



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Διατμηματικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών
«Παραγωγή και Διαχείριση Ενέργειας»

ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

***«ΣΥΜΒΟΛΗ ΤΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ
ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
(Α.Π.Ε) ΣΤΗΝ ΕΠΑΡΚΕΙΑ ΙΣΧΥΟΣ ΕΝΟΣ
ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕ
ΣΗΜΑΝΤΙΚΗ ΔΙΕΥΣΔΥΣΗ Α.Π.Ε»***

Της Μεταπτυχιακής Φοιτήτριας

Μαρία Β. Σαμαρά

Επιβλέπων

Νίκος Χατζηαργυρίου, Καθηγητής, ΕΜΠ

Ευχαριστίες

Αρχικά θέλω να εκφράσω τις ευχαριστίες μου και την ευγνωμοσύνη μου στον επιβλέπων Καθηγητή μου κ. Νίκο Χατζηαργυρίου για την στήριξη και την εμπιστοσύνη που μου έδειξε τόσο στις μεταπτυχιακές όσο και στις προπτυχιακές σπουδές μου. Ευχαριστώ επίσης τον κ. Άρη Δημέα για την συνεργασία μας και την καθοδήγηση που συνεχίζει να μου παρέχει.

Ευχαριστώ ιδιαιτέρως στον κ. Γιώργο Τσουράκη, Διδάκτορα ΕΜΠ και συνάδελφο μου στη ΔΔΝ/ΔΕΔΔΗΕ για την ευγενική του παρότρυνση να πραγματοποιήσω την συγκεκριμένη μεταπτυχιακή εργασία και την πρακτική συμμετοχή του στην ολοκλήρωσή της.

Ένα πολύ μεγάλο ευχαριστώ οφείλω στην κα. Θεοδώρα Πατσάκα, Βοηθό Διευθύντρια ΔΔΝ/ΔΕΔΔΗΕ και στον κ. Ανδρέα Ρέππα, Τομεάρχη ΔΔΝ/ΔΕΔΔΗΕ, χωρίς την κατανόηση τους και την ευελιξία που μου παρείχαν ως Προϊστάμενοι μου, η ολοκλήρωση του μεταπτυχιακού προγράμματος σπουδών σε συνδυασμό με καθημερινή εργασία, απλά δεν θα ήταν εφικτή.

Επίσης, θα ήθελα να ευχαριστήσω όλους τους συναδέλφους μου για τη συμπαράστασή τους και ιδιαίτερα τη Δέσποινα Κουκουλά για την τεχνική και ηθική στήριξη που μου παρείχε.

Τέλος, θέλω να εκφράσω ένα τεράστιο ευχαριστώ στην οικογένεια μου και στους δικούς μου ανθρώπους για την ψυχική και πρακτική υποστήριξή τους όλα αυτά τα απαιτητικά χρόνια των σπουδών μου. Δεν θα μπορούσα να ξεχάσω τον Κωνσταντίνο, που μαζί του αυτά τα δύο έτη φάνηκαν ευκολότερα.

Μαρία Σαμαρά,

Σεπτέμβριος 2017

Σύνοψη

Στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας διερευνήθηκαν οι προτεινόμενες στη βιβλιογραφία μέθοδοι εκτίμησης της αξιοπιστίας ενός ηλεκτρικού συστήματος με την έννοια της επάρκειας ισχύος. Μελετήθηκαν εκτενώς οι βασικές αρχές εκπόνησης των μελετών επάρκειας ισχύος των ηλεκτρικών συστημάτων και ιδιαίτερα του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος. Αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι ο προσδιορισμός της ικανότητας συνεισφοράς σε ισχύ των Σταθμών Παραγωγής ΑΠΕ στην επάρκεια ισχύος ενός ηλεκτρικού συστήματος με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ. Η «ικανότητα συνεισφοράς σε ισχύ» είναι η ελληνική απόδοση του όρου «Capacity Credit» και ουσιαστικά ορίζεται ως η ποσότητα πρόσθετου φορτίου του συστήματος (MW) το οποίο μπορεί να εξυπηρετηθεί λόγω ένταξης στο Σύστημα μίας πρόσθετης μονάδας παραγωγής, διατηρώντας παράλληλα το ίδιο επίπεδο αξιοπιστίας του Συστήματος. Η προτεινόμενη μέθοδος προσδιορισμού του Capacity Credit Σταθμών ΑΠΕ από το Ινστιτούτο Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών (IEEE), γνωστή ως μέθοδος «καθαρού μεταφερομένου φορτίου» (Effective Load Carrying Capability (ELCC)), υλοποιήθηκε σε Κώδικα Matlab. Ο αλγόριθμος λαμβάνει ως δεδομένα εισόδου ωριαίες χρονοσειρές φορτίου ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ ανά τεχνολογία ετήσιας διάρκειας, τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων του ΣΗΕ και τη διαθεσιμότητα τους και υπολογίζει για κάθε ώρα του έτους την Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου (Loss of Load Propability) και τον ετήσιο δείκτη Αναμενόμενης Διάρκειας Απώλειας Φορτίου (Loss of Load Expectation, LOLE) του ΣΗΕ. Στη συνέχεια προσδιορίζεται το μέγεθος του Capacity Credit των Σταθμών ΑΠΕ (Αιολικοί και Φ/Β Σταθμοί) σε ισχύ (MW) , εφαρμόζοντας επαναληπτικά, είτε αύξηση του φαινόμενου φορτίου είτε ένταξη μονάδας αναφοράς. Η εφαρμογή της μεθοδολογίας πραγματοποιείται στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης, το σύνολο των προσομοιώσεων γίνεται με πραγματικά στοιχεία για την τετραετία 2013-2016. Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων υποδεικνύουν ότι ο Διαχειριστής του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης θα μπορούσε να αποφύγει τη μελλοντική εγκατάσταση συμβατικών μονάδων τουλάχιστον κατά 30 MW λόγω της λειτουργίας των Αιολικών Σταθμών και τουλάχιστον κατά 23 MW λόγω της λειτουργίας των Φ/Β Σταθμών.

Περίληψη

Η παρούσα εργασία έχει ως αντικείμενο την κατάσταση μεθοδολογίας για τον προσδιορισμό της ικανότητας συνεισφοράς σε ισχύ των Σταθμών Παραγωγής ΑΠΕ στην επάρκεια ισχύος ενός ηλεκτρικού συστήματος (Capacity Credit). Στο πλαίσιο αυτό, υλοποιήθηκε σχετικό μοντέλο σε κώδικα Matlab το οποίο δύναται να υπολογίσει το μέγεθος Capacity Credit για όλες τις τεχνολογίες ΑΠΕ, για οποιοδήποτε ηλεκτρικό σύστημα λαμβάνοντας τα κατάλληλα δεδομένα εισόδου. Στην παρούσα εργασία η εφαρμογή της μεθοδολογίας γίνεται για το αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης.

