ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕΓΑΛΗΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ

Θεόδωρος Σωτήρης

Εξεταστική επιτροπή:

Επικ. Καθηγητής Ευτύχιος Κουτρούλης (επιβλέπων)

Καθηγητής Κωνσταντίνος Καλαϊτζάκης

Επικ. Καθηγητής Γιώργος Χαλκιαδάκης

Χανιά 2012

Περίληψη

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η βελτιστοποίηση σχεδίασης φωτοβολταϊκών (Φ/Β) εγκαταστάσεων μεγάλης κλίμακας. Αρχικά αναπτύχθηκε μία μέθοδος εκτίμησης της αξιοπιστίας των Φ/Β συστημάτων μεγάλης κλίμακας, λαμβάνοντας υπόψη το πλήθος και το είδος των βλαβών που αναμένεται να παρουσιαστούν καθ' όλη τη διάρκεια ζωής τους. Το κόστος των βλαβών ενσωματώθηκε στον υπολογισμό του κόστους συντήρησης του Φ/Β συστήματος. Στη συνέχεια προσομοιώθηκε η λειτουργία του Φ/Β συστήματος για δύο ξεχωριστές τοπολογίες μετατροπέων DC/AC (centralized τεχνολογία και AC MIC τεχνολογία). Η αποτίμηση του συνολικού κόστους κάθε Φ/Β εγκατάστασης έγινε με βάση τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους ενέργειας (LCOE). Επίσης υπολογίστηκαν τα συνολικά κόστη εγκατάστασης και συντήρησης, η συνολική αποδιδόμενη ενέργεια στο ηλεκτρικό δίκτυο διανομής και οι παράμετροι σχεδιασμού του συστήματος.

Η προσομοίωση της λειτουργίας του Φ/Β συστήματος έγινε σε λογισμικό που λειτουργεί σε περιβάλλον MATLAB, και στα πλαίσια της βελτιστοποίησης χρησιμοποιήθηκε ο γενετικός αλγόριθμος. Για λόγους μείωσης του χρόνου που απαιτείται για τη σύγκλιση του γενετικού αλγορίθμου έγινε χρήση του υπολογιστή πλέγματος του Πολυτεχνείου Κρήτης και της παράλληλης επεξεργασίας (multitasking) που υποστηρίζεται από το MATLAB. Η βελτιστοποίηση εστιάστηκε στα εξής τρία σενάρια: στην ελαχιστοποίηση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας, στη μεγιστοποίηση της αποδιδόμενης ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο και στην ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους εγκατάστασης-λειτουργίας του Φ/Β συστήματος.

Με βάση τα αποτελέσματα που προέκυψαν, γίνεται μια παρουσίαση εκείνων των εξαρτημάτων της Φ/Β εγκατάστασης που επηρεάζουν σε μεγάλο βαθμό την αξιοπιστία του Φ/Β συστήματος. Το κύριο συμπέρασμα της διπλωματικής εργασίας είναι ότι η κεντρικοποιημένη τεχνολογία λειτουργεί πιο αποδοτικά συγκριτικά με την AC MIC τεχνολογία.

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα Επίκουρο Καθηγητή κ. Ευτύχιο Κουτρούλη, για τη πολύτιμη καθοδήγησή του κατά τη διάρκεια εκπόνησης της διπλωματικής μου εργασίας καθώς και τα μέλη της τριμελούς εξεταστικής επιτροπής Καθηγητή κ. Κωνσταντίνο Καλαϊτζάκη και Επίκουρο Καθηγητή κ. Γιώργο Χαλκιαδάκη, για τη συμμετοχή τους. Επίσης ευχαριστώ θερμά το κ. Γιάννη Μπότση και τον Επίκουρο Καθηγητή Εμμανουήλ Μαθιουδάκη για την αμέριστη βοήθεια που μου παρείχαν σχετικά με τον υπολογιστή πλέγματος του Πολυτεχνείου Κρήτης.

Χανιά, Οκτώβρης 2012

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ 5

2. ΠΑΛΑΙΟΤΕΡΕΣ ΜΕΘΟΔΟΙ ΣΧΕΔΙΑΣΗΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ Φ/Β ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΚΑΙ ΑΝΑΛΥΣΗΣ ΤΗΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΤΟΥΣ 7

2.1 Γενικά 7

2.2 Τρόποι διασύνδεσης των Φ/Β μονάδων με το ηλεκτρικό δίκτυο 9

2.2.1 Διασυνδεδεμένα Φ/Β συστήματα χωρίς υποσύστημα αποθήκευσης 14

2.2.2 Διασυνδεδεμένα Φ/Β συστήματα με υποσύστημα αποθήκευσης 14

2.3 Πιθανά προβλήματα που μπορεί να προκύψουν κατά τη λειτουργία των διασυνδεδεμένων Φ/Β συστημάτων 16

2.4 Μέθοδοι ανάλυσης αξιοπιστίας διασυνδεδεμένων Φ/Β συστημάτων 17

3. ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΗΣ ΜΕΘΟΔΟΥ ΠΟΥ ΑΝΑΠΤΥΧΘΗΚΕ ΣΤΗΝ ΠΑΡΟΥΣΑ ΕΡΓΑΣΙΑ 25

3.1 Γενικά για τη δομή του Φ/Β συστήματος 25

3.2 Καλωδίωση Φ/Β εγκατάστασης 28

3.3 Παραγωγή ισχύος Φ/Β εγκατάστασης 31

3.4 Αναλυτική παρουσίαση της μεθόδου εκτίμησης της αξιοπιστίας ενός Φωτοβολταϊκού συστήματος μεγάλης κλίμακας 32

3.4.1 Fault Tree Analysis (FTA) 32

3.4.2 Ελάχιστη τομή (minimal cut set) 36

3.4.3 Ποσοτική ανάλυση με τη χρήση ελάχιστων τομών 36

3.4.4 Ανάλυση Monte Carlo 39

3.5 Σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) 41

3.6 Αλγόριθμος Βελτιστοποίησης 42

4. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ 45

4.1 Η υλοποίηση του λογισμικού 45

4.2 Αποτελέσματα 50

5. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ – ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΕΚΤΑΣΕΙΣ 75

6. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 76

7. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 78

1. Εισαγωγή

Τα διασυνδεδεμένα φωτοβολταϊκά (Φ/Β) συστήματα χρησιμοποιούνται για τη μεταφορά στο ηλεκτρικό δίκτυο της ενέργειας που παράγεται από τη μετατροπή της ηλιακής ενέργειας σε ηλεκτρική. Αυτά τα Φ/Β συστήματα αποτελούνται από τα Φ/Β πλαίσια, τη κατασκευή στήριξής τους, τα συστήματα μετατροπής ισχύος και τα ηλεκτρονικά συστήματα ελέγχου & προστασίας. Τα Φ/Β πάρκα μεγάλης κλίμακας αποτελούνται από πολλές εκατοντάδες έως και χιλιάδες Φ/Β πλαίσια, όπου η ονομαστική ισχύς του κάθε Φ/Β πλαισίου κυμαίνεται από 150-350W.

Η παρούσα διπλωματική εργασία έχει ως αντικείμενο τη βελτιστοποίηση σχεδίασης φωτοβολταϊκών (Φ/Β) εγκαταστάσεων μεγάλης κλίμακας. Κατά το σχεδιασμό του Φ/Β συστήματος λαμβάνεται υπόψη η επιλεγμένη τοπολογία μετατροπέα DC/AC καθώς και ο ξεχωριστός τρόπος διασύνδεσης αυτών με το δίκτυο. Υλοποιήθηκε η AC Module Integrated Converter (MIC) τεχνολογία όσον αφορά τη διασύνδεση των Φ/Β πλαισίων με τους αντίστοιχους μετατροπείς DC/AC. Η αποτίμηση της βελτιστοποιημένης σχεδίασης γίνεται με βάση το σταθμισμένο κόστος ενέργειας Levelized Cost of the generated Electricity, (LCOE). Στα πλαίσια του υπολογισμού αυτού του μεγέθους, εξετάζεται η παραγόμενη ενέργεια της Φ/Β μονάδας όπως και τα κόστη εγκατάστασης και συντήρησης. Πιο συγκεκριμένα στον υπολογισμό του κόστους συντήρησης γίνεται μια εκτίμηση του πλήθους των βλαβών, για κάθε εξάρτημα ξεχωριστά, καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του συστήματος. Η μοντελοποίηση των βλαβών έχει γίνει με βάση την ανάλυση Monte Carlo.

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η διερεύνηση της βελτιστοποιημένης σχεδίασης και η σύγκριση των 2 υπό εξέταση αρχιτεκτονικών της κεντρικοποιημένης και της MIC AC. Τα σενάρια βελτιστοποιημένης σχεδίασης που αναπτύχθηκαν αντιστοιχούν στην ελαχιστοποίηση του LCOE, στη μεγιστοποίηση της αποδιδόμενης ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο και στην ελαχιστοποίηση του κόστους εγκατάστασης-λειτουργίας του Φ/Β συστήματος. Τα συγκριτικά αποτελέσματα που εξήχθησαν αφορούν την παραγόμενη ενέργεια, το κόστος εγκατάστασης (C_c), το κόστος συντήρησης (C_m), το συνολικό κόστος (Total_Cost=C_c+C_m), το LCOE και το μέσο χρόνο μεταξύ βλαβών Mean Time Between Failures (MTBF) του συστήματος.

Αναλυτικότερα τα κύρια σημεία της διατριβής διαρθρώνονται ως εξής:

- Στο δεύτερο κεφάλαιο γίνεται η περιγραφή των μεθόδων σχεδίασης διασυνδεδεμένων Φ/Β συστημάτων και παρουσιάζονται παλιότερες τεχνικές ανάλυσης της αξιοπιστίας τους.
- Στο τρίτο κεφάλαιο, αρχικά αναλύεται η δομή του υπό εξέταση Φ/Β συστήματος και παρουσιάζονται τα σημαντικότερα μεγέθη που συναντιούνται συχνότερα στο τομέα της α-

νάλυσης της αξιοπιστίας συστημάτων. Στη συνέχεια γίνεται μια αναλυτική παρουσίαση της μεθόδου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία.

- Στο τέταρτο κεφάλαιο παρουσιάζονται οι παράμετροι των τύπων Φ/Β πλαισίων και μετατροπέων που δοκιμάστηκαν κατά τις βελτιστοποιήσεις, καθώς και οι βασικοί παράμετροι εισόδου του συστήματος. Παρατίθεται το σύνολο των αποτελεσμάτων που προέκυψαν από τα διαφορετικά σενάρια βελτιστοποίησης και περιγράφεται η μεθοδολογία εξαγωγής τους.
- Στο πέμπτο κεφάλαιο γίνεται η ανάλυση των αποτελεσμάτων και η εξαγωγή συμπερασμάτων. Παράλληλα γίνεται αναφορά σε πιθανές βελτιώσεις-επεκτάσεις που μπορούν να εφαρμοστούν στην μέθοδο εκτίμησης της αξιοπιστίας που αναπτύχθηκε.
- Ακολουθεί παράθεση της σχετικής βιβλιογραφίας και παράρτημα με ενδεικτικό διάγραμμα σύγκλισης της συνάρτησης βελτιστοποίησης για την ελαχιστοποίηση του LCOE.

2. Παλαιότερες μέθοδοι σχεδίασης διασυνδεδεμένων Φ/Β συστημάτων και ανάλυσης της αξιοπιστίας τους

2.1 Γενικά

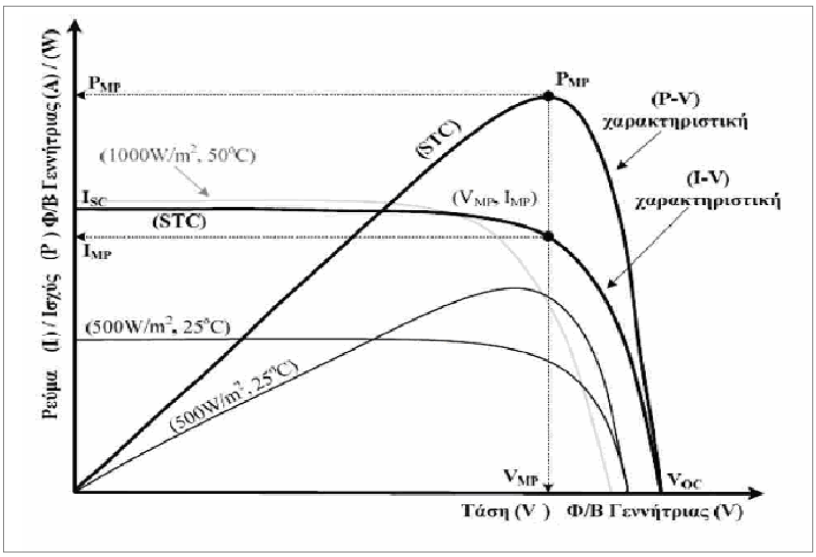
Τα διασυνδεδεμένα φωτοβολταϊκά συστήματα (Φ/Β) αποτελούν σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεγέθους από 50kWp έως μερικά MWp, στους οποίους η παραγόμενη ενέργεια διοχετεύεται απευθείας στο ηλεκτρικό δίκτυο.

Ένα τυπικό φωτοβολταϊκό σύστημα συνδεδεμένο στο ηλεκτρικό δίκτυο για παραγωγή ενέργειας αποτελείται από τα φωτοβολταϊκά πλαίσια, τα ηλεκτρονικά υποσυστήματα [μετατροπέας τάσεως - inverter (DC/AC)] που διαχειρίζονται την ηλεκτρική ενέργεια που παράγει η φωτοβολταϊκή γεννήτρια, τα μέσα προστασίας (π.χ. διακόπτες) για τον έλεγχο τυχόν σφαλμάτων στο δίκτυο, μετρητή ενέργειας για τη καταμέτρηση της εισερχόμενης και εξερχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και τις απαιτούμενες καλωδιώσεις.

Η τάση που παράγουν τα Φ/Β πλαίσια είναι συνεχής, οπότε για τη διασύνδεση στο δίκτυο απαιτείται η κατάλληλη μετατροπή της σε εναλλασσόμενη. Για το λόγο αυτό χρησιμοποιούνται μετατροπείς ηλεκτρονικών ισχύος. Συνήθως χρησιμοποιείται αρχικά ένας dc-dc converter που ανυψώνει και σταθεροποιεί τη συνεχή τάση που παράγουν τα Φ/Β πλαίσια. Ο μετατροπέας DC/AC ελέγχει συνέχεια το σημείο λειτουργίας των Φ/Β πλαισίων καθώς μεταβάλλεται η καμπύλη ισχύος-τάσης του, δηλαδή λειτουργεί ως ανιχνευτής του σημείου μεγίστης ισχύος των πλαισίων [Maximum Power Point Tracker (MPPT)] (*Σχήμα 2.1*). Εφόσον η ηλιακή ακτινοβολία και η θερμοκρασία μεταβάλλονται διαρκώς κατά τη διάρκεια της ημέρας, οι χαρακτηριστικές εξόδου (V-I) μετατοπίζονται διαρκώς. Το σημείο λειτουργίας του μετατροπέα δε θα πρέπει απλά να μπορεί να κινηθεί πάνω στις καμπύλες εξόδου του φωτοβολταϊκού, αλλά θα πρέπει να εντοπίζει και να σταθεροποιείται στο εκάστοτε σημείο μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος, για δεδομένη ακτινοβολία και θερμοκρασία. Ο ανιχνευτής σημείου μεγίστης ισχύος, είναι λοιπόν μια συσκευή που επεξεργάζεται κατάλληλα το ρεύμα και την τάση εξόδου του φωτοβολταϊκού, ώστε σε κάθε χρονική στιγμή το σύστημα, να απορροφά τη μέγιστη δυνατή ισχύ από το Φ/Β πλαίσιο. [2] Στη συνέχεια, ένας μετατροπέας DC/AC μετατρέπει τη συνεχή τάση σε εναλλασσόμενη και συνδέεται στο ηλεκτρικό δίκτυο. Το αρνητικό στοιχείο των μετατροπέων DC/AC είναι ότι παράγουν αρμονικές, οι οποίες διαχέονται στο ηλεκτρικό δίκτυο και παραμορφώνουν την τάση και το ρεύμα του. Έτσι, οι μετατροπείς DC/AC πρέπει να τηρούν ορισμένα όρια στην έγχυση αρμονικών, όπως αυτά ορίζονται από τα αντίστοιχα πρότυπα. Η αρμονική παραμόρφωση που προκαλούν στο δίκτυο οι Φ/Β μονάδες αποτελεί, μαζί με την πιθανή μεταβολή της τάσης, το σημαντικότερο εμπόδιο στην ευρεία διείσδυση των μονάδων αυτών, ιδιαίτερα υπό τη μορφή μικρών διάσπαρτων μονάδων, στο δίκτυο διανομής και έχει απασχολήσει τους ερευνητές αρκετά.

Ένα σημαντικό ζήτημα που έχει να κάνει με τη διασύνδεση των Φ/Β συστημάτων στο ηλεκτρικό δίκτυο είναι η προστασία. Οι Φ/Β μονάδες πρέπει να προστατεύονται κατάλληλα από ενδεχόμενα σφάλματα στο δίκτυο, όπως και τα υπόλοιπα στοιχεία του δικτύου πρέπει να προστατεύονται από ενδεχόμενα σφάλματα στις Φ/Β μονάδες. Ταυτόχρονα, τα μέσα προστασίας των Φ/Β μονάδων πρέπει να συνεργάζονται με αυτά του δικτύου στο οποίο συνδέονται, ώστε να αποφεύγονται φαινόμενα απομονωμένης λειτουργίας (νησιδοποίησης). Η μεγάλη ανάπτυξη των Φ/Β έχει οδηγήσει και στην ταυτόχρονη ανάπτυξη μεθόδων προστασίας έναντι της νησιδοποίησης με κατάλληλους διακόπτες. Οι διακόπτες αυτοί χρησιμοποιούν μεθόδους ανίχνευσης της νησιδοποίησης, όπως η μέτρηση της σύνθετης αντίστασης του δικτύου, η επιτήρηση του ρυθμού αλλαγής της συχνότητας κτλ., και σε περίπτωση σφάλματος στην πλευρά του δικτύου θέτουν εντός ορισμένου χρόνου τη Φ/Β μονάδα εκτός λειτουργίας.

Τα υψηλά ποσοστά διείσδυσης των Φ/Β μονάδων που προβλέπονται για το μέλλον στα δίκτυα διανομής μπορούν να αποφέρουν ορισμένα συγκριτικά πλεονεκτήματα. Για παράδειγμα, η ιδιότητα τους να παράγουν τη μέγιστη τους ισχύ κατά τις μεσημεριανές ώρες και ιδιαίτερα τους καλοκαιρινούς μήνες μπορεί να αποτελέσει παράγοντα ενίσχυσης της συνολικής αξιοπιστίας του ηλεκτρικού συστήματος. Επίσης, σε ορισμένες περιπτώσεις η διείσδυση Φ/Β μονάδων σε ασθενή ακτινικά δίκτυα μπορεί να παρέχει ενίσχυση στη τάση του δικτύου, ενώ ιδιαίτερα σημαντική αναμένεται να είναι και η μείωση των απωλειών ισχύος. [1]



Σχήμα 2.1 Καμπύλες τάσης-ρεύματος και τάσης-ισχύος ενός Φ/Β πλαισίου

2.2 Τρόποι διασύνδεσης των Φ/Β μονάδων με το ηλεκτρικό δίκτυο

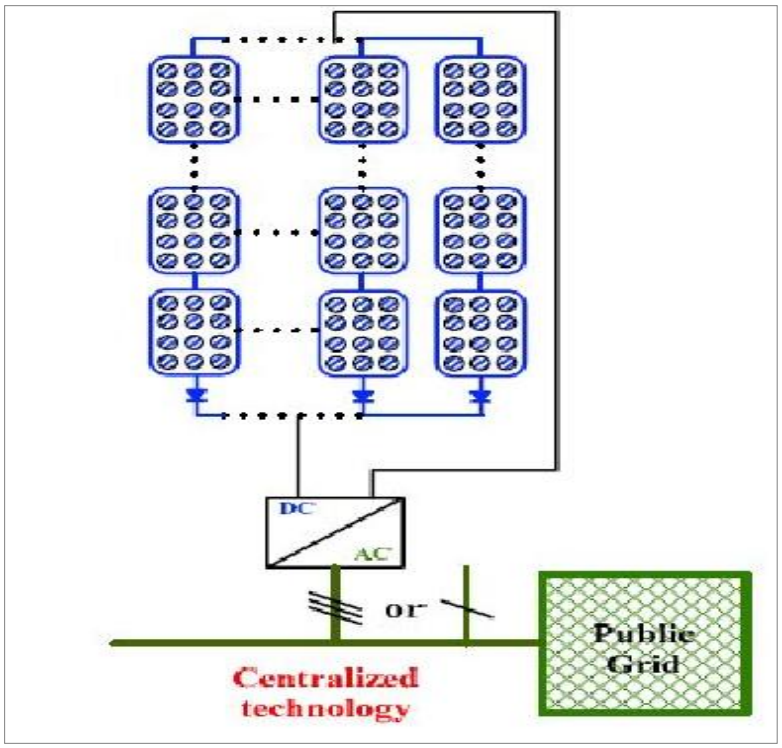
Η τεχνολογία των Φ/Β συστημάτων για τη διασύνδεση τους στο δίκτυο αφορά κυρίως το τρόπο σύνδεσης των Φ/Β πλαισίων με τον επιλεγμένο μετατροπέα DC/AC. Οποιαδήποτε διαφοροποίηση έγκειται αφενός μεν στον αριθμό των Φ/Β πλαισίων που αντιστοιχούν στον εκάστοτε ηλεκτρονικό μετατροπέα DC/AC (επίπεδο ισχύος του μετατροπέα DC/AC), αφετέρου δε στον τρόπο με τον οποίο συνδέονται μεταξύ τους τα Φ/Β πλαίσια, δηλαδή εν σειρά σύνδεση (επίπεδο τάσης), παράλληλη σύνδεση (επίπεδο έντασης ρεύματος) ή συνδυασμός αυτών. Κάθε τοπολογία χαρακτηρίζεται από διαφορετικό βαθμό αποδοτικότητας στη μετατροπή της DC ισχύος σε AC, καθώς και σε διαφορετικές απώλειες ισχύος που οφείλονται στην αναντιστοιχία του σημείου μεγίστης ισχύος (MPP) ανάμεσα στα φωτοβολταϊκά πλαίσια εξαιτίας μερικής ή ολικής σκίασης [3].

Υπάρχουν οι εξής τοπολογίες:

- **Central inverter**

Η κεντρικοποιημένη τεχνολογία είναι από τις παλιότερες που εφαρμόστηκαν και αποσκοπεί στην παραγωγή μεγάλων ποσών ηλεκτρικής ενέργειας τα οποία μεταφέρονται στο δίκτυο μέσω ενός μόνου αντιστροφέα ο οποίος διασυνδέει ένα μεγάλο αριθμό Φ/Β πλαισίων (*Σχήμα 2.2*). Τα Φ/Β πλαίσια είναι στοιχισμένα σε σειρά σχηματίζοντας τις αλυσίδες (strings), εξασφαλίζοντας έτσι υψηλή τιμή συνεχούς τάσης. Παράλληλα οι αλυσίδες των Φ/Β πλαισίων συνδέονται μεταξύ τους παράλληλα, έτσι ώστε να είναι δυνατή η επίτευξη της ζητούμενης τιμής έντασης ρεύματος. Η όλη διάταξη κάνει χρήση ενός ανιχνευτή σημείου μεγίστης ισχύος (MPPT), καθώς και των διόδων ισχύος που λειτουργούν προστατευτικά στην περίπτωση που ορισμένα Φ/Β πλαίσια βρίσκονται υπό σκίαση. Τα βασικά πλεονεκτήματα αυτής της διάταξης είναι η μεγάλη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και η υψηλή τιμή της παραγόμενης συνεχούς τάσης που καθιστά περιττή την ενίσχυση της τάσης του συστήματος από το μετατροπέα συνεχούς τάσης (dc-dc converter). Ωστόσο τα μειονεκτήματα χρήσης της κεντρικοποιημένης τοπολογίας δεν μπορούν να αγνοηθούν. Η σύνδεση των Φ/Β πλαισίων σε σειρά σε ορισμένες περιπτώσεις μπορεί να προκαλέσει πρόσθετα προβλήματα. Πιο συγκεκριμένα λόγω της υψηλής τιμής της συνεχούς τάσης υπάρχει ο κίνδυνος σφαλμάτων, για αυτό κρίνεται απαραίτητη η χρήση ειδικών συστημάτων προστασίας και τεχνικών γειώσεως των επιμέρους τμημάτων του Φ/Β συστήματος, προκαλώντας μια αύξηση στο κόστος εγκατάστασης. Δεδομένου ότι τα Φ/Β πλαίσια ενδέχεται να βρίσκονται υπό μερική ή ολική σκίαση, τα χαρακτηριστικά τους μπορεί να είναι ανόμοια με αποτέλεσμα η παραγόμενη ισχύς και το ρεύμα εξόδου από τη συστοιχία να είναι μειωμένα. Ένα άλλο ζήτημα που αφορά τη σκίαση είναι η εμφάνιση θερμών κηλίδων στην επιφάνεια των Φ/Β πλαισίων, η οποία προκαλεί υπερβολική αύξηση της θερμοκρασίας τοπικά και κατ' επέκταση σε ορισμένες περιπτώσεις θραύση του πλαισίου. Το φαινόμενο των θερμών κηλίδων οφείλεται κα-

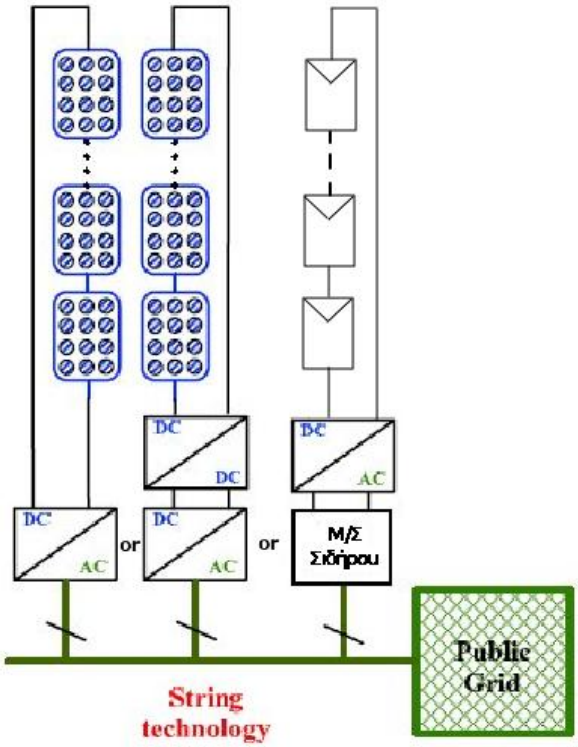
τά κύριο λόγο στην ανάστροφη πόλωση των ηλιακών στοιχείων με συνεπακόλουθο την κατανάλωση ισχύος ίσου μεγέθους με τη παραγόμενη από τα συγγενή στοιχεία της αλυσίδας. Για την αντιμετώπιση του φαινομένου γίνεται χρήση, όπως έχει ήδη αναφερθεί, των διόδων ισχύος. Ωστόσο αξίζει να σημειωθεί ότι οι εν λόγω δίοδοι μπορεί να προκαλέσουν μείωση της παραγόμενης ισχύος και κατ' επέκταση της αποδοτικότητας του συστήματος. Αρνητικό αντίκτυπο στην αποδοτικότητα έχει και η χρήση ενός κεντρικού συστήματος MPPT, μιας και δεν εξασφαλίζει πάντα σε όλα τα Φ/Β πλαίσια της αλυσίδας (string) να λειτουργούν ανά πάσα στιγμή στο σημείο μεγίστης ισχύος (MPP).



Σχήμα 2.2 Central Inverter

- **String inverter**

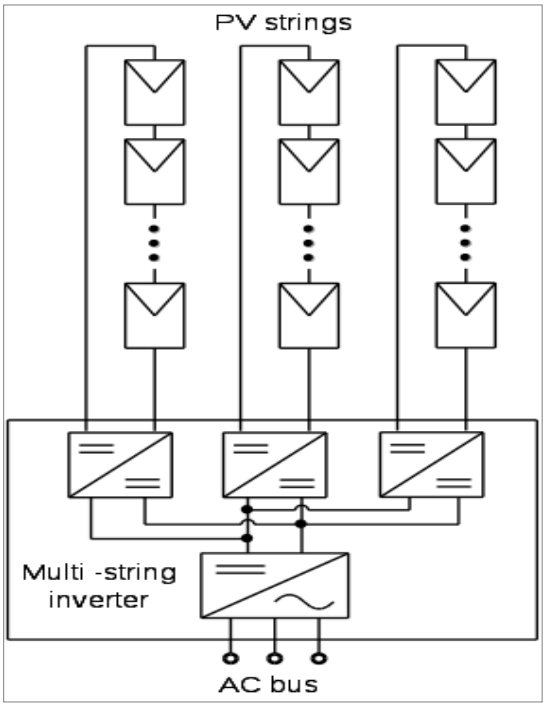
Η τεχνολογία “string inverter” αποτελείται από μια συστοιχία Φ/Β πλαισίων συνδεδεμένων σε σειρά που καταλήγει στον αντιστροφέα (*Σχήμα 2.3*). Χρησιμοποιείται για τη παραγωγή ενέργειας μικρότερης από ότι στη centralized τεχνολογία. Ωστόσο, ο ανιχνευτής σημείου μεγίστης ισχύος λειτουργεί αποδοτικότερα συγκριτικά με τη προηγούμενη τοπολογία δεδομένου ότι τα Φ/Β πλαίσια είναι σαφώς λιγότερα. Η συγκεκριμένη διάταξη αφήνει περιθώρια περαιτέρω επέκτασης του συστήματος και το κόστος εγκατάστασης είναι μικρότερο από ότι για central inverter. Στα μειονεκτήματά της συγκαταλέγονται οι υψηλές τάσεις στα σημεία διασύνδεσης, όπως και η ενδεχόμενη εμφάνιση του φαινομένου θερμών κηλίδων.



Σχήμα 2.3 String Inverter

- **Multi-string inverter**

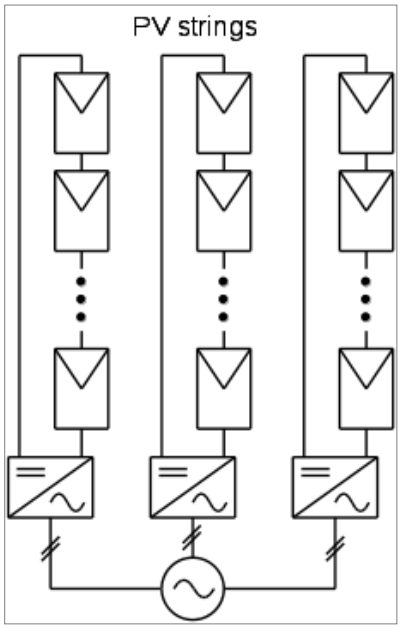
Η τεχνολογία "multi-string" είναι μια επέκταση της απλής string τεχνολογίας. Σε έναν αντιστροφέα συνδέονται περισσότερες από μια συστοιχίες Φ/Β πλαισίων σε σειρά μέσω ανεξάρτητων μετατροπέων DC/DC και συστήματα MPPT (*Σχήμα 2.4*). Πλέον υπάρχει η δυνατότητα παραγωγής μεγαλύτερου μεγέθους ηλεκτρικής ενέργειας συγκριτικά με τη τεχνολογία string. Ένα άλλο πλεονέκτημα σχετίζεται με τη καλύτερη λειτουργία των Φ/Β πλαισίων στο σημείο μέγιστης ισχύος (MPP) δεδομένου ότι σε κάθε συστοιχία αντιστοιχεί ξεχωριστό σύστημα MPPT. Στα θετικά μπορεί να συνυπολογιστεί και η δυνατότητα αύξησης της επεκτασιμότητας του συστήματος. Και σε αυτή την τοπολογία μπορεί να κάνει την εμφάνιση του το φαινόμενο των θερμών κηλίδων, όπως και οι υψηλές τιμές τάσης στα σημεία διασύνδεσης των αλυσίδων με τον αντιστροφέα. Επιπλέον η χρήση ξεχωριστών μετατροπέων DC/DC και συστημάτων MPPT προκαλεί μια αύξηση στο κόστος εγκατάστασης.



Σχήμα 2.4 Multi-String Inverter

- **Mini-Central Inverter**

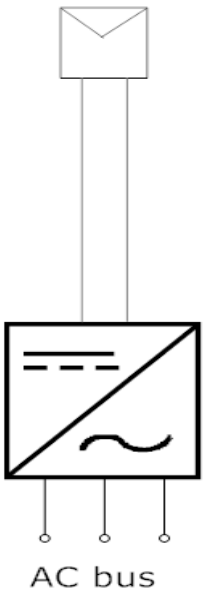
Αυτή η τεχνολογία ουσιαστικά αποτελείται από επιμέρους string inverters συνδεδεμένους έτσι ώστε να σχηματίζουν τριφασική έξοδο (*Σχήμα 2.5*).



Σχήμα 2.5 Mini-Central Inverter

- **Module-integrated Inverter**

Η AC MIC τεχνολογία αποτελεί και τη νεότερη στο χώρο των Φ/Β εφαρμογών. Διαφέρει σημαντικά σε σχέση με τις προαναφερθείσες τοπολογίες δεδομένου ότι δεν υπάρχουν πλέον διασυνδέσεις τύπου αλυσίδας ή πλέγματος μεταξύ των Φ/Β πλαισίων. Σε κάθε Φ/Β πλαίσιο αντιστοιχεί και ένας αντιστροφέας συνεχούς τάσης σε μονοφασική εναλλασσόμενη, ο οποίος είναι τοποθετημένος στο πίσω μέρος του πλαισίου ή στο μηχανισμό στήριξης του και ως εκ τούτου εκλείπουν οι DC καλωδιώσεις (*Σχήμα 2.6*). Το κόστος εγκατάστασης είναι χαμηλό και ο σχεδιασμός του συστήματος μπορεί να γίνει για διαφορετικά είδη Φ/Β πλαισίων. Ακόμη, κάθε πλαίσιο έχει το δικό του σύστημα MPPT, καθιστώντας δυνατή τη βέλτιστη ανίχνευση του σημείου μεγίστης ισχύος (MPP). Οι τάσεις στα σημεία διασύνδεσης είναι αρκετά χαμηλές, επομένως δεν υπάρχει το πρόσθετο κόστος εγκατάστασης ειδικών συστημάτων προστασίας και τεχνικών γειώσεως. Αξίζει να αναφερθεί ότι με αυτή τη τεχνολογία έχουμε τη μεγαλύτερη ευελιξία όσον αφορά την επέκταση του συστήματος. Δεν απαιτείται εξειδικευμένο προσωπικό για την εγκατάσταση. Παρουσιάζει μικρότερο βαθμό απόδοσης συγκριτικά με αντιστροφείς μεγαλύτερης ισχύος. Η χαμηλή τάση στο σημείο διασύνδεσης με τον αντιστροφέα έχει το μειονέκτημα του να είναι αναγκαία η ύπαρξη μονάδας μετατροπέα DC/DC για την ανύψωση της τάσης του Φ/Β πλαισίου. Τέλος ανάμεσα στα μειονεκτήματα συγκαταλέγονται η χαμηλή αποδιδόμενη ισχύς ανά Φ/Β μονάδα που δε ξεπερνά τα 380W, το υψηλό κόστος του αντιστροφέα δεδομένου ότι αποτελεί καινούργια τεχνολογία και η δύσκολη συντήρηση του συστήματος όταν λειτουργεί υπό μη ευνοϊκές καιρικές συνθήκες [4].

