεια – ΕΛΣΤΑΤ 2013.
- Διαχρονική Εξέλιξη Ξενοδοχειακών Μονάδων, Δωματίων, Κλινών, – ΕΛΣΤΑΤ 1990-2013.

- Αφίξεις και Διανυκτερεύσεις στα Καταλύματα Ξενοδοχειακού Τύπου και Κάμπινγκ: Έτους 2013 (Οριστικά Στοιχεία) ΕΛΣΤΑΤ 2014.
- Μεταποιητικές Μονάδες Περιφερειακής Ενότητας Ηρακλείου και Ρεθύμνου – Περιφέρεια Κρήτης (αρχείο .xls) 2015.
- *Potential impacts of desalination development on energy consumption* - DG Environment Study Contract #07037/2007/486641/EUT/D2 - 7 April 2008.
- 25^η Γενική Συνέλευση ΕΔΕΥΑ «Επεξεργασμένα Στοιχεία Ερωτηματολογίου» - ΕΔΕΥΑ.
- Εγκαταστάσεις Επεξεργασίας Λυμάτων – Βάση Δεδομένων Παρακολούθησης Λειτουργίας <http://astikalimata.ypeka.gr/>
- Ερευνά και Μελέτη για την Αναθεώρηση του Περιφερειακού σχεδιασμού Διαχείρισης Στερεών Αποβλήτων (ΠΕΣΔΑ) Περιφέρειας Κρήτης – ΕΜΠ 2010.
- Επιχειρησιακό Πρόγραμμα «ΚΡΗΤΗΣ – ΝΗΣΩΝ ΑΙΓΑΙΟΥ» 2007-2013: Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών επιπτώσεων Τόμος Α – Έκθεση, Μάρτιος 2007.
- Συγκριτική Αξιολόγηση Ενεργειακής Κατανάλωσης και εκπομπών αερίων θερμοκηπίου σε εγκαταστάσεις επεξεργασίας Λυμάτων (Ε.Ε.Λ.) – ΕΜΠ 2011.
- Μελέτη Εφαρμογής Ενιαίου Μοντέλου Διαχείρισης του Αρδευτικού Νερού στην Ελληνική Γεωργία - ΙΝΑΣΟ 2009.
- Οικονομικά Στοιχεία Βιομηχανία –Περιφέρειας Κρήτης <http://www.inr.gr/>.

ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

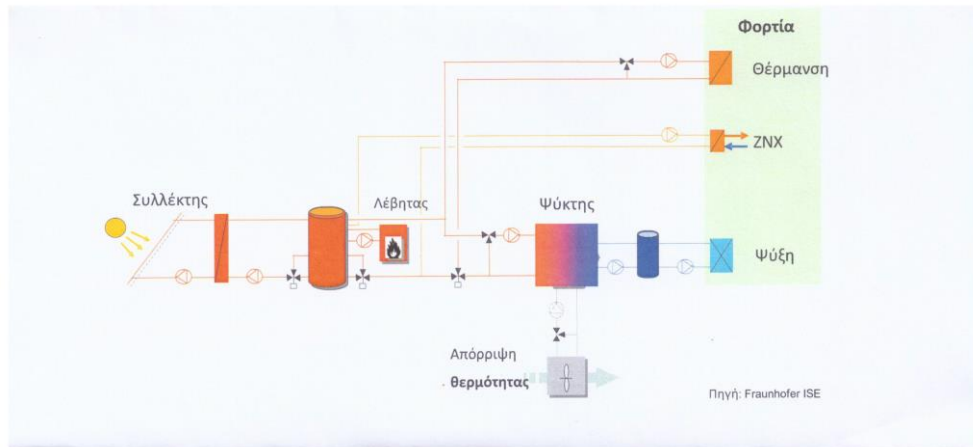
Η χώρα μας συγκαταλέγεται μεταξύ των χωρών με το υψηλότερο ηλιακό δυναμικό. Ιδιαίτερα η Κρήτη παρουσιάζει τις μεγαλύτερες τιμές ολικής ηλιακής ακτινοβολίας.



Εικόνα 4: Ετήσια ολική ακτινοβολία ελληνικών σταθμών

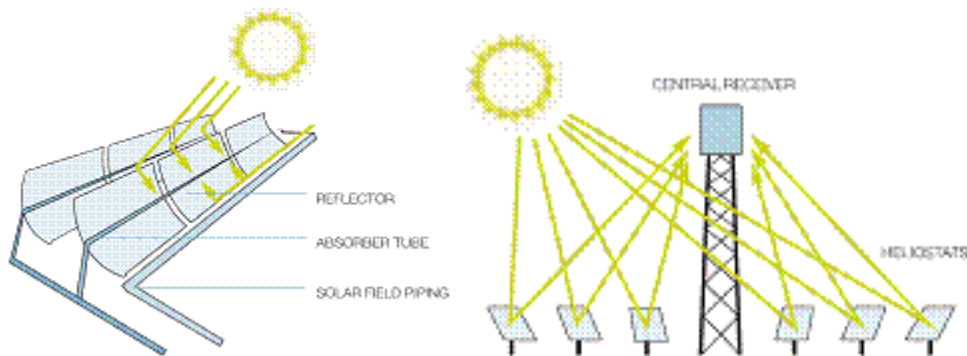
Η ηλιακή ενέργεια μπορεί να αξιοποιηθεί με τους ακόλουθους τρόπους:

1. Θερμικά ηλιακά συστήματα (ηλιακοί συλλέκτες) για παραγωγή ζεστού νερού χρήσης, προθέρμανση νερού πλυντηρίου, θέρμανση νερού κολυμβητηρίων και για θέρμανση - ψύξη χώρων (ηλιακός κλιματισμός).



Εικόνα 5: Ηλιακός κλιματισμός

- Σήμερα στην Κρήτη είναι εγκατεστημένα περίπου 400.000m² ηλιακά συστήματα και 2 εγκαταστάσεις ηλιακού κλιματισμού. Υπάρχει απεριόριστο δυναμικό που η αξιοποίηση του εξαρτάται από την οικονομικότητα των εγκαταστάσεων.
2. Ηλιοθερμικά συστήματα (παραβολικά κάτοπτρα, ηλιακοί δίσκοι, ηλιακός πύργος ισχύος) για την παραγωγή ατμού και στη συνέχεια ηλεκτρικής ενέργειας.



Εικόνα 6: Ηλιοθερμικά συστήματα με παραβολικά κάτοπτρα και ηλιακό πύργο ισχύος

Αυτή τη στιγμή υπάρχουν 265MW άδειες παραγωγής ηλιοθερμικών (215MW στην ΠΕ Λασιθίου και 50MW στην ΠΕ Χανίων). Πρόκειται για μεγάλες εγκαταστάσεις και ακριβές σήμερα. Το δυναμικό υπάρχει αλλά η διεύθυνση μέχρι το 2050 θα εξαρτηθεί από το κόστος και τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις.