Στο Κεφάλαιο 1 γίνεται μια εισαγωγή στο θέμα της εργασίας και αναλύεται η σκοπιμότητα διερεύνησης του συγκεκριμένου θέματος σήμερα. Στο Κεφάλαιο 2, δίνεται η ερμηνεία και η αξία του όρου αξιοπιστία στην ασφαλή λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων καθώς και οι καθιερωμένες μέθοδοι εκτίμησής επάρκειας ισχύος στην ανάλυση των Σ.Η.Ε.

Στο Κεφάλαιο 3, ορίζεται η έννοια της ικανότητας συνεισφοράς σε ισχύ των Σταθμών Παραγωγής ΑΠΕ στην επάρκεια ισχύος ενός ηλεκτρικού συστήματος (Capacity Credit). και γίνεται διερεύνηση και ανασκόπηση των μεθοδολογιών προσδιορισμού του μεγέθους στη βιβλιογραφία. Στο τέλος του Κεφαλαίου παρουσιάζεται η προτεινόμενη το Ινστιτούτο Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών (ΙΕΕΕ) μέθοδος υπολογισμού.

Στο Κεφάλαιο 4, παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά λειτουργίας και αγορών των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών. Το δυναμικό ΑΠΕ στα ΜΔΝ και η υφιστάμενη κατάσταση εγκατεστημένης ισχύος των επικρατέστερων τεχνολογιών παρουσιάζεται με απολογιστικά στοιχεία και γραφήματα και μέσω αυτών υποδεικνύεται το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης ως κατάλληλο για την εφαρμογή της μεθοδολογίας προσδιορισμού του Capacity Credit των Αιολικών και των Φ/Β Σταθμών.

Οι βασικές αρχές και εξισώσεις που ακολουθήθηκαν για την υλοποίηση του αλγορίθμου προσδιορισμού του Capacity Credit, περιγράφονται στο πρώτο μέρος του Κεφαλαίου 5. Ενώ στο δεύτερο, παρατίθενται αναλυτικά τα δεδομένα εισόδου του αλγορίθμου καθώς και χρήσιμα απολογιστικά στοιχεία για τη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης.

Στο Κεφάλαιο 6, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του σύνολο των προσομοιώσεων για το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης, την τετραετία 2013-2016. Συγκεκριμένα παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της βασικής (αύξηση φορτίου) και της εναλλακτικής μεθοδολογίας (ένταξη μονάδας αναφοράς) προσδιορισμού του Capacity Credit των Αιολικών και Φ/Β Σταθμών καθώς και η σύγκριση των μεγεθών με τη προσεγγιστική μέθοδο του Συντελεστή Χρησιμοποίησης. Στην συνέχεια αναλύονται οι παράμετροι που επηρεάζουν τη βασική μεθοδολογία προσδιορισμού του Capacity Credit και τα αποτελέσματα μιας σύντομης ανάλυσης ευαισθησίας ως προς τη παράμετρο εισόδου του προγράμματος συντήρησης των συμβατικών μονάδων.

Στο τελευταίο Κεφάλαιο δίνονται εν συντομία τα πιο ουσιώδη αριθμητικά και λογικά συμπεράσματα της διπλωματικής εργασίας. Επίσης προτείνεται η επέκταση της μεθόδου και η τεκμηρίωση των αποτελεσμάτων της καθώς και η εφαρμογή της στη μελέτη επάρκειας του Διαχειριστή του συστήματος.

Abstract

In this thesis, the proposed in the relevant bibliography power systems reliability methods in the terms of system adequacy were studied. Also, the basic principles of power adequacy analysis of electrical systems and in particular of the National Interconnected System were studied extensively. Object of this thesis is to determine the contribution of RES Power Plants to the adequacy of a power system with high RES penetration. Capacity credit is defined as the amount of the additional load that can be served due to the addition of the generating unit, while maintaining the existing levels of reliability. A code based on the preferred method which is recommended by the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), known as the Effective Load Carrying Capacity (ELCC) metric is implemented in Matlab. The preferred method requires the following data input: load time series for the period of investigation, RES (wind and pv) power time series for the same period as the loads and a complete inventory of conventional generation units' capacity, forced outage rates and maintenance schedules. The algorithm calculates the hourly Loss of Load Probability (LOLP) and the annual Loss of Load Expectation (LOLE) of the system. Then, the capacity credit of RES power plants (Wind and PV Stations) in MW is determined, applying either the increase of the load or the integration of a benchmark unit. The implementation of the methodology is carried out for the electrical system of Crete, all the simulations are made with real data for the four-year period of investigation, 2013-2016. The results of the simulations indicate that the system Operator of Crete could avoid the future installation of conventional units of at least 30 MW due to the operation of the Wind Stations and at least 23 MW, due to the operation of the PV Stations.

Summary

Object of this thesis is the development of a methodology which determines the contribution of RES Power Plants to the adequacy of a power system with high RES penetration. In this context, a model was implemented in Matlab code which calculate the Capacity Credit of RES technologies, for any electrical system receiving the appropriate input data. In the present study, the methodology is applied for the autonomous electrical system of Crete.

The Chapter 1 constitutes an introduction to the subject and analyzes the feasibility of investigating this issue today. Chapter 2 gives the value of the term reliability in the safe operation of electrical systems as well as the established methods of estimating power adequacy in the power system analysis.

In Chapter 3, it is given the definition of the term "Capacity credit" and the preferred methods in the relevant bibliography are described. At the end of the Chapter, the proposed method of Institute of Electrical and Electronic Engineering (IEEE) is presented as a method of calculation.

In Chapter 4, the operational and market characteristics of autonomous electrical systems of Non-Interconnected Islands (NIIPS) are presented. Also, the RES potential and the current RES Capacity in NIIPS is given in detail and graphs, indicating that the electrical system of Crete is suitable for the application of the Capacity Credit methodology of the Wind and PV Stations.

In the first part of Chapter 5, the basic principles and equations of the implemented Capacity Credit algorithm are described. In the second part, the input data of the algorithm are analyzed as well as data for the operation of the electrical system of Crete.

In Chapter 6, the results of the simulations for the electrical system of Crete, in the four-year period 2013-2016 are presented. In particular, the results of the basic (additional load) and the alternative (benchmark unit) methodology for the capacity credit of the Wind and PV stations assessment are presented, as well as the comparison with the approximate method of the Capacity Factor. The parameters that affect the basic methodology of Capacity Credit and the results of a brief sensitivity analysis with respect to the input parameter of the maintenance schedule of the conventional units are analyzed below.

The last chapter summarizes the most important numerical and logical conclusions of this thesis. Also, the expansion of the method as well as its application to the System Operator's adequacy study is proposed.