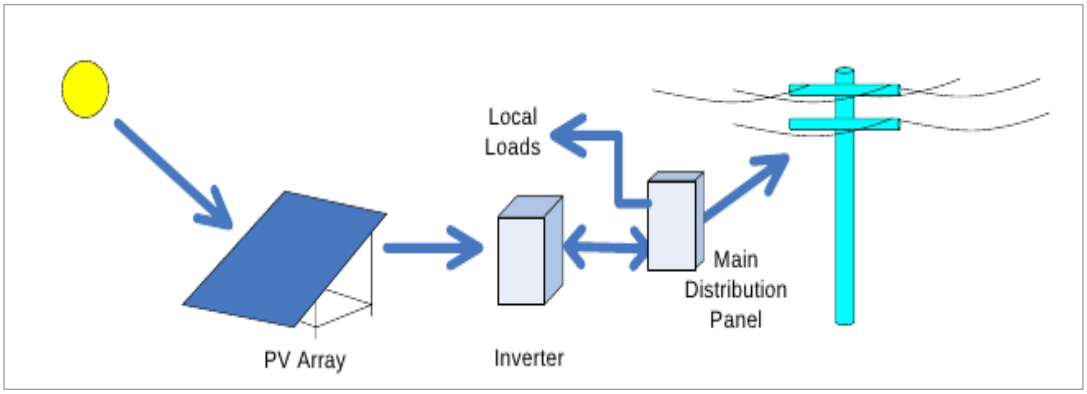


Σχήμα 2.6 Module-integrated Inverter

Στους Φ/Β σταθμούς όλη η παραγόμενη ισχύς τροφοδοτείται στο δίκτυο. Μια δυνατή κατηγοριοποίηση των διασυνδεδεμένων συστημάτων ανεξαρτήτου τοπολογίας αντιστροφέα είναι εκείνη που διαχωρίζει τα συστήματα σε, με ή χωρίς υποσύστημα αποθήκευσης (μπαταρίες) της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

2.2.1 Διασυνδεδεμένα Φ/Β συστήματα χωρίς υποσύστημα αποθήκευσης

Τα βασικά στοιχεία ενός τέτοιου συστήματος απεικονίζονται στο (*Σχήμα 2.7*). Ο αντιστροφέας ρυθμίζει τη τάση στην οποία λειτουργεί η Φ/Β διάταξη με τη βοήθεια του ανιχνευτή σημείου μεγίστης ισχύος. Λειτουργεί στην ίδια φάση με το ηλεκτρικό δίκτυο και αποδίδει τη μέγιστη ηλεκτρική ενέργεια δεδομένης της υπάρχουσας ηλιοφάνειας και θερμοκρασίας. Η σύνδεση με το μετασχηματιστή του δικτύου μπορεί να γίνει μέσω ενός αποζεύκτη (circuit breaker) αφού έχει προηγηθεί ο μετρητής του δικτύου.

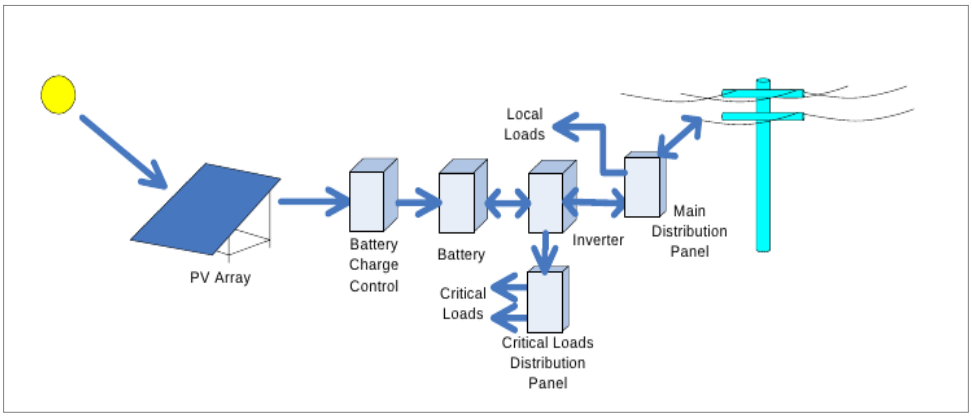


Σχήμα 2.7 Διασυνδεδεμένο Φ/Β σύστημα χωρίς υποσύστημα αποθήκευσης ενέργειας

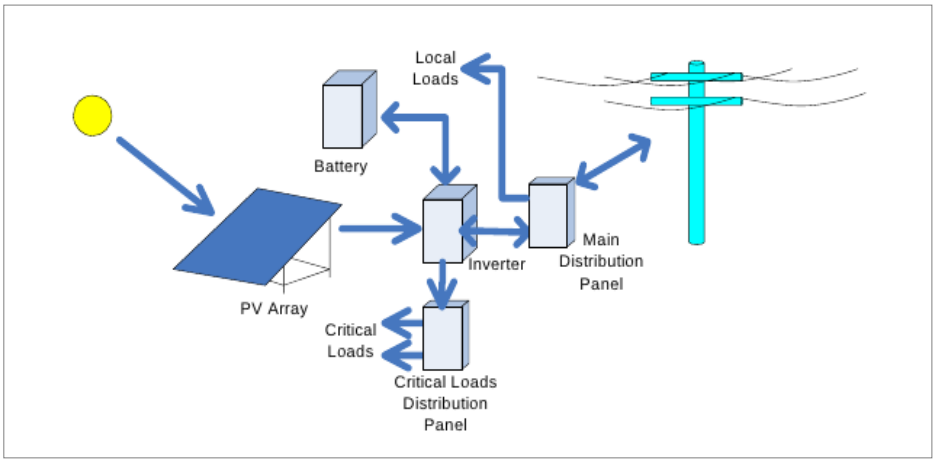
2.2.2 Διασυνδεδεμένα Φ/Β συστήματα με υποσύστημα αποθήκευσης

Η ισχύς εξόδου ενός Φ/Β συστήματος μπορεί να παρουσιάζει αρκετές διακυμάνσεις ανάλογα με τις μετεωρολογικές συνθήκες που επικρατούν. Το γεγονός αυτό δημιουργεί ορισμένα προβλήματα σχετικά με τη διασύνδεση στο δίκτυο. Η μη-σταθερή ισχύς εξόδου ενδέχεται να δημιουργήσει προβλήματα στη ποιότητα τάσης του δικτύου στο οποίο συνδέεται το Φ/Β σύστημα, ιδιαίτερα αν το ποσοστό διείσδυσης είναι μεγάλο. Το ζήτημα αυτό αντιμετωπίζεται με ταυτόχρονη χρήση διατάξεων αποθήκευσης με συσσωρευτές και κατάλληλων ελεγκτών φόρτισης. Οι ελεγκτές φόρτισης φροντίζουν για τη φόρτιση των συσσωρευτών σε περιόδους υψηλής ηλιοφάνειας και περίσσειας ενέργειας από την πλευρά του Φ/Β και για την εκφόρτιση τους σε περιόδους νεφώσεων ή κατά τη διάρκεια της νύκτας. Δεν πρέπει να παραβλέπεται το υψηλό κόστος διασυνδεδεμένων συστημάτων που κάνουν χρήση τέτοιων μονάδων αποθήκευσης. Συναντώνται οι εξής 2 αρχιτεκτονικές που απεικονίζονται στα *Σχήματα 2.8 & 2.9* αντίστοιχα. Στη $1^{η}$ αρχιτεκτονική, που ήταν πιο διαδεδομένη στα παλιότερα συστήματα, υπάρχει ξεχωριστή μονάδα για τον έλεγχο φόρτισης της μπαταρίας με την ενέργεια που συλλέχθηκε από τη Φ/Β γεννήτρια. Ο

αντιστροφέας μπορεί να συμβάλει στη φόρτιση της μπαταρίας μέσω ηλεκτρικής ενέργειας προερχόμενης από το δίκτυο στη περίπτωση που η Φ/Β παραγωγή δεν είναι επαρκής. Η 2η αρχιτεκτονική προτιμάται στα σύγχρονα Φ/Β συστήματα και προσφέρει τη βέλτιστη ροή ενέργειας από τον αντιστροφέα, τόσο προς τη μπαταρία, όσο και προς το δίκτυο.



Σχήμα 2.8 Διασυνδεδεμένο Φ/Β σύστημα με ξεχωριστή μονάδα ελέγχου φόρτισης της μπαταρίας



Σχήμα 2.9 Διασυνδεδεμένο Φ/Β σύστημα με ενσωματωμένη τη μονάδα ελέγχου φόρτισης της μπαταρίας

Ορισμένα από τα θετικά της χρήσης μέσων αποθήκευσης σε διασυνδεδεμένα συστήματα είναι τα εξής:

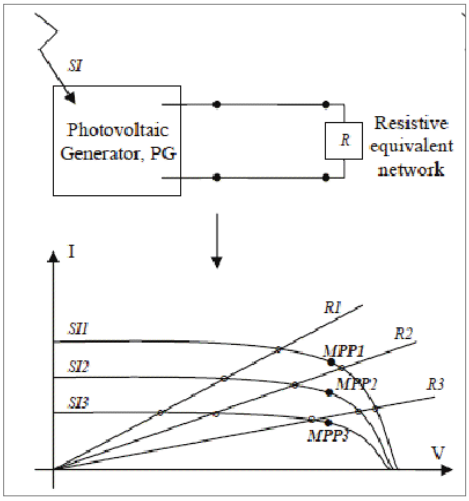
- Η συμπεριφορά του συστήματος γίνεται πιο προβλέψιμη. Ένα από τα σημαντικότερα προβλήματα που αντιμετωπίζουν οι Φ/Β γεννήτριες συνδεδεμένες στο δίκτυο, είναι η εξυπηρέτηση των ενεργειακών αναγκών, δεδομένου ότι η διακύμανση του φορτίου μπορεί να είναι μεγάλη τις ώρες αιχμής.

- Τα μέσα αποθήκευσης διευκολύνουν τον έλεγχο ροής, τόσο της ενεργούς, όσο και της αεργού ισχύος που αφορά τη ρύθμιση της τάσης στο δίκτυο διανομής.
- Σε περίπτωση που έχουμε υβριδικό σύστημα διευκολύνεται η διασύνδεση των διαφορετικών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ηλιακή, αιολική κτλ.) προσφέροντας αποδοτικότητα και αξιοπιστία.

2.3 Πιθανά προβλήματα που μπορεί να προκύψουν κατά τη λειτουργία των διασυνδεδεμένων Φ/Β συστημάτων

Τα πιθανά προβλήματα που μπορεί να προκύψουν κατά τη λειτουργία των διασυνδεδεμένων Φ/Β συστημάτων είναι:

- Απώλειες ισχύος λόγω αναντιστοιχίας (mismatch) μεταξύ Φ/Β συστήματος και δικτύου. Το κυριότερο πρόβλημα που μπορεί να εμφανιστεί στα διασυνδεδεμένα Φ/Β συστήματα είναι η αναντιστοιχία μεταξύ της μέγιστης δυνατής ενέργειας που μπορεί να παράξει η Φ/Β εγκατάσταση και της δυνατότητας του δικτύου να την απορροφήσει. Ας θεωρήσουμε για λόγους απλότητας ότι το δίκτυο διαθέτει κυρίως παθητικά στοιχεία, τότε το σημείο λειτουργίας μπορεί να προκύψει από το συνδυασμό των I-V χαρακτηριστικών του Φ/Β συστήματος και του δικτύου (*Σχήμα 2.10*). Στη πράξη το σημείο λειτουργίας μπορεί να είναι διαφορετικό από το σημείο μέγιστης ισχύος (MPP). Παράγοντες που ενδέχεται να προκαλέσουν μεταβολή του σημείου λειτουργίας είναι η αλλαγή της ισοδύναμης αντίστασης του δικτύου και οι διακυμάνσεις της ηλιακής ακτινοβολίας. Αν δεν υπάρξει καλή διαχείριση των παραπάνω φαινομένων τότε θα έχουμε απώλειες ισχύος.



Σχήμα 2.10 Χαρακτηριστικές I-V ενός διασυνδεδεμένου Φ/Β συστήματος

- Απώλειες λόγω αναντιστοιχίας μεταξύ των Φ/Β πλαισίων. Σημαντική αναντιστοιχία στη λειτουργία των Φ/Β πλαισίων μπορεί να προκύψει για τους εξής λόγους:

  1. Απόκλιση στη τιμή των παραμέτρων του Φ/Β πλαισίου που οφείλονται κατά κύριο λόγο στον κατασκευαστή
  2. Διαφορετική συμπεριφορά συστατικών του Φ/Β πλαισίου λόγω γήρανσης του υλικού
  3. Διαφορετικός προσανατολισμός των Φ/Β πλαισίων
  4. Ύπαρξη μερικής ή ολικής σκίασης των Φ/Β πλαισίων
  5. Προκειμένου να επιτευχθεί η επιθυμητή συνεχής τάση στην είσοδο του αντιστροφέα, τα Φ/Β πλαίσια συνδέονται σε σειρά σχηματίζοντας συστοιχίες (string). Το ρεύμα της συστοιχίας συμπίπτει με τη μικρότερη τιμή ρεύματος που ουσιαστικά έχει παραχθεί στο λιγότερο αποδοτικό Φ/Β πλαίσιο, προκαλώντας απώλειες ισχύος, δεδομένης της μεγίστης ισχύος που θα μπορούσε να παραχθεί από την αλυσίδα (string). Αυτές οι απώλειες μπορούν να μειωθούν κάνοντας χρήση της παράλληλης σύνδεσης διόδων παράκαμψης στα Φ/Β πλαίσια, ωστόσο αυτή δεν αποτελεί βέλτιστη λύση του προβλήματος

Για να αποφευχθεί μια υπέρταση στις γραμμές του δικτύου διανομής, οι ηλεκτρονικοί αντιστροφείς διαθέτουν μια λειτουργία που ρυθμίζει την ισχύ εξόδου όταν έχει ανιχνευθεί ότι η τάση του δικτύου είναι πολύ μεγάλη [5].

2.4 Μέθοδοι ανάλυσης αξιοπιστίας διασυνδεδεμένων Φ/Β συστημάτων

Η αξιοπιστία ορίζεται ως η πιθανότητα ένα προϊόν να λειτουργεί έτσι όπως έχει ακριβώς σχεδιαστεί, χωρίς σφάλματα, σε καθορισμένες συνθήκες και για συγκεκριμένο χρονικό διάστημα. Στα πλαίσια της πιθανοτικής ανάλυσης για τον έλεγχο της αξιοπιστίας του Φ/Β συστήματος εξετάζονται τα παρακάτω μεγέθη:

- Η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας (pdf), $f(t)$, της προκύπτουσας βλάβης, αντιπροσωπεύει τη κατανομή των αστοχιών ενός εξαρτήματος σε βάθος χρόνου. Όσο μεγαλύτερη είναι η τιμή της $f(t)$ τόσες περισσότερες αστοχίες θα παρουσιαστούν σε ένα μικρό χρονικό διάστημα γύρω από το σημείο t. Σπάνια χρησιμοποιείται η $f(t)$ για τη μέτρηση της αξιοπιστίας, ωστόσο αποτελεί βασικό εργαλείο για την εξαγωγή άλλων μεγεθών. Δεδομέ-

νου ότι στη παρούσα εργασία γίνεται χρήση της εκθετικής κατανομής, η $f(t)$ θα έχει την ακόλουθη μορφή

$$f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda t}$$

- Η αθροιστική συνάρτηση κατανομής (cdf), $F(t)$, υπολογίζει την πιθανότητα αστοχίας ενός εξαρτήματος για κάποια χρονική στιγμή t, δηλαδή ένα τμήμα του υπό εξέταση πληθυσμού να παρουσιάσει βλάβη πριν ή τη στιγμή t:

$$F(t) = \Pr(T \le t) = \int_{-\infty}^{t} f(t)dt = 1 - e^{-\lambda t}$$

- Η συνάρτηση αξιοπιστίας (reliability function), $R(t)$, γνωστή και ως συνάρτηση επιβίωσης, είναι το συμπλήρωμα της συνάρτησης κατανομής και αντιπροσωπεύει τη πιθανότητα ένα τμήμα του πληθυσμού να μη παρουσιάσει βλάβη για κάποια χρονική στιγμή t:

$$R(t) = 1 - F(t) = e^{-\lambda t}.$$

- Η συνάρτηση κινδύνου (hazard function), $h(t)$, ή αλλιώς ρυθμός αστοχίας (failure rate) εκφράζει το ρυθμό αλλαγής στη πιθανότητα ενός εξαρτήματος που δεν είχε παρουσιάσει πρόβλημα μέχρι τώρα, να εμφανίσει βλάβη στο αμέσως επόμενο χρονικό διάστημα:

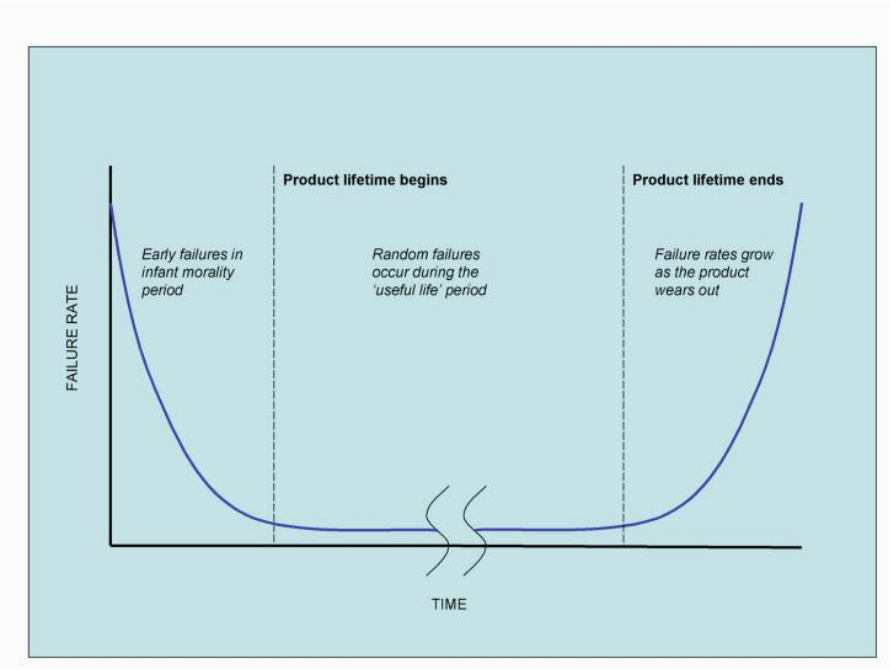
$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \lambda$$

Όταν γίνεται χρήση της εκθετικής κατανομής ως pdf, τότε ο ρυθμός αστοχίας είναι σταθερός και δεν εξαρτάται από το χρόνο. Συνήθης μονάδα μέτρησης του είναι αριθμός βλαβών/10^6 ώρες. Υπάρχουν 3 ξεχωριστοί τύποι του ρυθμού αστοχίας όσον αφορά τη διακύμανση του με τη πάροδο του χρόνου (μειούμενος ρυθμός αστοχίας, σταθερός και αυξανόμενος). Η δικαιολόγηση αυτών βρίσκεται στη μορφή της λεκανοειδούς καμπύλης (*Σχήμα 2.11*). Η λεκανοειδής καμπύλη εκφράζει τη πιο βασική έννοια της αξιοπιστίας και αναπαριστά το πώς κυμαίνεται ο ρυθμός αστοχίας ενός πληθυσμού κατά τη διάρκεια ζωής του. Οι περίοδοι που διακρίνονται είναι οι εξής:

1. Πρώιμη περίοδος αστοχιών. Ο ρυθμός αστοχιών μειώνεται με τη πάροδο του χρόνου. Οι βλάβες που παρουσιάζονται σε αυτή τη φάση οφείλονται κυρίως σε σχεδιαστικά λάθη από τη πλευρά του κατασκευαστή, ελαττωματικά υλικά ή ακόμα και σε κακή χρήση των εξαρτημάτων.

2. Τυχαία περίοδος αστοχιών ή αλλιώς χρήσιμη περίοδος ζωής. Κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου ο ρυθμός αστοχιών παραμένει σχεδόν σταθερός. Οι βλάβες δεν ακολουθούν κάποιο πρότυπο και συμβαίνουν σε τυχαία χρονικά διαστήματα λόγω του μη-προβλεπόμενου χαρακτήρα των παραγόντων που τις προκαλούν.
3. Περίοδος φθοράς. Σε αυτή τη περίοδο ο ρυθμός βλαβών έχει αυξητικές τάσεις αποτέλεσμα της μη-αναστρέψιμης γήρανσης του υλικού. Η φθορά εντείνεται με τη πάροδο του χρόνου καθιστώντας την ύπαρξη βλαβών αναπόφευκτη. Για την ελαχιστοποίηση αυτών των φαινομένων είναι αναγκαία η υιοθέτηση πλάνου συντήρησης και αντικατάστασης των παλιών εξαρτημάτων.

Αξίζει να σημειωθεί ότι πολλά εξαρτήματα παρουσιάζουν ορισμένες πτυχές της λεκανοειδούς καμπύλης και όχι την πλήρη μορφή της.



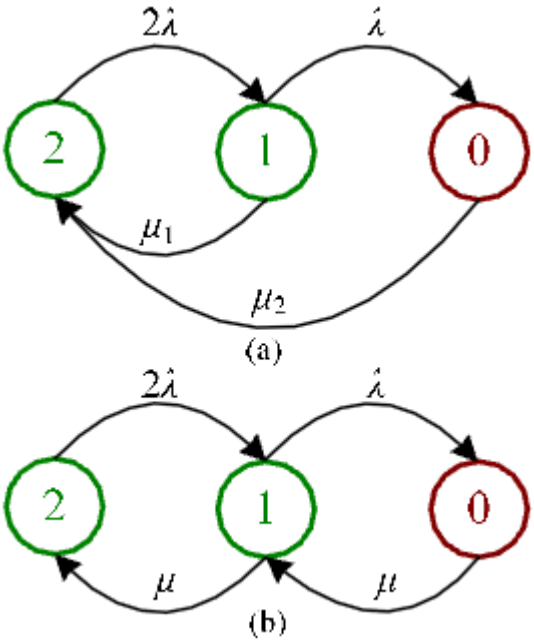
Σχήμα 2.11 Λεκανοειδής καμπύλη

- Ο μέσος χρόνος μεταξύ βλαβών (Mean time between failures, MTBF), με μονάδα μέτρησης τις ώρες (h). Η συγκεκριμένη έννοια τείνει συχνά να συγχέεται με την αναμενόμενη διάρκεια ζωής των ηλεκτρονικών εξαρτημάτων. Ωστόσο κάτι τέτοιο δεν αληθεύει μιας και ο MTBF δίνει μόνο μια στατιστική ένδειξη για το πώς κυμαίνεται ο ρυθμός βλαβών κατά τη χρήσιμη περίοδο ζωής. Η αναμενόμενη διάρκεια ζωής εξαρτάται από τους μηχανισμούς που δρουν

κατά τη πρώιμη περίοδο και τη περίοδο φθοράς. Ο μέσος χρόνος για αποτυχία (MTTF) αντιπροσωπεύει την αναμενόμενη διάρκεια ζωής ενός εξαρτήματος που δεν επιδέχεται επισκευής σε περίπτωση βλάβης. Στη περίπτωση που έχει επιλεγεί η εκθετική συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας, ορίζεται ως:

$$MTTF = \int_0^\infty R(t)dt = \frac{1}{\lambda}$$

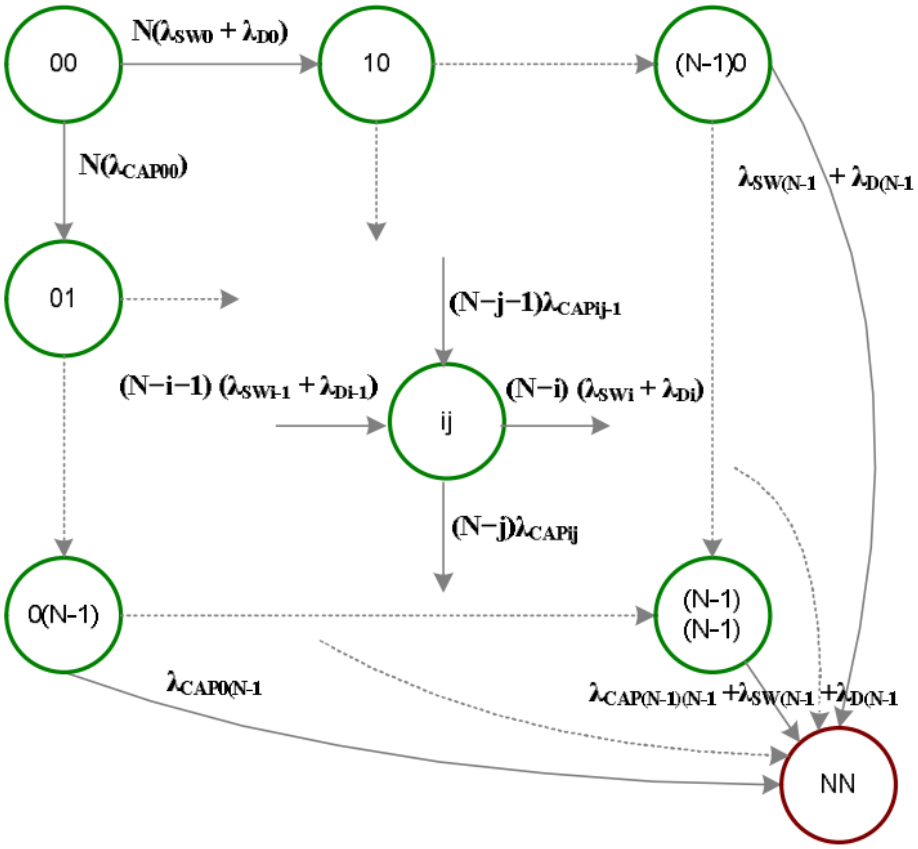
Οι περισσότεροι μέθοδοι ανάλυσης αξιοπιστίας είναι εστιασμένοι στη «κεντρική μονάδα» του Φ/Β συστήματος, τον μετατροπέα DC/AC. Μια αναλυτική μέθοδος που χρησιμοποιείται κατά κόρον είναι αυτή που κάνει χρήση των μοντέλων Markov. Τα μοντέλα Markov προτιμούνται καθώς περιλαμβάνουν ρυθμούς σφαλμάτων (failure rates) που περιγράφονται με βάση τις καταστάσεις της διαδικασίας Markov. Παράλληλα είναι δυνατή η διαχείριση διαφορετικών τύπων αστοχιών και στρατηγικών διόρθωσης σφαλμάτων. Η συγκεκριμένη μέθοδος προϋποθέτει την κατασκευή του διαγράμματος μετάβασης καταστάσεων, όπου κάθε κόμβος του διαγράμματος αντιστοιχεί σε μια κατάσταση της διαδικασίας Markov και αντιπροσωπεύει των αριθμό των λειτουργικών μετατροπέων (*Σχήμα 2.12*). Η πιθανότητα που αντιστοιχεί σε μια κατάσταση περιγράφεται από τις εξισώσεις Chapman-Kolmogorov [7].



Σχήμα 2.12 Διάγραμμα μετάβασης καταστάσεων σε μοντέλο Markov όπου τα λ , μ αντιστοιχούν στο ρυθμό σφάλματος και επιδιόρθωσης αντίστοιχα: (a) στις καταστάσεις όπου υπάρχει βλάβη σε μετατροπέα DC/AC γίνεται επιδιώρθωση σε όλες τις βλάβες (b) στις καταστάσεις όπου υπάρχει βλάβη επιδιορθώνεται μόνο η συγκεκριμένη (διαφορετική στρατηγική διόρθωσης σφαλμάτων)

Μια παραλλαγή της παραπάνω μεθόδου αντιστοιχεί κάθε κατάσταση του διαγράμματος Markov σε έναν μετατροπέα N φάσεων. Σε έναν τέτοιο μετατροπέα οποιαδήποτε βλάβη που μπορεί να προκύψει σε κάποιο διακόπτη, δίοδο ή πηνίο προκαλεί τη πτώση της αντίστοιχης φάσης αλλά όχι και τη διακοπή της λειτουργίας του μετατροπέα. Τα εσωτερικά εξαρτήματα του μετατροπέα διαχωρίζονται σε στάδια εισόδου και εξόδου. Πιο συγκεκριμένα, τα στάδια εισόδου απαρτίζονται από τους διακόπτες, τις διόδους και τα πηνία. Τα στάδια εξόδου από τους πυκνωτές. Επομένως κάθε κατάσταση "ij" του διαγράμματος αντιστοιχεί σε ένα μετατροπέα N φάσεων που λειτουργεί με βλάβη σε i στάδια εισόδου και j στάδια εξόδου αντίστοιχα (*Σχήμα 2.13*). Με βάση το μετασχηματισμό Laplace των εξισώσεων Chapman-Kolmogorov υπολογίζονται οι πιθανότητες [$P_{ij}(s)$] που αντιστοιχούν στις καταστάσεις του διαγράμματος. Η ποσοτικοποίηση της συνολικής αξιοπιστίας του συστήματος επιτυγχάνεται με τον υπολογισμό του μέσου χρόνου για αποτυχία Mean Time To Failure (MTTF) [8],[9].

$$MTTF = \sum_{i=0}^{N-1}\sum_{j=0}^{N-1} Pij(0)$$

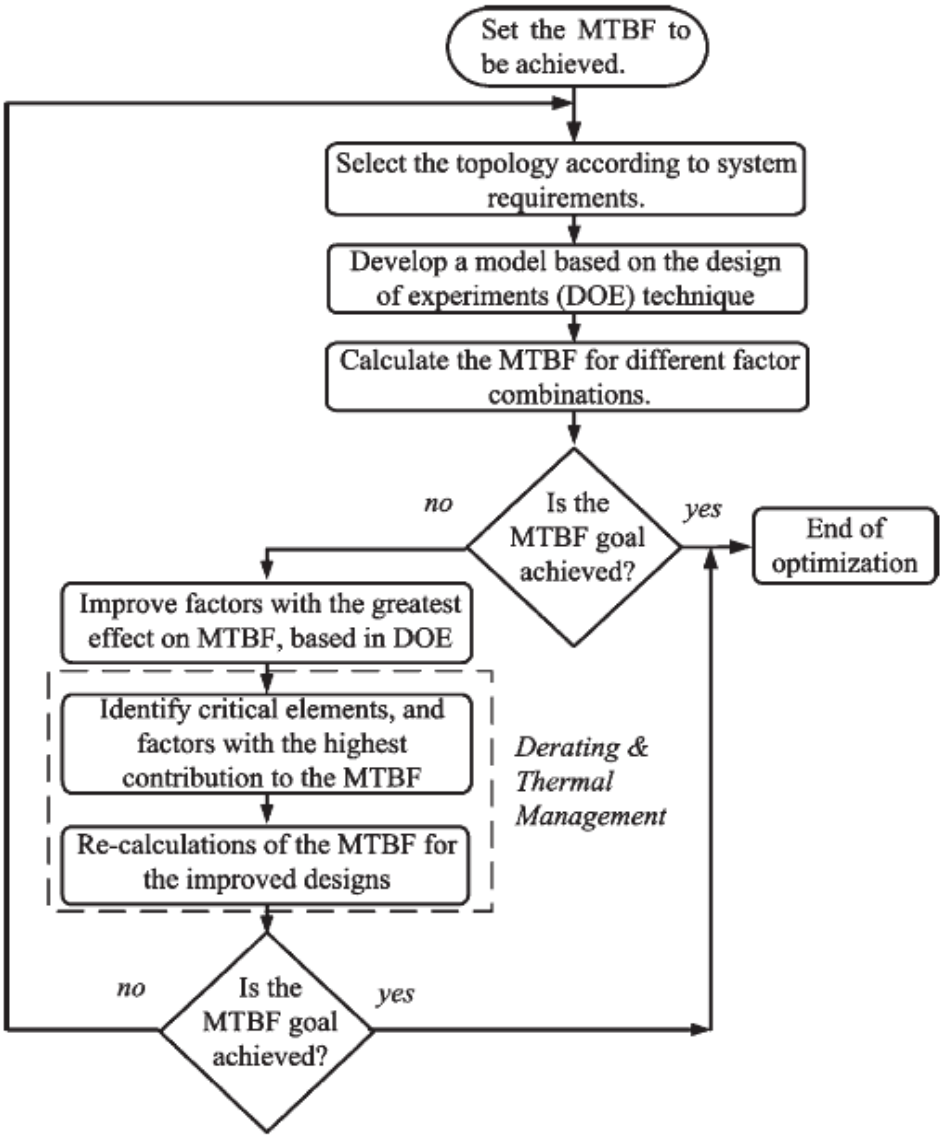


Σχήμα 2.13 Διάγραμμα μετάβασης καταστάσεων για μετατροπέα N φάσεων, όπου λ_{sw}/D_x αντιστοιχεί στο ρυθμό σφάλματος του διακόπτη και της διόδου και λ_{cap} στο ρυθμό σφάλματος του πυκνωτή αντίστοιχα

Μια ξεχωριστή μέθοδος που επικεντρώνεται στους μετατροπείς DC/AC και στοχεύει στη βελτίωση της αξιοπιστίας τους προτείνεται στο [10]. Η προσέγγιση που παρουσιάζεται εστιάζει στην αναγνώριση του συνδιασμού των σχεδιαστικών παραμέτρων του μετατροπέα, που προσφέρουν το καλύτερο μέσο χρόνο μεταξύ βλαβών (MTBF) (ή εναλλακτικά το ρυθμό σφαλμάτων). Στα πλαίσια της ακολουθούμενης διαδικασίας είναι ο σχεδιασμός του μετατροπέα πολλαπλές φορές, κάθε φορά με διαφορετικές προδιαγραφές, και ο υπολογισμός της αντίστοιχης αξιοπιστίας. Οι προδιαγραφές προκύπτουν μέσα από ένα συστηματικό τρόπο έτσι ώστε να είναι δυνατή η αναγνώριση των παραμέτρων με τη μεγαλύτερη συμβολή. Η μεθοδολογία μπορεί να συνοψισθεί στα ακόλουθα βήματα:

- Επιλογή του MTBF προς επίτευξη
- Επιλογή της τοπολογίας του μετατροπέα
- Ανάπτυξη ενός στατιστικού μοντέλου βασισμένο στη τεχνική Design-Of-Experiments (DOE).
- Υπολογισμός του MTBF για όλους τους συνδιασμούς των παραμέτρων. Για τον υπολογισμό μπορεί να χρησιμοποιηθεί το εμπορικό λογισμικό Relex.
- Έλεγχος αν η τιμή του MTBF ικανοποιεί τον αρχικό στόχο και τερματισμός της διαδικασίας βελτιστοποιήσης. Διαφορετικά, μετάβαση στο επόμενο βήμα της στατιστικής ανάλυσης.
- Αναγνώριση των παραμέτρων που έχουν τη μεγαλύτερη επίδραση στη διαμόρφωση του MTBF και περαιτέρω υπολογισμοί που συμβάλουν στη βελτιστοποιήση των τιμών των παραμέτρων.
- Ανάλυση της αξιοπιστίας σε επίπεδο εξαρτημάτων του μετατροπέα. Αναγνώριση των κρίσιμων στοιχείων και παραγόντων με τη μεγαλύτερη συμβολή στη διαμόρφωση του MTBF και επαναϋπολογισμός του.

Στο *Σχήμα 2.14* απεικονίζεται το διάγραμμα ροής της ανωτέρω μεθόδου.



Σχήμα 2.14 Διάγραμμα ροής

Η αναλυτική μέθοδος που παρουσιάζεται στο [11] χωρίζει τη Φ/Β μονάδα σε υποσυστήματα και εξετάζει την αξιοπιστία του κάθε υποσυστήματος (π.χ. μετατροπέα DC/AC) ξεχωριστά. Η ανάλυση αποτελείται από 3 φάσεις:

- Σε αυτό το βήμα στόχος είναι η αξιοποίηση πληροφοριών και η κατανόηση του ρόλου που διαδραματίζουν επιβαρυντικοί παράγοντες (stress factors), όπως η θερμότητα, στη λειτουργία του υποσυστήματος. Αναπτύσσεται ένα μοντέλο που περιγράφει την εξέλιξη της θερμότητας σε συνάρτηση με τη πάροδο του χρόνου. Μια μέθοδος που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την προσομοίωση της επίδρασης της θερμότητας στα υπό εξέταση υποσυστήματα, είναι με την ανάπτυξη ενός προγράμματος σε λογισμικό Matlab όπου θα

επιλύονται οι εξισώσεις που περιγράφουν τη μεταφορά θερμότητας χρησιμοποιώντας ένα αρχείου εισόδου με τις παραμέτρους του υποσυστήματος.