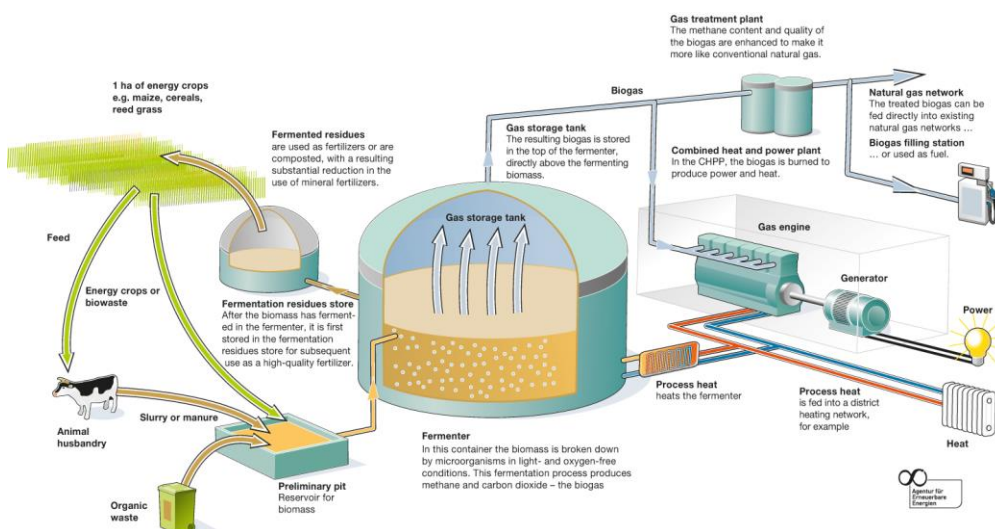
3. Φωτοβολταϊκά συστήματα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτή τη στιγμή στην Κρήτη λειτουργούν 95,6MW Φ/Β εκ των οποίων περίπου 2,5MW στις στέγες. Λόγω Net Metering αναμένεται μεγάλη εξάπλωση Φ/Β στις στέγες.
4. Παθητικά ηλιακά συστήματα σε κτίρια για την εκμετάλλευση της ηλιακής ενέργειας και τη μείωση της ενεργειακής ζήτησης. Υπάρχουν περίπου 50 εφαρμογές σε κατοικίες, νέα σχολεία και τα ΤΕΙ. Υπάρχει απεριόριστο δυναμικό που η αξιοποίηση του εξαρτάται από την οικονομικότητα των εγκαταστάσεων.

Μελέτες – Στοιχεία

- Έρευνα χωροθέτησης για τη βιώσιμη εγκατάσταση μεγάλων μονάδων Φ/Β και ηλιοθερμικών ισχύος» Πολυτεχνείο Κρήτης, Τμήμα Μηχανικών Περιβάλλοντος / Εργαστήριο Ανανεώσιμων και Βιώσιμων Ενεργειακών Συστημάτων 2011.
- Thermische Solaranlagen, www.dlr.de .
- Κανόνες Λειτουργίας Ηλιοθερμικών Σταθμών στη Νησιωτική Ελλάδα, Αλέξης Φωκάς Κοσμετάτος, NUR – ΜΟΗ 2009.
- Ηλιοθερμικοί Σταθμοί Ηλεκτροπαραγωγής, www.electicallab.gr
- Προσομοίωση Ηλιοθερμικού Σταθμού Ενέργειας Τεχνολογίας Παραβολικών Κατόπτρων Διπλ. Εργασία Αντώνιος Α. Μαντήκος ΕΜΠ 2011.
- Ηλιακή Ενέργεια Φωτοβολταϊκά. Δ. Κατσαπρακάκης ΤΕΙ Κρήτης
- Ηλιακή Ενέργεια Ηλιακοί Συλλέκτες. Δ. Κατσαπρακάκης ΤΕΙ Κρήτης
- Συγκριτική Μελέτη Θερμικών Ηλιακών Συστημάτων για Παραγωγή Ζεστού Νερού Χρήσης στην Περιοχή των Χανίων. Οικονομική και Ενεργειακή Ανάλυση. Β. Μελλισάρης, Διπλ. Εργασία Πολυτεχνείο Κρήτης 2013.
- Δυναμικό Ηλιακών Εφαρμογών στην Κρήτη. Γ. Ζηδιανάκης, Μ. Λάτος, Ι. Μεθυμάκη, Θ. Τσούτσος, Τεχνικά Χρονικά 9-10/2006.

ΒΙΟΜΑΖΑ - ΒΙΟΑΕΡΙΟ

Βιομάζα είναι η οργανική ύλη, η οποία προέρχεται από φυτικά ή δασικά υπολείμματα, ζωικά απόβλητα και βιομηχανικά ή αστικά απορρίμματα (βιοαποικοδομήσιμο κλάσμα). Η βιομάζα χρησιμοποιείται για παραγωγή ηλεκτρισμού και θερμότητας, με απευθείας καύση ή μέσω της καύσης βιοαερίου, το οποίο παράγεται από την αναερόβια χώνευση βιομάζας.



Εικόνα 7: Παραγωγή βιοαερίου από φυτικά υπολείμματα και ζωικά απόβλητα

Εδώ πρέπει να αναφερθεί ότι η καύση της βιομάζας και του βιοαερίου έχει μηδενικό ισοζύγιο διοξειδίου του άνθρακα (από την καύση εκλύεται η ποσότητα που έχει δεσμευτεί κατά τη διάρκεια ζωής του φυτικού οργανισμού), ενώ παράλληλα συμβάλλει περιβαλλοντικά με την ενεργειακή αξιοποίηση ζωικών αποβλήτων που συνήθως απομακρύνονται ανεξέλεγκτα. Ακόμα και τα υπολείμματα της διαδικασίας παραγωγής βιοαερίου (υγρά ή στερεά) μπορούν να χρησιμοποιηθούν για πότισμα και για λίπασμα. Τέλος πρέπει να αναφερθεί η δυνατότητα παραγωγής βιοκαυσίμων αλλά και η αναγκαιότητα συλλογής δασικής βιομάζας για τη μείωση της πιθανότητας πυρκαγιάς αλλά και την αξιοποίησή της.

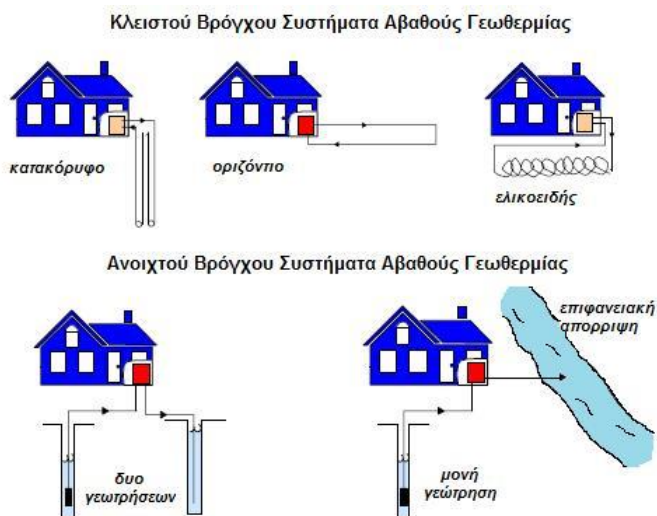
Η Κρήτη είναι πλούσια σε βιομάζα και χρησιμοποιεί εδώ και χρόνια κυρίως τα υπολείμματα της ελαιοπαραγωγής (πυρηνόξυλο, κλαδέματα κλπ.). Η βιομάζα μπορεί να χρησιμοποιηθεί (στον οικιακό τομέα, σε θερμοκήπια, σε ξενοδοχεία, στη βιομηχανία. Στην Κρήτη η στερεή βιομάζα καλύπτει περίπου το 7% της συνολικής τελικής κατανάλωσης ενέργειας. Παράλληλα υπάρχουν δύο εγκαταστάσεις βιοαερίου σε ΔΕΥΑΗ και ΔΕΥΑΧ (αυτοπαραγωγοί) ενώ υπάρχουν και δύο πιο ώριμα έργα βιοαερίου (ANION BIOAERIO ΚΡΗΤΗΣ Ε.Ε.1MW και CRETA FARMS 400kW). Πρόσφατα εκδόθηκαν από την Αποκεντρωμένη Διοίκηση 9 εγκρίσεις ΜΠΕ. Βασική παράμετρος που περιορίζει την εκμετάλλευση της βιομάζας / βιοαερίου, είναι η οικονομική βιωσιμότητα των μονάδων. Πιο συγκεκριμένα μια μονάδα για να είναι οικονομικά βιώσιμη πρέπει να έχει εξασφαλίσει την πρώτη ύλη, έτσι ώστε να λειτουργεί τουλάχιστον περισσότερο από 7.000h/a. Περιβαλλοντικά δεν υπάρχει πρόβλημα αν ακολουθηθούν οι προδιαγραφές.