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1	9
1 Εισαγωγή.....	9
1.1 Γενικά	10
2 ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2	11
ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑ ΚΑΙ ΕΠΑΡΚΕΙΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ	11
2.1 Κατηγοριοποίηση ηλεκτρικών συστημάτων	12
2.2 Αξιοπιστία Λειτουργίας και Σχεδιασμού Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	12
2.2.1 Αιτιοκρατική Ανάλυση Αξιοπιστίας (Deterministic Analysis)	13
2.2.2 Πιθανοτική Ανάλυση Αξιοπιστίας (Probabilistic Analysis).....	15
2.3 Μελέτη Επάρκειας του Διαχειριστή του Διασυνδεδεμένου Συστήματος.....	18
2.3.1 Πιθανοτική θεώρηση	19
2.3.2 Κριτήριο Αξιοπιστίας.....	19
2.4 Συνεισφορά των μονάδων ΑΠΕ στη μελέτη επάρκειας ισχύος.....	21
2.5 Επάρκεια αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων (Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών)	22
3 ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3	24
ΜΕΘΟΔΟΙ ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΥ ΤΗΣ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ ΣΥΝΕΙΣΦΟΡΑΣ ΙΣΧΥΟΣ (CAPACITY CREDIT) ΣΤΑΘΜΩΝ ΑΠΕ.....	24
3.1 Ικανότητα συνεισφοράς σε Ισχύ (Capacity Credit).....	25
3.1.1 Αναδρομική ανάλυση (retrospective analysis).....	27
3.1.2 Προοπτική Ανάλυση (prospective analysis).....	29
3.1.3 Καμπύλες αξιοπιστίας (Reliability Curves)	30
3.1.4 Προσεγγιστικές μέθοδοι.....	31
3.2 Συνοπτική περιγραφή προτεινόμενης μεθόδου	33
4 ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4	36
4.1 Χαρακτηριστικά λειτουργίας και αγορών των ΜΔΝ	37
4.2 Δυναμικό ΑΠΕ στα ΜΔΝ και η υφιστάμενη κατάσταση εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ	39
5 ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5	44
ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ & ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ ΓΙΑ ΤΟ Σ.Η.Ε ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ.....	44
5.1 Μοντελοποίηση αξιοπιστίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής.....	45
5.1.1 Συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας - Forced Outage Rate (FOR)	45

5.1.2	Κατασκευή του Πίνακα Πιθανότητας Απώλειας Ισχύος (ΠΠΑΙ)	49
5.2	Μοντελοποίηση του φορτίου ζήτησης και της παραγωγής των Σταθμών ΑΠΕ	51
5.3	Υπολογισμός δεικτών αξιοπιστίας LOLP και LOLE	51
5.4	Προσδιορισμός της συνεισφοράς των ΑΠΕ στην επάρκεια ισχύος του ΣΗΕ (Capacity Credit)..	53
5.5	Δεδομένα Εισόδου για το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης	55
5.5.1	Χαρακτηριστικά Συμβατικών Μονάδων Παραγωγής	55
5.5.2	Σταθμοί παραγωγής ΑΠΕ	59
5.5.3	Φορτίο Ζήτησης	61
6	ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6	64
	ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ	64
6.1	Capacity Credit Αιολικών Σταθμών	67
6.1.1	Σύγκριση του Capacity Credit με τον Συντελεστή Χρησιμοποίησης ΑΠ	69
6.2	Capacity Credit Φωτοβολταϊκών Σταθμών	72
6.2.1	Σύγκριση του Capacity Credit με τον Συντελεστή Απόδοσης Φ/Β	75
6.3	Αναλυτικά αποτελέσματα	76
6.4	Παράγοντες που επηρεάζουν τον υπολογισμό του Capacity Credit των Σταθμών ΑΠΕ	78
6.5	Ανάλυση ευαισθησίας ως προς το Πρόγραμμα Συντήρησης Συμβατικών Μονάδων	79
7	ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7	82
	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑ & ΠΡΟΟΠΤΙΚΗ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ	82

ΚΕΦΑΛΑΙΟ **1**

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Γενικά

Η βασική λειτουργία ενός συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι να παρέχει στους καταναλωτές του όσο το δυνατόν οικονομικότερη ηλεκτρική ενέργεια διατηρώντας έναν αποδεκτό βαθμό συνέχειας και ποιότητας. Τα τελευταία χρόνια τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας έχουν παρουσιάσει σημαντικές αλλαγές στη δομή και τη λειτουργία τους έτσι ώστε να επιτυγχάνουν καλύτερα επίπεδα λειτουργίας και απόδοσης στην παραγωγή, μεταφορά και διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας. Νέες τεχνολογίες και λειτουργικές πρακτικές εφαρμόζονται για να βελτιωθεί η λειτουργική συμπεριφορά τους και να επιτευχθούν καλύτερα και οικονομικότερα επίπεδα παροχής ισχύος στους καταναλωτές τους. Ένα σημαντικό χαρακτηριστικό της λειτουργίας των συστημάτων αυτών, στο πλαίσιο της απελευθερωμένης αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, αποτελεί η ύπαρξη ανεξάρτητων παραγωγών, οι οποίοι μπορούν να συνδεθούν σε διάφορα επίπεδα τάσης. Παράλληλα, επιδιώκεται η μεγιστοποίηση της διείσδυσης των εγκαταστάσεων διαφόρων μορφών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) μέσω επιπρόσθετων οικονομικών κίνητρων που προσφέρονται διότι μπορούν να αποτελέσουν ένα σημαντικό παράγοντα για την κάλυψη των αναγκών τροφοδότησης των καταναλωτών ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Η αξιοποίησή τους καθίσταται επιτακτική για οικονομικούς και για περιβαλλοντικούς λόγους καθώς το λειτουργικό κόστος και οι εκπομπές ρύπων από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής μπορούν να μειωθούν σε αρκετά χαμηλά επίπεδα.

Στο πλαίσιο αυτό, η αυξανόμενη διείσδυση ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα ενός ηλεκτρικού συστήματος εισάγει σημαντικές προκλήσεις όσον αφορά στην αποτελεσματική λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και στη διαχείριση του συστήματος μεταφοράς και παραγωγής του. Η πρόσκληση αυτή οφείλεται στην περιορισμένη προβλεψιμότητα και την υψηλή μεταβλητότητα παραγωγής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ιδιαίτερα για την κατηγορία Σταθμών ΑΠΕ οι οποίοι χαρακτηρίζονται ως μη κατανεμόμενοι Σταθμοί, όπως είναι οι Αιολικοί (ΑΠ) και οι Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί (Φ/Β), οι οποίοι κατέχουν σημαντικό μερίδιο στην ηλεκτροπαραγωγή της χώρας και ιδιαίτερα στα ηλεκτρικά συστήματα των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ).

Η αδυναμία κατανομής αυτής της κατηγορίας των Σταθμών ΑΠΕ και η σημαντική συμμετοχή τους στην κάλυψη της ζήτησης, εγείρουν ιδιαίτερο ενδιαφέρον όσον αφορά στην ικανότητά τους να συνεισφέρουν στην αξιοπιστία ενός ηλεκτρικού συστήματος και κυρίως στην διαθεσιμότητα ισχύος και άρα στην επάρκεια αυτού.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία διερευνάται η δυνατότητα συνεισφοράς των συγκεκριμένων τεχνολογιών ΑΠΕ στην επάρκεια ενός ηλεκτρικού συστήματος με την έννοια της διαθεσιμότητας ισχύος.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑ ΚΑΙ ΕΠΑΡΚΕΙΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ

2.1 Κατηγοριοποίηση ηλεκτρικών συστημάτων

Η μεγάλη ποικιλία της μορφολογίας του εδάφους έχει ως άμεσο αποτέλεσμα την δημιουργία γεωγραφικά απομονωμένων περιοχών, οι οποίες θα μπορούσαν να θεωρηθούν ως ανεξάρτητα «κομμάτια» μέσα σε ένα γενικότερο γεωγραφικό πλαίσιο. Τέτοια εδάφη είναι κυρίως τα νησιά, μικρού, μεσαίου ή μεγάλου μεγέθους, αλλά και αρκετές απομακρυσμένες και δυσπρόσιτες ηπειρωτικές περιοχές. Η ανάγκη της ενεργειακής κάλυψης τέτοιων περιοχών αποτελεί ένα ξεχωριστό πεδίο έρευνας και εφαρμογής για την επιστήμη των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ). Η παραγωγή, η μεταφορά αλλά και ο έλεγχος των συγκεκριμένων συστημάτων παρουσιάζουν σημαντικές διαφοροποιήσεις από τα αντίστοιχα, τα οποία αναπτύχθηκαν σε πολύ μεγαλύτερες γεωγραφικές περιοχές.