- Υπολογίζεται η αξιοπιστία του υποσυστήματος λαμβάνοντας υπόψη τους επιβαρυντικούς παράγοντες που διέπουν τη λειτουργία των εξαρτημάτων του υποσυστήματος. Με βάση τη Monte Carlo προσομοίωση υπολογίζονται οι χρόνοι για βλάβη (time-to-failure, TTF) και επιδιόρθωση (time-to-repair, TTR).
- Τα προηγούμενα βήματα εφαρμόζονται και στα άλλα υποσυστήματα και εξάγεται μια εκτίμηση της συνολικής αξιοπιστίας του συστήματος.

Μια διαφορετική προσέγγιση που λαμβάνει υπόψη την επίδραση του καιρού στα εξαρτήματα κατά την εκτίμηση της αξιοπιστίας των διασυνδεδεμένων Φ/Β συστημάτων προτείνεται στο [12]. Οι καιρικές συνθήκες και το περιβάλλον κατ' επέκταση καθορίζουν το ρυθμό σφάλματος και επιδιόρθωσης σε ένα εξάρτημα εγκατεστημένο σε εξωτερικό χώρο. Σε δυσμενείς καιρικές συνθήκες ο ρυθμός σφαλμάτων είναι εμφανώς μεγαλύτερος συγκριτικά με τις φυσιολογικές συνθήκες. Οι αποτυχίες των εξαρτημάτων καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου δεν είναι ομοιόμορφα κατανεμημένες αλλά είναι πιο πιθανή η εμφάνιση τους κατά συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα. Η επίδραση του καιρού ενσωματώνεται στον υπολογισμό των ρυθμών σφάλματος και επιδιόρθωσης, οι οποίοι είναι πλέον εκφρασμένοι σε συνάρτηση με το χρόνο. Πιο συγκεκριμένα ισχύουν:

$$\lambda(t) = f_{\lambda w}(t) \cdot \lambda_n \tag{1}$$

όπου $f_{\lambda w}(t)$ είναι ο συντελεστής καιρικών συνθηκών τη χρονική στιγμή t και λ_n μια μέση τιμή του ρυθμού σφάλματος υπό φυσιολογικές καιρικές συνθήκες.

$$r(t) = f_{rw}(t) \cdot f_{rh}(t) \cdot r_n \tag{2}$$

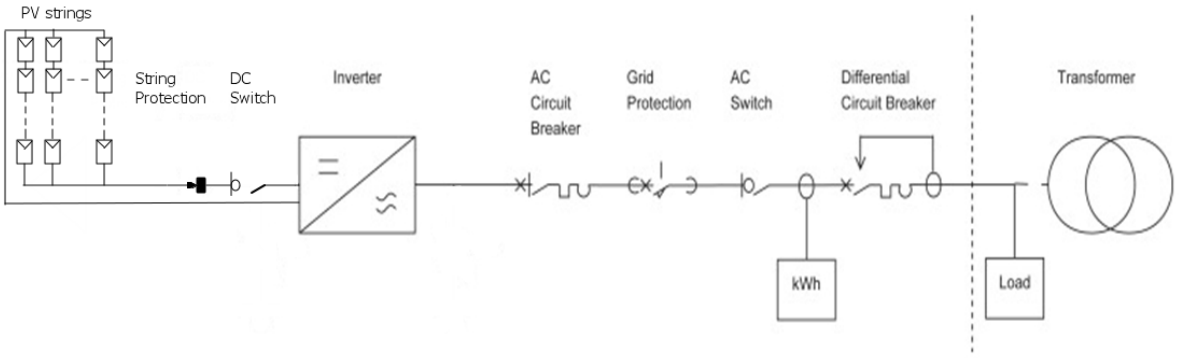
όπου $f_{rw}(t)$ είναι ο συντελεστής του χρόνου αποκατάστασης εξαρτώμενος από τον καιρό, r_n ο χρόνος αποκατάστασης υπό φυσιολογικές καιρικές συνθήκες και $f_{rh}(t)$ ο συντελεστής του ωριαίου χρόνου αποκατάστασης.

Ο υπολογισμός των δεικτών της αξιοπιστίας (MTBF, MTTF) προέρχεται από την εκτέλεση σειριακής Monte Carlo προσομοίωσης, στην όποια εισάγονται οι διάφοροι παράμετροι που μεταβάλλονται με το χρόνο.

3. Παρουσίαση της μεθόδου που αναπτύχθηκε στην παρούσα εργασία

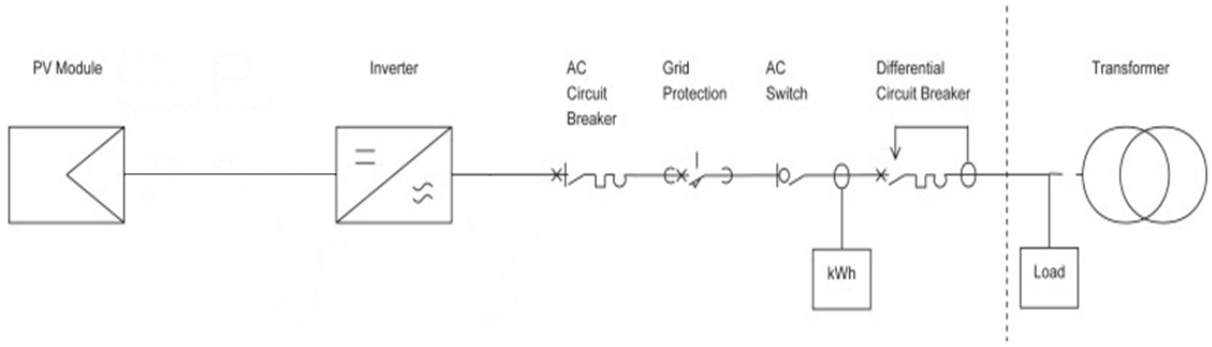
3.1 Γενικά για τη δομή του Φ/Β συστήματος

Στη παρούσα εργασία εξετάζεται η λειτουργία δύο Φ/Β συστημάτων με ξεχωριστές αρχιτεκτονικές όσον αφορά τους μετατροπείς DC/AC. Η πρώτη τοπολογία είναι βασισμένη στη κεντρικοποιημένη τεχνολογία (centralized inverter, *Σχήμα 3.1*) όπου κάθε συστοιχία από Φ/Β πλαίσια κατάλληλα συνδεδεμένα μεταξύ τους σχηματίζοντας σειρές και στήλες, αντιστοιχεί σε ένα μετατροπέα ισχύος των 10kW. Ανάμεσα στο πλέγμα των Φ/Β πλαισίων και στον αντιστροφέα παρεμβάλλεται μια δίοδος αντεπιστροφής (blocking diode) όπως και ένας DC διακόπτης. Η παρουσία της διόδου λειτουργεί αποτρεπτικά στη διέλευση ρεύματος από τον αντιστροφέα προς τα πλαίσια σε περίπτωση σφάλματος, και ο διακόπτης επιτρέπει την αποσύνδεση του μετατροπέα DC/AC από την Φ/Β συστοιχία, ακόμα και όταν υπάρχει ηλιοφάνεια, για λόγους συντήρησης ή ασφάλειας. Στην AC γραμμή μεταφοράς ενέργειας μεταξύ του αντιστροφέα και του μετασχηματιστή υπάρχουν τεσσάρων ειδών διακόπτες προστασίας (AC circuit breaker, grid protection, AC switch, differential circuit breaker) [6].



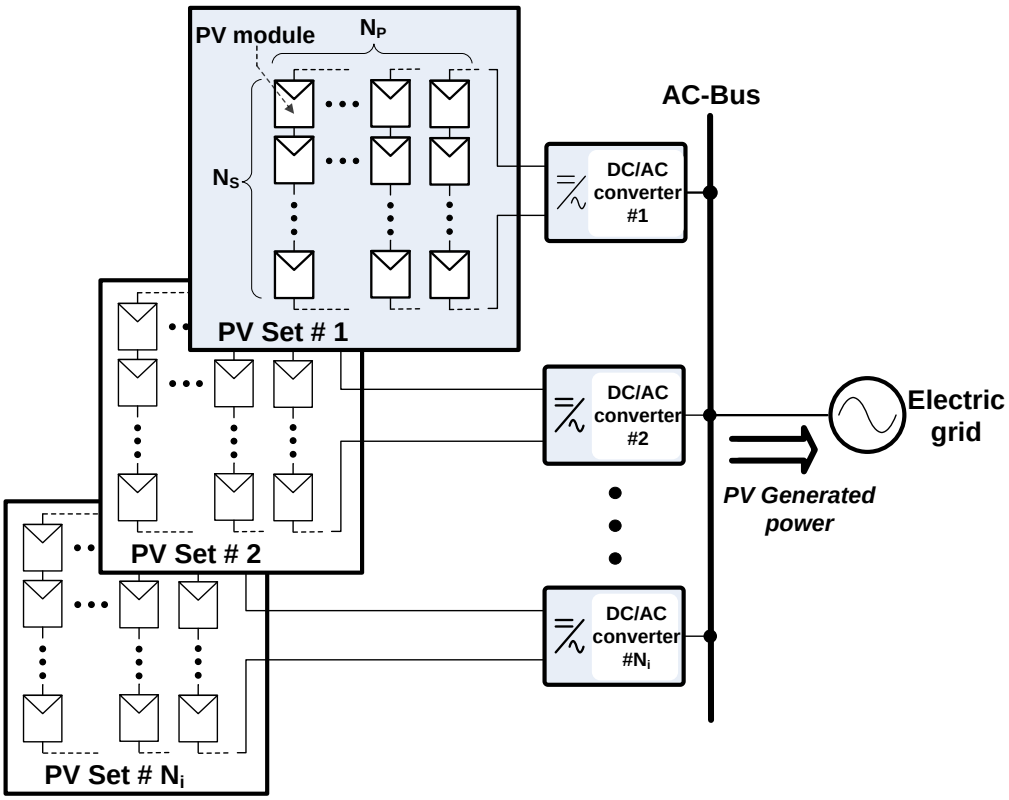
Σχήμα 3.1 Αρχιτεκτονική του Φ/Β Συστήματος με χρήση του κεντρικού μετατροπέα

Η δεύτερη τοπολογία αφορά την αρχιτεκτονική AC MIC (*Σχήμα 3.2*) όπου στο πίσω μέρος κάθε Φ/Β πλαισίου είναι τοποθετημένος και ο αντίστοιχος μετατροπέας ισχύος 190W. Συγκριτικά με τη κεντρικοποιημένη τεχνολογία εδώ απουσιάζουν οι διασυνδέσεις τύπου πλέγματος στα πλαίσια όπως και οι DC καλωδιώσεις ανάμεσα στο Φ/Β πλαίσιο και το μετατροπέα DC/AC. Σε αυτή τη περίπτωση δε χρησιμοποιείται δίοδος αντεπιστροφής και DC διακόπτης. Οι διακόπτες προστασίας που παρεμβάλλονται στην AC πλευρά είναι ίδιοι με αυτούς της προηγούμενης αρχιτεκτονικής.

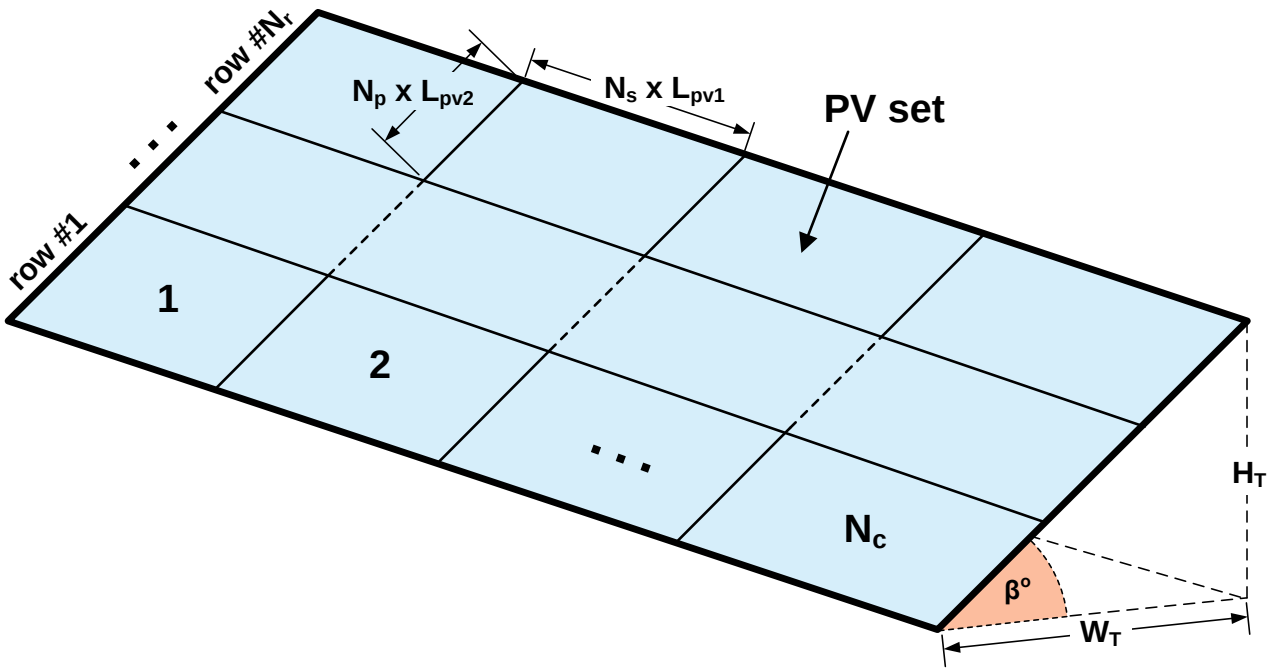


Σχήμα 3.2 Αρχιτεκτονική του Φ/Β Συστήματος με χρήση του module-integrated μετατροπέα DC/AC

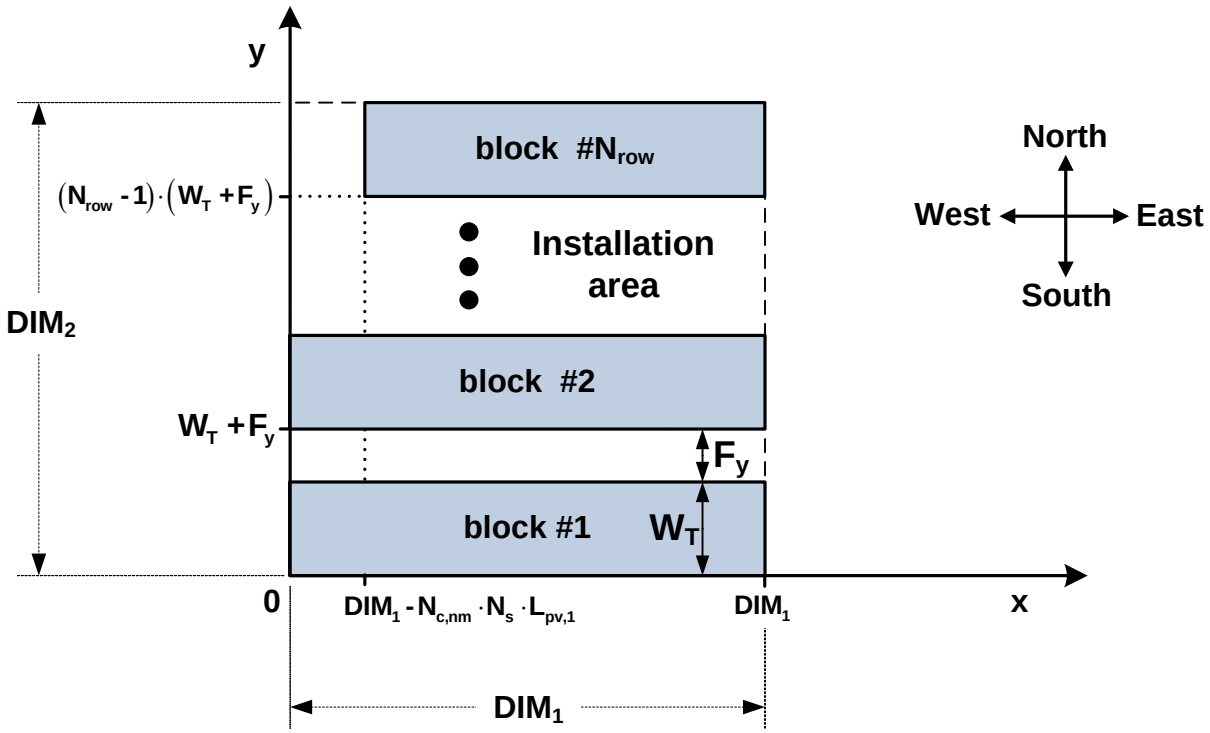
Τα Φ/Β πλαίσια που μελετώνται είναι κατασκευασμένα από πολυκρυσταλλικό πυρίτιο και βρίσκονται στερεωμένα σε πλαίσια με σταθερή κλίση (fixed tilt). Αναλόγως σε ποια αρχιτεκτονική ανήκουν, είτε σχηματίζουν πλέγμα είτε μεμονωμένα, ταξινομούνται σε ομάδες Φ/Β σετ (*Σχήμα 3.3*). Το Φ/Β σύστημα αποτελείται από ομάδες τοποθετημένες η μία πίσω από την άλλη (*Σχήμα 3.5*), όπου κάθε ομάδα απαρτίζεται από συγκεκριμένο αριθμό σειρών και στηλών από Φ/Β σετ (*Σχήμα 3.4*).



Σχήμα 3.3 Ταξινόμηση των πλαισίων μέσα στο Φ/Β σετ και αντιστοίχηση στον κεντρικό μετατροπέα (N_s ο αριθμός των πλαισίων εν σειρά, N_p ο αριθμός των αλυσίδων συνδεδεμένα παράλληλα)



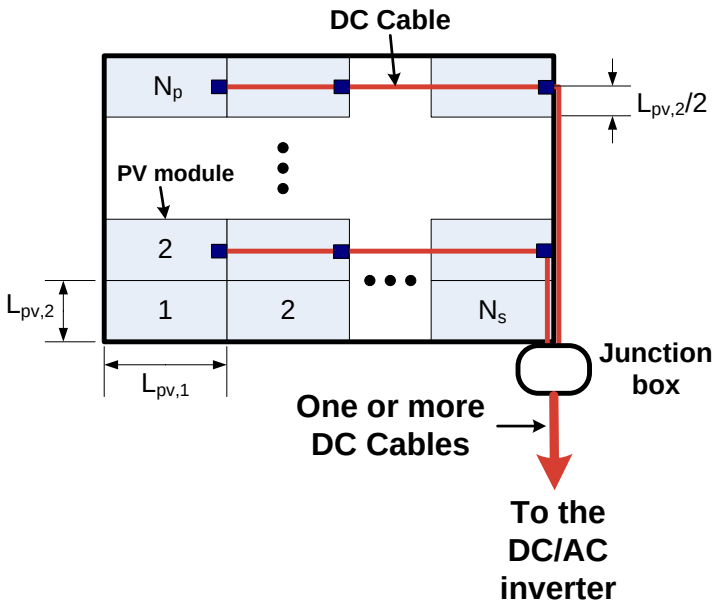
Σχήμα 3.4 Η ομάδα απαρτίζεται από σειρές και στήλες Φ/Β σετ (L_{pv1}, L_{pv2} αντιστοιχούν στο μήκος και πλάτος Φ/Β πλαισίου, N_r πλήθος γραμμών, N_c πλήθος στηλών)



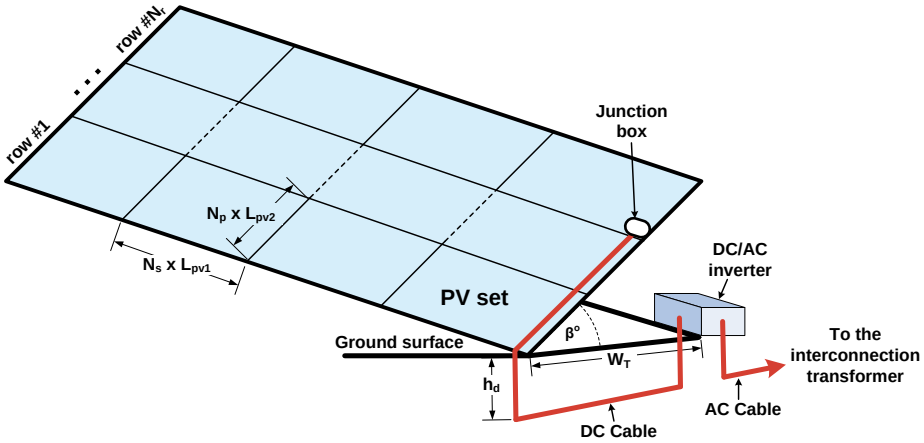
Σχήμα 3.5 Τοποθέτηση των ομάδων μέσα στο χώρο εγκατάστασης της Φ/Β μονάδας (κάτοψη)

3.2 Καλωδίωση Φ/Β εγκατάστασης

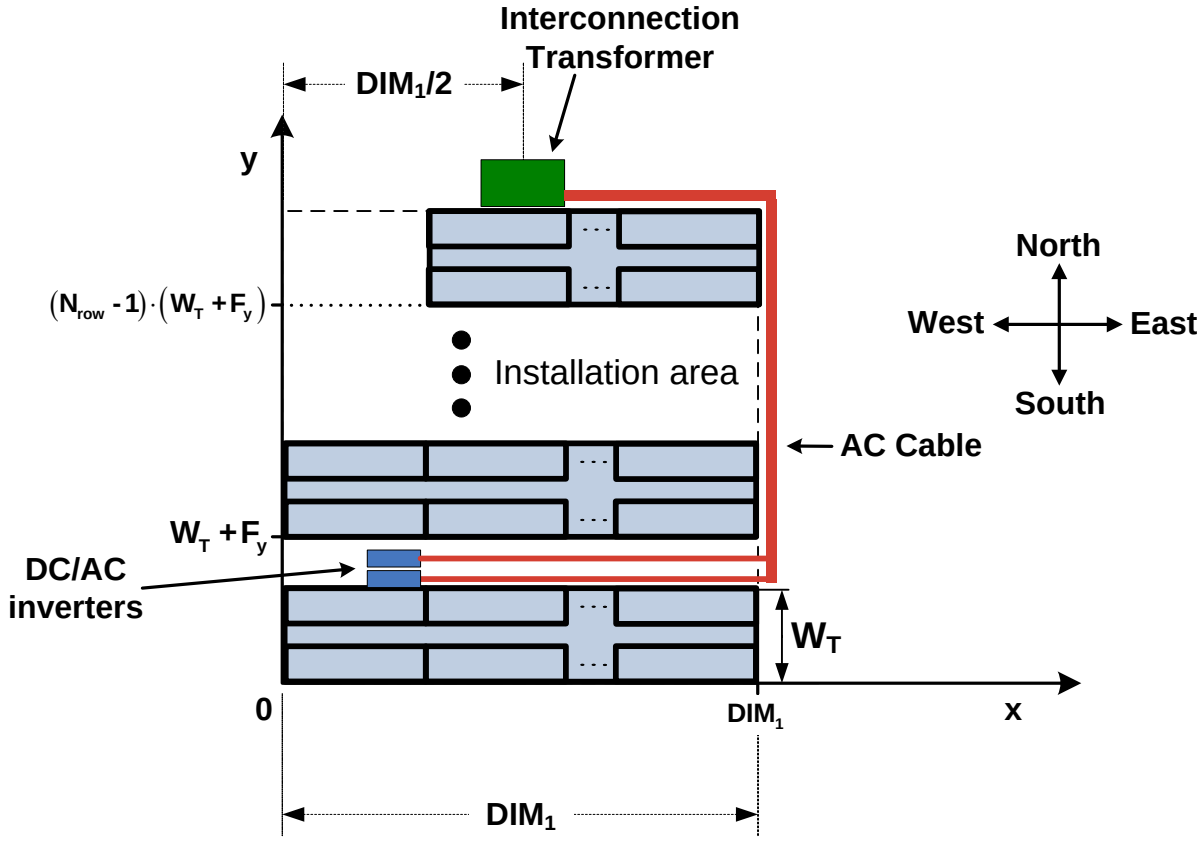
Στη κεντρικοποιημένη τεχνολογία ο τρόπος διασύνδεσης των Φ/Β πλαισίων μέσα στο Φ/Β σετ απεικονίζεται στο (*Σχήμα 3.6*). Τα DC καλώδια κυλούν για κάθε string από Φ/Β πλαίσια στο αντίστοιχο κουτί διακλάδωσης (junction box) του σετ που βρίσκεται στη κάτω δεξιά γωνία. Στη συνέχεια, από το κουτί διατρέχουν την επιφάνεια της ομάδας και στο σημείο της βάσης τοποθετούνται σε βάθος h_d από όπου διασχίζουν το πλάτος της ομάδας καταλήγοντας στους μετατροπείς DC/AC (*Σχήμα 3.7*). Τέλος τα AC καλώδια από τους μετατροπείς DC/AC κατευθύνονται προς τον μετασχηματιστή ο οποίος είναι τοποθετημένος πίσω από την τελευταία ομάδα (*Σχήμα 3.8*).



Σχήμα 3.6 DC καλωδίωση των Φ/Β πλαισίων στο σετ

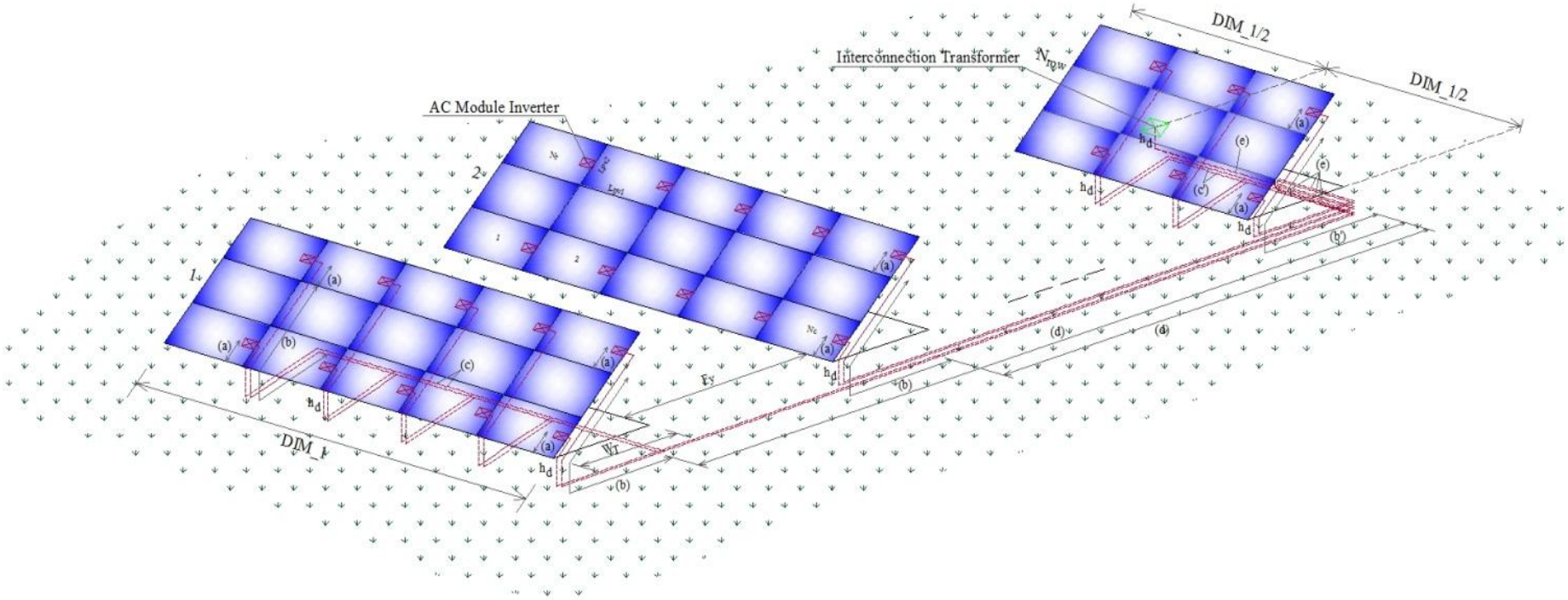


Σχήμα 3.7 Καλωδίωση στην ομάδα και σύνδεση με τον αντιστροφέα



Σχήμα 3.8 AC καλωδίωση των ομάδων και σύνδεση με τον μετασχηματιστή για τους κεντρικούς μετατροπείς DC/AC

Αντίστοιχα, για την module-integrated τεχνολογία σε κάθε σετ αντιστοιχεί ένα Φ/Β πλαίσιο. Ο μετατροπέας είναι στερεωμένος στη πίσω πλευρά του Φ/Β πλαισίου και συνδέεται σε αυτό με DC καλώδιο μήκους 15cm. Το AC καλώδιο από το μετατροπέα κατευθύνεται στο κουτί διακλάδωσης και μετά στο μετασχηματιστή, με ανάλογο τρόπο με αυτό της κεντρικοποιημένης τεχνολογίας (*Σχήμα 3.9*).

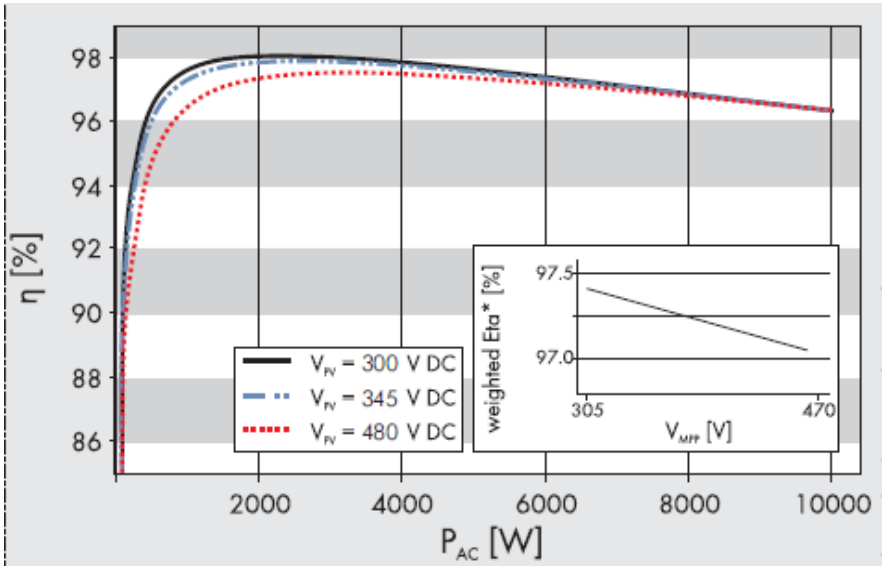


Σχήμα 3.9 AC καλωδίωση των ομάδων και σύνδεση με τον μετασχηματιστή για την AC MIC τοπολογία

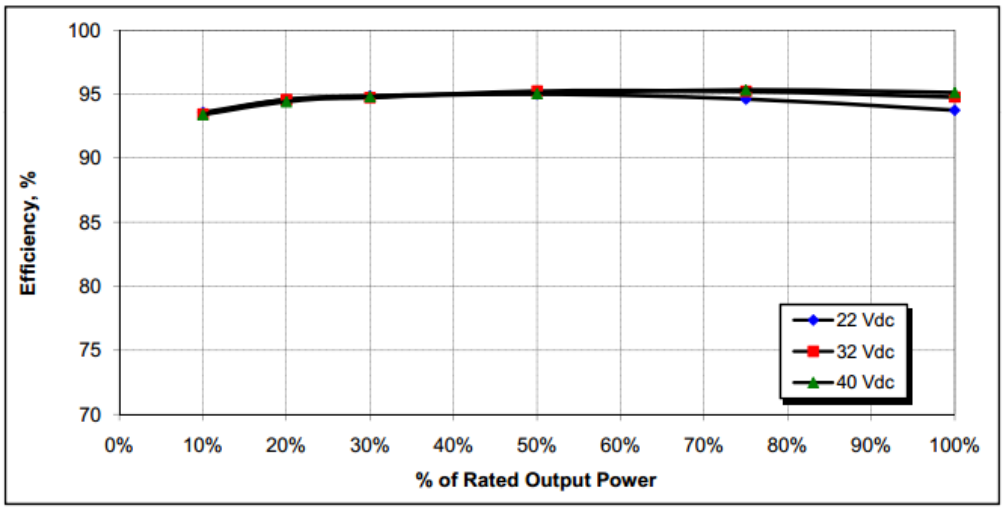
3.3 Παραγωγή ισχύος Φ/Β εγκατάστασης

Η παραγόμενη ισχύς είναι αποτέλεσμα διαφόρων παραγόντων και ο υπολογισμός της γίνεται ανά μία ώρα για όλη τη διάρκεια ζωής του Φ/Β συστήματος (25 χρόνια):

- Πρωτίστης σημασίας αποτελεί ο βαθμός απόδοσης στη μετατροπή της συνεχούς ισχύος σε εναλλασσόμενη (Σχήμα 3.10), όπως και η ακρίβεια εντοπισμού του σημείου μέγιστης ισχύος των πλαισίων από τον αντιστροφέα.



(α)



(β)

Σχήμα 3.10 Βαθμοί απόδοσης στη μετατροπή της συνεχούς ισχύος σε εναλλασσόμενη όπου (α) κεντρικός αντιστροφέας SUNNY BOY 10000TL-US, (β) AC module αντιστροφέας Enphase m190

- Η ένταση της ηλιοφάνειας που επικρατεί στη περιοχή και επηρεάζει τη παραγωγή ισχύος των Φ/Β πλαισίων.
- Το ποσοστό της σκίασης των Φ/Β πλαισίων. Η επίδραση της σκίασης στην αποδιδόμενη ισχύ από τα Φ/Β πλαίσια είναι μη-γραμμική, υπό την έννοια ότι μικρό ποσοστό σκίασης ενδέχεται να προκαλέσει μεγάλες απώλειες ισχύος. Ορισμένοι παράγοντες που καθορίζουν αυτή τη συμπεριφορά είναι ο τρόπος διασύνδεσης των πλαισίων μεταξύ τους, το ποσοστό των σκιασμένων κελιών που βρίσκονται εσωτερικά του Φ/Β πλαισίου και η μορφή της σκιασμένης περιοχής.
- Απώλειες ισχύος οφειλόμενες στο μήκος των καλωδίων.

3.4 Αναλυτική παρουσίαση της μεθόδου εκτίμησης της αξιοπιστίας ενός Φωτοβολταϊκού συστήματος μεγάλης κλίμακας

Η μέθοδος που αναπτύχθηκε στη παρούσα εργασία αναλύει και ποσοτικοποιεί την αξιοπιστία διασυνδεδεμένων Φ/Β συστημάτων μεγάλης κλίμακας. Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε είναι βασισμένη στη Fault Tree Analysis (FTA), κάνοντας χρήση της εκθετικής κατανομής για τη μοντελοποίηση της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας της εκάστοτε βλάβης του συστήματος. Η επιλογή της εκθετικής κατανομής ενδέχεται να μην είναι η βέλτιστη στη περίπτωση που δεν έχει προκύψει μέσα από accelerated life tests (ALTs). Προτιμάται καθώς στις περισσότερες βάσεις δεδομένων αξιοπιστίας παρέχονται πληροφορίες μόνο για τον ρυθμό βλάβης, λ, των υπό εξέταση εξαρτημάτων και η εύρεση παραμέτρων κατανομών πέραν της εκθετικής είναι σπάνια. Ωστόσο η αλλαγή της στην αντίστοιχη Log-normal, Weibull ή mixed-Weibull κατανομή δεν επηρεάζει τη δομή της ακολουθούμενης μεθόδου εκτίμησης αξιοπιστίας.

Η συνδεσμολογία των εξαρτημάτων του Φ/Β συστήματος (*Σχήματα 3.11 και 3.12*) είναι εν σειρά: αν υπάρξει βλάβη σε ένα εξάρτημα τότε η βλάβη αυτή εξαπλώνεται σε όλο το σύστημα. Η εν σειρά συνδεσμολογία, όσον αφορά την αξιοπιστία μελετάται υπό το πρίσμα της αλληλεξάρτησης που υπάρχει ανάμεσα στα εξαρτήματα του συστήματος. Η υπό εξέταση βλάβη στο σύστημα δεν αφορά μια συνολική δυσλειτουργία του συστήματος, αλλά προκαλεί αύξηση στο κόστος συντήρησής του.