Μελέτες – Στοιχεία

- *Ενεργειακή Αξιοποίηση Βιομάζας. Η περίπτωση της Κρήτης. Δρ. Δ. Βάμβουκα-Καλουμένου Επίκουρος Καθηγήτρια Πολυτεχνείο Κρήτης.*
- *Δυναμικό Βιομάζας για Ενεργειακή Αξιοποίηση στην Κρήτη. Τζινευράκης Μ., Τζαβάρα Ι., Τσούτσος Θ., Βάμβουκα Δ., Ξιφαράς Κ.*
- *Εκτίμηση και Αξιοποίηση Κατανεμημένου Δυναμικού Βιομάζας από Αγροτικές και Κτηνοτροφικές Δραστηριότητες με τη χρήση GIS. Σπύρου Ελ. Μεταπτυχ. Εργασία 2003*
- *Εγχειρίδιο Βιοαερίου, Big East, ΚΑΠΕ*
- *Μονάδες Παραγωγής Βιοαερίου από Απόβλητα Χοιροτροφείων, Ι. Τετώρος 2013.*
- *Ορθή Περιβαλλοντικά Λειτουργία Μονάδων παραγωγής Βιοαερίου με την Αξιοποίηση Βιομάζα. Δρ. Α. Λαγούδη TERRA NOVA ΕΠΕ.*
- *Εθνικό Πληροφοριακό Σύστημα για την Ενέργεια: Βιομάζα <http://195.251.42.2/cgi-bin/nisehist.sh>*

ΓΕΩΘΕΡΜΙΑ

Γεωθερμική ενέργεια είναι η ενέργεια που προέρχεται από το εσωτερικό της γής ή πιο συγκεκριμένα (Ν.3175/2003) γεωθερμικό δυναμικό είναι το σύνολο των γηγενών φυσικών ατμών, των θερμών νερών, επιφανειακών ή υπογείων και της θερμότητας των γεωλογικών σχηματισμών, που υπερβαίνουν τους 25°C ενώ γεωθερμικό πεδίο χαρακτηρίζεται ο χώρος στον οποίο υπάρχει το γεωθερμικό δυναμικό. Τα πεδία χωρίζονται σε υψηλής θερμοκρασίας ($T > 90^{\circ}\text{C}$) και χαμηλής θερμοκρασίας ($90^{\circ}\text{C} > T > 25^{\circ}\text{C}$). Η ενέργεια των γεωθερμικών πεδίων υψηλής θερμοκρασίας χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρισμού. Εκτός αυτών υπάρχει και η αβαθής γεωθερμία ($T < 25^{\circ}\text{C}$), η οποία αφορά στην αξιοποίηση της θερμοκρασίας του υπεδάφους ή επιφανειακών ή υπόγειων υδάτων για θέρμανση και ψύξη.



Εικόνα 8: Συστήματα εκμετάλλευσης αβαθούς γεωθερμίας (ΕΜΠ)

Στην Κρήτη δεν υπάρχουν επιβεβαιωμένα γεωθερμικά πεδία εκτός από την περιοχή Σταυρός στην Ιεράπετρα (ΙΓΜΕΜ), αλλά η αβαθής γεωθερμία αξιοποιείται σε 8 εγκαταστάσεις με κυριότερες αυτήν της βιομηχανίας ΠΛΑΣΤΙΚΑ ΚΡΗΤΗΣ και του ξενοδοχείου Corissia Group Hotels. Υπάρχει απεριόριστο δυναμικό που η αξιοποίηση του εξαρτάται από την οικονομικότητα των εγκαταστάσεων.

Μελέτες – Στοιχεία

- *Θέρμανση-ψύξη βιοκλιματικού οικισμού Σοφάδων "το πλίθινο χωριό" με γεωθερμικές αντλίες θερμότητας. Τεχνικοοικονομική μελέτη και σύγκριση αποδοτικότητας σε σχέση με συμβατικά καύσιμα. Ι. Χαραλαμπόπουλος, Διπλ. Εργασία Πολυτεχνείο Κρήτης 2012.*
- *Τα Γεωθερμικά Πεδία της Χώρας. ΙΓΜΕ 2007*
- *Συστήματα Γεωθερμικών Αντλιών Θερμότητας Οικονομικά & περιβαλλοντικά οφέλη από τη χρήση τους. Α. Μπένου ΚΑΠΕ*
- *Ορισμοί και βασικές έννοιες της αβαθούς γεωθερμίας – Συστήματα αβαθούς γεωθερμίας. Σπ. Καρύτσας ΚΑΠΕ 2015*

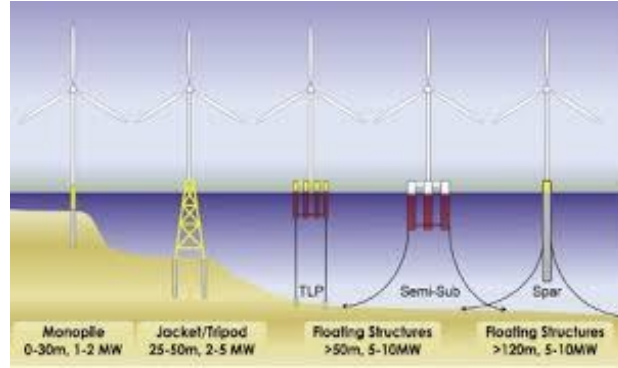
ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Αιολική ενέργεια είναι η ενέργεια που παράγεται από την εκμετάλλευση του ανέμου. Ο άνεμος χρησιμοποιείται εδώ και αιώνες για την παραγωγή ενέργειας είτε για κίνηση (ιστιοφόρα) είτε για μηχανική ενέργεια (ανεμόμυλοι). Σήμερα η εκμετάλλευση του γίνεται μέσω ανεμογεννητριών (Α/Γ) για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.



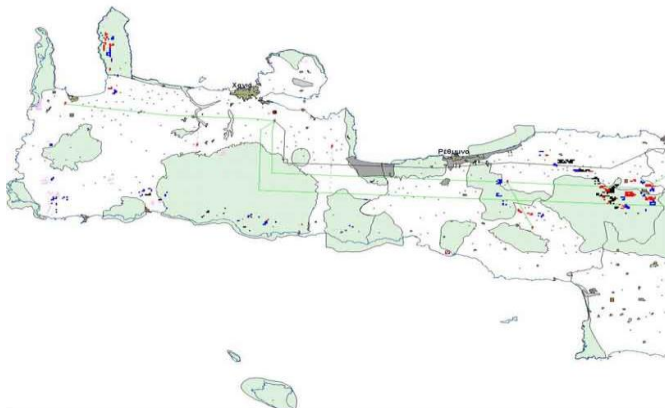
Εικόνα 9: Αιολικά πάρκα

Αυτή τη στιγμή η αιολική ενέργεια αποτελεί την πιο ώριμη και την πιο αποδοτική (ενεργειακά και οικονομικά) τεχνολογία. Ενώ μέχρι το 2050 θα έχει εξελιχθεί η τεχνολογία εγκατάστασης Α/Γ στα υπεράκτια πάρκα, έτσι ώστε να μπορούν να εγκατασταθούν σε μεγαλύτερα βάθη και σε μεγαλύτερη απόσταση από τις ακτές.