Ο σημαντικότερος διαχωρισμός σύμφωνα με τη δομή λειτουργίας τους, είναι ο ακόλουθος:

- Αυτόνομα/Απομονωμένα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας.
- Διασυνδεδεμένα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Ειδικότερα, ως Αυτόνομα/Απομονωμένα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας χαρακτηρίζονται τα συστήματα εκείνα, τα οποία βρίσκονται εγκατεστημένα σε νησιά ή γενικότερα σε απομονωμένες γεωγραφικές περιοχές, οι οποίες δεν έχουν την δυνατότητα διασύνδεσης με ένα ευρύτερο σύνολο συστημάτων. Η απομόνωση ενός δικτύου από ένα τέτοιο πλαίσιο «συνεργασίας», όπου συνυπάρχουν και αλληλοϋποστηρίζονται πολλά διαφορετικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, έχει ως αποτέλεσμα την δημιουργία μίας ουσιαστικά ανεξάρτητης και αυτόνομης ενεργειακής «νησίδας».

Μεταξύ και των δύο κατηγοριών Σ.Η.Ε. πρέπει να ικανοποιούνται πάντα δύο σημαντικοί λειτουργικοί παράμετροι, όπως η ικανοποίηση του ενεργειακού ισοζυγίου και η διατήρηση της συχνότητας σε σταθερά επίπεδα. Στην περίπτωση των διασυνδεδεμένων συστημάτων υπάρχει η δυνατότητα εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γειτονικά Σ.Η.Ε (άλλων Χωρών), σε αντίθεση με την περίπτωση των αυτόνομων δικτύων που η δυνατότητα αυτή δεν υπάρχει.

2.2 Αξιοπιστία Λειτουργίας και Σχεδιασμού Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ο όρος αξιοπιστία έχει μία ευρεία έννοια, όπως φαίνεται και από τον πλέον διαδεδομένο και κοινά αποδεκτό ορισμό του: *«Αξιοπιστία είναι η πιθανότητα του συστήματος να εκτελεί την αποστολή του επαρκώς για τη σχεδιαζόμενη χρονική περίοδο και τις επικρατούσες λειτουργικές συνθήκες»*. Χρειάζεται να αναγνωρισθεί η γενικότητά του όρου και να χρησιμοποιηθεί προκειμένου να εξετασθεί η συνολική ικανότητα του συστήματος να πραγματοποιεί τον στόχο του [1].

Η αξιοπιστία ήταν πάντα ένας από τους θεμελιώδεις παράγοντες στους τομείς της ανάπτυξης, του σχεδιασμού, της λειτουργίας και της συντήρησης των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ). Η αξιοπιστία του συστήματος παραγωγής εστιάζει στην αξιοπιστία των επιμέρους μονάδων παραγωγής, οι οποίες βρίσκονται συνδεδεμένες σε διάφορα σημεία του ΣΗΕ και

χρησιμοποιούν διάφορες μορφές πρωτογενούς ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προτού αυτή μεταφερθεί από το ΣΗΕ. Το σύστημα παραγωγής παίζει έναν πολύ σημαντικό ρόλο στην εφοδιαστική αλυσίδα του ηλεκτρισμού ως προϊόν και ουσιαστικά αποτελεί κρίσιμη παράμετρο για την τήρηση του απαιτούμενου ισοζυγίου ισχύος ανά πάσα στιγμή. Οι μονάδες παραγωγής ενίοτε παρουσιάζουν σφάλματα και αποκλίσεις κατά τη λειτουργία τους, με αποτέλεσμα να απαιτείται η τήρηση επαρκούς εφεδρείας από το διαχειριστή του συστήματος), έτσι ώστε να καλύπτεται η διαφορά στο ενεργειακό ισοζύγιο σε αυτές τις περιπτώσεις.

Συχνά γίνεται η θεώρηση ότι η εκτίμηση της αξιοπιστίας λειτουργίας ενός συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας υποδιαιρείται στις κατηγορίες της επάρκειας και της ασφάλειας λειτουργίας του συστήματος [2].

Η επάρκεια λειτουργίας σχετίζεται με την ύπαρξη εγκαταστάσεων ικανών να ικανοποιήσουν τη ζήτηση του φορτίου λαμβάνοντας υπόψη τους λειτουργικούς περιορισμούς του συστήματος, όπως είναι η στάθμη στρεφόμενης εφεδρείας που απαιτείται να είναι διαθέσιμη. Πρόκειται για εγκαταστάσεις απαραίτητες για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και τη μεταφορά και διανομή αυτής μέχρι τα τελικά σημεία κατανάλωσης. Η επάρκεια αναφέρεται σε στατικές καταστάσεις οι οποίες δεν περιλαμβάνουν δυναμικές και μεταβατικές διαταραχές του συστήματος.

Αντίθετα, η ασφάλεια λειτουργίας σχετίζεται με την ικανότητα του συστήματος να ανταποκρίνεται στις δυναμικές διαταραχές που δημιουργούνται, τοπικές ή πιο απομακρυσμένες, και περιλαμβάνουν τη ξαφνική απώλεια σημαντικής ποσότητας παραγόμενης ισχύος και προβλήματα στο σύστημα μεταφοράς ή διανομής τα οποία είναι δυνατό να οδηγήσουν σε δυναμικές, μεταβατικές ή αστάθειες τάσης του συστήματος.

Στην παρούσα διπλωματική εργασία, η αξιολόγηση της αξιοπιστίας επικεντρώνεται στην επάρκεια του συστήματος παραγωγής και δε λαμβάνονται υπόψη τα στοιχεία που αφορούν την ασφάλεια του συστήματος.

2.2.1 Αιτιοκρατική Ανάλυση Αξιοπιστίας (Deterministic Analysis)

Τα κύρια προβλήματα που προκύπτουν κατά τη λειτουργία των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας έχουν εντοπιστεί εδώ και αρκετές δεκαετίες. Για την αντιμετώπισή τους έχουν αναπτυχθεί διάφορες τεχνικές και κριτήρια τα οποία εφαρμόζονται από τη φάση του σχεδιασμού έως και τη φάση λειτουργίας του συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη τους αντίστοιχους οικονομικούς και λειτουργικούς περιορισμούς που υπάρχουν σε κάθε περίπτωση. Τα πρώτα κριτήρια που εφαρμόστηκαν σε πραγματικά συστήματα ήταν αιτιοκρατικά καθορισμένα ενώ πολλά από αυτά βρίσκουν εφαρμογή ακόμη και σήμερα, και κύρια αφορούν τον καθορισμό στάθμης στρεφόμενης εφεδρείας η οποία απαιτείται για την αντιμετώπιση έκτακτων καταστάσεων απώλειας παραγωγής.