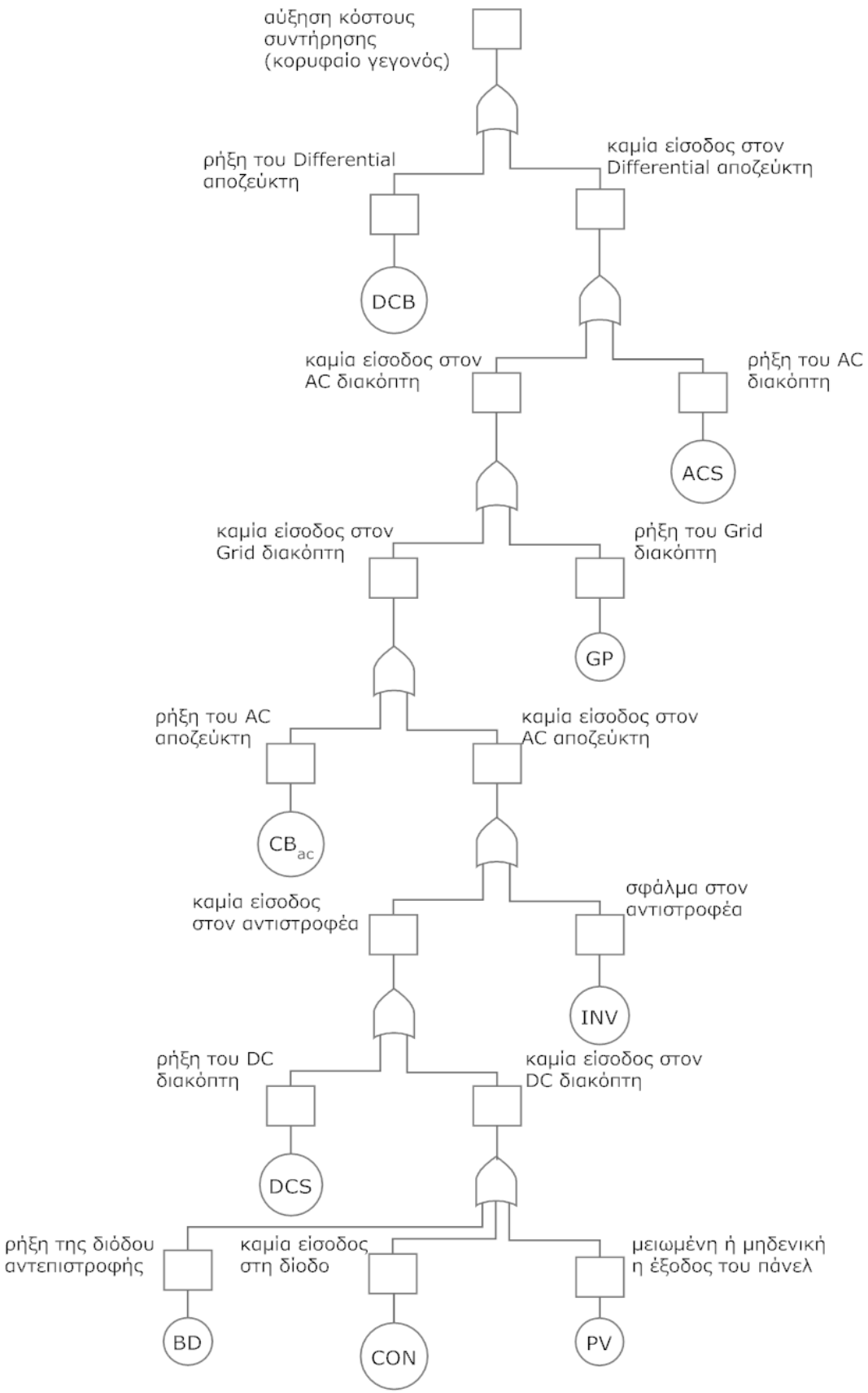
3.4.1 Fault Tree Analysis (FTA)

Το fault tree μοντέλο είναι μια γραφική αναπαράσταση των λογικών σχέσεων που υπάρχουν μεταξύ συμβάντων υπεύθυνα για βλάβες στο σύστημα, όπου το συμβάν που βρίσκεται στη κορυφή διακλαδώνεται σε άλλα συμβάντα μέσω μιας ανάλυσης αιτίας-επίδρασης. Σε αυτή την

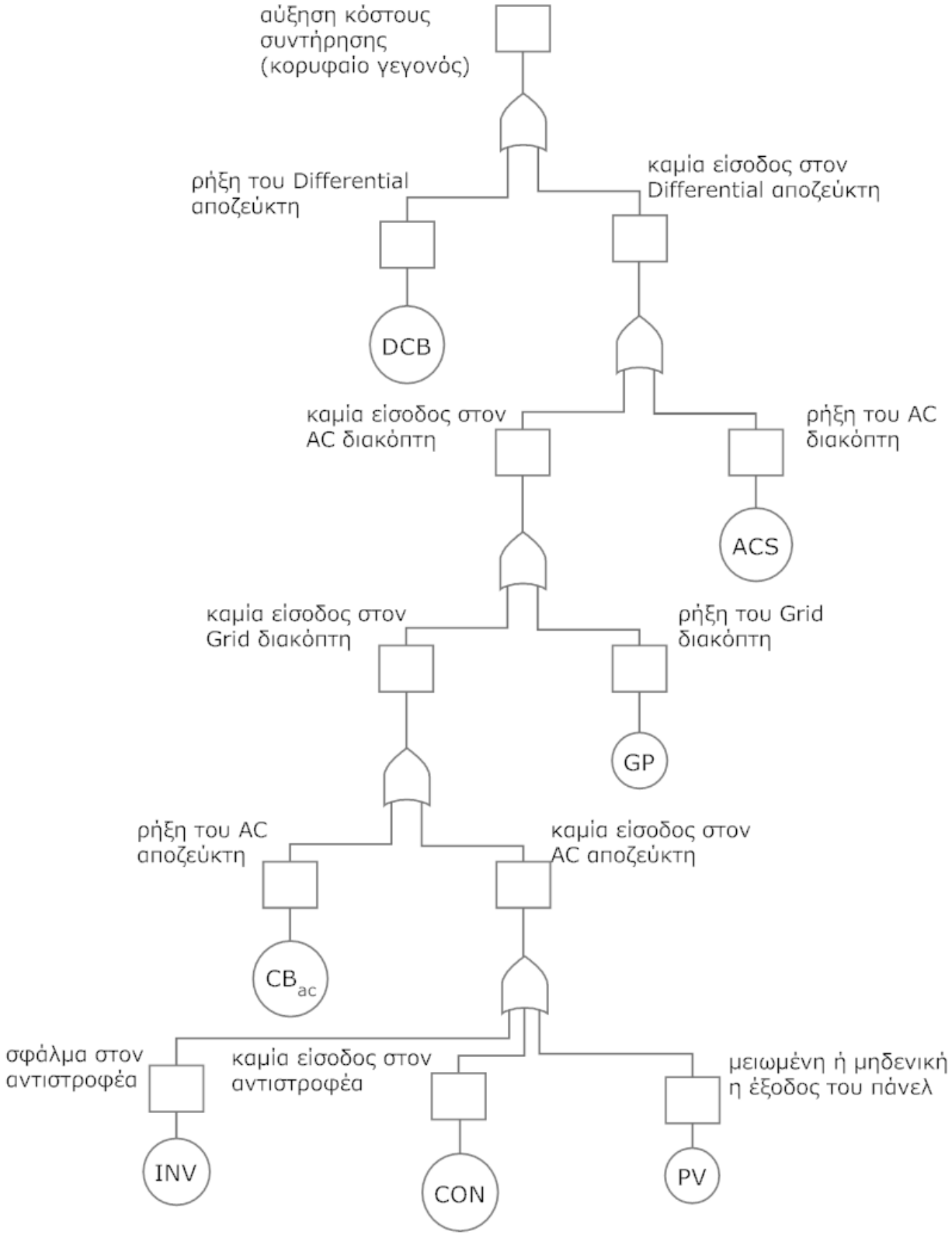
ανάλυση, το αρχικό γεγονός αποσυντίθεται σε πιθανές αιτίες-συμβάντα έτσι ώστε να εξεταστεί αν αυτές ή ο συνδυασμός αυτών είναι υπεύθυνος για τη πρόκληση του γεγονότος. Με αυτό το τρόπο μελετώνται οι αλληλεξαρτήσεις των στοιχείων που απαρτίζουν το Φ/Β σύστημα και κατ' επέκταση η συμπεριφορά του συστήματος. Μια ολοκληρωμένη FTA ανάλυση μπορεί να αποδώσει τόσο ποιοτικά, όσο και ποσοτικά αποτελέσματα για το υπό εξέταση σύστημα. Η ποιοτική πληροφορία συνίσταται στον προσδιορισμό των μονοπατιών που είναι υπεύθυνα για τη κύρια βλάβη, από πού πηγάζει η βλάβη καθώς και τα τρωτά σημεία του συστήματος. Μέσα από αυτά τα μονοπάτια μεταδίδονται τα αίτια που προκάλεσαν το αρχικό γεγονός, καθιστώντας δυνατή την αντιμετώπιση τους. Η κατασκευή του δέντρου σφάλματος παρέχει στον αναλυτή μια καλύτερη κατανόηση των λειτουργικών σχέσεων και των πιθανών αιτιών των σφαλμάτων του συστήματος. Τα αποτελέσματα μια τέτοιας ανάλυσης είναι χρήσιμα για την ανάπτυξη και τον σχεδιασμό τεχνικών επαλήθευσης, συντήρησης του συστήματος και στρατηγικών διάγνωσης και επισκευής σφαλμάτων. Η ποσοτική ανάλυση του δένδρου σφάλματος έγκειται σε μια πιθανοτική εκτίμηση του αρχικού συμβάντος και στο κατά πόσο ο σχεδιασμός του συστήματος είναι επαρκής από άποψη αξιοπιστίας και ασφάλειας.

Στα πλαίσια αυτής γίνονται οι ακόλουθες υποθέσεις. Η κατάσταση του συμβάντος που βρίσκεται στη κορυφή είναι δυαδική: συμβαίνει/δε συμβαίνει. Τα υπό εξέταση εξαρτήματα που απαρτίζουν το σύστημα δε φθείρονται με τη πάροδο του χρόνου αλλά λειτουργούν σωστά ή εμφανίζουν βλάβη. Οι βλάβες που προκύπτουν δεν επιδέχονται διόρθωση. Τα διάφορα συμβάντα είναι στατιστικά ανεξάρτητα και η ύπαρξη του ενός δεν αποκλείει την εμφάνιση του άλλου. Τέλος ο ρυθμός εμφάνισης σφαλμάτων είναι σταθερός και δεν εξαρτάται από το χρόνο. Η κατασκευή των fault trees για τα *Σχήματα 3.1 και 3.2* φαίνεται στα παρακάτω διαγράμματα, όπου τα σύμβολα με λατινικούς χαρακτήρες αντιστοιχούν στα εξής βασικά στοιχεία του Φ/Β συστήματος:

BD: δίοδος αντεπιστροφής	**CON**: connector	**PV**: Φ/Β πλαίσια
DCS: DC διακόπτης	**INV**: μετατροπέας DC/AC	**CBac**: AC αποζεύκτης
GP: grid διακόπτης	**ACS**: AC διακόπτης	**DCB**: Differential αποζεύκτης



Σχήμα 3.11 Διάγραμμα 1 - Δέντρο αποτυχιών για τη τοπολογία του κεντρικού αντιστροφέα



Σχήμα 3.12 Διάγραμμα 2 - Δέντρο αποτυχιών για τη τοπολογία του AC MIC αντιστροφέα

Ο κύκλος αντιπροσωπεύει το βασικό γεγονός, το οποίο δεν επιδέχεται περαιτέρω ανάλυση σφάλματος. Ουσιαστικά κάθε εξάρτημα του συστήματός μας αποτελεί και ένα βασικό γεγονός για το οποίο πρέπει να γνωρίζουμε τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας του σφάλματός του. Πληροφορίες που αφορούν την αξιοπιστία τέτοιων γεγονότων πρέπει να είναι γνωστές για να είναι δυνατή η ποσοτική ανάλυση του δέντρου σφάλματος. Το τετράγωνο αντιστοιχεί σε ένα ενδιάμεσο γεγονός, το οποίο με τη σειρά του μπορεί να αναπτυχθεί σε άλλα βασικά ή ενδιάμεσα γεγονότα μέσα από λογικές πύλες. Τέλος, η χρήση της λογικής πύλης “OR” αποσκοπεί στη μετάδοση οποιουδήποτε σφάλματος μέσα στο δέντρο και προς το συμβάν που βρίσκεται στη κορυφή. Το γεγονός που βρίσκεται στην έξοδο της πύλης ενεργοποιείται στη περίπτωση που κάποιο από τα γεγονότα εισόδου συμβεί.

3.4.2 Ελάχιστη τομή (minimal cut set)

Ο κυριότερος λόγος για τη χρήση της ανάλυσης μέσω του δέντρου αποτυχιών (FTA) είναι η εύρεση του τι προκαλεί το αρχικό γεγονός και ο τρόπος με τον οποίο προκαλείται. Μια τομή (cut set) είναι μια συλλογή από βασικά γεγονότα που οι περιεχόμενες βλάβες αυτών έχουν σαν αποτέλεσμα τη πρόκληση του κορυφαίου γεγονότος. Η ελάχιστη τομή (minimal cut set) είναι ο μικρότερος συνδυασμός βασικών συμβάντων που είναι απαραίτητα για τη πρόκληση του κορυφαίου γεγονότος. Οι ελάχιστες τομές του δέντρου αποτυχιών μπορούν να μας προσφέρουν πολύτιμες πληροφορίες για τα πιθανά αδύναμα σημεία ενός πολύπλοκου συστήματος, ακόμα και αν δεν είμαστε σε θέση να γνωρίζουμε την πιθανότητα είτε των τομών είτε του αρχικού γεγονότος. Οι πιθανότητες βλάβης των ξεχωριστών στοιχείων που συνθέτουν το σύστημα είναι συνήθως του ιδίου μεγέθους. Για αυτόν το λόγο η πιθανότητα μιας ελάχιστης τομής μειώνεται όσο αυξάνεται ο αριθμός των στοιχείων που την απαρτίζουν. Ο βαθμός σημαντικότητας των ελάχιστων τομών είναι μεγαλύτερος για τις μικρού μεγέθους τομές.

3.4.3 Ποσοτική ανάλυση με τη χρήση ελάχιστων τομών

Η ποσοτική ανάλυση ενός δέντρου αποτυχιών συνίσταται στον υπολογισμό της πιθανότητας του κορυφαίου γεγονότος. Σε πρώτη φάση τα fault trees των διαγραμμάτων μετατρέπονται στις ακόλουθες εκφράσεις με χρήση της Boolean άλγεβρας.

<u>Διάγραμμα 1:</u>

$$\text{Κορ.Γεγονός} = (((((((PV + CON + BD) + DCS) + INV) + CBac) + GP) + ACS) + DCB) \qquad (1a)$$

<u>Διάγραμμα 2:</u>

$$\text{Κορ.Γεγονός} = (((((PV + CON + INV) + CBac) + GP) + ACS) + DCB) \qquad (1b)$$

Στη συνέχεια προκύπτουν οι πιθανοτικές εξισώσεις:

Διάγραμμα 1:

$$\text{Κορ.Γεγονός} = PV + CON + BD + DCS + INV + CBac + GP + ACS + DCB \quad (2a)$$

Διάγραμμα 2:

$$\text{Κορ.Γεγονός} = PV + CON + INV + CBac + GP + ACS + DCB \quad (2b)$$

Το αρχικό γεγονός μπορεί να εκφρασθεί ως η ένωση των ελάχιστων τομών των διαγραμμάτων, οι οποίες στη περίπτωση μας αντιστοιχούν στα εξαρτήματα του αντίστοιχου συστήματος.

Διάγραμμα 1:

$$\Pr(\text{Κορ.Γεγονός}) = \Pr(C_1 + C_2 + \ldots + C_9) \quad (3a)$$

Διάγραμμα 2:

$$\Pr(\text{Κορ.Γεγονός}) = \Pr(C_1 + C_2 + \ldots + C_7) \quad (3b)$$

Δεδομένου ότι τα υπό εξέταση γεγονότα είναι ανεξάρτητα μεταξύ τους και όχι κοινώς αποκλειόμενα κάνοντας χρήση της αρχής συνυπολογισμού-αποκλεισμού, η πιθανότητα του κορυφαίου γεγονότος περιγράφεται ως εξής:

Διάγραμμα 1:

$$\Pr(\text{Κορ.Γεγονός}) = \sum_{i=1}^{9} \Pr(C_i) - \sum_{i<j=2}^{9} \Pr(C_i \cdot C_j) + \sum_{i<j<k=3}^{9} \Pr(C_i \cdot C_j \cdot C_k) + \ldots + (-1)^8 \Pr(C_1 \cdot C_2 \cdots C_9) \quad (4a)$$

Διάγραμμα 2:

$$\Pr(\text{Κορ.Γεγονός}) = \sum_{i=1}^{7} \Pr(C_i) - \sum_{i<j=2}^{7} \Pr(C_i \cdot C_j) + \sum_{i<j<k=3}^{7} \Pr(C_i \cdot C_j \cdot C_k) + \ldots + (-1)^6 \Pr(C_1 \cdot C_2 \cdots C_7) \quad (4b)$$

Η αποτίμηση των (4a) & (4b) προϋποθέτει τα ακόλουθα 3 βήματα:

- Καθορισμός των πιθανοτήτων των βασικών γεγονότων, που μπορούν να προκύψουν μέσα από διαφορετικές πηγές δεδομένων όπως είναι τα ALTs ή ιστορικά δεδομένα.
- Υπολογισμός της πιθανότητας των ελάχιστων τομών που συνεισφέρουν στο κορυφαίο γεγονός.
- Υπολογισμός της πιθανότητας του κορυφαίου γεγονότος μέσω των (4a) & (4b).

Ουσιαστικά τα πρώτα 2 βήματα συμπίπτουν στη περίπτωσή μας δεδομένου ότι κάθε μια ελάχιστη τομή είναι ισοδύναμη με ένα βασικό γεγονός.

Η πιθανότητα αξιοπιστίας προκύπτει ως εξής:

Διάγραμμα 1:

$$\Pr(R) = 1 - \Pr(\text{Κορ.Γεγονός}) = [1 - \Pr(\mathrm{C}_1)] \cdot [1 - \Pr(1 - C_2)] \cdots [1 - \Pr(1 - C_9)] \quad (5a)$$

Διάγραμμα 2:

$$\Pr(R) = 1 - \Pr(\text{Κορ.Γεγονός}) = [1 - \Pr(\mathrm{C}_1)] \cdot [1 - \Pr(1 - C_2)] \cdots [1 - \Pr(1 - C_7)] \quad (5b)$$

Άρα η συνολική αξιοπιστία του συστήματος δίνεται από το γινόμενο της αξιοπιστίας κάθε βασικού συμβάντος των διαγραμμάτων:

Διάγραμμα 1:

$$R = \prod_{i=1}^{9} R(C_i) = R(PV) \cdot R(CON) \cdot R(BD) \cdot R(DCS) \cdot R(INV) \cdot R(CB) \cdot R(GP) \cdot R(ACS) \cdot R(DCB) \quad (6a)$$

Διάγραμμα 2:

$$R = \prod_{i=1}^{7} R(C_i) = R(PV) \cdot R(CON) \cdot R(INV) \cdot R(CB) \cdot R(GP) \cdot R(ACS) \cdot R(DCB) \quad (6b)$$

Η συνάρτηση αξιοπιστίας έχει οριστεί ως $R(t) = 1 - F(t) = e^{-\lambda t}$ (7)

Επομένως:

Διάγραμμα 1:

$$R = \exp(-\sum_{i=1}^{9} m_i \lambda_i t) \quad (8a)$$

Διάγραμμα 2:

$$R = \exp(-\sum_{i=1}^{7} m_i \lambda_i t) \quad (8b)$$

όπου m_i είναι το πλήθος των ίδιων εξαρτημάτων.

Από τις σχέσεις (6a) & (6b) μπορούμε να εξάγουμε το συμπέρασμα ότι η αξιοπιστία του συστήματος, όταν η συνδεσμολογία που ακολουθείται είναι εν σειρά, μειώνεται με την αύξηση του αριθμού των εξαρτημάτων.

3.4.4 Ανάλυση Monte Carlo

Τα τελευταία χρόνια η χρήση των διάφορων τεχνικών στατιστικής ανάλυσης γίνεται όλο και πιο ευρεία στο χώρο της μελέτης της αξιοπιστίας συστημάτων. Σχεδιασμοί που παλιότερα βασίζονταν κατά κύριο λόγο στη διαίσθηση, πλέον είναι αποτέλεσμα μελέτης και ανάλυσης των διαθέσιμων δεδομένων συντήρησης συστημάτων. Πλήθος εργαλείων στατιστικής ανάλυσης έχουν προταθεί για την εκτίμηση της αξιοπιστίας. Η Weibull ανάλυση αποτελεί χρήσιμη μέθοδο για την ανάλυση βλαβών στον εξοπλισμό χάρη στην ευκολία χρήσης της και στα έγκυρα αποτελέσματα. Στη παρούσα εργασία έχει επιλεγεί η Monte Carlo ανάλυση για τη μοντελοποίηση των βλαβών στα εξαρτήματα του υπό εξέταση Φ/Β συστήματος. Η χρήση των προσομοιώσεων Monte Carlo για την εκτίμηση της αξιοπιστίας προϋποθέτει να είναι γνωστές οι στατιστικές κατανομές των εξαρτημάτων. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων μπορούν να χρησιμοποιηθούν εν συνεχεία για τη βελτίωση της αξιοπιστίας του συστήματος. Τέλος, αξίζει να αναφερθεί ότι στο εμπόριο υπάρχουν ειδικά λογισμικά για την ανάλυση της αξιοπιστίας των συστημάτων, προσφέροντας την ευκολία της μη-χρήσης πολύπλοκων μαθηματικών μοντέλων.

Σε πρώτη φάση πρέπει να επιλεχθούν οι στατιστικές κατανομές που περιγράφουν καλύτερα τις διαδικασίες βλαβών. Οι περισσότερες διαδικασίες μοντελοποιούνται με χρήση της Weibull κατανομής. Ωστόσο στη περίπτωση των εξαρτημάτων ηλεκτρονικών κυκλωμάτων, η εκθετική κατανομή είναι αυτή που προτιμάται κατά κόρον. Οι περισσότερες εταιρίες του κλάδου διαθέτουν προγράμματα εκτίμησης αξιοπιστίας συστημάτων, καθιστώντας την αναζήτηση των κατανομών περιττή. Η εύρεση της κατάλληλης στατιστικής κατανομής μπορεί να γίνει με τη μέθοδο της προσαρμογής καμπύλης του χρόνου βλαβών (TTF) ή με τη χρήση οποιουδήποτε μαθηματικού λογισμικού.

Η διαδικασία που ακολουθείται για την εκτέλεση της Monte Carlo προσομοίωσης αποτελείται από τα ακόλουθα βήματα. Αρχικά επιλέγεται ένας τυχαίος αριθμός μεταξύ 0 και 1 που αντιπροσωπεύει την πιθανότητα η βλάβη να συμβεί σε ένα χρονικό διάστημα. Στη συνέχεια με βάση αυτή την πιθανότητα και την επιλεχθείσα κατανομή υπολογίζεται το χρονικό σημείο εκδήλωσης της βλάβης. Η προσομοίωση ακολουθεί αντίθετη πορεία, δεδομένου ότι ο χρόνος στον οποίο εμφανίζεται η βλάβη προκύπτει μετά τον υπολογισμό της αντίστοιχης πιθανότητας. Για παράδειγμα αν παραχθεί ο τυχαίος αριθμός 0.7, ο ρυθμός βλαβών του υπό εξέταση εξαρτήματος είναι λ=0.69 βλάβες/ ώρες και η κατανομή που περιγράφει τη διαδικασία είναι η εκθετική, τότε υπάρχει 70% πιθανότητα να εκδηλωθεί η βλάβη στις $1.745*10^6$ ώρες, δεδομένου ότι η προσομοίωση ξεκίνησε στο χρονικό σημείο t=0.

Στην παρούσα εργασία η Monte Carlo ανάλυση έγινε για κάθε ηλεκτρονικό εξάρτημα ξεχωριστά. Αρχικά επιλέχθηκαν οι τιμές του ρυθμού αστοχίας όπως απεικονίζονται στον *Πίνακα 3.1*. Ο ρυθμός αστοχίας για τα Φ/Β πλαίσια, τη δίοδο αντεπιστροφής και τους connectors

προήλθε από το [6], για τους διακόπτες και τους αποζεύκτες από το [15] και για τα καλώδια, όπου η διάκριση έγινε με το αν είναι τοποθετημένα κάτω από το έδαφος ή πάνω από το έδαφος, από το [14]. Στους μετατροπείς DC/AC ο ρυθμός αστοχίας υπολογίστηκε με βάση το MTBF, μιας και ισχύει ότι $\lambda = \frac{1}{MTBF}$. Σε κάθε εξάρτημα εκτελέστηκαν 10.000 Monte Carlo προσομοιώσεις απ' όπου και προέκυψε μια μέση τιμή αυτών των αποτελεσμάτων. Ο λόγος για τον οποίο κρίθηκε κάτι τέτοιο αναγκαίο οφείλεται στο ότι αρχικά παράγεται ένας τυχαίος αριθμός μεταξύ 0 και 1 όπως έχει προαναφερθεί. Προκειμένου να αποφευχθούν οποιεσδήποτε ακρότητες στις παραγόμενες πιθανότητες των βλαβών είναι απαραίτητη η εκτέλεση πολλαπλών προσομοιώσεων με την αντίστοιχη εξαγωγή του μέσου όρου αυτών. Στο τέλος της ανάλυσης γίνεται η αναγωγή της τιμής των μελλοντικών βλαβών στην αντίστοιχη τωρινή τους αξία.

Πίνακας 3.1 Ρυθμοί αστοχίας των ηλεκτρονικών εξαρτημάτων που χρησιμοποιήθηκαν στην παρούσα εργασία

l_PV [failures/10^6 hour] - failure rate of the PV module installed	0,0152
l_diode [failures/10^6 hour] - failure rate of the blocking diode	0,313
l_DC_switch [failures/10^6 hour] - failure rate of the DC switch (fuse)	0,6963
l_inv [failures/10^6 hour] - failure rate of the central inverter installed	4,566
l_inv [failures/10^6 hour] - failure rate of the micro inverter installed	0,344
l_circuit_breaker [failures/10^6 hour] - failure rate of the AC circuit breaker	0,4794
l_grid [failures/10^6 hour] - failure rate of the grid protection	0,4794
l_AC_switch [failures/10^6 hour] - failure rate of the AC switch	0,6963
l_diff [failures/10^6 hour] - failure rate of the differential circuit breaker	0,4794
l_conn [failures/10^6 hour] - failure rate of the connectors	0,00024
l_arc [failures/10^6 hour] - failure rate of the aerial cable per 1000 meters	0,0543
l_bgc [failures/10^6 hour] - failure rate of the below ground cable per 1000 meters	0,0014

3.5 Σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE)

Πριν γίνει οποιαδήποτε επένδυση που αφορά ένα διασυνδεδεμένο Φ/Β σύστημα, είναι επιθυμητή η γνώση του χρόνου αποπληρωμής του αρχικού κεφαλαίου καθώς και η τάξη μεγέθους των κερδών που θα αποφέρει το σύστημα καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του. Η εκτίμηση των παραπάνω μεγεθών είναι δύσκολη λόγω της διαφορετικότητας της κάθε εγκατάστασης. Ορισμένοι από τους παράγοντες που παίζουν σημαντικό ρόλο είναι η τιμή του ρεύματος του δικτύου, τα παρεχόμενα κίνητρα για μια τέτοια επένδυση (όπως είναι η τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας), τα επίπεδα της ηλιοφάνειας και της θερμοκρασίας που επηρεάζουν σε μεγάλο βαθμό την παραγόμενη ενέργεια.

Η σύγκριση μεταξύ Φ/Β συστημάτων με διαφορετικές αρχιτεκτονικές, που εστιάζει στα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά της απόδοσής τους γίνεται με βάση το μέγεθος του σταθμισμένου κόστους ενέργειας (LCOE). Η LCOE ανάλυση λαμβάνει υπόψη στο πως διανέμονται τα κόστη κατά τη διάρκεια λειτουργίας του συστήματος και παρέχει μια πιο σαφή εικόνα για τα οικονομικά μεγέθη από αντίστοιχο απλό υπολογισμό του κόστους/Watt που χρησιμοποιείται συχνά στη βιομηχανία. Μονάδα μέτρησης του LCOE είναι το €/MWh της παραγόμενης ενέργειας.

Για τον υπολογισμό του LCOE πρέπει να λαμβάνονται υπόψη τα κόστη εγκατάστασης και συντήρησης του συστήματος και η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια. Η σχέση που περιγράφει το LCOE είναι η εξής:

$$LCOE = \frac{C_c + C_m}{E_{total}}$$

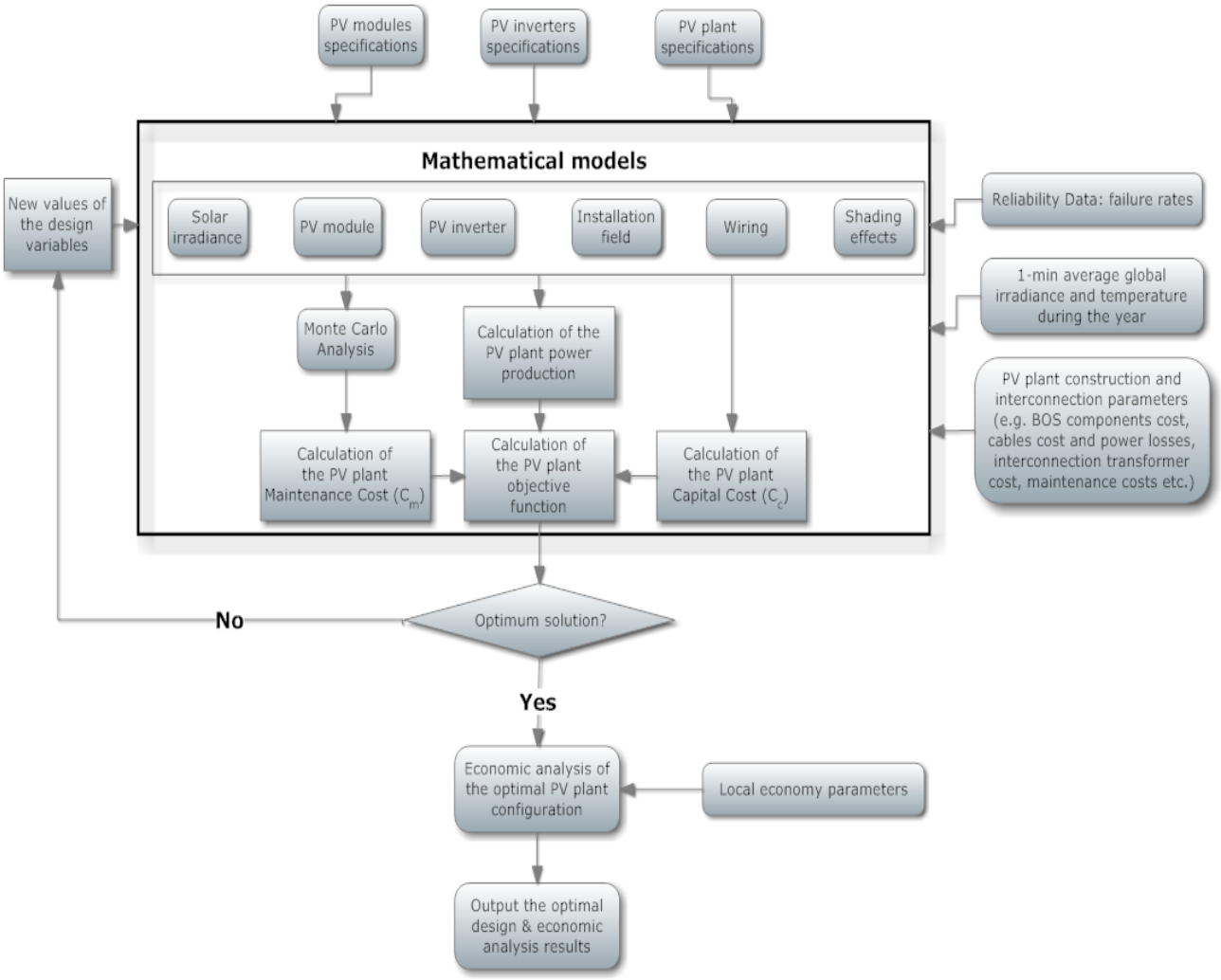
όπου:

- Το κόστος εγκατάστασης, C_c, αποτελείται από τα κόστη αγοράς και εγκατάστασης των εξαρτημάτων του Φ/Β συστήματος, όπως είναι τα Φ/Β πλαίσια, οι μετατροπείς DC/AC, διακόπτες, αποζεύκτες κοκ. Περιλαμβάνεται το κόστος αγοράς της γης όπως και των καλωδίων.
- Το κόστος συντήρησης, C_m, του Φ/Β συστήματος, το οποίο υπολογίζεται με βάση τις πιθανές βλάβες των ηλεκτρονικών εξαρτημάτων καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του συστήματος. Οι βλάβες όπως έχει προαναφερθεί προκύπτουν μέσα από τη Monte Carlo ανάλυση.
- Την παραγόμενη ενέργεια, E_{total}, που αντιστοιχεί στο σύνολο της αποδιδόμενης ενέργειας από τη Φ/Β μονάδα στο δίκτυο καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του συστήματος.

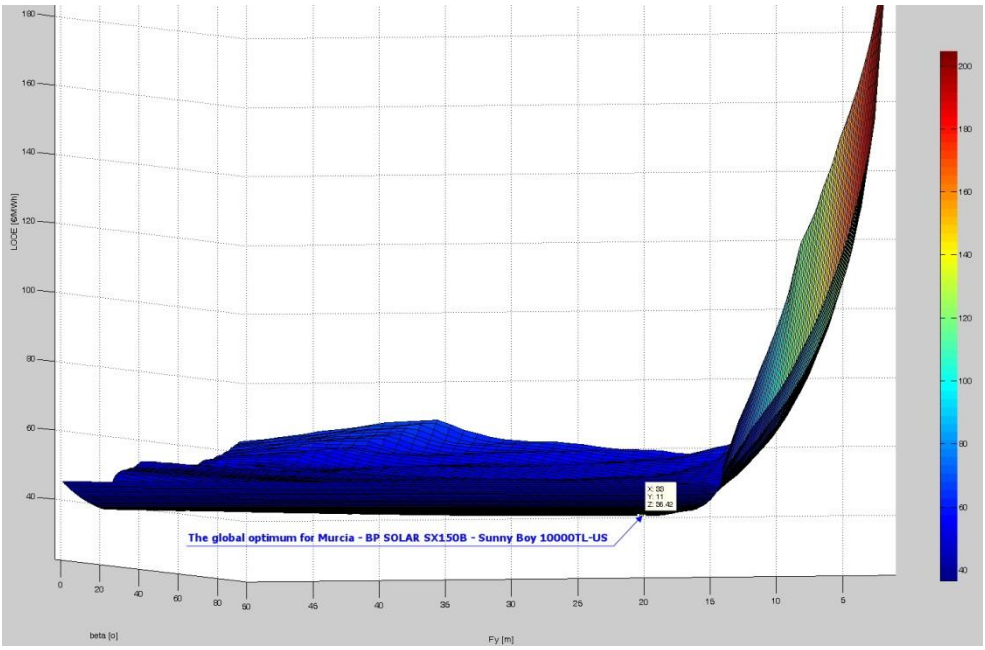
Ο υπολογισμός των C_c, C_m και E_{total} έγινε με βάση τα μοντέλα που αναπτύχθηκαν στο [13].