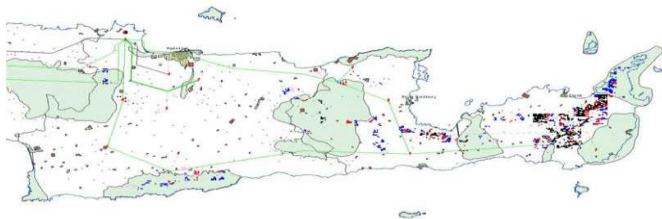


Εικόνα 10: Δυνατότητες εγκατάστασης Α/Γ σε υπεράκτια αιολικά πάρκα

Στην Ελλάδα η εγκατάσταση αιολικών πάρκων ξεκίνησε από τα τέλη της δεκαετίας του '90. Αυτή τη στιγμή είναι εγκατεστημένα περίπου 2.080 MW. Το αιολικό δυναμικό της χώρας είναι υψηλό, ιδιαίτερα σε περιοχές όπως η Θράκη, η Στ. Ελλάδα, η Αττική, η Λακωνία, οι Κυκλάδες και η Κρήτη.



Εικόνα 11: Αιολικό Δυναμικό ΠΕ Χανίων και Ρεθύμνου (ΚΑΠΕ)



Εικόνα 12: Αιολικό Δυναμικό ΠΕ Ηρακλείου και Λασιθίου (ΚΑΠΕ)

Η Κρήτη διαθέτει πλούσιο αιολικό δυναμικό κυρίως στις ΠΕ Λασιθίου και Χανίων. Συνολικά σήμερα λειτουργούν αιολικά πάρκα 194MW τα οποία μπορούν και πρέπει να πολλαπλασιαστούν. Επειδή είναι μια κρίσιμη απόφαση η περαιτέρω ανάπτυξη αιολικών πάρκων πρέπει κανείς να συνυπολογίσει πολλά θέματα. Σίγουρα οι ακραίες αποφάσεις για την ανεξέλεγκτη ανάπτυξη ή τη μη ανάπτυξη δεν βοηθούν κανέναν. Η λύση πρέπει να βρεθεί κάπου στη μέση έτσι ώστε και η Κρήτη να κερδίσει εξασφαλίζοντας παράλληλα τη βιώσιμη ανάπτυξη, η χώρα να εκμεταλλευτεί το δυναμικό που δεν υπάρχει σε πολλές περιοχές της και οι επενδυτές να εξασφαλίσουν την απόδοση των κεφαλαίων τους. Στόχος του συγκεκριμένου ενεργειακού σχεδιασμού είναι να βοηθήσει στην κατεύθυνση αυτή.

Μελέτες – Στοιχεία

- *Ειδική μελέτη χωροθέτησης για τη βιώσιμη εγκατάσταση αιολικών πάρκων στην Περιφέρεια Κρήτης Πολυτεχνείο Κρήτης, Τμήμα Μηχανικών Περιβάλλοντος / Εργαστήριο Ανανεώσιμων και Βιώσιμων Ενεργειακών Συστημάτων 2011.*
- *The Economics of Wind Energy. EWEA 2009.*
- *Διερεύνηση Βραχυπρόθεσμων & Μακροπρόθεσμων Ωφελειών και Επιπτώσεων Ευρείας Συμμετοχής ΑΠΕ στο ΣΗΕ Κρήτης.» ΤΕΕ/ΤΑΚ 2010.*
- *Πιθανές Θέσεις Ανάπτυξης Θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων στην Περιφέρεια Κρήτης, Επικοινωνία με Τακβόρ Σουκισιάν – ΕΛΚΕΘΕ 2015.*
- *Υπεράκτια Αιολικά Πάρκα στην Προοπτική του 2050 Κ. Χατζημπίρος, Καθηγητής Ε.Μ.Π.*

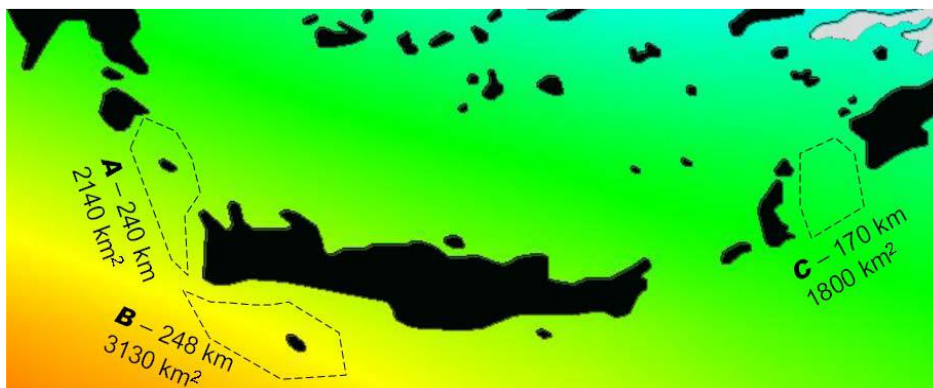
- *How to Increase Wind Energy Absorption Using Electric Vehicles; A Case Study Of The Island Of Crete Alex Phocas-Cosmetatos University of Loughborough – Regulatory Authority for Energy, Greece.*

ΚΥΜΑΤΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Κυματική ενέργεια είναι η εκμετάλλευση διαφορετικών τύπων θαλάσσιας ροής παλίρροιες, υποθαλάσσια ρεύματα και κύματα, για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Οι εγκαταστάσεις μπορεί να είναι επάκτιες ή παράκτιες.



Εικόνα 13: Τύποι εγκαταστάσεων εκμετάλλευσης κυματικής ενέργειας



Εικόνα 14: Ενδεικτικές υποψήφιες περιοχές εγκατάστασης μονάδων μετατροπής κυματικής ενέργειας (Χαρτογράφηση του Ελληνικού Θαλάσσιου Χώρου στα Πλαίσια ενός Σχεδίου Δράσης με Αντικείμενο την Ολοκληρωμένη Θαλάσσια Πολιτική Δ. Δεληκαράογλου ΕΜΠ)

Δεν υπάρχει προηγουμένο εγκατάστασης μονάδων κυματικής ενέργειας στην Ελλάδα αλλά και στην ευρύτερη περιοχή της Μεσογείου. Όπως φαίνεται και στην Εικόνα XII.11 υπάρχει δυναμικό στην ευρύτερη περιοχή της Γαύδου και στην περιοχή δυτικά της Κρήτης και μέχρι τα Αντικύθηρα. Για την προώθηση της κυματικής ενέργειας δημιουργούνται θέματα ωριμότητας της τεχνολογίας, κόστους, επιλογής περιοχών λόγω και της πιθανής έρευνας και εξόρυξης υδρογονανθράκων. Είναι ένα θέμα που πρέπει να συζητηθεί αργότερα.