Στις περισσότερες περιπτώσεις, η απαιτούμενη στρεφόμενη εφεδρεία καθορίζεται από ένα συγκεκριμένο ποσοστό του φορτίου ή από την απώλεια της μονάδας με τη μεγαλύτερη αποδιδόμενη ισχύ.

Ένα αιτιοκρατικό κριτήριο επάρκειας παραγωγικού δυναμικού το οποίο βρίσκει συχνά εφαρμογή κυρίως κατά τη φάση της ανάπτυξης αλλά και της λειτουργίας των αυτόνομων συστημάτων των ΜΔΝ είναι το κριτήριο απώλειας της μεγαλύτερης μονάδας (N-1). Η διατήρηση της ελάχιστης αναγκαίας ισχύος δυναμικού παραγωγής ώστε η απώλεια δυναμικού ίσου με την ισχύ της μεγαλύτερης Μονάδας που συμμετέχει στο Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, να μην έχει ως αποτέλεσμα την Περικοπή Φορτίου (εφεδρεία μεγαλύτερης Μονάδας) ακόμα και στη μέγιστη ετήσια τιμή του φορτίου ζήτησης (ετήσια αιχμή).

Γενικότερα, σε μια αιτιοκρατική διαδικασία ανάλυσης, η απόδοση του εξεταζόμενου συστήματος υπολογίζεται για αρκετά διαφορετικά σενάρια τα οποία αντιπροσωπεύουν διαφορετικές λειτουργικές συνθήκες που θεωρούνται κρίσιμες και παρουσιάζουν μία συγκεκριμένη πιθανότητα εμφάνισης.

Οι πιο ευρέως διαδεδομένοι ντετερμινιστικοί δείκτες επάρκειας ή αξιοπιστίας είναι το Περιθώριο Εφεδρείας (το οποίο ισούται με τη διαφορά του φορτίου από το σύνολο των διαθέσιμων μονάδων) και η ισχύς της μεγαλύτερης μονάδας στο σύστημα. Ένα σημαντικό μειονέκτημα των μεθόδων αυτών είναι ότι δε λαμβάνουν υπόψη τη στοχαστικότητα της συμπεριφοράς του συστήματος. Η κύρια αδυναμία των αιτιοκρατικών κριτηρίων δεικτών εντοπίζεται στο γεγονός ότι δεν ανταποκρίνονται ούτε απεικονίζουν την πιθανοτική συμπεριφορά του συστήματος, της ζήτησης φορτίου ή των βλαβών των στοιχείων του συστήματος. Η αιτιοκρατική ανάλυση αναγνωρίζει την έκβαση των κρίσιμων καταστάσεων ή των καταστάσεων κινδύνου στις οποίες μπορεί να ευρεθεί το σύστημα, διαβαθμίζοντας παράλληλα αυτές τις καταστάσεις ανάλογα με τη σοβαρότητά τους. Μία τέτοια κατάσταση κινδύνου όμως, όσο ανεπιθύμητη και αν είναι, έχει πρακτικά μικρές συνέπειες αν η πιθανότητα να συμβεί είναι πολύ μικρή με αποτέλεσμα να μπορεί να αμεληθεί. Ο σχεδιασμός των συστημάτων που στηρίζονται σε τέτοιες μελέτες κινδύνου μπορεί να οδηγήσει σε υπερδιαστασιολόγηση του συστήματος. Από την άλλη, στην περίπτωση κατά την οποία ο σχεδιασμός του συστήματος βασίζεται σε μια αιτιοκρατική στην οποία οι καταστάσεις κινδύνου που μελετώνται παρουσιάζουν μεγάλη πιθανότητα να συμβούν αλλά δεν έχουν σημαντικές συνέπειες για το σύστημα, το επίπεδο ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος θα κυμαίνεται σε χαμηλά επίπεδα.

Συνοπτικά, η αιτιοκρατική ανάλυση για την εξασφάλιση της αξιοπιστίας ενός ΣΗΕ θεωρείται παρωχημένη λόγω των ακόλουθων χαρακτηριστικών [3]:

- Έχει στατικό χαρακτήρα (ικανοποίηση ή μη ικανοποίηση κάποιου κριτηρίου)
- Δεν λαμβάνεται υπόψη ότι οι βλάβες των στοιχείων του συστήματος μπορούν να συμβούν με διαφορετικές τιμές συχνότητας και έχουν διαφορετικές επιπτώσεις

Δεν λαμβάνεται υπόψη η μεταβολή της ζήτησης φορτίου κατά τη διάρκεια του έτους

- Δεν υπολογίζονται δείκτες που μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε μελέτες αξιολόγησης εναλλακτικών σχεδιασμών.

2.2.2 Πιθανοτική Ανάλυση Αξιοπιστίας (Probabilistic Analysis)

Η ανάγκη για την πιθανοτική εκτίμηση της συμπεριφοράς ενός συστήματος συναντάται αρκετές δεκαετίες πιο πριν, ωστόσο η έλλειψη δεδομένων, οι περιορισμένες δυνατότητες των ηλεκτρονικών υπολογιστών, η άγνοια της σημασίας των αποτελεσμάτων που προέκυπταν, ακόμα και η αποστροφή απέναντι στη χρήση πιθανοτικών τεχνικών αποτελούν τους σημαντικότερους λόγους για τους οποίους τέτοιες μέθοδοι δεν χρησιμοποιούνταν ευρέως στο παρελθόν.

Τα προβλήματα αυτά σήμερα έχουν ξεπεραστεί με αποτέλεσμα οι περισσότεροι μηχανικοί να έχουν γνώση τέτοιων μεθόδων και να τις χρησιμοποιούν σε ευρεία κλίμακα. Οι μέθοδοι αυτοί αναφέρονται κυρίως στην εκτίμηση αξιοπιστίας του συστήματος και στην πρόβλεψη του φορτίου, ενώ γενικότερα καλύπτουν ένα ευρύ φάσμα των θεμάτων που σχετίζονται με τα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, όπως είναι η ανάλυση των ροών φορτίου, των βραχυκυκλωμάτων κ.τ.λ. Η βασική και ουσιώδης αρχή τους είναι ότι τα συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συμπεριφέρονται στοχαστικά και οι καταστάσεις στις οποίες βρίσκονται είναι πιθανοτικές μεταβλητές. Οι πιθανοτικές τεχνικές που έχουν αναπτυχθεί όχι μόνο αναγνωρίζουν την σοβαρότητα μίας κατάστασης και την επιρροή που αυτή έχει στη λειτουργία του συστήματος, αλλά υπολογίζουν και τη πιθανότητα εμφάνισής της. Παράλληλα, με κατάλληλο συνδυασμό των παραπάνω μεγεθών προκύπτουν δείκτες οι οποίοι απεικονίζουν πραγματικά την κατάσταση κινδύνου στην οποία είναι δυνατό να ευρεθεί το σύστημα.