3.6 Αλγόριθμος Βελτιστοποίησης

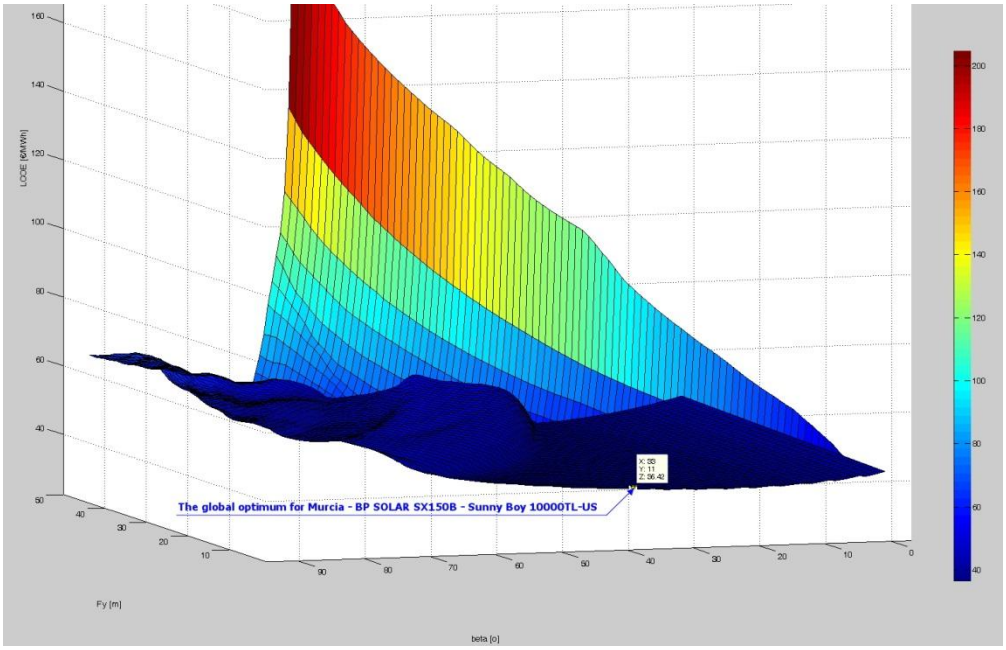
Η βελτιστοποίηση του υπό εξέταση προβλήματος έγινε με τη χρήση του γενετικού αλγορίθμου που συνίσταται στην ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης LCOE. Πιο συγκεκριμένα οι μεταβλητές N_s, N_p, N_r, F_y, beta, DIM_1 αντιστοιχούν στις μεταβλητές απόφασης του συστήματος, οι τιμές των οποίων προσδιορίζονται από το γενετικό αλγόριθμο και συμβάλουν στην ελαχιστοποίηση της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης. Το διάγραμμα ροής της διαδικασίας βελτιστοποίησης απεικονίζεται στο *Σχήμα 3.13*. Ο γενετικός αλγόριθμος εκτελεί μια μη-γραμμική διαδικασία βελτιστοποίησης και εν τέλει καταλήγει στο ολικό (global) βέλτιστο στο μικρότερο δυνατό χρόνο εκτέλεσης. Η επιβεβαίωση εύρεσης της ολικής βέλτιστης λύσης έχει ελεγχθεί με διατήρηση των τεσσάρων μεταβλητών (N_s, N_p, N_r, DIM_1) σε σταθερή τιμή και μεταβολή των F_y και beta, στα διαστήματα 1-50 και 0-90 αντίστοιχα (*Σχήμα 3.14*). Η ολική βέλτιστη λύση αντιστοιχεί στον αντίστοιχο συνδυασμό περιοχής-Φ/Β πλαισίου-μετατροπέα DC/AC: Murcia-BP Solar SX150B-Sunny Boy 10000TL-US. Επίσης, πραγματοποιήθηκε η εκτέλεση του αλγορίθμου εξαντλητικής αναζήτησης, ο οποίος όμως έχει το μειονέκτημα του εξαιρετικά μεγάλου χρόνου εκτέλεσής του, για περαιτέρω επιβεβαίωση του ορθού υπολογισμού της ολικής βέλτιστης λύσης. Ο χρόνος που απαιτήθηκε για την ολοκλήρωση της βελτιστοποίησης από το γενετικό αλγόριθμο κυμάνθηκε μεταξύ 5-6 ωρών και ο αντίστοιχος χρόνος για την ολοκλήρωση του αλγορίθμου εξαντλητικής αναζήτησης ήταν 10 ώρες.



Σχήμα 3.13 Διάγραμμα ροής της διαδικασίας βελτιστοποίησης



(α)



(β)

Σχήμα 3.14 Γραφική απεικόνιση της global optimum λύσης του προβλήματος βελτιστοποίησης που εξετάζεται στην παρούσα εργασία, όπου το global optimum αντιστοιχεί στο συνδυασμό Murcia-BP Solar SX150B-Sunny Boy 10000TL-US

4. Αποτελέσματα βελτιστοποίησης

4.1 Η υλοποίηση του λογισμικού

Για τη διερεύνηση της βελτιστοποίησης σχεδιασμού φωτοβολταϊκών συστημάτων μεγάλης κλίμακας αναπτύχθηκε λογισμικό σε περιβάλλον Matlab το οποίο υπολογίζει:

- το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE),
- το συνολικό πρωτεύον κόστος εγκατάστασης (C_c),
- το συνολικό κόστος συντήρησης (C_m),
- τη συνολική αποδιδόμενη ενέργεια στο ηλεκτρικό δίκτυο διανομής (E_total) και
- και τις παραμέτρους σχεδιασμού του συστήματος.

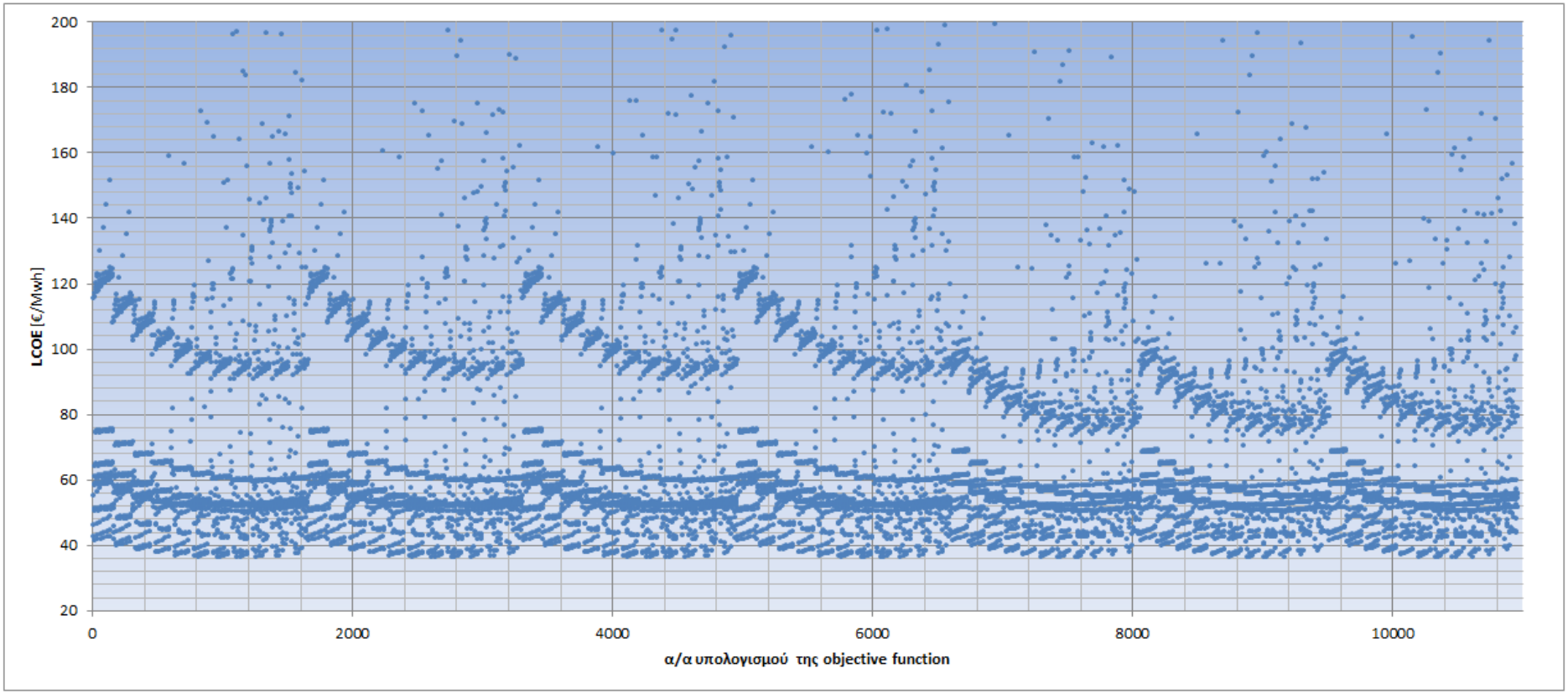
Τα απαιτούμενα δεδομένα είναι:

- το μέγιστο επιτρεπόμενο πλάτος της επιφάνειας εγκατάστασης του φωτοβολταϊκού συστήματος (DIM_1max, σε m),
- ο χρόνος λειτουργίας του φωτοβολταϊκού συστήματος (n, σε έτη),
- το ετήσιο προεξοφλητικό επιτόκιο (d_i%),
- ο τύπος του μετατροπέα DC/AC (παράμετρος type).

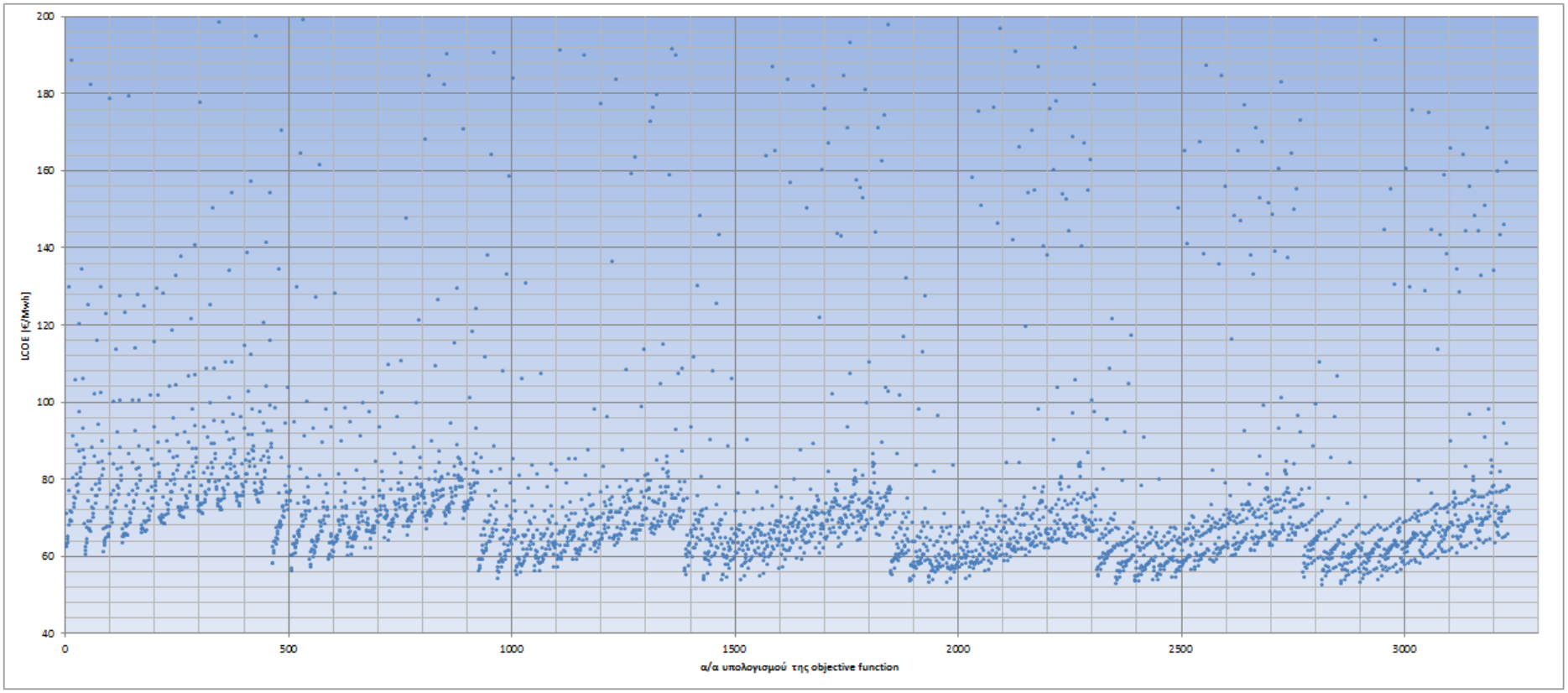
Για τις ανάγκες του exhaustive-search, δηλαδή για τον υπολογισμό της objective function για όλους τους δυνατούς συνδυασμούς τιμών των design variables (π.χ. N_s=1…19, N_p=1…9, N_r=1…19, F_y=1...26 κλπ.) που ταυτόχρονα ικανοποιούν τους περιορισμούς του προβλήματος, ώστε να εντοπισθεί που είναι το global optimum και να ελεγχθεί αν ο γενετικός αλγόριθμος συγκλίνει όντως σε αυτό, αναπτύχθηκε ο κατάλληλος κώδικας. Στην πραγματικότητα πραγματοποιήθηκε ένα «αραιό» exhaustive-search μεταβάλλοντας τις τιμές των μεταβλητών πχ. ανά 3 για τα N_s και N_r, ανά 2 για το N_p, ανά 5 για τα F_y και beta και ανά 4 το DIM_1 ώστε να τελειώσει η διαδικασία πιο γρήγορα, επειδή το «πλήρες» exhaustive-search απαιτεί πολύ χρόνο. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στα *Σχήματα 4.1, 4.2, 4.3* και έδειξαν ότι πράγματι ο γενετικός αλγόριθμος συνέκλινε στο global optimum σημείο της συνάρτησης LCOE.

Οι υπολογιστικές απαιτήσεις για τη σύγκλιση του γενετικού αλγορίθμου (με πληθυσμό 70 γονιδίων και 200 γενεές για τη σύγκλιση) σε «πρακτικό» χρονικό διάστημα μας οδήγησε στην ανάπτυξη κώδικα που κάνει χρήση της παράλληλης επεξεργασίας (multitasking) και του

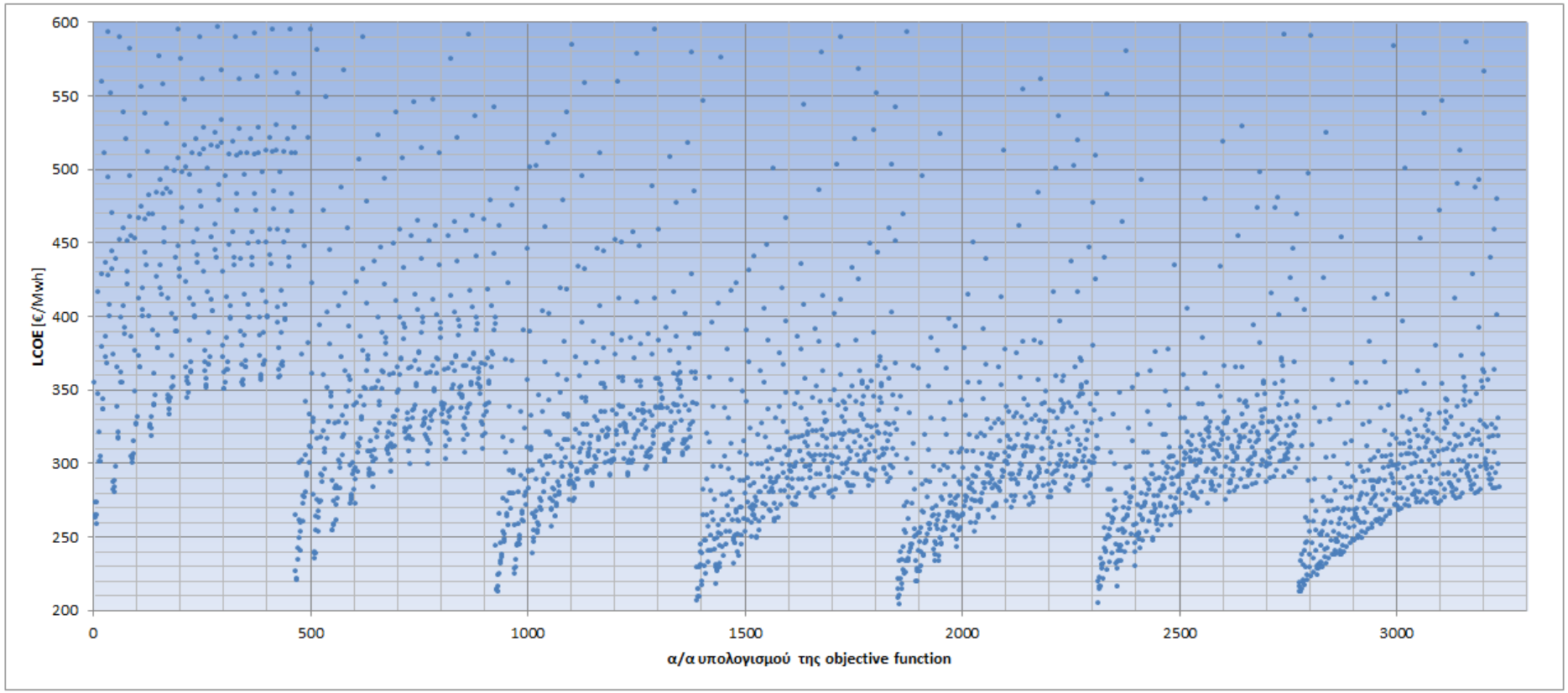
MATLAB Distributed Computing Server. Για να ικανοποιηθούν οι παραπάνω προϋποθέσεις έγιναν οι κατάλληλες παραμετροποιήσεις της MATLAB στον υπολογιστή πλέγματος του Πολυτεχνείου Κρήτης, ο οποίος αποτελείται από 43 υπολογιστικούς κόμβους και κάθε κόμβος διαθέτει δύο διπύρηνους επεξεργαστές AMD Opteron Model 2218(2.6GHz, 2MB, 95W) με 4 GB μνήμη .



Σχήμα 4.1 Διασπορά τιμών της συνάρτησης LCOE για την περιοχή της Murcia (Ισπανία),με PV module BP SOLAR SX150B και DC/AC converter Sunny Boy 10000TL-US



Σχήμα 4.2 Διασπορά τιμών της συνάρτησης LCOE για την περιοχή της Murcia (Ισπανία) με PV module Talesun 240W και DC/AC converter Enphase M190



Σχήμα 4.3 Διασπορά τιμών της συνάρτησης LCOE για την περιοχή του Freiburg (Γερμανία) με PV module RDM-140P και DC/AC converter Enphase M190

4.2 Αποτελέσματα

Για τα δεδομένα: DIM_1max=30, n=25, d_i=0.05, type=1 (central-inverter) και type=2 (micro-inverter) και για ονομαστική ισχύ του Φ/Β συστήματος ίση με 97.92 kW, εξετάστηκαν για τις πόλεις: Αθήνα, Freiburg, Murcia και Oslo όλοι οι συνδυασμοί τριών πολυκρυσταλλικών Φ/Β πλαισίων (RDM-140W, BP SOLAR SX150B, Talesun 240W) και δύο μετατροπέων DC/AC (Sunny Boy 10000TL-US, Enphase M190) για τις παρακάτω συναρτήσεις βελτιστοποίησης (objective functions):

1. $\min\{\text{LCOE}=\frac{C_c + C_m}{E_{total}}\}$ για την ελαχιστοποίηση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας
2. $\max\{E_{total}\}$ για τη μεγιστοποίηση της αποδιδόμενης ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο
3. $\min\{C_c + C_m\}$ για την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους εγκατάστασης-λειτουργίας του φωτοβολταϊκού συστήματος.

Στον *Πίνακα 4.1* παρουσιάζεται ο τύπος των Φ/Β πλαισίων και των μετατροπέων DC/AC του συστήματος καθώς και οι παράμετροι σχεδιασμού του. Επίσης στους *Πίνακες 4.2 και 4.3* παρουσιάζονται οι παράμετροι των χρησιμοποιηθέντων φωτοβολταϊκών πλαισίων και μετατροπέων DC/AC.

Πίνακας 4.1 Τύποι εξαρτημάτων και παράμετροι σχεδιασμού του Φ/Β συστήματος

Device PV module	Type
RDM-140P	1
BP SOLAR SX150B	2
Talesun 240W	3

Device DC/AC converter	Type
Sunny Boy 10000TL-US	1
Enphase M190	2

Design Variables	Central Inverter	Micro Inverter
N_s - PV modules connected in series	x	-
N_p - PV strings	x	-
N_r - The number of rows of PV modules sets per block	x	x
F_y [m] - The distance between adjacent rows	x	x
beta [°] - The PV modules tilt angle	x	x
DIM_1 [m] - The length of the southern side	x	x

Πίνακας 4.2 Παράμετροι των φωτοβολταϊκών πλαισίων

	PV module		
	RDM-140P	**BP SOLAR SX150B**	**Talesun 240W**
P_{m_STC} [W] - output power at MPP under STC	140	150	240
V_{oc_STC} [V] - PV module open-circuit voltage under STC	25,62	34,50	36,90
I_{sc_STC} [A] - PV module short-circuit current under STC	7,52	4,35	8,62
n_{cs} - the number of solar cells connected in parallel in the PV module	4	4	6
n_{cp} - the number of solar cell strings connected in parallel in the PV module	9	9	10
K_v [V/°C] - open-circuit voltage temperature coefficient	-0,0871	-0,0052	-0,118
K_i [A/°C] - short-circuit current temperature coefficient	0,00376	0,00283	0,0027
NOCT [°C] - nominal operatin cell temperature	45	47	47
d_f [%] - the PV module output power derating factor due to the dirt deposited	0	0	0
L_{pv1} [m] - the length of eatch PV module	1,480	1,587	1,640
L_{pv2} [m] - the width of eatch PV module	0,669	0,790	0,990
C_{pv} [€/kW] - the price of eatch PV module	500	500	859,66
M_{pv} [€/kW] - the annual maintenance costs of eatch PV module	5	5	8,59
n_{pv} [years] - the PV modules lifetime	50	50	50
r_{pv} - the annual reduction coefficient of the PV modules output power	0	0	0
$delta_i$ [%] - the correction coefficient for solar radiation	0	0	0
c_f - factor indicating that the purchase cost of the PV modules will be different during the n-th year of their operation	0.06	0.06	0,06

Πίνακας 4.3 Παράμετροι των μετατροπέων DC/AC

	DC/AC converter	
	Sunny Boy 10000TL-US	**Enphase M190**
V_{i_min} [V] - minimum DC input operating MPP level	300	22
V_{i_max} [V] - maximum DC input operating MPP level	480	40,00
V_{dc_max} [V] - maximum permissible DC input voltage level	600	54,00
P_{i_n} [kW] - inverter nominal DC power rating	12,5	0,23
f_{i_a} [%/km] - altitude derating factor of the DC input power for instalation altitude h [km] above the reference altitude h_ref [km]	0	0
f_{i_t} [%/°C] - temperature dearating factor of the DC input power for ambient temperatures Ta [°C] above the reference temperature Tref [°C]	0	0
$P_{i_n_ac}$ [kW] - nominal AC power rating	10	0,19
h_{ref} [km] - the reference altitude	0	0
T_{ref} [°C] - the reference temperature	40	40
M_{inv} [€/kW] - annual maintanance cost of each inverter	4,190	6,486
C_{inv} [€/kW] - the price of each inverter	419,000	648,680
MTBF [h] - the mean time between failures of the invertes	175200	2899560
P_{i_sc} [kW] - the self-power consumption during operation	0	0,00003
d_{c_wires} [m] - the lenth of DC input wires	-	0,1524

Στους *Πίνακες 4.4, 4.5, 4.6, 4.7* παρουσιάζονται τα συνολικά αποτελέσματα των βελτιστοποιήσεων του γενετικού αλγόριθμου και στους *Πίνακες 4.8, 4.9, 4.10, 4.11* των προκυψάντων μεταβλητών σχεδιασμού.

Ο *Πίνακας 4.4* περιέχει τις τιμές των C_c, C_m, E_{total} και LCOE για το σενάριο της ελαχιστοποίησης του σταθμισμένου κόστους ενέργειας. Αντιστοίχως οι *Πίνακες 4.5, 4.6, 4.7* περιέχουν τα αποτελέσματα για τα σενάρια: μεγιστοποίησης της αποδιδόμενης ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο, ελαχιστοποίησης του κόστους εγκατάστασης-λειτουργίας του φωτοβολταϊκού συστήματος και για πραγματικές τιμές central inverter για micro inverter με ελαχιστοποίηση του LCOE.

Ο *Πίνακας 4.8* περιέχει τις τιμές των μεταβλητών σχεδιασμού N_s, N_p, N_r, F_y, beta και DIM_1 για το σενάριο του σταθμισμένου κόστους ενέργειας. Αντιστοίχως οι *Πίνακες 4.9, 4.10, 4.11* περιέχουν τα αποτελέσματα για τα σενάρια: μεγιστοποίησης της αποδιδόμενης ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο, ελαχιστοποίησης του κόστους εγκατάστασης-λειτουργίας του φωτοβολταϊκού συστήματος και για πραγματικές τιμές central inverter για micro inverter με ελαχιστοποίηση του LCOE.

Πίνακας 4.4 Τα αποτελέσματα για την ελαχιστοποίηση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας

Plant min LCOE

		PV plant location: Athens Yearly total solar irradiance: 1.725.004 [kWh/m²] Hourly mean temperature: 17,95 [°C]				PV plant location: Freiburg Yearly total solar irradiance: 1.218.087 [kWh/m²] Hourly mean temperature: 10,18 [°C]			
		Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]	LCOE [€/MWh]	Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]	LCOE [€/MWh]
Central Inverter	PV Module RDM-140P	136.560,0437	3.461,6758	2.763,3710	50,6706	136.418,7638	3.456,5920	2.428,4424	57,5988
Central Inverter	PV Module BP SOLAR SX150B	179.729,3310	3.946,4247	4.522,5322	40,6135	176.213,3203	4.003,3181	3.139,5590	57,4019
Central Inverter	PV Module Talesun 240W	170.189,3580	3.184,4805	3.258,9170	53,1998	170.544,4128	3.182,3127	2.651,4852	65,5205
Micro Inverter	PV Module RDM-140P	248.294,2872	5.637,6982	987,4153	257,1608	270.935,8687	6.510,8072	1.352,6821	205,1219
Micro Inverter	PV Module BP SOLAR SX150B	293.485,9105	6.969,7106	4.881,2357	61,5531	284.295,4053	6.744,0219	3.204,9355	90,8098
Micro Inverter	PV Module Talesun 240W	244.429,8390	4.636,5618	4.374,2634	56,9390	243.535,5478	4.575,4316	3.276,0208	75,7355

		PV plant location: Murcia Yearly total solar irradiance: 1.947.288 [kWh/m²] Hourly mean temperature: 16,95 [°C]				PV plant location: Oslo Yearly total solar irradiance: 1.199.153 [kWh/m²] Hourly mean temperature: 7,10 [°C]			
		Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]	LCOE [€/MWh]	Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]	LCOE [€/MWh]
Central Inverter	PV Module RDM-140P	136.438,9838	3.460,7302	2.907,0701	48,1240	136.636,3235	3.456,4968	2.430,9145	57,6297
Central Inverter	PV Module BP SOLAR SX150B	183.646,5660	4.105,0490	5.154,8739	36,4222	190.412,3771	4.315,8874	3.704,7935	52,5611
Central Inverter	PV Module Talesun 240W	170.082,9041	3.183,3304	3.464,7246	50,0086	184.344,4131	3.355,3461	2.511,1327	74,7471
Micro Inverter	PV Module RDM-140P	244.669,0497	5.521,5533	766,6105	326,3593	274.895,3203	6.704,5131	1.302,8118	216,1476
Micro Inverter	PV Module BP SOLAR SX150B	287.649,1843	6.862,3597	5.145,0959	57,2412	274.917,2913	6.381,8028	3.773,5965	74,5440
Micro Inverter	PV Module Talesun 240W	239.879,3080	4.607,5734	4.680,6915	52,1903	246.454,2313	4.707,3354	3.268,7273	76,8377

Πίνακας 4.5 Τα αποτελέσματα για τη μεγιστοποίηση της αποδιδόμενης ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο

Plant max Energy

		PV plant location: Athens Yearly total solar irradiance: 1.725.004 [kWh/m^2] Hourly mean temperature: 17,95 [°C]			PV plant location: Freiburg Yearly total solar irradiance: 1.218.087 [kWh/m^2] Hourly mean temperature: 10,18 [°C]		
		Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]	Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]
Central Inverter	PV Module RDM-140P	188.500,8764	4.909,8823	3.192,2679	169.739,0166	4.605,6976	2.978,2277
	PV Module BP SOLAR SX150B	273.519,7243	8.810,3380	4.603,6180	223.272,0034	6.217,4287	3.375,6789
	PV Module Talesun 240W	318.767,9591	11.215,8479	3.578,4254	243.728,3495	5094,3985	2.839,2014
Micro Inverter	PV Module RDM-140P	284.500,8371	6.141,5168	1.045,0944	429.694,9781	13.569,0338	1.355,7417
	PV Module BP SOLAR SX150B	482.424,1334	9.971,2670	4.914,2655	454.129,3039	9.756,1801	3.361,2208
	PV Module Talesun 240W	274.203,9664	5.275,9674	4.389,4684	273.519,2956	5.901,2301	3.295,5165

		PV plant location: Murcia Yearly total solar irradiance: 1.947.288 [kWh/m^2] Hourly mean temperature: 16,95 [°C]			PV plant location: Oslo Yearly total solar irradiance: 1.199.153 [kWh/m^2] Hourly mean temperature: 7,10 [°C]		
		Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]	Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]
Central Inverter	PV Module RDM-140P	223.297,2648	8.419,7150	3.352,0816	277.975,6664	9.230,8492	2.751,3728
	PV Module BP SOLAR SX150B	287.034,1541	8.910,2108	5.334,3382	297.949,3703	9.275,6013	4.184,9869
	PV Module Talesun 240W	305.728,3676	12.490,0878	3.841,4169	198.015,0367	3.966,1615	2.512,3173
Micro Inverter	PV Module RDM-140P	228.226,0179	8.736,2307	802,4245	320.063,7123	8.187,5150	1.334,1647
	PV Module BP SOLAR SX150B	326.122,9191	8.442,0978	5.346,3899	332.082,0716	7.475,6772	4.031,4080
	PV Module Talesun 240W	288.808,1596	5.398,6358	4.706,8130	319.774,1638	7.493,5140	3.346,4433

Πίνακας 4.6 Τα αποτελέσματα για την ελαχιστοποίηση του κόστους εγκατάστασης-λειτουργίας του φωτοβολταϊκού συστήματος

Plant min Cost

		PV plant location: Athens Yearly total solar irradiance: 1.725.004 [kWh/m^2] Hourly mean temperature: 17,95 [°C]				PV plant location: Freiburg Yearly total solar irradiance: 1.218.087 [kWh/m^2] Hourly mean temperature: 10,18 [°C]			
		Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]	Cc + Cm [€]	Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]	Cc + Cm [€]
Central Inverter	PV Module RDM-140P	129.590,5380	2.951,1717	311,8553	132.541,7097	119.534,4112	2.478,0587	117,7525	122.012,4699
	PV Module BP SOLAR SX150B	134.992,5919	3.074,5846	2.313,0694	138.067,1765	130.605,4544	2.426,1211	1.265,1039	133.031,5755
	PV Module Talesun 240W	132.646,9548	2.092,2946	338,6220	134.739,2464	142.858,9692	2.700,0707	768,7327	145.559,0398
Micro Inverter	PV Module RDM-140P	233.408,7177	5.109,2545	626,8257	238.517,9723	242.963,7889	5.465,9195	961,2873	248.429,7084
	PV Module BP SOLAR SX150B	237.286,8825	4.427,1324	855,3635	241.714,0149	237.104,0846	4.556,6507	568,3755	241.660,7313
	PV Module Talesun 240W	208.393,3892	3.289,9792	1.267,9283	211.683,3683	207.435,9515	3.435,5847	1.133,5862	210.871,5362

		PV plant location: Murcia Yearly total solar irradiance: 1.947.288 [kWh/m^2] Hourly mean temperature: 16,95 [°C]				PV plant location: Oslo Yearly total solar irradiance: 1.199.153 [kWh/m^2] Hourly mean temperature: 7,10 [°C]			
		Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]	Cc + Cm [€]	Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]	Cc + Cm [€]
Central Inverter	PV Module RDM-140P	112.961,0128	2.237,1991	198,3021	115.198,2119	112.981,0607	2.231,3466	210,3844	115.212,4073
	PV Module BP SOLAR SX150B	128.030,2644	2.247,2112	1.805,3401	130.277,4756	130.513,0591	2.406,4486	1.592,0098	132.919,5077
	PV Module Talesun 240W	132.905,2732	2.186,9921	310,2512	135.092,6530	134.040,1134	2.289,5039	347,0042	136.329,6173
Micro Inverter	PV Module RDM-140P	231.250,0851	4.795,6673	556,1883	236.045,7524	231.591,8751	4.817,0021	441,5077	236.408,8772
	PV Module BP SOLAR SX150B	236.784,0931	4.541,0282	870,8072	241.325,1213	237.396,8212	4.422,5279	486,9446	241.819,3491
	PV Module Talesun 240W	204.668,2861	3.495,5260	1.379,5816	208.163,8121	205.429,1922	3.534,1106	2.030,3412	208.963,3028

Πίνακας 4.7 Τα αποτελέσματα για τιμή του micro inverter ίση με την εμπορική τιμή του central inverter και για ελαχιστοποίηση του LCOE

Plant min LCOE

		PV plant location: Athens Yearly total solar irradiance: 1.725.004 [kWh/m^2] Hourly mean temperature: 17,95 [°C]				PV plant location: Freiburg Yearly total solar irradiance: 1.218.087 [kWh/m^2] Hourly mean temperature: 10,18 [°C]			
		Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]	LCOE [€/MWh]	Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]	LCOE [€/MWh]
Micro Inverter (real prices)	PV Module RDM-140P	248.294,2872	5.637,6982	987,4153	257,1608	270.935,8687	6.510,8072	1.352,6821	205,1219
	PV Module BP SOLAR SX150B	293.485,9105	6.969,7106	4.881,2357	61,5531	284.295,4053	6.744,0219	3.204,9355	90,8098
	PV Module Talesun 240W	244.429,8390	4.636,5618	4.374,2634	56,9390	243.535,5478	4.575,4316	3.276,0208	75,7355
Micro Inverter (central prices)	PV Module RDM-140P	229.814,8129	6.039,2695	1.050,5717	224,5007	241.231,5983	6.531,3962	1.352,2074	183,2285
	PV Module BP SOLAR SX150B	262.144,6403	6.853,5404	4.863,6089	55,3083	258.293,8250	6.756,3136	3.227,7625	82,1157
	PV Module Talesun 240W	228.089,7655	4.617,9896	4.352,6842	53,4630	224.633,4521	4.517,4389	3.249,2205	70,5249

		PV plant location: Murcia Yearly total solar irradiance: 1.947.288 [kWh/m^2] Hourly mean temperature: 16,95 [°C]				PV plant location: Oslo Yearly total solar irradiance: 1.199.153 [kWh/m^2] Hourly mean temperature: 7,10 [°C]			
		Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]	LCOE [€/MWh]	Cc [€]	Cm [€]	E_total [MWh]	LCOE [€/MWh]
Micro Inverter (real prices)	PV Module RDM-140P	244.669,0497	5.521,5533	766,6105	326,3593	274.895,3203	6.704,5131	1.302,8118	216,1476
	PV Module BP SOLAR SX150B	287.649,1843	6.862,3597	5.145,0959	57,2412	274.917,2913	6.381,8028	3.773,5965	74,5440
	PV Module Talesun 240W	239.879,3080	4.607,5734	4.680,6915	52,1903	246.454,2313	4.707,3354	3.268,7273	76,8377
Micro Inverter (central prices)	PV Module RDM-140P	229.017,7823	5.999,9607	828,3937	238,7029	242.758,4844	6.612,3160	1.313,3707	189,8708
	PV Module BP SOLAR SX150B	261.333,5496	6.831,7313	5.278,8021	50,8004	247.668,8323	6.347,0534	3.767,4143	67,4245
	PV Module Talesun 240W	223.472,4406	4.466,5409	4.689,0855	48,6105	230.144,9009	4.793,7029	3.928,6784	71,2220