Μελέτες – Στοιχεία

- *Αξιολόγηση Επένδυσης στην Κυματική Ενέργεια με τη Μέθοδο Ανάλυσης Κόστους Οφέλους. Διπλ. Εργασία Μ. Γ. Αναγνωστοπούλου Οικονομικό Πανεπιστήμιο Αθηνών 2014.*
- *Ανάπτυξη και Σύγκριση Εναλλακτικών Συζευγμένων Ηλεκτρομηχανικών Συστημάτων για Ηλεκτροπαραγωγή από Θαλάσσιο Κυματισμό, Διδακτορική Διατριβή Ν. Μ. Κιμουλάκης Τεχνικά Χρονικά 3-4/2010.*
- *Μελέτη του Δυναμικού και της Δυνατότητας Εκμετάλλευσης της Θαλάσσιας Ενέργειας στα ελληνικά Πελάγη, Πτυχ. Εργασία Π. Καζαλάς ΤΕΙ Κρήτης 2010.*
- *Χαρτογράφηση του Ελληνικού Θαλάσσιου Χώρου στα Πλαίσια ενός Σχεδίου Δράσης με Αντικείμενο την Ολοκληρωμένη Θαλάσσια Πολιτική, Conference Paper Δημήτρης Δεληκαράογλου, Στέφανος Δεληκαράογλου, ΕΜΠ 2010.*
- *Tidal Energy Technology Brief, IRENA, 6/2014.*

ΥΔΡΟΓΟΝΑΝΘΡΑΚΕΣ

Τα τελευταία χρόνια μετά την ανακάλυψη κοιτασμάτων στην Κύπρο και το Ισραήλ ανακινήθηκε το θέμα της ύπαρξης υδρογονανθράκων και στην Ελλάδα. Η εταιρεία PGS ολοκλήρωσε τις γεωλογικές και γεωφυσικές έρευνες και το ΥΠΕΚΑ προχώρησε σε προκήρυξη διεθνούς

διαγωνισμού για την παραχώρηση δικαιώματος έρευνας και εκμετάλλευσης υδρογονανθράκων σε 20 θαλάσσιες περιοχές στη Δυτ. Ελλάδα και νοτίως της Κρήτης. Δυστυχώς για τις περιοχές νοτίως της Κρήτης δεν υπήρξε προσφορά. Αυτό φαίνεται να συμβαίνει επειδή τα λιγότερα δεδομένα, το μεγάλο βάθος της περιοχής αλλά και οι χαμηλές τιμές του πετρελαίου καθιστούν τις επενδύσεις επισφαλείς και μη αποδοτικές.

ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ LNG

Η περίπτωση εισαγωγής υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) στο ενεργειακό ισοζύγιο της Κρήτης, έχει απασχολήσει πολλές φορές τους αρμόδιους φορείς. Την περίοδο 1996-97 από τη ΔΕΠΑ, το 2004 από τη ΠΑΕ (μελέτη Advantica) και το 2009 από τη ΔΕΗ (μελέτη McKinsey). Παράλληλα η σκοπιμότητα εισαγωγής LNG στην Κρήτη εξετάστηκε και από το ΤΕΕ ΚΡΗΤΗΣ με μελέτη το 2010. Όλες μελέτες καταλήγουν στο ότι η χρήση LNG είναι οικονομικά ασύμφορη λόγω του μεγάλου αρχικού κόστους. Ακόμη και αν χρησιμοποιηθεί και για άλλους τομείς τα οικονομικά στοιχεία δεν βελτιώνονται. Παρ' όλα αυτά στην παρούσα μελέτη θα εξεταστούν πάλι δύο σενάρια:

- Σενάριο φυσικού αερίου συγκεντρωμένης τροφοδοσίας
- Σενάριο φυσικού αερίου αποκεντρωμένης τροφοδοσίας

Μελέτες - Στοιχεία

- Σκοπιμότητα εισαγωγής φυσικού αερίου στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη.» ΤΕΕ 2010
- *Strategic Study of Natural Gas Supply to the Island of Crete for Power Generation, Advantica, PAE 2004.*
- *International Gas Union, World LNG Report, 2015 Edition.*

EURO-ASIA INTERCONNECTOR

Το έργο αφορά στην υποθαλάσσια διασύνδεση των ηλεκτρικών συστημάτων Ισραήλ – Κύπρου – Ελλάδας. Το έργο θα έχει μεταφορική ικανότητα 2000 MW και συνολικό μήκος περίπου 820 ναυτικών μιλίων, δηλαδή περίπου 1518 km. Ειδικότερα θα περιλαμβάνει τρεις διασυνδέσεις ως εξής: α. 329 km μεταξύ Ισραήλ - Κύπρου, β. 879 km μεταξύ Κύπρου και Κρήτης και γ. 310 km μεταξύ Κρήτης και ηπειρωτικής Ελλάδας. Θα επιτρέπει την μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας και προς τις δυο κατευθύνσεις. Φορέας υλοποίησης για το τμήμα Κύπρος – Κρήτη είναι η ΔΕΗ Quantum Energy Ltd και για το τμήμα Κρήτη – ηπειρωτική Ελλάδα η ΔΕΗ Quantum Energy Ltd σε συνεργασία με τον ΑΔΜΗΕ. Επειδή οι μελέτες (επικαιροποίηση τεχνικής μελέτης, περιβαλλοντικής κλπ.) του έργου δεν έχουν ολοκληρωθεί αλλά και λόγω της εξάρτησης του από

τις γεωπολιτικές εξελίξεις, δεν μπορεί να θεωρηθεί ως δεδομένο. Για το λόγο αυτό θα γίνει αναφορά στα αποτελέσματα του παρόντος ερευνητικού έργου για τα πρόσθετα θετικά οφέλη του Euro – Asia Interconnector σε περίπτωση υλοποίησης του.

EASTMED

Ο αγωγός Eastern Mediterranean θα δύναται να μεταφέρει αέριο από τα νέα κοιτάσματα της Νοτιοανατολικής Μεσογείου στην Ελλάδα και μέσω του ΕΣΦΑ ή/και Διασυνδετήριων Αγωγών (IGB και IGI) προς την υπόλοιπη Ευρώπη. Ο αγωγός θα αποτελείται από υποθαλάσσια τμήματα από τα κοιτάσματα έως την Κύπρο και στη συνέχεια από την Κύπρο, μέσω της Κρήτης και έως την Πελοπόννησο συνολικού μήκους περίπου 1200 km. Ισχύει ότι και για τον Euro – Asia Interconnector.

ΆΛΛΕΣ ΜΕΛΕΤΕΣ - ΣΤΟΙΧΕΙΑ

1. Υποστηρικτική Μελέτη για το «Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Ν. 2742/1999)», ΥΠΕΧΩΔΕ 1/2007.
2. Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός – Οδικός Χάρτης για το 2050. ΥΠΕΚΑ 3/2012.
3. Κατευθύνσεις για τη Διαμόρφωση Στρατηγικών Προτεραιοτήτων και έργων για την βιώσιμη Ενεργειακή Ανάπτυξη της Κρήτης. Περιφερειακό Ταμείο Ανάπτυξης Κρήτης – Ενεργειακό Κέντρο Περιφέρειας Κρήτης.
4. Κατευθύνσεις Αναπτυξιακής Στρατηγικής Περιφέρειας Κρήτης για την Περίοδο Προγραμματισμού 2014-2020. Περιφέρεια Κρήτης 4/2013.
5. Σχέδιο Δράσης Βιώσιμης Ενεργειακής Ανάπτυξης Κρήτης. Ενεργειακό Κέντρο Περιφέρειας Κρήτης 11/2011.
6. Σχέδια Δράσης Αειφόρου Ανάπτυξης:
 - ΣΔΑΕ Δήμου Μυλοποτάμου 2014
 - ΣΔΑΕ Δήμου Χερσονήσου 2012, 2014
 - ΣΔΑΕ Δήμου Ηρακλείου
 - ΣΔΑΕ Δήμου Φαιστού 2012
 - ΣΔΑΕ Δήμου Πλατανιά 2014
 - ΣΔΑΕ Δήμου Ιεράπετρας 2014

- ΣΔΑΕ Δήμου Αποκορώνου 2014
 - ΣΔΑΕ Δήμου Ρεθύμνου 2012
7. Δεκαετής Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2015-2024. ΑΔΜΗΕ 2/2014.
 8. Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης Έτους 2014. ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. Δ/ση Διαχείρισης Νησιών / Τομέας Λειτουργίας Κέντρου Ελέγχου Συστήματος Μεταφοράς Κρήτης.
 9. Εκτίμηση Μελλοντικών Αναγκών Αποθήκευσης Ενέργειας στο Ηλεκτρικό Σύστημα της Ελλάδας, Ι. Αναγνωστόπουλος, Δ. Παπαντώνης ΕΜΠ 2013.
 10. Ανάπτυξη Υβριδικών και Ηλιοθερμικών Σταθμών στα Νησιά. Εφαρμογή στην Κρήτη, Ειρ. Παντέρη ΡΑΕ.
 11. Υποδομές για Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας: Παράγοντας Τοπικής και Περιφερειακής Ανάπτυξης, Γ.Δ. Εσωτερικών Πολιτικών, Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο 2012.
 12. How to Increase Wind Energy Absorption Using Electric Vehicles; A Case Study Of The Island Of Crete Alex Phocas-Cosmetatos University of Loughborough – Regulatory Authority for Energy, Greece.
 13. Εθνικό Πληροφοριακό Σύστημα για την Ενέργεια: Ισοζύγια Ενέργειας <http://195.251.42.2/cqi-bin/nisehist.sh> .

B. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΑ ΙΣΟΖΥΓΙΑ

Σύμφωνα με την Προγραμματική Σύμβαση, ως έτος βάσης, για την εκτίμηση της υφιστάμενης ενεργειακής κατάστασης στην Κρήτη αλλά και τις προβλέψεις (διαμόρφωση σεναρίων), προβλέπεται το 2010. Επειδή όμως υπάρχει η δυνατότητα κατάρτισης ενεργειακού ισοζυγίου για μεταγενέστερο έτος, με εμφανείς τις επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης στην ενεργειακή ζήτηση, αποφασίστηκε από την Ερευνητική Ομάδα να καταρτισθούν δύο ενεργειακά ισοζύγια για τα έτη 2010 και 2013. Το ενεργειακό ισοζύγιο του 2010 θα καλύψει τη συμβατική υποχρέωση και το ενεργειακό ισοζύγιο του 2013 θα χρησιμοποιηθεί ως έτος βάσης για τη διαμόρφωση των σεναρίων.

Για την κατάρτιση του ενεργειακού ισοζυγίου του 2010 χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία παραγωγής ενέργειας από τη ΡΑΕ¹⁵ και στοιχεία τελικής κατανάλωσης ενέργειας από την ΕΛΣΤΑΤ¹⁶.

Για την κατάρτιση του ενεργειακού ισοζυγίου του 2013 χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία παραγωγής ενέργειας από το ΥΠΕΚΑ και τη ΡΑΕ¹⁸ και στοιχεία τελικής κατανάλωσης ενέργειας από το ΥΠΕΚΑ¹⁹

15 ΡΑΕ «Στοιχεία συστήματος παραγωγής Κρήτης 2005 – 2014.xls»

16 ΕΛΣΤΑΤ «Κατανάλωση πετρελαιοειδών, κατά μεγάλη γεωγραφική περιοχή, περιφέρεια και νομό και κατηγορία: 2010»

17 ΕΛΣΤΑΤ «Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, κατά μεγάλη γεωγραφική περιοχή, περιφέρεια, νομό και κατά κατηγορία χρήσης: 2010»

18 ΡΑΕ «Πωλήσεις – Κρήτη 2013.xls»

19 ΥΠΕΚΑ «Καταναλώσεις 2013-2014 Κρήτης Δ/ση Ενεργειακής Πολιτικής.xls»

1. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΚΡΗΤΗΣ 2010

2010

ΤΙΠ	Σύνολο προϊόντων	Σύνολο πετρελαιοειδών	Υγροπ. Αέριο Πετρελαίου (LPG)	Βενζίνη κινητήρων	Πετρ. Εσωτερ. καύσης/ ντίζελ	Κατάλοιπα μαζούτ	Σύνολο ΑΠΕ	Αιολική	Ηλιακή Φωτοβολτ αίκη Ενέργεια	Στερεή Βιομάζα	Ηλιακή Θερμική Ενέργεια	Ηλεκτρ. Ενέργεια
Προς Μετατροπή	595.608	595.608	0	0	79.286	516.321	0	0	0	6	0	0
Θερμικοί Σταθμοί Ηλεκτροπαραγωγής κύριας δραστηριότητας	595.608	595.608	0	0	79.286	516.321	0	0	0	0	0	0
Από Μετατροπή	276.067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	276.067
Θερμικοί Σταθμοί Ηλεκτροπαραγωγής κύριας δραστηριότητας	210.788	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	210.788
Ανταλλαγές και μεταβιβάσεις, ανταποδόσεις	48.196	0	0	0	0	0	-48.196			0	0	48.196
Κατανάλωση Ενεργειακού Τομέα	720	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	720
Απώλειες διανομής	19.509	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19.509
Τελική Ενεργειακή Κατανάλωση	750.583	459.405	27.607	218.163	205.873	7.762	52.423	0	0	36.000	16.423	238.754
Βιομηχανία	53.705	21.116	4.014	0	10.338	6.764	15.000	0	0	15.000		17.589
Μεταφορές	378.227	378.227	6.034	217.589	154.603	0	0	0	0	0		0
Οδικές	378.227	378.227	6.034	217.589	154.603	0	0	0	0	0		0
Άλλοι Τομείς	318.651	60.062	17.559	573	40.933	998	37.423	0	0	21.000	16.423	221.165
Εμπόριο και Δημόσιες Υπηρεσίες	141.180	14.215	9.102	573	3.542	998	5.021	0	0	4.200	821	121.944
Οικιακός	150.081	44.582	7.253	0	37.329	0	28.202	0	0	12.600	15.602	77.297
Γεωργία/Δασοκομία	22.451	472	430	0	42	0	4.200	0	0	4.200		17.779
Λοιποί Τομείς	4.939	793	773	0	20	0	0	0	0	0		4.146

2. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΚΡΗΤΗΣ 2013

2013

ΤΙΠ	Σύνολο προϊόντων	Σύνολο πετρελαιοειδών	Υγροπ. Αέριο Πετρελαίου (LPG)	Βενζίνη κινητήρων	Πετρ. Εσωτερ. καύσης/ ντίζελ	Κατάλοιπα μαζούτ	Σύνολο ΑΠΕ	Αιολική	Ηλιακή Φωτοβολταϊκή Ενέργεια	Στερεή Βιομάζα	Ηλιακή Θερμική Ενέργεια	Ηλεκτρ. Ενέργεια
Προς Μετατροπή	536370	536370	0	0	115730	420640	0	0	0	6	0	0
Θερμικοί Σταθμοί Ηλεκτροπαραγωγής κύριας δραστηριότητας	536370	536370	0	0	115730	420640	0	0	0	0	0	0
Από Μετατροπή	244646	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	244646
Θερμικοί Σταθμοί Ηλεκτροπαραγωγής κύριας δραστηριότητας	186797	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	186797
Ανταλλαγές και μεταβιβάσεις, ανταποδόσεις	57849	0	0	0	0	0	-57849	-44557	-13292	0	0	57849
Κατανάλωση Ενεργειακού Τομέα	676	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	676
Απώλειες διανομής	18314	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18314
Τελική Ενεργειακή Κατανάλωση	653810	365957	21991	169784	168608	5573	62197	0	0	45000	17197	225656
Βιομηχανία	49466	16821	3197	0	8767	4857	15000	0	0	15000		17645
Μεταφορές	305249	305249	4807	169338	131104	0		0	0	0		0
Οδικές	305249	305249	4807	169338	131104	0		0	0	0		0
Άλλοι Τομείς	299095	43887	13987	446	28737	716	47197	0	0	30000	17197	208011
Εμπόριο και Δημόσιες Υπηρεσίες	132304	11382	7251	446	2969	716	6860	0	0	6000	860	114062
Οικιακός	140395	31493	5778	0	25715	0	34337	0	0	18000	16337	74565
Γεωργία/Δασοκομία	21623	378	343	0	35	0	6000	0	0	6000		15244
Λοιποί Τομείς	4773	633	616	0	17	0	0	0	0	0		4140

ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΙΣΟΖΥΓΙΟΥ ΚΡΗΤΗΣ 2013

Η δομή του Ενεργειακού Ισοζυγίου Κρήτης (ΕΙΚ) είναι ίδια με αυτήν του Εθνικού Ενεργειακού Ισοζυγίου που χρησιμοποιεί το ΥΠΕΚΑ. Το πρώτο τμήμα του ΕΙΚ αφορά στο ισοζύγιο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Η/Ε), ενώ το δεύτερο στη διάθεση και κατανάλωση ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης ενέργειας.