Η ποσοτικοποίηση της αξιοπιστίας αποτελεί μία σημαντική πλευρά της αξιολόγησης αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής. Το μέτρο που χρησιμοποιείται για να ποσοτικοποιηθεί η αξιοπιστία μπορεί να δοθεί από διάφορους δείκτες αξιοπιστίας. Αυτοί οι δείκτες χρησιμοποιούνται σε σύγκριση με κάποια προκαθορισμένα ελάχιστα όρια αξιοπιστίας έτσι ώστε να συγκριθούν μεταξύ τους οι εναλλακτικοί τρόποι σχεδίασης, να προσδιοριστούν τα αδύναμα σημεία και να καθοριστούν τρόποι για τη βελτίωση του συστήματος παραγωγής, καθώς και για να αξιολογηθούν αποφάσεις ένταξης νέων μονάδων παραγωγής όσον αφορά το κόστος και την απόδοση των επενδύσεων αυτών.

Οι πιθανοτικές μέθοδοι μπορούν να προσφέρουν πολύ πιο κατανοητή και εφαρμόσιμη πληροφορία από τις αιτιοκρατικές, η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί στο σχεδιασμό και στον προγραμματισμό ένταξης νέων μονάδων παραγωγής [4]. Υπάρχουν δύο προσεγγίσεις, οι οποίες χρησιμοποιούν πιθανοτική ανάλυση, οι αναλυτικές μέθοδοι και η προσομοίωση Monte Carlo, όπως φαίνεται στο Σχήμα 1. Οι αναλυτικές μέθοδοι μοντελοποιούν το σύστημα μέσω μαθηματικών μοντέλων και χρησιμοποιούν απευθείας αναλυτική επίλυση των εξισώσεων για τον προσδιορισμό των δεικτών αξιοπιστίας. Ενώ η προσομοίωση Monte Carlo μοντελοποιεί απευθείας την τυχαία μεταβολή της συμπεριφοράς του συστήματος ώστε να αποτιμηθεί η αξιοπιστία.

Μερικοί από τους πιο διαδεδομένους πιθανοτικούς δείκτες αξιοπιστίας είναι οι ακόλουθοι [5]:

1. Αναμενόμενη Διάρκεια Απώλειας Φορτίου, ΑΔΑΦ(Loss Of Load Expectation, LOLE) σε ημέρες/έτος ή ώρες/έτος. Πρόκειται για το μέσο αριθμό των ημερών ή των ωρών σε κάποια συγκεκριμένη χρονική περίοδο ανάλυσης, η οποία είναι συνήθως ένα ημερολογιακό έτος, για τις οποίες η ημερήσια ή η ωριαία αιχμή του φορτίου ξεπερνά την συνολική διαθέσιμη ισχύ του συστήματος. Πρέπει να τονισθεί ότι ο συγκεκριμένος δείκτης δεν παρέχει κανένα στοιχείο για την σοβαρότητα της αντίστοιχης ανεπάρκειας, ούτε για τη συχνότητα ή την διάρκεια της απώλειας φορτίου. Παρόλα αυτά αποτελεί το πλέον χρησιμοποιούμενο πιθανοτικό κριτήριο για τις μελέτες αξιοπιστίας λειτουργίας των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
2. Αναμενόμενη Απώλεια Ενέργειας ή Αναμενόμενη Μη Τροφοδοτούμενη Ενέργεια, ΑΜΤΕ (Loss Of Energy Expectation, LOEE) σε MWh/έτος. Πρόκειται για την αναμενόμενη ενέργεια η οποία δεν θα παρασχεθεί από το σύστημα παραγωγής εξαιτίας των περιστάσεων εκείνων κατά τις οποίες η ζήτηση φορτίου του συστήματος θα υπερβαίνει την αντίστοιχη διαθέσιμη ισχύ. Ο δείκτης αυτός απεικονίζει τη σοβαρότητα των αντίστοιχων ανεπαρκειών και, επιπλέον, αποτελεί έναν ενεργειακό δείκτη ιδανικό για να αναπαριστά καλύτερα το σύστημα παραγωγής.
3. Αναμενόμενη Συχνότητα Απώλειας Φορτίου, ΑΣΑΦ (Frequency of Loss Of Load, FLOL) σε γεγονότα/έτος. Πρόκειται για τα γεγονότα κατά τα οποία η ζήτηση φορτίου του συστήματος είναι μεγαλύτερη από την αντίστοιχη διαθέσιμη ισχύ. Πρέπει να τονισθεί ότι ο όρος 'γεγονός' αναφέρεται σε καταστάσεις κατά τις οποίες υπάρχει μετάβαση του συστήματος από την κατάσταση ικανοποίησης του φορτίου σε κατάσταση ανεπάρκειας.
4. Αναμενόμενο μη τροφοδοτούμενο φορτίο ανά γεγονός απώλειας φορτίου (Expected Demand Not Supplied, EDNS) σε MW, το οποίο δίνεται από τη σχέση:

$$\text{ΑΝΑΜΕΝΟΜΕΝΟ ΜΗ ΤΡΟΦΟΔΟΤΟΥΜΕΝΟ ΦΟΡΤΙΟ} = \text{ΑΜΤΕ}/\text{ΑΔΑΦ}$$

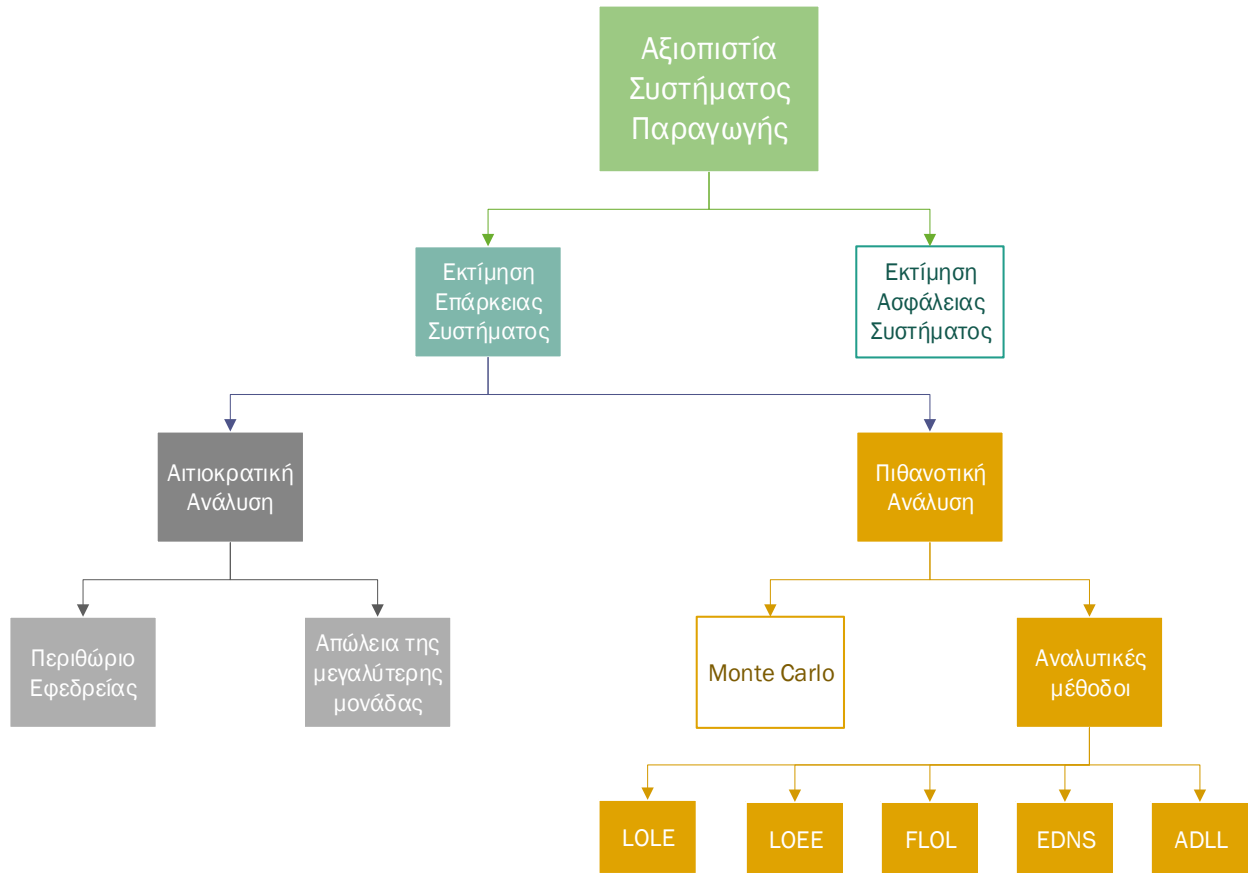
5. Μέση χρονική διάρκεια ανά γεγονός απώλειας φορτίου (Average Duration of Loss of Load, ADLL) σε ώρες, η οποία δίνεται από τη σχέση:

$$\text{ΧΡΟΝΙΚΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑ} = \text{ΑΔΑΦ}/\text{ΑΣΑΦ}$$

Τα κριτήρια της συχνότητας και της χρονικής διάρκειας των γεγονότων απώλειας φορτίου αποτελούν μια προέκταση της αναμενόμενης διάρκειας απώλειας φορτίου υπό την έννοια ότι αναγνωρίζουν επιπλέον την αναμενόμενη συχνότητα και διάρκεια των ανεπαρκειών.

Οι περισσότεροι από αυτούς τους δείκτες είναι κατά βάση εκτιμήσεις τυχαίων μεταβλητών σε διαστήματα εμπιστοσύνης. Τα διαστήματα εμπιστοσύνης των δεικτών δίνουν μία έγκυρη αποτύπωση της επάρκειας ισχύος και αντικατοπτρίζουν τους διάφορους παράγοντες όπως τη διαθεσιμότητα των τμημάτων του ΣΗΕ, τα χαρακτηριστικά ισχύος και φορτίου, την αβεβαιότητα, τις διαμορφώσεις του ΣΗΕ και τις λειτουργικές του καταστάσεις [6].

Στην Εικόνα 1 παρουσιάζονται οι κλασικοί δείκτες αξιοπιστίας και μία κατηγοριοποίηση τους.



Εικόνα 1: Κατηγοριοποίηση Αξιοπιστίας Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας.

2.3 Μελέτη Επάρκειας του Διαχειριστή του Διασυνδεδεμένου Συστήματος

Οι Διαχειριστές των ηλεκτρικών συστημάτων είναι υπόχρεοι να καταρτίζουν και να δημοσιεύουν Μελέτη Επάρκειας Ισχύος, σκοπός της οποίας είναι η ανάλυση της επάρκειας του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας για την κάλυψη των προβλεπόμενων φορτίων ζήτησης. Πιο συγκεκριμένα, σύμφωνα με το εγκεκριμένο Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος του Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) [7], η Μελέτη Επάρκειας Ισχύος στοχεύει στη διερεύνηση της δυνατότητας του υφιστάμενου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής να ικανοποιήσει την προβλεπόμενη ζήτηση. Επιπλέον, η Μελέτη αυτή αποσκοπεί στον προσδιορισμό των απαιτήσεων σε νέα εγκατεστημένη ισχύ παραγωγής, έτσι ώστε να ικανοποιούνται με ασφάλεια οι ανάγκες της ζήτησης κατά τη διάρκεια της υπό εξέταση περιόδου. Η επιλογή της τεχνολογίας των απαιτούμενων νέων μονάδων εκφεύγει του αντικειμένου της Μελέτης αυτής.

Σκοπός της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος είναι η διερεύνηση της ικανότητας του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να ικανοποιήσει επαρκώς την προβλεπόμενη εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για τον αντίστοιχο ορίζοντα της μελέτης.

Η διερεύνηση της επάρκειας του συστήματος ουσιαστικά στηρίζεται στον υπολογισμό των ενεργειακών ισοζυγίων κάθε έτους της υπό εξέτασης περιόδου. **Για κάθε έτος προσδιορίζεται η πιθανότητα το σύστημα παραγωγής να μην ικανοποιεί τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.** Η ανάλυση αυτή βασίζεται σε υποθέσεις σχετικά με την πλέον πιθανή εξέλιξη του παραγωγικού δυναμικού, αλλά και της ζήτησης λαμβάνοντας υπόψη τις διαθέσιμες στο Διαχειριστή του Συστήματος πληροφορίες. Δεδομένου ότι η ηλεκτρική ενέργεια δεν αποθηκεύεται, καθώς και ότι η παραγωγή και η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας υπόκεινται σε σημαντικούς παράγοντες αβεβαιότητας, τόσο φυσικούς (θερμοκρασία, υδραυλικότητα, περιπτώσεις όπου το σύστημα παραγωγής, δεν μπορεί να ικανοποιήσει πλήρως τη ζήτηση και καθίστανται απαραίτητες περικοπές φορτίου. Ορίζοντας ένα ικανοποιητικό κριτήριο το οποίο να εκφράζει το μέγιστο αποδεκτό ρίσκο μη κάλυψης της ζήτησης (π.χ. ο δείκτης αξιοπιστίας Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου LOLP, Loss of Load Probability), μπορεί κανείς να εκτιμήσει και την απαιτούμενη ισχύ που εξασφαλίζει αυτό το ζητούμενο επίπεδο επάρκειας. Πρέπει να τονιστεί ότι η Μελέτη Επάρκειας Ισχύος συνοψίζει τις προβλέψεις/εκτιμήσεις του Διαχειριστή σχετικά με τη μελλοντική επάρκεια του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και δεν μπορεί αποτελεί πρόταση «βέλτιστης» ανάπτυξής του. Επιπλέον, στη μελέτη αυτή δεν αναζητείται το μείγμα της ηλεκτροπαραγωγής με το οποίο θα μπορούσαν να επιτευχθούν μακροπρόθεσμοι εθνικοί στόχοι, όπως η μείωση των εκπομπών CO₂ ή η παραγωγή του 40% της ζήτησης από ΑΠΕ, αλλά εξετάζεται η επάρκεια του συστήματος κάτω από συγκεκριμένες προϋποθέσεις. Σε κάθε περίπτωση, εθνικοί στόχοι, όπως αυτοί διατυπώνονται από επίσημους φορείς λαμβάνονται υπόψη κατά τη διαμόρφωση των σεναρίων που εξετάζονται. Τα σενάρια που διαμορφώνονται βασίζονται στα πιο πρόσφατα δεδομένα που υπάρχουν στη διάθεση του Διαχειριστή του Συστήματος, θεωρώντας ότι κατά τη διάρκεια της υπό εξέταση περιόδου δεν συμβαίνει κάποια δραστηκή εξέλιξη. Με άλλα λόγια, επιχειρείται να δοθεί μια ρεαλιστική απεικόνιση της κατάστασης του συστήματος παραγωγής για την υπό εξέταση περίοδο, ενώ η παρουσίαση εναλλακτικών σεναρίων επιτρέπει στον αναγνώστη να διαμορφώσει τα δικά του