Πίνακας 4.8 Τιμές των μεταβλητών σχεδιασμού για την ελαχιστοποίηση του LCOE

	Combination	Device type		Optimal design variables						Optimal **LCOE** [€/MWh]
		PV module	DC/AC converter	Num of PV modules connected in series **N_s**	Num of PV strings **N_p**	Num of rows of PV modules sets per block **N_r**	The distance between adjacent rows **F_y** [m]	The PV modules tilt angle **beta** [°]	The length of the southern side **DIM_1** [m]	
Athens	1	1	1	17	7	1	1,56	0,54	29,05	50,6706
	2	2	1	9	9	1	7,41	16,41	17,91	40,6135
	3	3	1	12	5	1	1,80	0,81	28,55	53,1998
	4	1	2	-	-	47	31,62	89,84	23,15	257,1608
	5	2	2	-	-	21	16,80	39,96	25,46	61,5531
	6	3	2	-	-	12	5,53	11,42	28,01	56,9390
Freiburg	7	1	1	17	7	1	1,00	0,44	29,47	57,5988
	8	2	1	13	6	1	12,46	36,83	23,93	57,4019
	9	3	1	12	5	1	3,61	8,64	22,14	65,5205
	10	1	2	-	-	5	1,09	0,35	21,11	205,1219
	11	2	2	-	-	39	13,74	47,47	27,70	90,8098
	12	3	2	-	-	6	4,72	13,94	27,98	75,7355
Murcia	13	1	1	17	7	1	1,01	0,00	29,73	48,1240
	14	2	1	9	8	1	10,99	33,21	28,93	36,4222
	15	3	1	12	5	1	1,31	0,02	28,13	50,0086
	16	1	2	-	-	54	46,85	89,74	19,92	326,3593
	17	2	2	-	-	37	48,26	43,51	29,58	57,2412
	18	3	2	-	-	4	1,64	9,66	27,98	52,1903
Oslo	19	1	1	17	7	1	2,04	1,70	25,84	57,6297
	20	2	1	9	7	1	30,65	39,23	15,87	52,5611
	21	3	1	11	6	1	1,04	0,23	27,79	74,7471
	22	1	2	-	-	10	2,36	1,80	22,12	216,1476
	23	2	2	-	-	41	29,22	59,00	25,83	74,5440
	24	3	2	-	-	13	12,28	12,22	27,03	76,8377

Πίνακας 4.9 Τιμές των μεταβλητών σχεδιασμού για τη μεγιστοποίηση της αποδιδόμενης ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο

	Combination	Device type		Optimal design variables						**max Energy** [MWh]
		PV module	DC/AC converter	Num of PV modules connected in series **N_s**	Num of PV strings **N_p**	Num of rows of PV modules sets per block **N_r**	The distance between adjacent rows **F_y** [m]	The PV modules tilt angle **beta** [°]	The length of the southern side **DIM_1** [m]	
Athens	1	1	1	17	4	1	42,79	1,15	28,59	3.192,2679
	2	2	1	9	3	8	31,57	16,54	25,91	4.603,6180
	3	3	1	12	1	2	15,64	1,26	27,67	3.578,4254
	4	1	2	-	-	58	9,00	89,87	24,02	1.045,0944
	5	2	2	-	-	93	50,00	38,50	29,68	4.914,2655
	6	3	2	-	-	34	26,80	11,10	26,04	4.389,4684
Freiburg	7	1	1	17	5	2	1,01	0,45	25,42	2.978,2277
	8	2	1	12	3	1	7,82	40,72	24,97	3.375,6789
	9	3	1	12	4	8	32,00	9,93	25,58	2.839,2014
	10	1	2	-	-	4	23,79	0,28	29,25	1.355,7417
	11	2	2	-	-	93	8,04	41,18	26,66	3.361,2208
	12	3	2	-	-	8	42,67	18,19	28,12	3.295,5165
Murcia	13	1	1	17	5	8	26,81	0,38	29,85	3.352,0816
	14	2	1	10	4	16	19,96	39,95	28,01	5.334,3382
	15	3	1	12	1	34	1,00	0,02	27,91	3.841,4169
	16	1	2	-	-	20	46,14	0,09	29,84	802,4245
	17	2	2	-	-	7	16,96	38,11	25,79	5.346,3899
	18	3	2	-	-	17	18,92	11,81	28,46	4.706,8130
Oslo	19	1	1	17	2	2	10,08	1,68	26,95	2.751,3728
	20	2	1	9	4	2	12,66	52,67	24,93	4.184,9869
	21	3	1	11	4	1	12,42	0,79	27,79	2.512,3173
	22	1	2	-	-	50	50,00	0,00	25,87	1.334,1647
	23	2	2	-	-	50	21,14	48,81	29,14	4.031,4080
	24	3	2	-	-	8	48,39	14,73	25,21	3.346,4433

Πίνακας 4.10 Τιμές των μεταβλητών σχεδιασμού για την ελαχιστοποίηση του κόστους εγκατάστασης-λειτουργίας του φωτοβολταϊκού συστήματος

	Combination	Device type		Optimal design variables						min Cost [€]
		PV module	DC/AC converter	Num of PV modules connected in series N_s	Num of PV strings N_p	Num of rows of PV modules sets per block N_r	The distance between adjacent rows F_y [m]	The PV modules tilt angle beta [°]	The length of the southern side DIM_1 [m]	
Athens	1	1	1	13	4	7	1,07	89,99	27,21	132.541,7097
	2	2	1	11	8	4	4,10	87,99	23,91	138.067,1765
	3	3	1	9	6	4	9,08	90,00	29,94	134.739,2464
	4	1	2	-	-	88	1,07	90,00	4,19	238.517,9723
	5	2	2	-	-	22	1,01	90,00	4,87	241.714,0149
	6	3	2	-	-	41	1,09	89,89	4,84	211.683,3683
Freiburg	7	1	1	12	6	5	1,14	89,93	25,43	122.012,4699
	8	2	1	11	6	5	1,37	89,67	17,84	133.031,5755
	9	3	1	10	3	7	1,14	89,94	23,78	145.559,0398
	10	1	2	-	-	64	29,45	90,00	16,68	248.429,7084
	11	2	2	-	-	41	1,11	89,99	4,22	241.660,7313
	12	3	2	-	-	69	1,02	90,00	4,73	210.871,5362
Murcia	13	1	1	11	8	4	1,88	90,00	26,44	115.198,2119
	14	2	1	12	7	4	1,05	89,94	29,17	130.277,4756
	15	3	1	6	9	4	7,11	90,00	20,01	135.092,6530
	16	1	2	-	-	44	1,19	89,89	3,38	236.045,7524
	17	2	2	-	-	41	1,03	89,98	3,88	241.325,1213
	18	3	2	-	-	82	1,29	89,76	2,40	208.163,8121
Oslo	19	1	1	11	8	4	3,25	90,00	26,75	115.212,4073
	20	2	1	11	6	5	1,07	90,00	25,58	132.919,5077
	21	3	1	7	6	5	1,00	90,00	16,66	136.329,6173
	22	1	2	-	-	47	1,32	89,94	5,88	236.408,8772
	23	2	2	-	-	20	1,00	90,00	5,53	241.819,3491
	24	3	2	-	-	82	34,40	90,00	9,77	208.963,3028

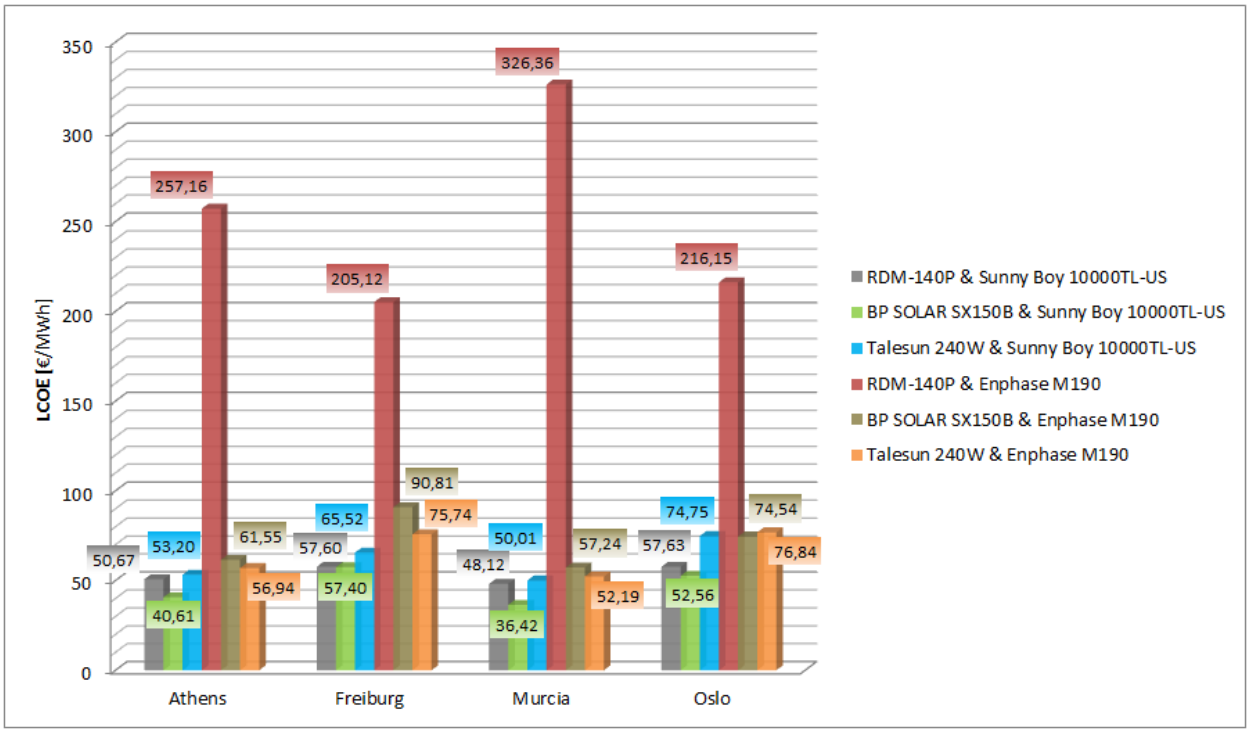
Πίνακας 4.11 Τιμές των μεταβλητών σχεδιασμού για τιμή του micro inverter ίση με την εμπορική τιμή του central inverter και για την ελαχιστοποίηση του LCOE

	Combination	Device type		Optimal design variables						Optimal LCOE [€/MWh]
		PV module	DC/AC converter	Num of PV modules connected in series N_s	Num of PV strings N_p	Num of rows of PV modules sets per block N_r	The distance between adjacent rows F_y [m]	The PV modules tilt angle beta [°]	The length of the southern side DIM_1 [m]	
Athens	1	1	2	-	-	47	31,62	89,84	23,15	257,1608
	2	2	2	-	-	21	16,80	39,96	25,46	61,5531
	3	3	2	-	-	12	5,53	11,42	28,01	56,9390
	4	1	2	-	-	70	31,34	89,96	14,99	224,5007
	5	2	2	-	-	13	11,61	39,59	27,15	55,3083
	6	3	2	-	-	14	5,15	10,91	24,72	53,4630
Freiburg	7	1	2	-	-	5	1,09	0,35	21,11	205,1219
	8	2	2	-	-	39	13,74	47,47	27,70	90,8098
	9	3	2	-	-	6	4,72	13,94	27,98	75,7355
	10	1	2	-	-	5	1,23	0,43	21,31	183,2285
	11	2	2	-	-	37	40,64	48,00	29,88	82,1157
	12	3	2	-	-	6	3,82	14,00	28,14	70,5249
Murcia	13	1	2	-	-	54	46,85	89,74	19,92	326,3593
	14	2	2	-	-	37	48,26	43,51	29,58	57,2412
	15	3	2	-	-	4	1,64	9,66	27,98	52,1903
	16	1	2	-	-	50	28,04	89,72	22,16	238,7029
	17	2	2	-	-	11	9,00	35,82	23,98	50,8004
	18	3	2	-	-	6	2,77	11,60	28,04	48,6105
Oslo	19	1	2	-	-	10	2,36	1,80	22,12	216,1476
	20	2	2	-	-	41	29,22	59,00	25,83	74,5440
	21	3	2	-	-	13	12,28	12,22	27,03	76,8377
	22	1	2	-	-	10	1,75	1,10	21,73	189,8708
	23	2	2	-	-	41	25,79	59,74	25,92	67,4245
	24	3	2	-	-	17	12,00	12,54	19,89	71,2220

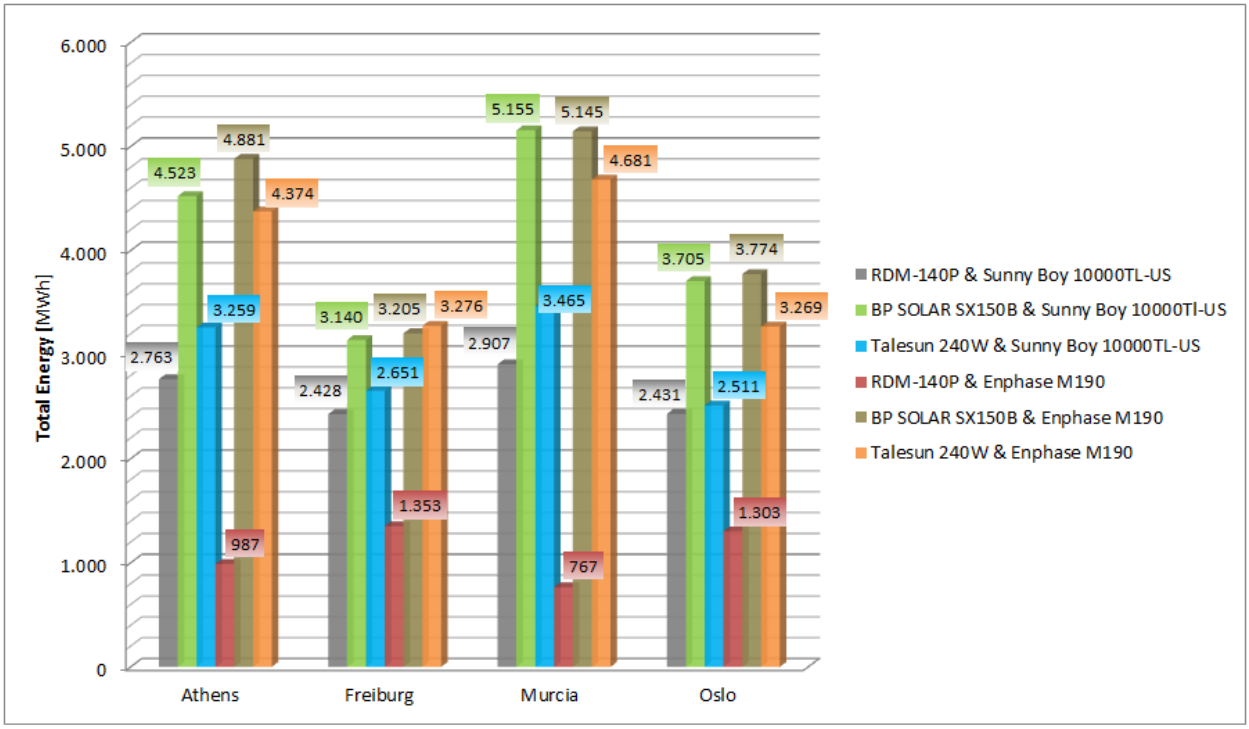
Στα *Σχήματα 4.4, 4.5, 4.6, 4.7* απεικονίζονται σε μορφή τρισδιάστατων ραβδοδιαγραμμάτων τα περιεχόμενα των *Πινάκων 4.4, 4.5, 4.6, 4.7*.

Συγκεκριμένα τα υποδιαγράμματα (α) απεικονίζουν τις τιμές του ελάχιστου LCOE για τις τέσσερεις περιοχές εγκατάστασης των Φ/Β συστημάτων. Αντιστοίχως τα υποδιαγράμματα (β) απεικονίζουν τις τιμές της μέγιστης αποδιδόμενης ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο, τα (γ) το κόστος εγκατάστασης C_c, τα (δ) το κόστος συντήρησης C_m, τα (ε) το συνολικό κόστος $C_c + C_m$ και τα (στ) το μέσο χρόνο μεταξύ βλαβών MTBF.

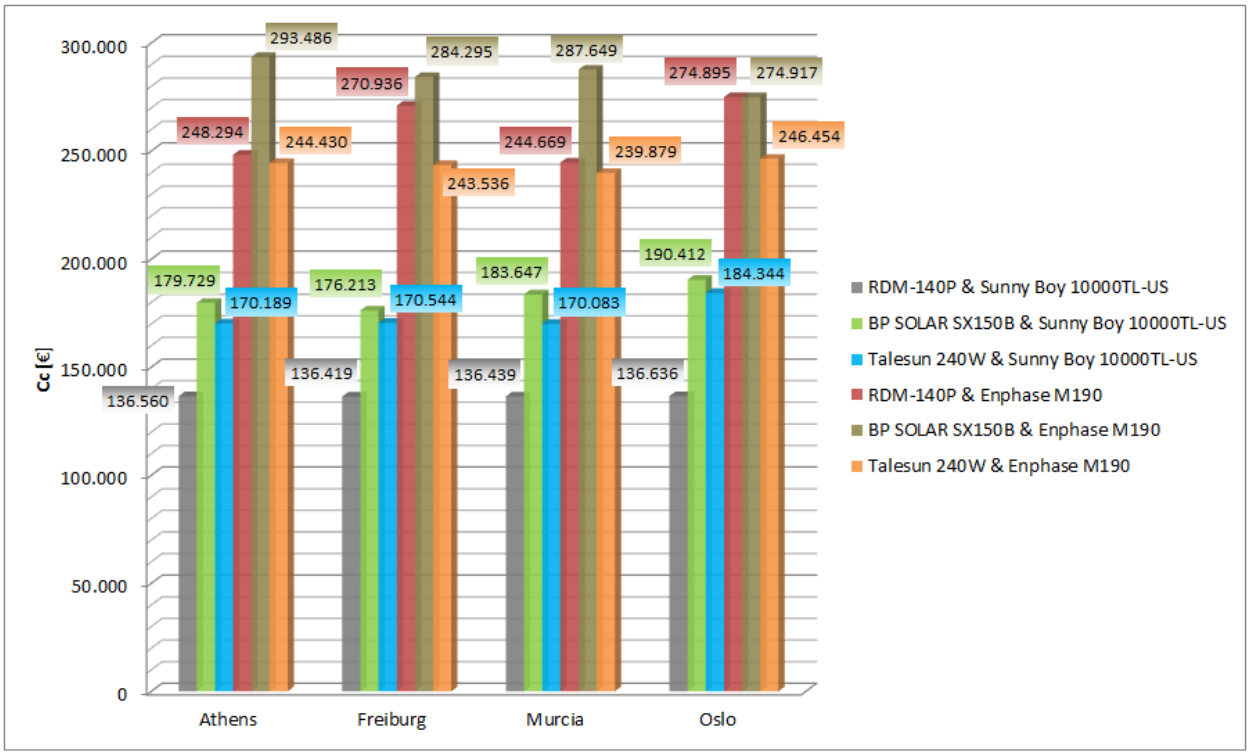
Η βέλτιστη τιμή για το σταθμισμένο κόστος ενέργειας [LCOE, *Σχήμα 4.4(α)*] και η μέγιστη παραγόμενη ενέργεια [*Σχήμα 4.5(β)*] προκύπτει για την περιοχή της Murcia. Αναμενόμενο αποτέλεσμα λόγω του ότι η συνολική ετήσια ηλιακή ακτινοβολία για τη Murcia είναι μεγαλύτερη των υπόλοιπων περιοχών. Η περιοχή του Freiburg έχει ελαφρώς περισσότερη ηλιακή ακτινοβολία από το Oslo, αλλά οι θερμοκρασίες του Oslo είναι χαμηλότερες του Freiburg με αποτέλεσμα η παραγόμενη ενέργεια στο Oslo να είναι μεγαλύτερη της αντιστοίχου του Freiburg. Η βέλτιστη τιμή για το ελάχιστο συνολικό κόστος προκύπτει ξανά για την περιοχή της Murcia [*Σχήμα 4.6(ε)*].



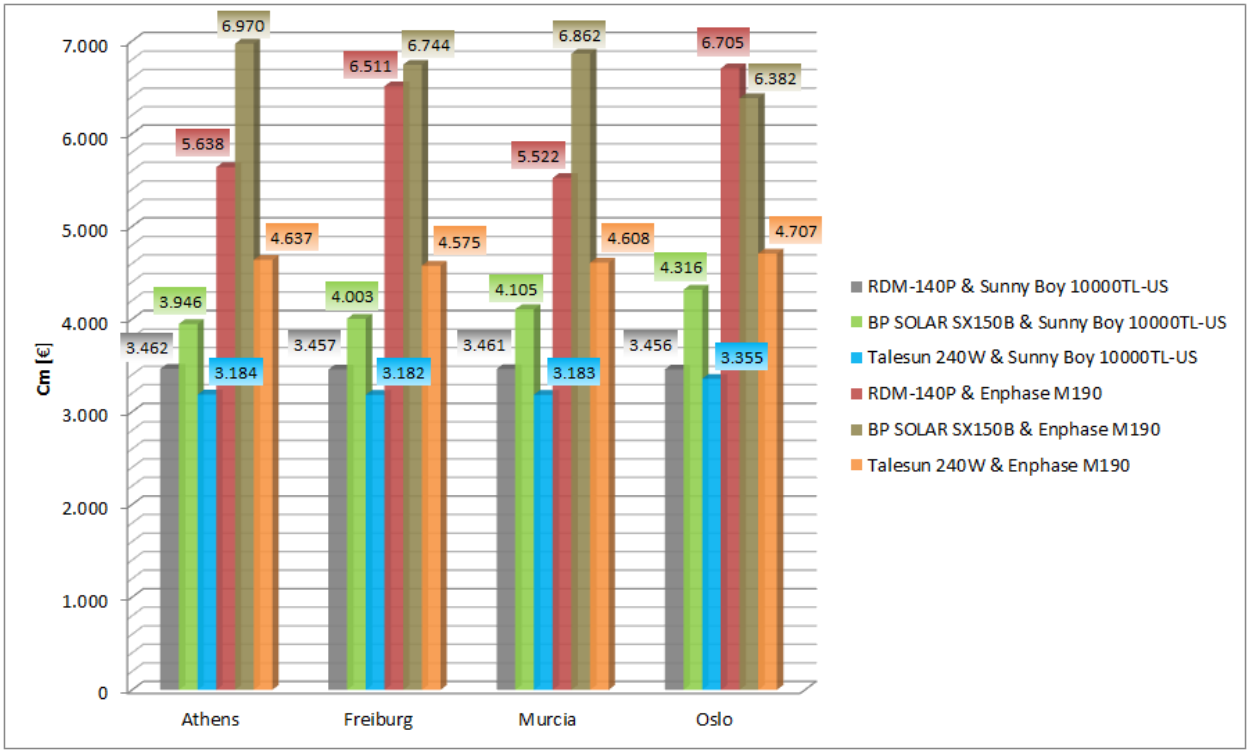
(α)


Total Energy [MWh]
6.000
5.000
4.000
3.000
2.000
1.000
0
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
2.763
4.523
3.259
987
4.881
4.374
2.428
3.140
2.651
1.353
3.205
3.276
2.907
5.155
3.465
767
5.145
4.681
2.431
3.705
2.511
1.303
3.774
3.269
RDM-140P & Sunny Boy 10000TL-US
BP SOLAR SX150B & Sunny Boy 10000Tl-US
Talesun 240W & Sunny Boy 10000TL-US
RDM-140P & Enphase M190
BP SOLAR SX150B & Enphase M190
Talesun 240W & Enphase M190

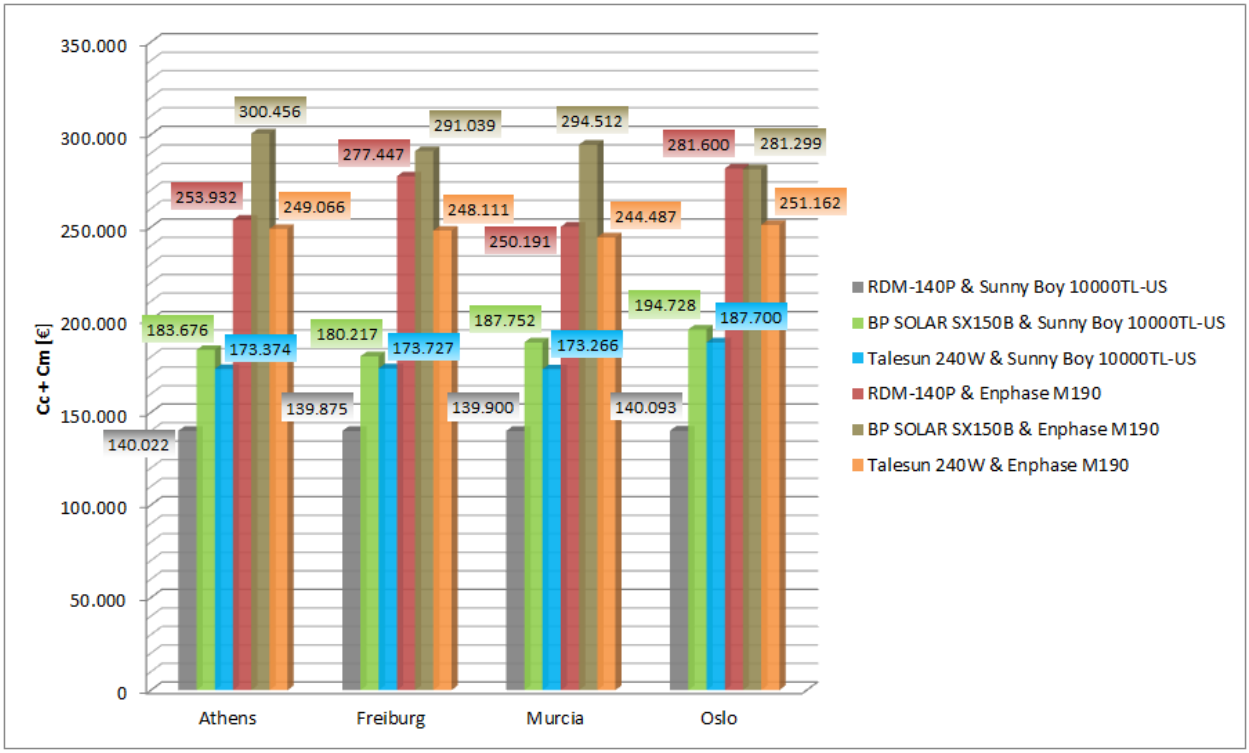
(β)


Cc [€]
300.000
250.000
200.000
150.000
100.000
50.000
0
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
136.560
179.729
170.189
248.294
293.486
244.430
136.419
176.213
170.544
270.936
284.295
243.536
136.439
183.647
170.083
244.669
287.649
239.879
136.636
190.412
184.344
274.895
274.917
246.454
RDM-140P & Sunny Boy 10000TL-US
BP SOLAR SX150B & Sunny Boy 10000TL-US
Talesun 240W & Sunny Boy 10000TL-US
RDM-140P & Enphase M190
BP SOLAR SX150B & Enphase M190
Talesun 240W & Enphase M190

(γ)


Cm [€]
7.000
6.000
5.000
4.000
3.000
2.000
1.000
0
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
3.462
3.946
3.184
5.638
6.970
4.637
3.457
4.003
3.182
6.511
6.744
4.575
3.461
4.105
3.183
5.522
6.862
4.608
3.456
4.316
3.355
6.705
6.382
4.707
RDM-140P & Sunny Boy 10000TL-US
BP SOLAR SX150B & Sunny Boy 10000TL-US
Talesun 240W & Sunny Boy 10000TL-US
RDM-140P & Enphase M190
BP SOLAR SX150B & Enphase M190
Talesun 240W & Enphase M190

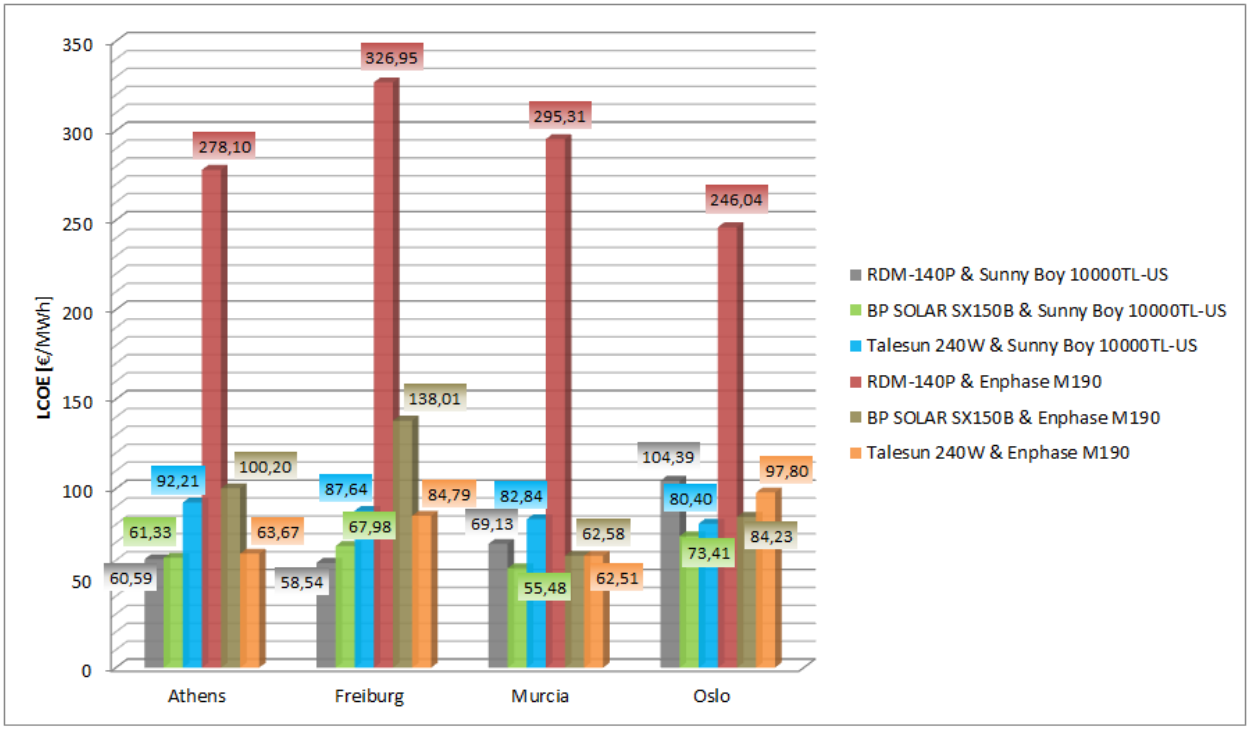
(δ)


Cc + Cm [€]
350.000
300.000
250.000
200.000
150.000
100.000
50.000
0
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
140.022
183.676
173.374
253.932
300.456
249.066
139.875
180.217
173.727
277.447
291.039
248.111
139.900
187.752
173.266
250.191
294.512
244.487
140.093
194.728
187.700
281.600
281.299
251.162
RDM-140P & Sunny Boy 10000TL-US
BP SOLAR SX150B & Sunny Boy 10000TL-US
Talesun 240W & Sunny Boy 10000TL-US
RDM-140P & Enphase M190
BP SOLAR SX150B & Enphase M190
Talesun 240W & Enphase M190

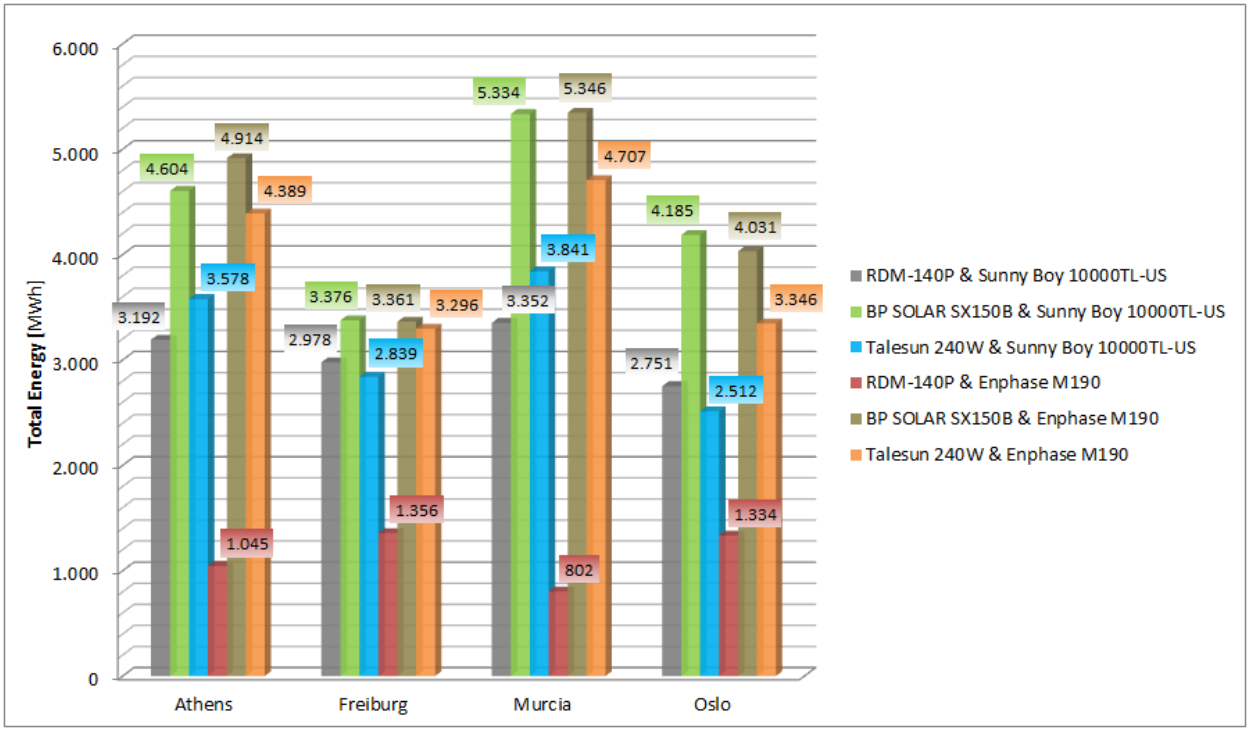
(ε)

(στ)

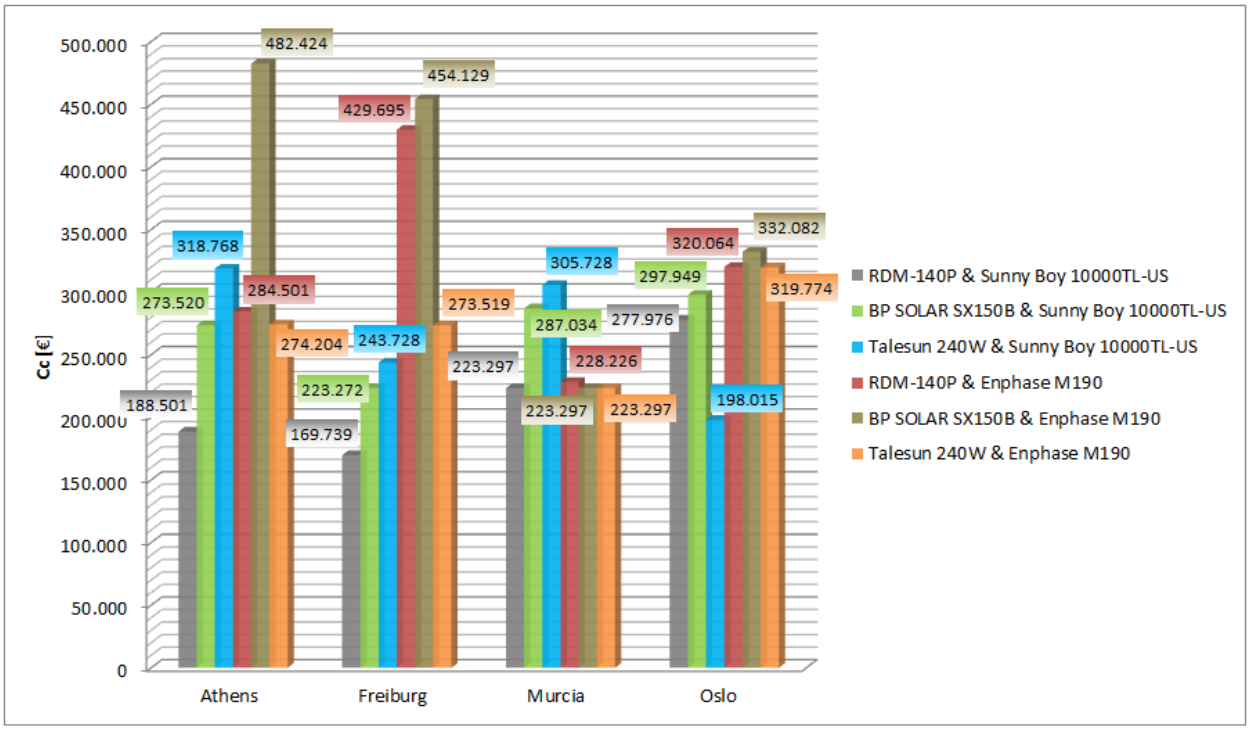
Σχήμα 4.4 Διαγράμματα για το σενάριο της ελαχιστοποίησης του LCOE (α) τιμές min LCOE (β) τιμές total energy (γ) τιμές C_c (δ) τιμές C_m (ε) τιμές C_c+C_m (στ) τιμές MTBF