Για την καλύτερη κατανόηση του ΕΙΚ παρατίθεται στη συνέχεια μια ανάλυση στοιχείων και πηγών. Το ισοζύγιο παραγωγής Η/Ε παρουσιάζεται στον Πίνακα 27 που ακολουθεί. Τα στοιχεία καυσίμων που χρησιμοποιούνται στους σταθμούς της ΔΕΗ προέρχονται από τον ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε²⁰, ενώ τα υπόλοιπα στοιχεία παραγωγής, διάθεσης, απωλειών κλπ. από τη ΡΑΕ²¹. Η παραγωγή από ΑΠΕ προέρχεται από αιολικά πάρκα (Α/Π) 77% και φωτοβολταϊκά (Φ/Β) 23% εκ των οποίων το 2,65% εκτιμάται ότι προέρχεται από Φ/Β σε στέγες. Από μικρά υδροηλεκτρικά το 2013 υπήρχε μια πολύ μικρή παραγωγή Η/Ε, η οποία δεν ελήφθη υπ' όψιν.

	MWh	ΤΙΠ
ΜΑΖΟΥΤ 3500		420.640
DIESEL		115.730
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΤΑΘΜΩΝ ΔΕΗ	2.172.443,4	
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΕ	672.789	
ΣΥΝΟΛΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	2.845.232,4	
ΙΔΙΟΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (-)	7.864,75	
Η/Ε ΠΡΟΣ ΔΙΑΘΕΣΗ	2.837.367,65	
ΑΠΩΛΕΙΕΣ ΔΙΑΝΟΜΗΣ (-)	212.988,64	
Η/Ε ΠΡΟΣ ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ	2.624.379	225.656

Πίνακας 27: Ισοζύγιο Η/Ε, Κρήτη 2013

20 ΥΠΕΝ «Καταναλώσεις Καυσίμων Κρήτης 2013»

21 ΡΑΕ «Πωλήσεις – Κρήτη 2013.xls»

Στη συνέχεια αναλύεται, στον Πίνακα 28, η διάθεση και κατανάλωση ενέργειας στους τομείς τελικής κατανάλωσης ενέργειας (βιομηχανία, μεταφορές, άλλοι τομείς). Η ενέργεια που διατίθεται προς τελική χρήση στην Κρήτη περιλαμβάνει πετρελαϊκά προϊόντα, στερεή βιομάζα, ηλιακή θερμική ενέργεια και Η/Ε που αναλύθηκε πιο πάνω.

Τα πετρελαϊκά προϊόντα διατέθηκαν, για την εκπόνηση της μελέτης, από το τμήμα στατιστικής της Δ/σης Ενεργειακής Πολιτικής του ΥΠΕΚΑ²². Η στερεή βιομάζα, στην Κρήτη περιλαμβάνει ελαιοπυρήνα, κλαδέματα ελαιόδενδρων και εσπεριδοειδών και τέλος κληματίδες. Για την εκτίμηση της καταναλωθείσας στερεής βιομάζας το 2013 ελήφθησαν στοιχεία από το Ενεργειακό Γραφείο της Περιφ. Κρήτης²³, ενώ παράλληλα έγινε αναγωγή με τον εθνικό δείκτη²⁴ (κατανάλωση στερεής βιομάζας / δυναμικό στερεής βιομάζας). Τα ηλιακά θερμικά αφορούν σε ηλιακούς θερμοσίφωνες και κεντρικά ηλιακά συστήματα στον οικιακό και στον τριτογενή τομέα συνολικής επιφάνειας 400.000 m² σύμφωνα με στοιχεία από το Ενεργειακό Γραφείο της Περιφ. Κρήτης. Η παραγόμενη ενέργεια προσδιορίζεται σε 17.197ΤΙΠ χρησιμοποιώντας ένα συντελεστή 500kWh_{th}/m² επιφανείας συλλέκτη. Η χρήση αφορά σε παραγωγή ζεστού νερού χρήσης ενώ υπάρχουν και εφαρμογές για ηλιακό κλιματισμό. Η κατανομή σε οικιακό και τριτογενή τομέα έγινε σύμφωνα με την κατανομή σε εθνικό επίπεδο δηλαδή 95% και 5% αντίστοιχα. Οι λοιποί τομείς αφορούν στον οδο φωτισμό και στην αλιεία.

Τέλος επισημαίνεται ότι, για τις ανάγκες του παρόντος έργου, στο ΕΙΚ αλλά και στα σενάρια για τον ενεργειακό σχεδιασμό, λαμβάνεται υπ' όψιν μόνο ο τομέας των οδικών μεταφορών, διότι μόνο εκεί μπορεί να υπάρξει εφαρμογή του περιφερειακού ενεργειακού σχεδιασμού. Η ακτοπλοΐα και η αεροπλοΐα δεν αποτελούν αντικείμενο του παρόντος ερευνητικού έργου. Η τελική κατανάλωση ενέργειας το 2013, για τους τομείς αυτούς, ανέρχεται σε 359.971 ΤΙΠ.

22 ΥΠΕΚΑ «Καταναλώσεις 2013-2014 Κρήτης Δ/ση Ενεργειακής Πολιτικής.xls»

23 Ενεργειακό Γραφείο Περιφέρειας Κρήτης «Καταναλώσεις Βιομάζας, Ηλιακά θερμικά συστήματα»

24 ΥΠΕΚΑ «Εθνικό Πληροφοριακό Σύστημα για την Ενέργεια: Ισοζύγιο Ενέργειας 2013»

GWh	LPG	Βενζίνη	DIESEL	Μαζούτ	Στερεή Βιομάζα	Ηλιακά Θερμικά	H/E	ΣΥΝΟΛΟ
Βιομηχανία	37,2	0,0	102,0	56,5	174,5	0,0	205,2	575,3
Μεταφορές	55,9	1.969,4	1.524,7	0,0	0,0	0,0	0,0	3.550,0
Εμπόριο - Δημόσιες Υπ.	84,3	5,2	34,5	8,3	69,8	10,0	1.326,5	1.538,7
Οικιακός	67,2	0,0	299,1	0,0	209,3	190,0	867,2	1.632,8
Γεωργία	4,0	0,0	0,4	0,0	69,8	0,0	177,3	251,5
Οδοφωτισμός	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48,1	48,1
Λοιποί τομείς	7,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	7,4
ΣΥΝΟΛΟ	255,8	1.974,7	1.960,9	64,8	523,4	200,0	2.624,4	7.603,8

Πίνακας 28: Τελική Κατανάλωση Ενέργειας, Κρήτη 2013

Οι λοιποί τομείς είναι σύμφωνα με το ΥΠΕΚΑ είναι οι μη προσδιορισμένες καταναλώσεις καυσίμων.

ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΚΠΟΜΠΩΝ ΔΙΟΞΕΙΔΙΟΥ ΤΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ ΚΡΗΤΗΣ 2013

Για τον υπολογισμό των εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα στην Κρήτη χρησιμοποιούνται οι κάτωθι συντελεστές ανά μορφή ενέργειας.

	LPG	Βενζίνη	DIESEL	Μαζούτ
tCO ₂ / MWh	0,238	0,249	0,264	0,279
tCO ₂ / ΤΙΠ	2,77	2,90	3,07	3,24

Πίνακας 29: Συντελεστές εκπομπών CO₂, Πηγή: ΦΕΚ 1526B/1999

Για τον υπολογισμό των συντελεστών εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα στην Ηλεκτροπαραγωγή για την Κρήτη το 2013 χρησιμοποιήθηκαν οι κάτωθι τιμές κατανάλωσης καυσίμων (ΔΕΗ 2013) και συντελεστές εκπομπών (ΦΕΚ 1526B/1999)²⁵:

	Μαζούτ
Κατανάλωση (t)	440.008
Εκπομπές αέριου ρυθμού (kg CO ₂ /t) ΜΑΖΟΥΤ Χαμηλού Θείου 3500	3.175
Σύνολο Εκπομπών CO₂ (tCO₂)	1.397.025

Πίνακας 30: Σύνολο εκπομπών CO₂ για την παραγωγή Η/Ε με Μαζούτ

25 ΦΕΚ 1526B/1999 «Διαδικασίες, απαιτήσεις και κατευθύνσεις για τη διεξαγωγή ενεργειακών επιθεωρήσεων.»

	Diesel
Κατανάλωση (klit)	141.827
Εκπομπές αέριου ρυθμού (kg CO₂/t)	3.142
Πυκνότητα (lt/kg)	1.2
Σύνολο Εκπομπών CO₀ (tCO₂)	371.202

Πίνακας 31: Σύνολο εκπομπών CO₂ για την παραγωγή Η/Ε με Diesel

Σύμφωνα με τους ανωτέρω υπολογισμούς το σύνολο των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στους θερμικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανέρχεται στους 1.768.227 tCO₂. Στον πίνακα 32 παρουσιάζεται ο υπολογισμός του μέσου δείκτη εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα συμπεριλαμβάνοντας την κατανάλωση ενέργειας από ΑΠΕ.

	tCO ₂	MWh (Τελική Ζήτηση Ενέργειας)	tCO ₂ / MWh	tCO ₂ / ΤΙΠ
Σύνολο Εκπομπών CO₂ MAZOYT (tCO₂)	1.397.025	-	-	-
Σύνολο Εκπομπών CO₂ Diesel (tCO₂)	371.202	-	-	-
Σύνολο Εκπομπών CO₂ (tCO₂) (Σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής)	1.768.227	2.003.813*	0,882	10,26
Σύνολο Εκπομπών CO₂ (tCO₂)	1.768.227	2.624.379**	0,6738	7,836

*Δεν συμπεριλαμβάνεται η συμμετοχή στην κατανάλωσης ενέργειας από τις ΑΠΕ

**Συμπεριλαμβάνεται η συμμετοχή στην κατανάλωση ενέργειας από τις ΑΠΕ

Πίνακας 32: Σύνολο εκπομπών CO₂ για την παραγωγή Η/Ε και υπολογισμό μέσου συντελεστή εκπομπών CO₂

Με βάση τα ανωτέρω προκύπτει ο παρακάτω πίνακας 33 όπου παρουσιάζονται οι συνολικές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα για το σύνολο των καταναλώσεων στην Περιφέρεια κρήτης

tCO ₂	LPG	Βενζίνη	DIESEL	Μαζούτ	Η/Ε	ΣΥΝΟΛΟ
Βιομηχανία	8.850	0	26.876	15.732	138.273	189.731
Μεταφορές	13.307	490.381	401.907	0	0	905.594
Εμπόριο - Δημόσιες Υπ.	20.069	1.292	9.102	2.319	893.779	926.561
Οικιακός	15.995	0	78.831	0	584.279	679.105
Γεωργία	949	0	107	0	119.457	120.514
Οδοφωτισμός	0	0	0	0	32.438	32.438
Λοιποί τομείς	1.705	0	52	0	0	1.757
ΣΥΝΟΛΟ	60.875	491.672	516.875	18.051	1.768.227	2.855.701

Πίνακας 33: Εκπομπές CO₂, Κρήτη 2013

Πίνακας 34: Ανάλυση της κατανάλωσης ενέργειας σύμφωνα με τις απαιτήσεις του Συμφώνου των Δημάρχων²⁶

A. FINAL ENERGY CONSUMPTION (MWh)															
Category	ELEC-TRICITY	HEAT/ COLD	FOSSIL FUEL							RENEWABLE ENERGIES			TOTAL		
			Natural gas	Liquid gas	Heating oil	Diesel	Gasoline	Coal	Other fossil fuels	Plant oil	Biofuel	Other biomass		Solar Thermal	Geo-thermal
Buildings, Equipment/Facilities and Industries															
Municipal buildings, equipment/facilities	211.185			5.626		19.935	5.187					4.616	848		247.397
Tertiary (non municipal) buildings, equipment/facilities	1.115.351			78.699		14.601						65.161	9.154		1.291.292
Residential buildings	867.195			67.198		299.065						209.340	189.999		1.632.798
Municipal public lighting	48.148														48.148
Industries (excluding industries involved in the EU Emission trading scheme - ETS)	181.404			35.922		80.545	0					174.450			528.808
Subtotal buildings, equipment/ facilities and industries	2.423.282	0	0	187.445		414.146	5.187	0	64.814	0	0	453.568	200.001	0	3.748.443
Transport															
Municipal Fleet															0
Public Transport															0
Private Commercial transport															0
Subtotal transport				55.905		1.524.740	1.969.401								3.550.046
TOTAL	0	0	0	55.905	0	1.524.740	1.969.401	0	0	0	0	0	0	0	3.550.046

²⁶ Covenant of Mayors «How to develop a Sustainable Energy Action Plan»

Πίνακας 35: Ανάλυση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα σύμφωνα με τις απαιτήσεις του Συμφώνου των Δημάρχων

Category	B. CO ₂ or CO ₂ EQUIVALENT EMISSIONS (t)														
	ELEC-TRICITY	HEAT/ COLD	FOSSIL FUEL							RENEWABLE ENERGIES					TOTAL
			Natural gas	Liquid gas	Heating oil	Diesel	Gasoline	Coal	Other fossil fuels	Plant oil	Biofuel	Other biomass	Solar Thermal	Geo-thermal	
Buildings, Equipment/Facilities and Industries															
Municipal buildings, equipment/facilities	138.044			1.277		5.323	1.292								145.935
Tertiary (non municipal) buildings, equipment/facilities	729.063			17.865		3.898	0		2.323						753.149
Residential buildings	566.853			15.254		79.850	0								661.957
Municipal public lighting	31.473			0		0	0								31.473
Industries (excluding industries involved in the EU Emission trading scheme - ETS)	118.577			8.154		21.506	0		15.760						163.997
Subtotal buildings, equipment/ facilities and industries	1.584.009	0	0	42.550		110.577	1.292	0	18.083						1.756.511
Transport															
Munisipal Fleet															0
Public Transport															0
Private Commercial transport															0
Subtotal transport				12.691		407.105	490.381								910.177
TOTAL	1.584.009	0	0	55.241	0	517.682	491.672	0	18.083	0	0	0	0	0	2.666.687
CORRESPONDING CO₂ -EMISSION FACTORS IN [t/MWh]	0,654			0,227	0,267	0,267	0,249		0,279						