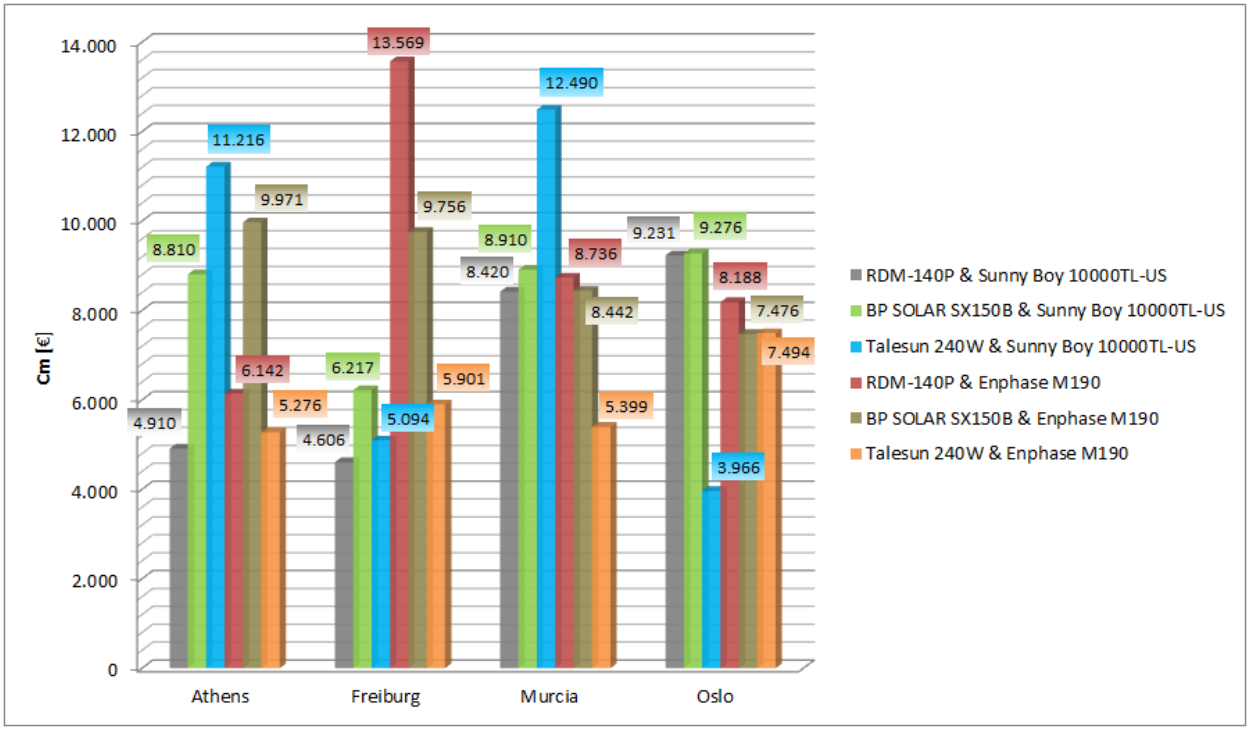
(α)


Total Energy [MWh]
6.000
5.000
4.000
3.000
2.000
1.000
0
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
3.192
4.604
3.578
1.045
4.914
4.389
2.978
3.376
2.839
1.356
3.361
3.296
3.352
5.334
3.841
802
5.346
4.707
2.751
4.185
2.512
1.334
4.031
3.346
RDM-140P & Sunny Boy 10000TL-US
BP SOLAR SX150B & Sunny Boy 10000TL-US
Talesun 240W & Sunny Boy 10000TL-US
RDM-140P & Enphase M190
BP SOLAR SX150B & Enphase M190
Talesun 240W & Enphase M190

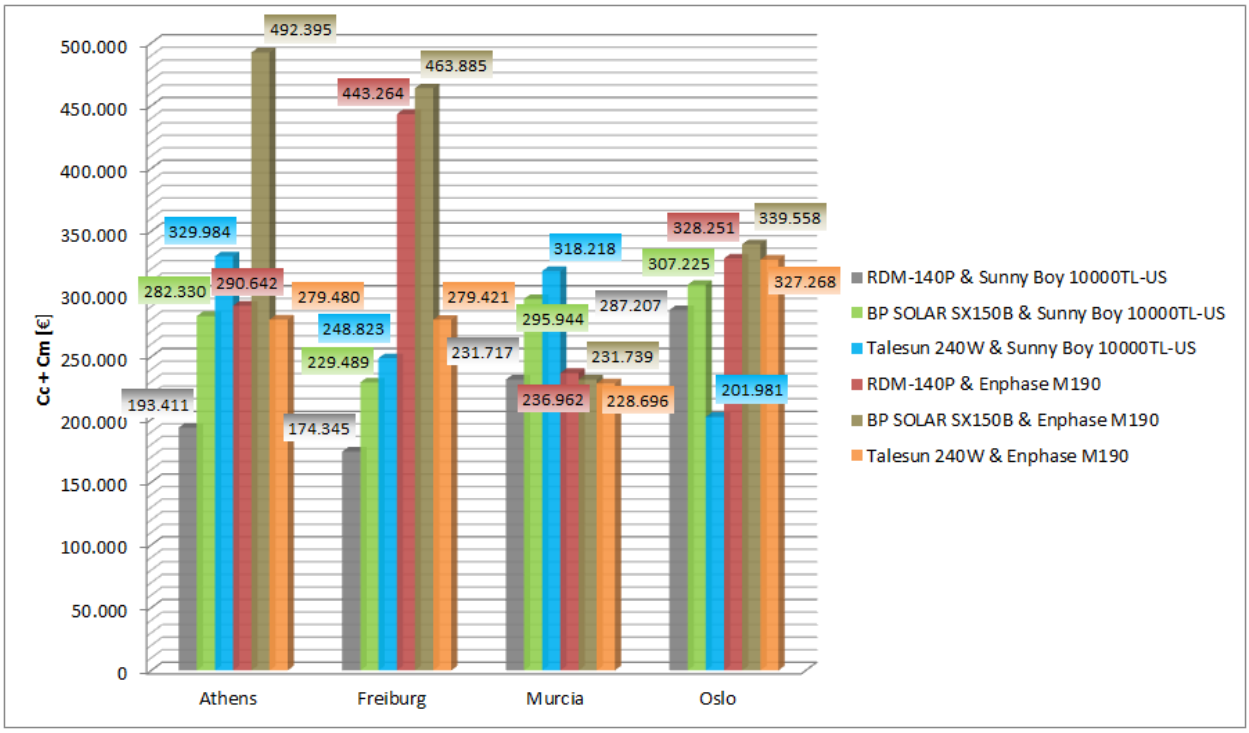
(β)


Cc [€]
500.000
450.000
400.000
350.000
300.000
250.000
200.000
150.000
100.000
50.000
0
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
188.501
273.520
318.768
284.501
274.204
482.424
169.739
223.272
243.728
429.695
454.129
273.519
223.297
223.297
287.034
305.728
228.226
223.297
277.976
297.949
198.015
320.064
332.082
319.774
RDM-140P & Sunny Boy 10000TL-US
BP SOLAR SX150B & Sunny Boy 10000TL-US
Talesun 240W & Sunny Boy 10000TL-US
RDM-140P & Enphase M190
BP SOLAR SX150B & Enphase M190
Talesun 240W & Enphase M190

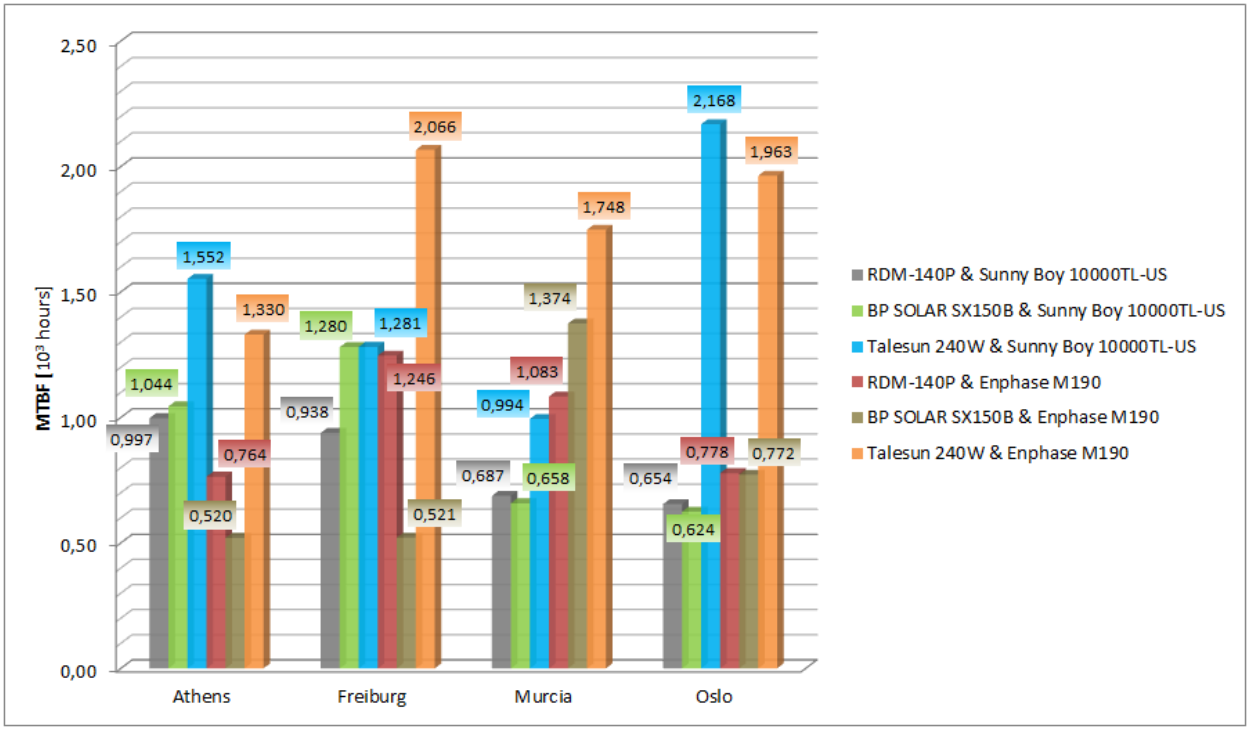
(γ)


Cm [€]
14.000
12.000
10.000
8.000
6.000
4.000
2.000
0
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
4.910
8.810
11.216
6.142
9.971
5.276
4.606
6.217
5.094
13.569
9.756
5.901
8.420
8.910
12.490
8.736
8.442
5.399
9.231
9.276
3.966
8.188
7.476
7.494
RDM-140P & Sunny Boy 10000TL-US
BP SOLAR SX150B & Sunny Boy 10000TL-US
Talesun 240W & Sunny Boy 10000TL-US
RDM-140P & Enphase M190
BP SOLAR SX150B & Enphase M190
Talesun 240W & Enphase M190

(δ)

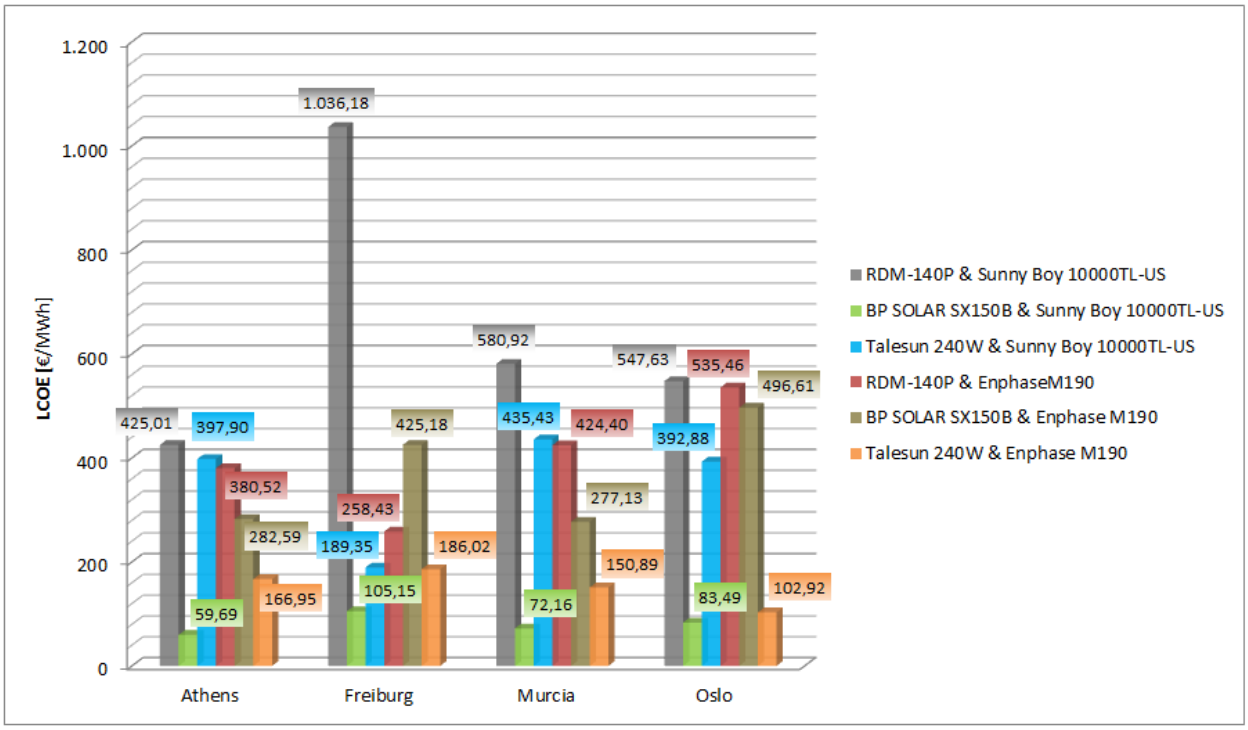

Cc + Cm [€]
500.000
450.000
400.000
350.000
300.000
250.000
200.000
150.000
100.000
50.000
0
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
193.411
282.330
329.984
290.642
492.395
279.480
174.345
229.489
248.823
443.264
463.885
279.421
231.717
236.962
295.944
318.218
287.207
231.739
228.696
307.225
328.251
339.558
327.268
201.981
RDM-140P & Sunny Boy 10000TL-US
BP SOLAR SX150B & Sunny Boy 10000TL-US
Talesun 240W & Sunny Boy 10000TL-US
RDM-140P & Enphase M190
BP SOLAR SX150B & Enphase M190
Talesun 240W & Enphase M190

(ε)

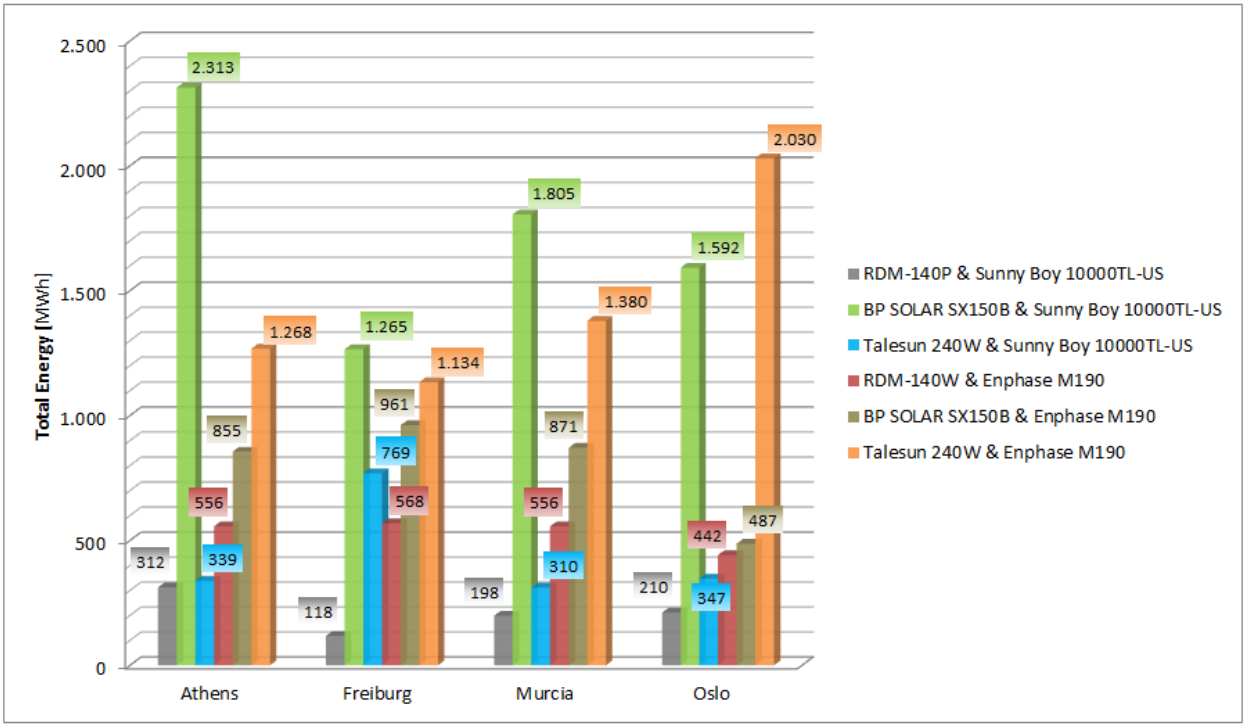


(στ)

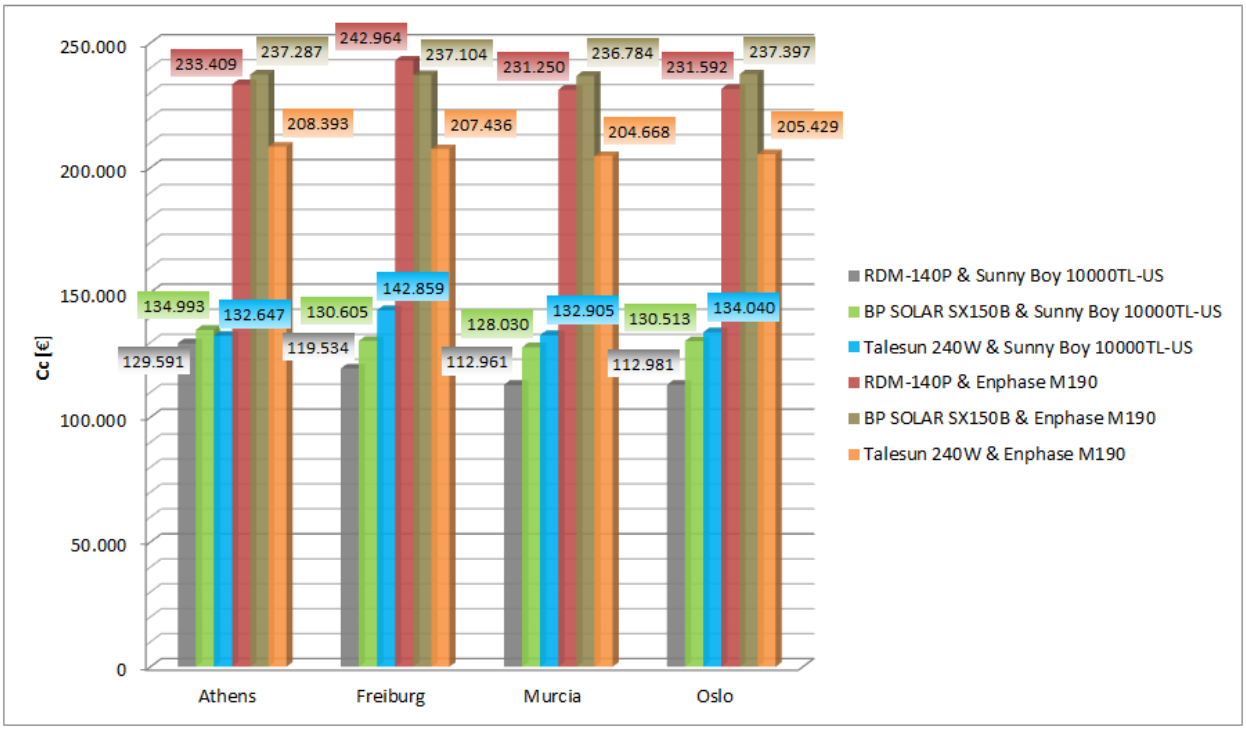
Σχήμα 4.5 Διαγράμματα για το σενάριο της μεγιστοποίησης της αποδιδόμενης ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο (α) τιμές min LCOE (β) τιμές total energy (γ) τιμές C_c (δ) τιμές C_m (ε) τιμές C_c+C_m (στ) τιμές MTBF



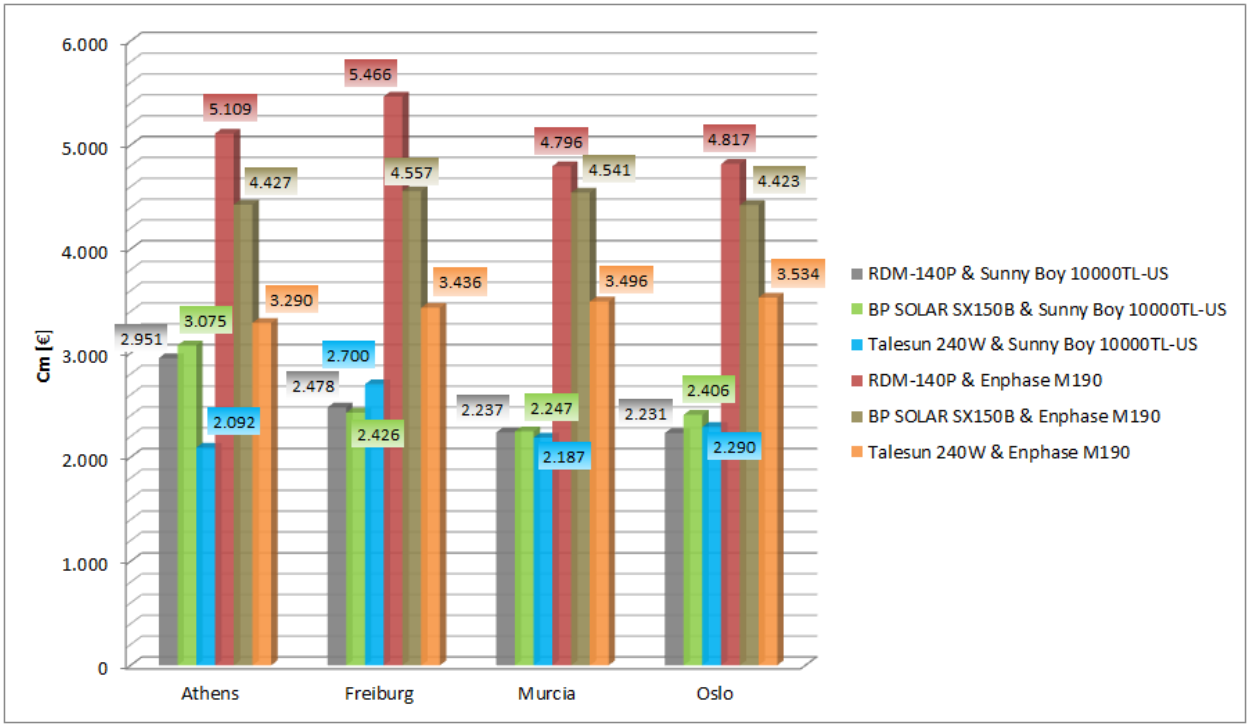
(α)


Total Energy [MWh]
2.500
2.000
1.500
1.000
500
0
2.313
1.805
1.592
2.030
1.268
1.265
1.134
1.380
855
961
871
556
769
568
556
442
487
312
339
310
347
118
198
210
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
RDM-140P & Sunny Boy 10000TL-US
BP SOLAR SX150B & Sunny Boy 10000TL-US
Talesun 240W & Sunny Boy 10000TL-US
RDM-140W & Enphase M190
BP SOLAR SX150B & Enphase M190
Talesun 240W & Enphase M190

(β)


Cc [€]
250.000
200.000
150.000
100.000
50.000
0
233.409
237.287
242.964
237.104
231.250
236.784
231.592
237.397
208.393
207.436
204.668
205.429
134.993
132.647
130.605
142.859
128.030
132.905
130.513
134.040
129.591
119.534
112.961
112.981
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
RDM-140P & Sunny Boy 10000TL-US
BP SOLAR SX150B & Sunny Boy 10000TL-US
Talesun 240W & Sunny Boy 10000TL-US
RDM-140P & Enphase M190
BP SOLAR SX150B & Enphase M190
Talesun 240W & Enphase M190

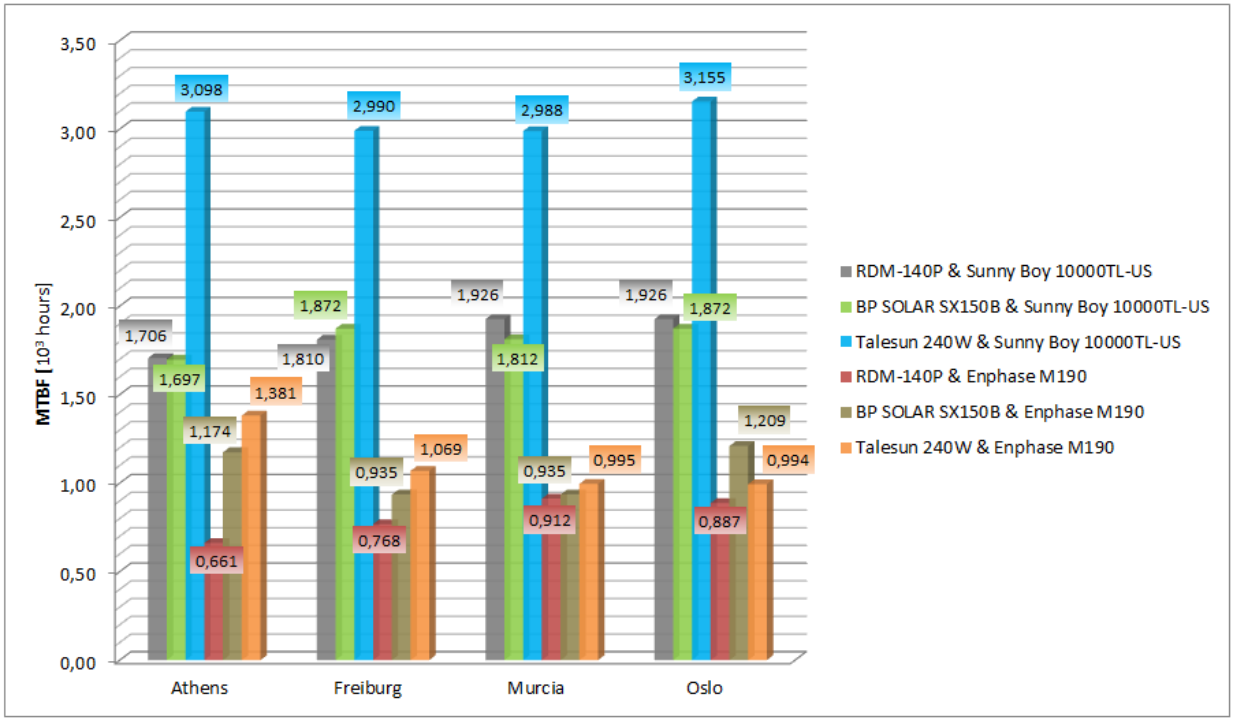
(γ)


6.000
5.000
4.000
3.000
2.000
1.000
0
Cm [€]
5.109
4.427
3.290
3.075
2.951
2.092
5.466
4.557
3.436
2.700
2.478
2.426
4.796
4.541
3.496
2.237
2.247
2.187
4.817
4.423
3.534
2.231
2.406
2.290
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
RDM-140P & Sunny Boy 10000TL-US
BP SOLAR SX150B & Sunny Boy 10000TL-US
Talesun 240W & Sunny Boy 10000TL-US
RDM-140P & Enphase M190
BP SOLAR SX150B & Enphase M190
Talesun 240W & Enphase M190

(δ)

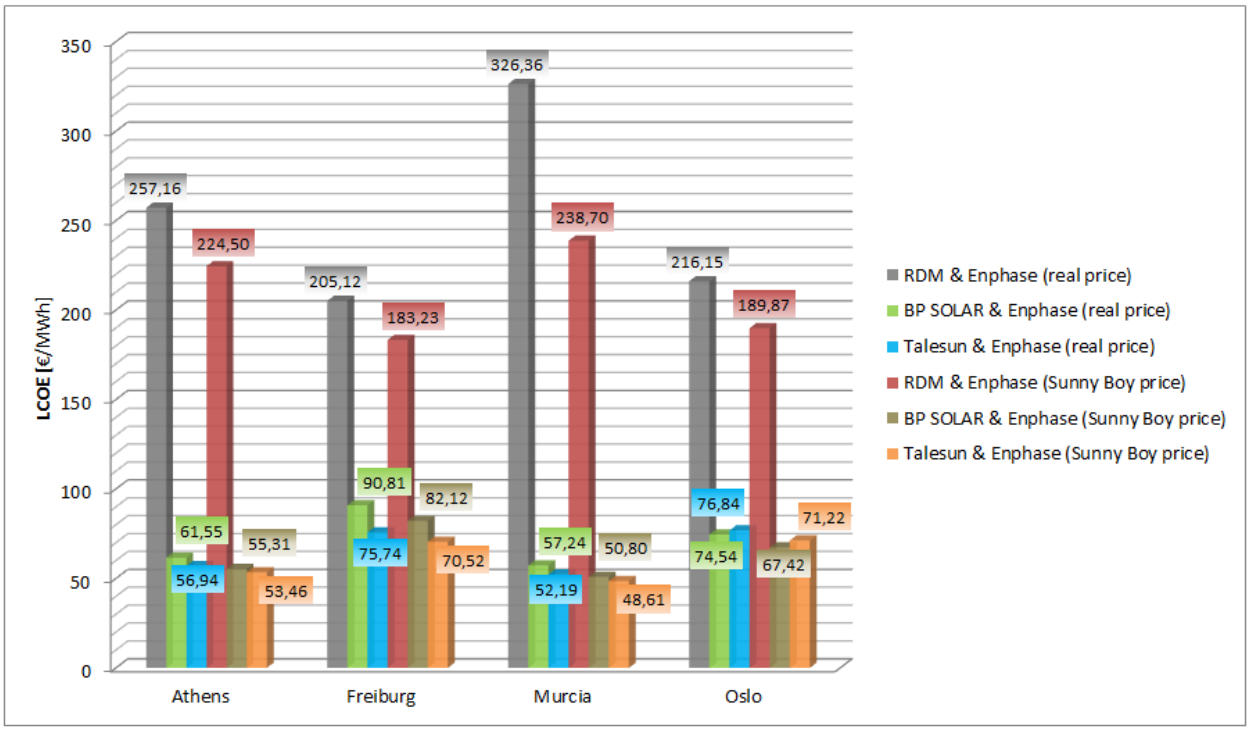
250.000
200.000
150.000
100.000
50.000
0
Cc + Cm [€]
238.518
241.714
211.683
138.067
132.542
134.739
248.430
241.661
210.872
145.559
133.032
122.012
236.046
241.325
208.164
130.277
135.092
132.920
115.198
115.212
236.409
241.819
208.963
136.330
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
RDM-140P & Sunny Boy 10000TL-US
BP SOLAR SX150B & Sunny Boy 10000TL-US
Talesun 240W & Sunny Boy 10000TL-US
RDM-140B & Enphase M190
BP SOLAR SX150B & Enphase M190
RDM-140B & Enphase M190

(ε)

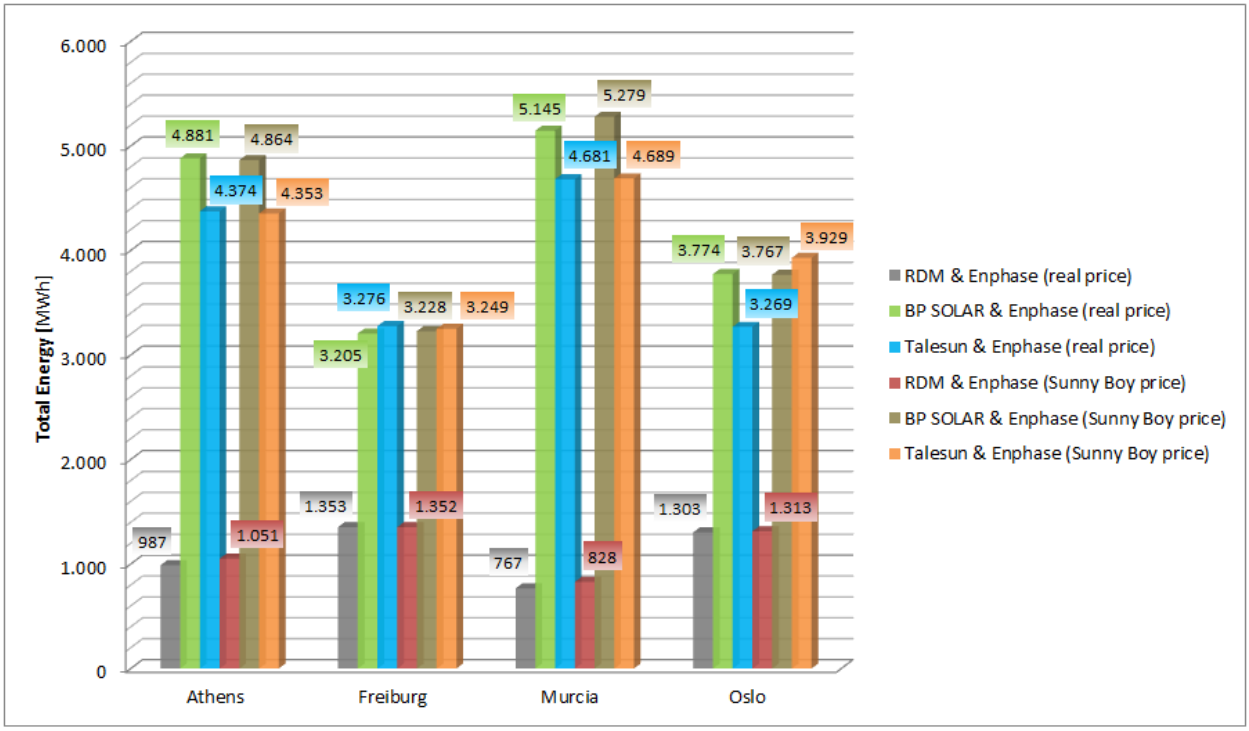


(στ)

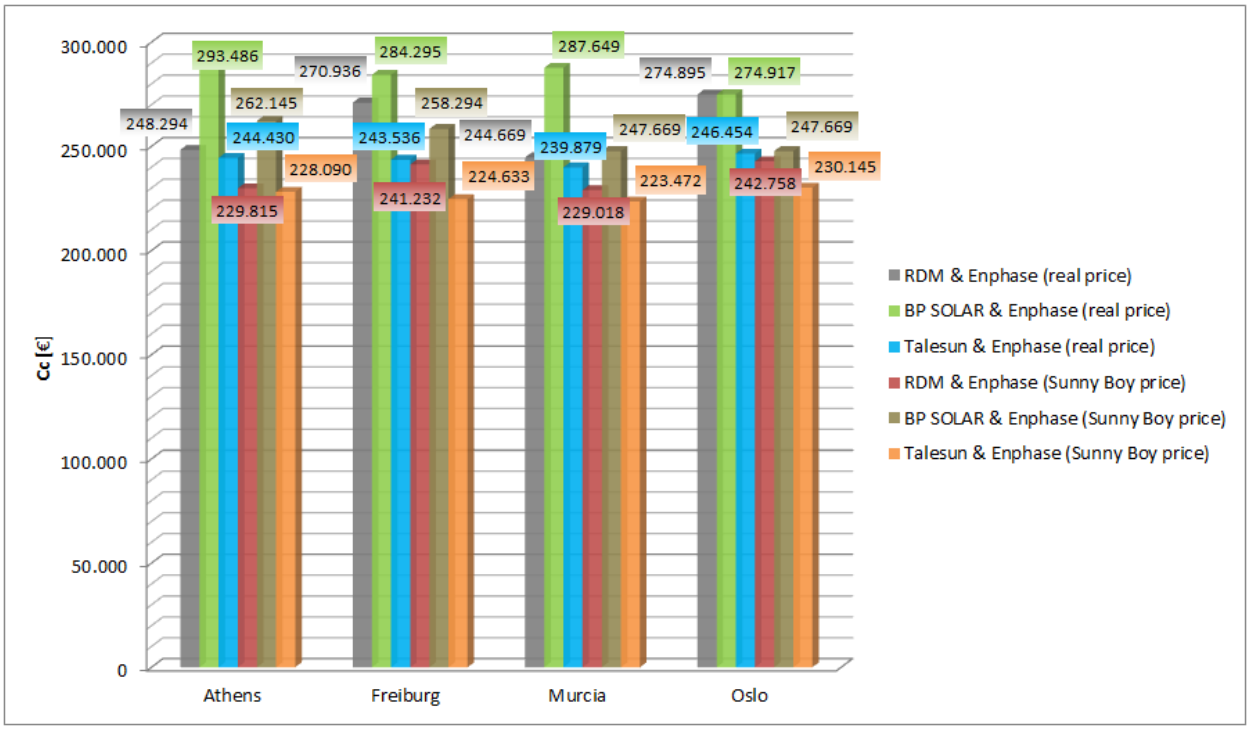
Σχήμα 4.6 Διαγράμματα για το σενάριο της ελαχιστοποίησης του κόστους εγκατάστασης-λειτουργίας του φωτοβολταϊκού συστήματος (α) τιμές min LCOE (β) τιμές total energy (γ) τιμές C_c (δ) τιμές C_m (ε) τιμές C_c+C_m (στ) τιμές MTBF



(α)


Total Energy [MWh]
6.000
5.000
4.000
3.000
2.000
1.000
0
4.881
4.374
4.864
4.353
987
1.051
3.205
3.276
3.228
3.249
1.353
1.352
5.145
4.681
5.279
4.689
767
828
3.774
3.269
3.767
3.929
1.303
1.313
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
RDM & Enphase (real price)
BP SOLAR & Enphase (real price)
Talesun & Enphase (real price)
RDM & Enphase (Sunny Boy price)
BP SOLAR & Enphase (Sunny Boy price)
Talesun & Enphase (Sunny Boy price)

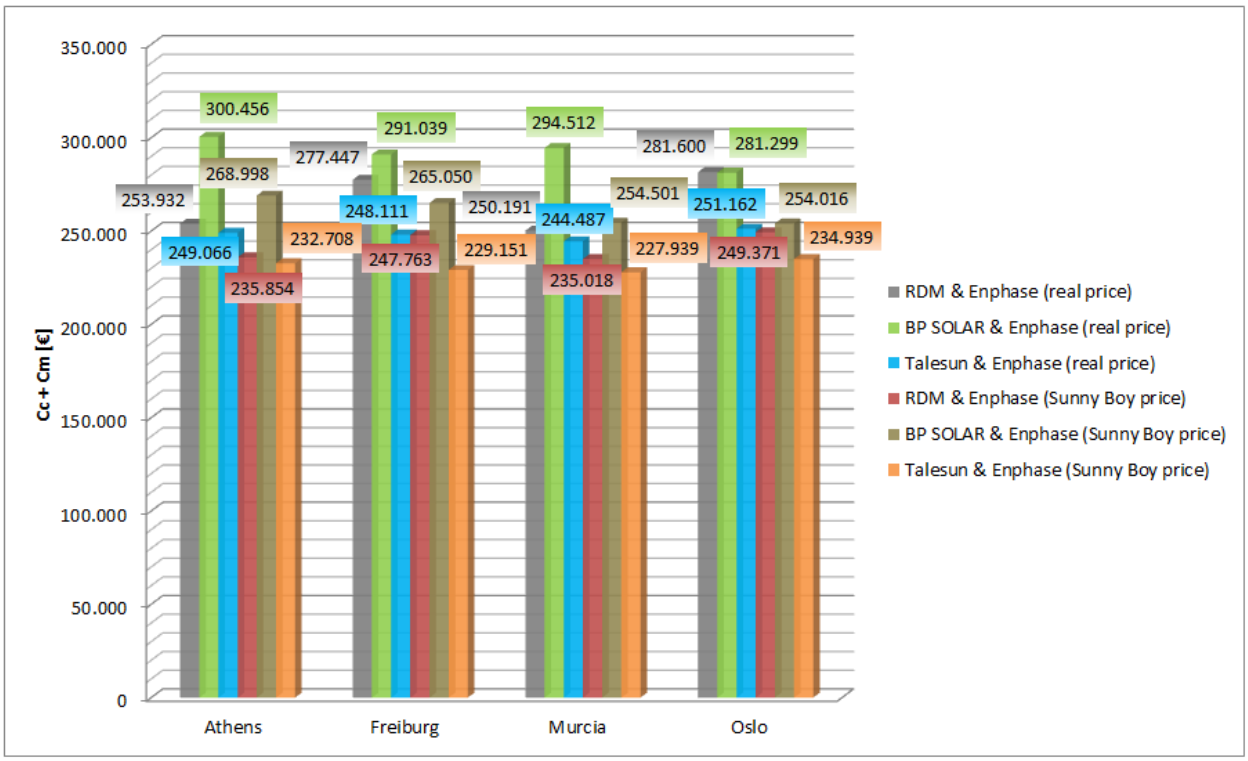
(β)


Cc [€]
300.000
250.000
200.000
150.000
100.000
50.000
0
293.486
262.145
248.294
244.430
228.090
229.815
270.936
284.295
258.294
243.536
244.669
241.232
224.633
287.649
239.879
247.669
229.018
223.472
274.895
274.917
247.669
246.454
242.758
230.145
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
RDM & Enphase (real price)
BP SOLAR & Enphase (real price)
Talesun & Enphase (real price)
RDM & Enphase (Sunny Boy price)
BP SOLAR & Enphase (Sunny Boy price)
Talesun & Enphase (Sunny Boy price)

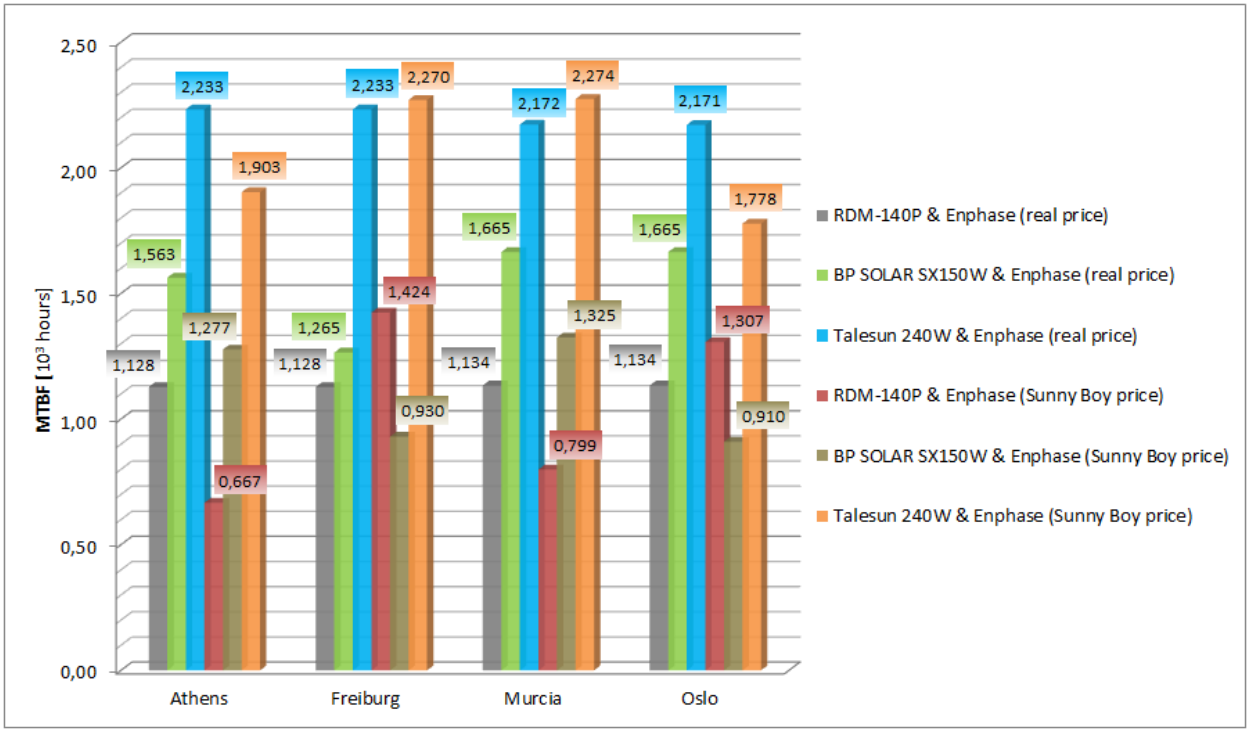
(γ)

Cm [€]
7.000
6.000
5.000
4.000
3.000
2.000
1.000
0
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
5.638
6.970
6.039
4.637
6.854
4.618
6.511
6.744
6.531
4.575
6.756
4.517
5.522
6.862
6.000
4.608
6.832
4.467
6.705
6.382
6.612
4.707
6.347
4.794
RDM & Enphase (real price)
BP SOLAR & Enphase (real price)
Talesun & Enphase (real price)
RDM & Enphase (Sunny Boy price)
BP SOLAR & Enphase (Sunny Boy price)
Talesun & Enphase (Sunny Boy price)

(δ)


Cc + Cm [€]
350.000
300.000
250.000
200.000
150.000
100.000
50.000
0
Athens
Freiburg
Murcia
Oslo
253.932
300.456
268.998
249.066
235.854
232.708
277.447
291.039
265.050
248.111
247.763
229.151
250.191
294.512
244.487
235.018
254.501
227.939
281.600
281.299
251.162
249.371
254.016
234.939
RDM & Enphase (real price)
BP SOLAR & Enphase (real price)
Talesun & Enphase (real price)
RDM & Enphase (Sunny Boy price)
BP SOLAR & Enphase (Sunny Boy price)
Talesun & Enphase (Sunny Boy price)

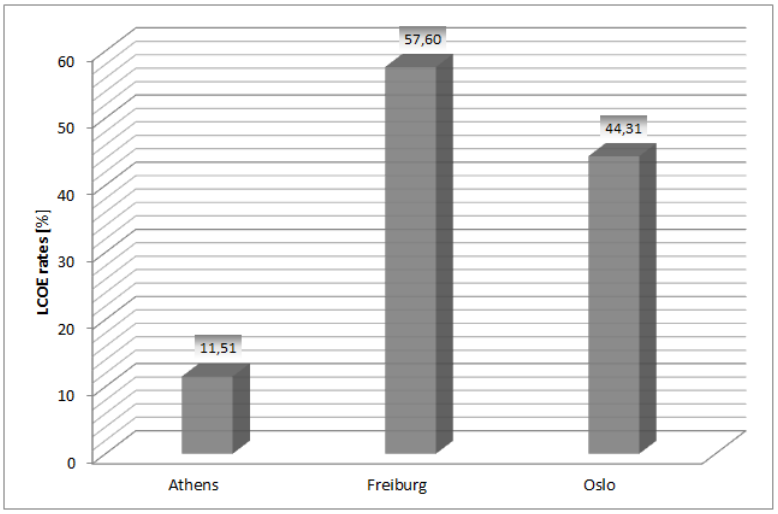
(ε)



(στ)

Σχήμα 4.7 Διαγράμματα για τιμή του micro inverter ίση με την εμπορική τιμή του central inverter και για ελαχιστοποίηση του LCOE (α) τιμές min LCOE (β) τιμές total energy (γ) τιμές C_c (δ) τιμές C_m (ε) τιμές C_c+C_m (στ) τιμές MTBF

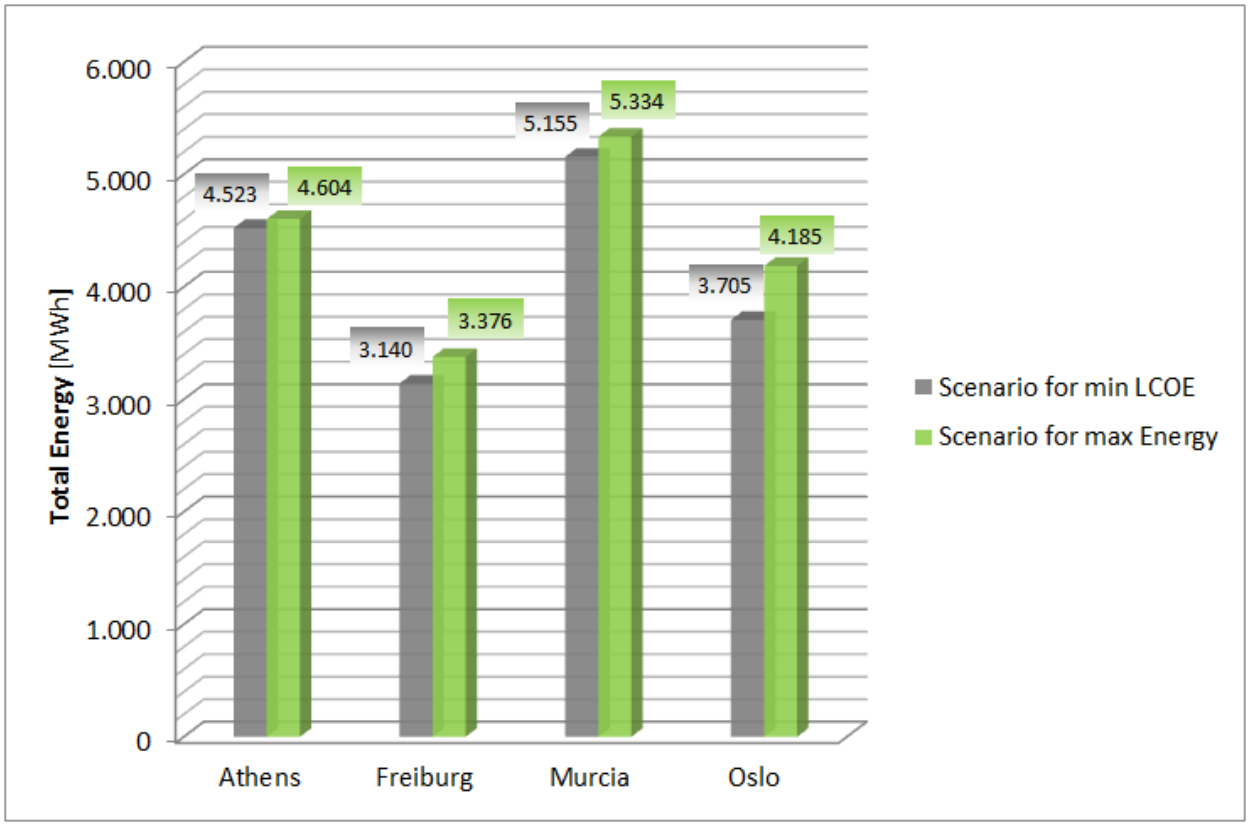
Συγκρίνοντας τις βέλτιστες τιμές LCOE των διαφόρων περιοχών με την αντίστοιχη της Murcia προκύπτει αύξηση 11.51% για την Αθήνα, 44.31% για το Oslo και 57.60% για Freiburg (*Σχήμα 4.8*).



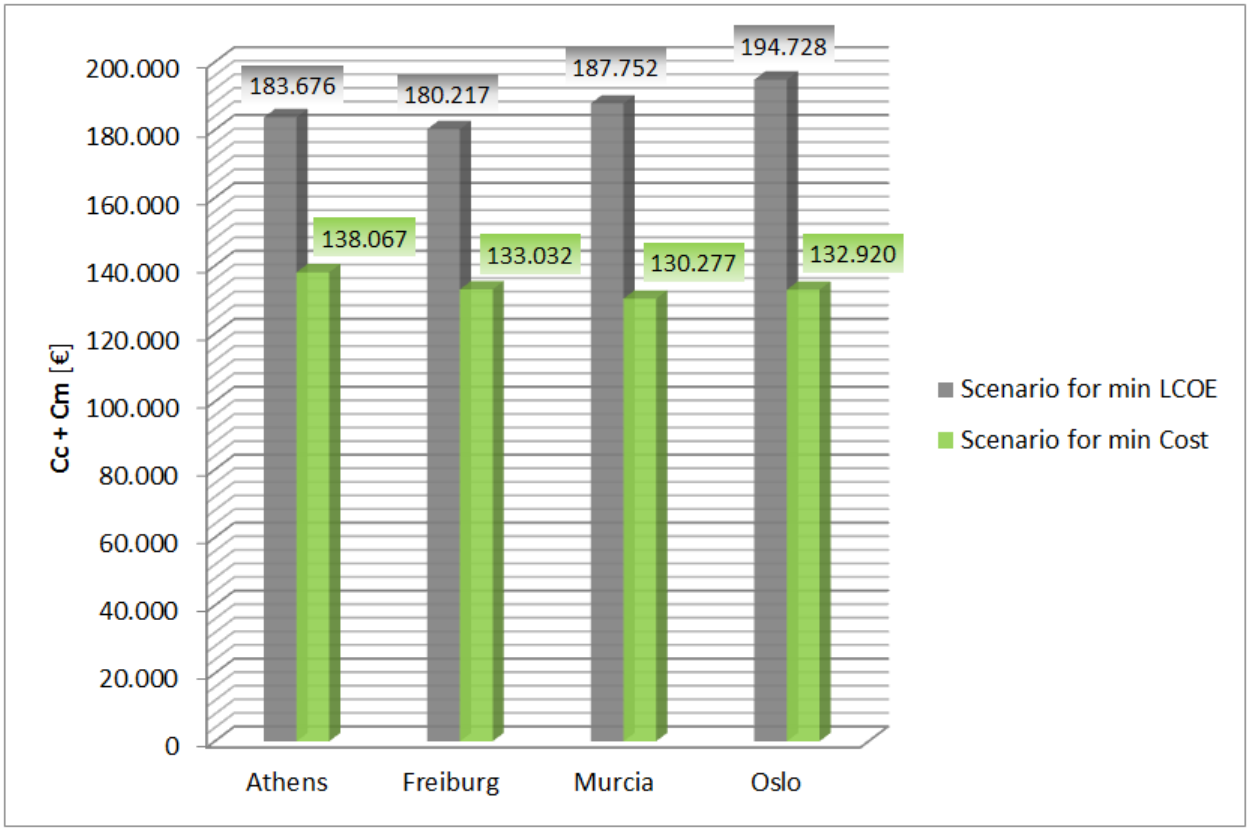
Σχήμα 4.8 Σύγκριση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας των Φ/Β εγκαταστάσεων σε διάφορες περιοχές

Στο σενάριο ελαχιστοποίησης του LCOE ο αποδοτικότερος συνδυασμός PV module – inverter και για τις τέσσερεις πόλεις είναι: PV module BP SOLAR SX150B και Central inverter Sunny Boy 10000TL-US. Για τα σενάρια μεγιστοποίησης του E_{total} και ελαχιστοποίησης του κόστους εγκατάστασης-λειτουργίας του Φ/Β συστήματος οι αποδοτικότεροι συνδυασμοί είναι οι PV module BP SOLAR SX150B - Central inverter Sunny Boy 10000TL-US και PV module RDM-140P - Central inverter Sunny Boy 10000TL-US αντίστοιχα.

Στη σύγκριση της συνολικά αποδιδόμενης ενέργειας στο ηλεκτρικό δίκτυο *(Σχήμα 4.9)* για τα σενάρια ελαχιστοποίησης του LCOE και μεγιστοποίησης του E_{total} επιβεβαιώνεται ότι στο δεύτερο σενάριο βελτιστοποίησης έχουμε περισσότερη αποδιδόμενη ενέργεια σε ποσοστά από 1.8% μέχρι 13.0%. Κατά αντίστοιχο τρόπο στη σύγκριση του συνολικού κόστους εγκατάστασης–λειτουργίας του Φ/Β συστήματος (*Σχήμα 4.10*) για τα σενάρια ελαχιστοποίησης του LCOE και ελαχιστοποίησης του συνολικού κόστους εγκατάστασης-λειτουργίας του Φ/Β συστήματος στο δεύτερο σενάριο βελτιστοποίησης παρατηρείται μικρότερο συνολικό κόστος σε ποσοστά από 23.4% μέχρι 31.7%. Η αποδιδόμενη ενέργεια E_{total} συμμετέχει σε μεγαλύτερο βαθμό στη διαμόρφωση του ελάχιστου LCOE από ότι το συνολικό κόστος του Φ/Β συστήματος.



Σχήμα 4.9 Σύγκριση της συνολικά αποδιδόμενης στο ηλεκτρικό δίκτυο ενέργειας για τα σενάρια ελαχιστοποίησης του LCOE και μεγιστοποίησης του E_{total}



Σχήμα 4.10 Σύγκριση του συνολικού κόστους εγκατάστασης - λειτουργίας του Φ/Β συστήματος για τα σενάρια ελαχιστοποίησης του LCOE και ελαχιστοποίησης του κόστους εγκατάστασης - λειτουργίας του Φ/Β συστήματος

Από τα αποτελέσματα βελτιστοποίησης του LCOE για τις δύο τοπολογίες για central inverter και module-integrated inverter, με PV module το BP SOLAR SX150B προκύπτουν διαφορές απόδοσης υπέρ της central inverter τοπολογίας από 41.8% μέχρι 58.2%. Για το Talesun 240W πλαίσιο οι διαφορές απόδοσης είναι σημαντικά μικρότερες και κυμαίνονται από 2.8% μέχρι 15.6%. Ο κύριος λόγος που υπάρχουν οι διαφορές απόδοσης μεταξύ των δύο τοπολογιών είναι ότι το κόστος εγκατάστασης (648,68 €/kW) του module-integrated inverter είναι κατά 54.8% μεγαλύτερο του central inverter (419 €/kW).

Για να προσδιορισθεί ο βαθμός επίδρασης του μεγαλύτερου κόστους εγκατάστασης των module-integrated inverters έγινε και ο υπολογισμός του ελάχιστου LCOE για τιμή του micro inverter ίση με την εμπορική τιμή του central inverter [*Σχήμα 4.7 (α)*]. Από τη σύγκριση των τιμών των ελάχιστων LCOE προέκυψε, ότι το ελάχιστο ποσοστό μείωσης μεταξύ των αντιστοιχούντων LCOE για τιμή του micro inverter ίση με την εμπορική τιμή του central inverter, είναι 6.11% για την Αθήνα με Φ/Β πλαίσια Talesun 240W και το μέγιστο 26.86% για τη Murcia με Φ/Β πλαίσια RDM-140P.

Συγκρίνοντας τις τιμές MTBF στα *Σχήματα 4.4(στ), 4.5(στ), 4.6(στ) και 4.7(στ)* διαπιστώνουμε ότι τα συστήματα με Φ/Β πλαίσια το Talesun 240W παρουσιάζουν τον καλύτερο βαθμό αξιοπιστίας και για τις τέσσερεις πόλεις, ενώ τα διαθέτοντα το RDM-140P πλαίσια έχουν τον μικρότερο βαθμό αξιοπιστίας. Επειδή το μοντέλο υπολογισμού των MTBF δε λαμβάνει υπ' όψη την επιρροή των stress factors, δεν παρατηρούνται ιδιαίτερες αποκλίσεις τιμών MTBF μεταξύ των πόλεων για ίδιες τοπολογίες.

5. Συμπεράσματα – μελλοντικές επεκτάσεις

Η μέθοδος που αναπτύχθηκε για την εκτίμηση της αξιοπιστίας ενός Φ/Β συστήματος μεγάλης κλίμακας, αποτελεί χρήσιμο εργαλείο για την αναγνώριση εκείνων των εξαρτημάτων της Φ/Β εγκατάστασης που έχουν τη μεγαλύτερη επίδραση στο καθορισμό της αξιοπιστίας του συστήματος. Έτσι διευκολύνεται η ανάπτυξη και ο σχεδιασμός στρατηγικών παρακολούθησης και συντήρησης των εξαρτημάτων από τα οποία αποτελείται μία Φ/Β εγκατάσταση. Ειδικότερα στα πλαίσια του υπολογισμού τιμών MTBF για το σενάριο εύρεσης του ελάχιστου LCOE, στη central τοπολογία τα υπέργεια καλώδια συμμετέχουν σε ποσοστό 85%-90% στη διαμόρφωση του MTBF του συστήματος και ο μετατροπέας DC/AC σε ποσοστό 5%-8%. Αντίστοιχα στην AC MIC τοπολογία τα υπέργεια καλώδια και ο AC αποζεύκτης συμμετέχουν σε ποσοστό 30%-35% το καθένα, ενώ ο μετατροπέας DC/AC σε ποσοστό 25%-30%.

Μελετώντας τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την ελαχιστοποίηση του σταθμισμένου κόστους ενέργειας εξάγεται το συμπέρασμα ότι οι central inverters αποδίδουν καλύτερα συγκριτικά με τους module-integrated inverters στις περισσότερες από τις περιπτώσεις που μελετήθηκαν. Όπως έχει ήδη αναφερθεί, αυτό οφείλεται κυρίως στο αυξημένο κόστος των module-integrated inverters έναντι των central inverters. Επίσης, εξετάζοντας τα διαγράμματα που προέκυψαν από την ελαχιστοποίηση του LCOE προκύπτει ότι οι module-integrated inverters παράγουν μεγαλύτερα ποσά ενέργειας έναντι των central inverters. Ωστόσο το σημαντικά υψηλό συνολικό κόστος που παρουσιάζουν οι module-integrated inverters συγκριτικά με τους central inverters έχει αντίκτυπο στο LCOE και κατ' επέκταση στην συνολική απόδοση της Φ/Β εγκατάστασης. Η υιοθέτηση τιμών central inverter για τους module-integrated inverters, αφενός μεν βελτιώνει τις τιμές του LCOE που προέκυψαν από τη βελτιστοποίηση αφετέρου δε δεν καθιστά πάντα πιο αποδοτικούς τους module-integrated inverters έναντι των central inverters.

Σχετικά με την απόδοση των δύο τύπων μετατροπέων DC/AC για συγκεκριμένο τύπο Φ/Β πλαισίου ισχύουν τα εξής: Οι central inverters αποδίδουν καλύτερα με το PV module BP SOLAR SX150B ενώ οι module-integrated inverters με το PV module Talesun 240W. Αξίζει να αναφερθεί ότι ο module-integrated inverter Enphase M190 έχει τη χειρότερη απόδοση με χαμηλής ισχύος Φ/Β πλαίσια, όπως φαίνεται και από το συνδυασμό του με το PV module RDM-140P. Αυτό οφείλεται στο ότι η παραγωγή ισχύος από το συγκεκριμένο Φ/Β πλαίσιο είναι πολύ μικρή και δεδομένου ότι στην AC MIC τεχνολογία σε κάθε μετατροπέα DC/AC είναι συνδεδεμένο ένα Φ/Β πλαίσιο, η παραγωγή ενέργειας από το module-integrated inverter είναι μικρή.

Σε μία μελλοντική επέκταση της παρούσας εργασίας θα μπορούσε να αναπτυχθεί κατάλληλο λογισμικό που θα υλοποιεί κάποια διεπαφή χρήστη με σκοπό την ευχρηστία των αλγόριθμων που αναπτύχθηκαν και την γραφική απεικόνιση παραμέτρων σχεδίασης του Φ/Β συστήματος όπως πχ. η γεωμετρία της επιφάνειας εγκατάστασης, η κλίση του εδάφους κλπ.

6. Βιβλιογραφία

[1] Αντωνίου Γ. Μαρινόπουλου, "Επίδραση της διείσδυσης Φ/Β συστημάτων διανεμημένης παραγωγής στις απώλειες των δικτύων διανομής ηλεκτρικής ενέργειας" , ΑΠΘ, 2009. http://invenio.lib.auth.gr/record/114190

[2] Ι. Κομπούγιας, Α. Κυρίτσης, Α. Νανάκος, Ε. Τατάκης "Σύγχρονες εξελίξεις σε Φ/Β συστήματα για διεσπαρμένη παραγωγή ενέργειας", Πανεπιστήμιο Πατρών, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Τεχνολογίας Υπολογιστών, Εργαστήριο Ηλεκτρομηχανικής Μετατροπής Ενέργειας, 2006. http://library.tee.gr/digital/m2107/m2107_kobougias1.pdf

[3] A. Massi Pavan, S. Castellan, S. Quaia, S. Roitti, G. Sulligoi, "Power Electronic Conditioning Systems for Industrial Photovoltaic Fields: Centralized or String Inverters?", International Conference on Clean Electrical Power, pp. 208-214, 2007.

[4] S. B. Kjaer, J. K. Pedersen, and F. Blaabjerg, "A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules", IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 41, no. 5, pp. 1292-1306, Sep./Oct. 2005.

[5] Rosario Carbone, "Energy storage in grid-connected Photovoltaic Plants", University "Mediterranea" of Reggio Calabria, Italy, 2010. http://cdn.intechweb.org/pdfs/11906.pdf

[6] Gabriele Zini, Christophe Mangeant, Jens Merten, "Reliability of large-scale grid-connected photovoltaic systems", Renewable Energy, vol. 36, issue 9, pp. 2334-2340, Sept. 2011.

[7] S.V. Dhople, A. Davoudi, P.L. Chapman, A.D. Dominguez-Garcia, "Integrating photovoltaic inverter reliability into energy yield estimation with Markov models", IEEE 12th Workshop COMPEL, pp. 1-5, 28-30 June 2010.

[8] S.V. Dhople, A. Davoudi, P.L. Chapman, A.D. Dominguez-Garcia, "Unified approach to reliability assessment of multiphase dc-dc converters in photovoltaic energy-conversion systems", IEEE Trans. Power Electronics, vol. 27, issue 2, pp. 739-751, Feb. 2012.

[9] S.V. Dhople, A. Davoudi, P.L. Chapman, A.D. Dominguez-Garcia, "Reliability assessment of fault-tolerant dc-dc converters for photovoltaic applications", ECCE 2009. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, pp. 2271-2276, 20-24 Sept. 2009.

[10] F. Chan, H. Calleja, "Design strategy to optimize the reliability of grid-connected pv systems", IEEE Trans. Industrial Electronics, vol. 56, issue 11, pp. 4465-4472, Nov. 2009.

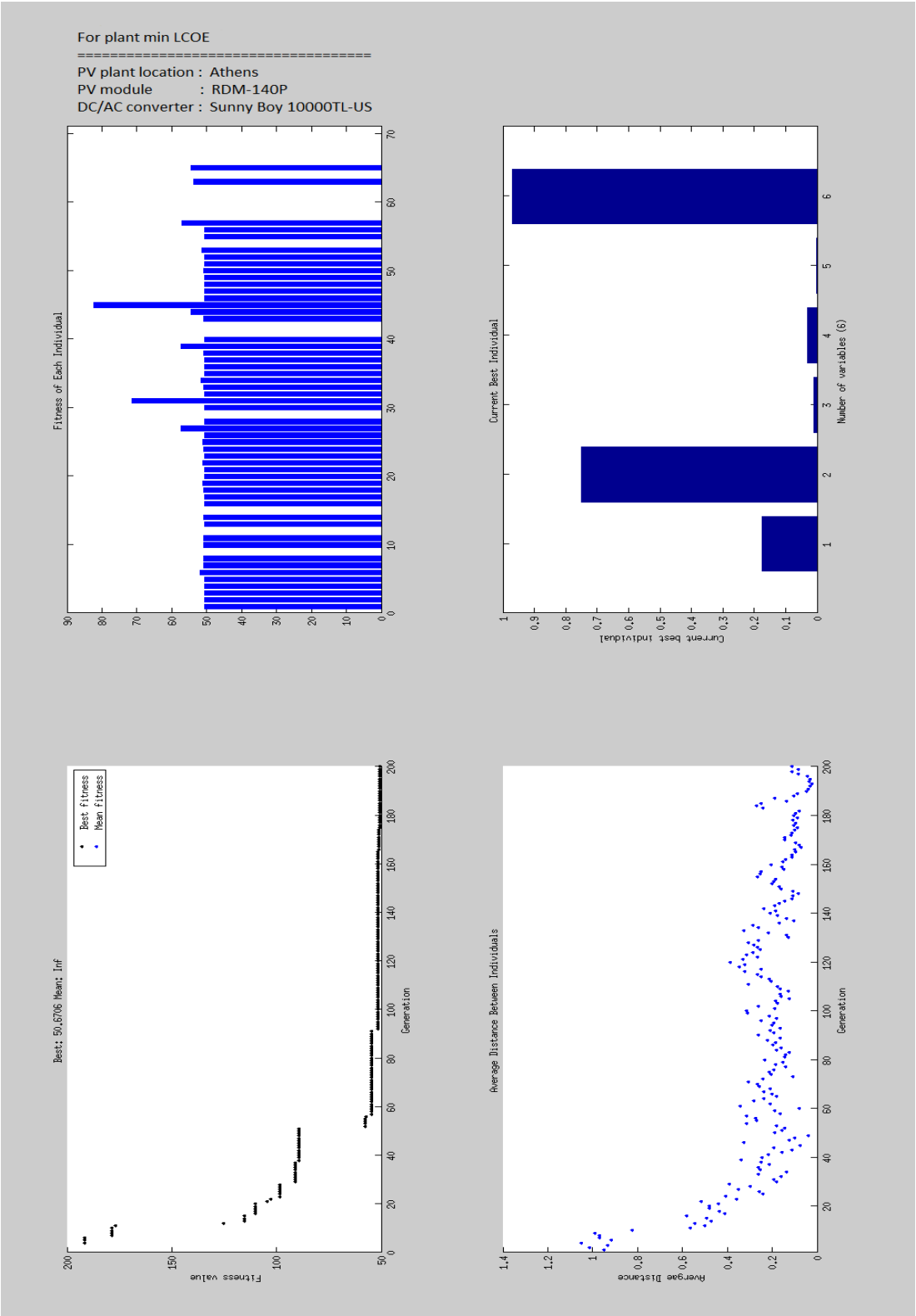
[11] J. M. Fife, R. W. Morris, "System availability analysis for a multi-megawatt photovoltaic power plant", 34th IEEE PVSC, pp. 001221-001226, 7-12 June 2009.

[12] Cha Seung-Tea, Jeon Dong-Hoon, Bae In-Su, Lee Il-Ryong, Jin-o-Kim, "Reliability evaluation of distribution system connected photovoltaic generation considering weather effects", 2004 International Conference Probabilistic Methods Applied to Power Systems, pp. 451-456, Sept. 2004.

[13] T. Kerekes, E. Koutroulis, S. Eyigun, R. Teodorescu, M. Katsanevakis, D. Sera, "A Practical Optimization Method for Designing Large PV Plants", 2011 IEEE International Symposium ISIE, pp. 2051-2056, 27-30 June 2011.

[14] M.H.J. Bollen, "Literature Search for Reliability Data of Components in Electric Distribution Networks", Eindhoven University of Technology Netherlands, Faculty of Electrical Engineering, Aug. 1993. **http://alexandria.tue.nl/extra1/erap/publichtml/9312415.pdf**

[15] "493-1997 (Gold Book) – IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems", 1998.

7. Παράρτημα

Ενδεικτικό διάγραμμα σύγκλισης της objective function LCOE.