συμπεράσματα, λαμβάνοντας υπόψη την εκτίμησή του σχετικά με την εξέλιξη των παραμέτρων αβεβαιότητας αλλά και συνεκτιμώντας την ευαισθησία της επάρκειας του συστήματος ως προς αυτές.

2.3.1 Πιθανοτική θεώρηση

Τα κυριότερα μεγέθη που καθορίζουν την επάρκεια του συστήματος παραγωγής για αξιόπιστη εξυπηρέτηση της ζήτησης (ενέργειας και αιχμής) είναι:

- Η εξέλιξη του φορτίου (ζήτηση ισχύος και ενέργειας)
- Οι συνθήκες υδραυλικότητας (εάν υπάρχει εγκατεστημένη υδροηλεκτρική ισχύς)
- Η παραγωγή μονάδων ΑΠΕ
- Η διαθεσιμότητα ισχύος για εισαγωγές από τις διασυνδέσεις
- Η απρόβλεπτη μη διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής λόγω τυχαίων βλαβών
- Οι ανάγκες συντήρησης των μονάδων

Λόγω του στοχαστικού χαρακτήρα των πιο πάνω μεγεθών, η επίδραση των τεσσάρων πρώτων παραμέτρων εκτιμάται με την ανάλυση εναλλακτικών σεναρίων και υποθέσεων. Η κρίσιμη παράμετρος για την επάρκεια του συστήματος παραγωγής είναι η διαθεσιμότητα των μονάδων παραγωγής. Οι μονάδες μπορεί να είναι εκτός λειτουργίας, είτε λόγω προγραμματισμένης συντήρησης, είτε λόγω τυχαίας βλάβης. Οι τυχαίες βλάβες έχουν πιο δυσμενή επίπτωση στην επάρκεια του συστήματος από ότι η προγραμματισμένη συντήρηση, καθώς και η εμφάνισή τους αλλά και η διάρκειά τους έχουν απρόβλεπτο χαρακτήρα. Για το λόγο αυτό, η επίδραση της απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας των μονάδων παραγωγής λόγω τυχαίων βλαβών λαμβάνεται υπόψη με πιθανοτική προσομοίωση της λειτουργίας των μονάδων παραγωγής η οποία στηρίζεται σε κλασσικές τεχνικές τυχαίων μεταβλητών.

Πιο συγκεκριμένα, για κάθε σενάριο που εξετάζεται, προσομοιώνεται η λειτουργία του συστήματος παραγωγής λαμβάνοντας υπόψη το στοχαστικό χαρακτήρα των τυχαίων βλαβών των μονάδων, για κάθε έτος του υπό εξέταση χρονικού ορίζοντα

2.3.2 Κριτήριο Αξιοπιστίας

Όπως προαναφέρθηκε, είναι πρακτικά αδύνατο να εγγυηθεί κανείς ότι ένα σύστημα ηλεκτροπαραγωγής θα μπορεί να ανταποκριθεί πλήρως στις ανάγκες της ζήτησης κάτω από οποιοσδήποτε συνθήκες. Συνεπώς είναι απαραίτητος ο καθορισμός του επιθυμητού επιπέδου αξιοπιστίας που θα πρέπει να εξασφαλίζει το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, ώστε το ρίσκο μη ικανοποίησης της ζήτησης να είναι ανεκτό τόσο από οικονομικής, όσο και από κοινωνικής άποψης. Το υιοθετούμενο κριτήριο επάρκειας θα πρέπει να είναι τέτοιο ώστε να επιτυγχάνεται ένας συμβιβασμός μεταξύ των απαιτήσεων ικανοποιητικής κάλυψης της ζήτησης (εν

προκειμένω αξιοπιστίας) και απαιτούμενου κόστους για την κατασκευή νέων μονάδων παραγωγής.

Η ικανότητα του συστήματος να καλύψει ασφαλώς τις ανάγκες της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε συγκεκριμένη χρονική περίοδο (π.χ. ένα έτος) ιστορικά εκφράζεται μέσω διαφόρων δεικτών αξιοπιστίας, χαρακτηριστικότεροι των οποίων είναι:

- Η Αναμενόμενη Διάρκεια Απώλειας Φορτίου, ΑΔΑΦ(Loss Of Load Expectation, LOLE) σε ώρες ανά έτος (ή %) που εκφράζει τις ώρες του έτους για τις οποίες το συγκεκριμένο σύστημα παραγωγής δεν μπορεί να ικανοποιήσει πλήρως τη ζήτηση (ανεξαρτήτως του μεγέθους του ελλείμματος κάθε ώρας).
- Το Απορριπτόμενο φορτίο ή Αναμενόμενη Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια (Expected Unserved Energy - EUE). Ο δείκτης αυτός σε ετήσια βάση εκφράζει την ενέργεια (σε GWh) που αναμένεται να μη μπορεί να καλύψει το συγκεκριμένο σύστημα παραγωγής στη διάρκεια του έτους.

Πρέπει να σημειωθεί ότι για την αξιολόγηση της επάρκειας ενός συστήματος παραγωγής πρέπει να αξιολογούνται από κοινού οι προαναφερθέντες δείκτες. Εν γένει, η Αναμενόμενη Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια προσδιορίζει άμεσα την ικανότητα επάρκειας του συστήματος παραγωγής, ενώ η Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου αποτελεί ένδειξη του ποσοστού των ωρών κατά τη διάρκεια του έτους κατά τις οποίες δεν μπορεί να ικανοποιηθεί πλήρως η ζήτηση. Διεθνώς, τιμές του LOLE της τάξεως των ολίγων ωρών έως μιας μέρας ανά έτος θεωρούνται εν γένει ικανοποιητικές .

Για τους σκοπούς της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος θεωρούνται ως κατώφλι για τους δείκτες αξιοπιστίας οι παρακάτω τιμές:

- 0.5% του έτους (δηλαδή 44 ώρες ή μικρότερο) για το LOLE
- 0.15% της συνολικής ζήτησης για την Αναμενόμενη μη Εξυπηρετούμενη Ενέργειας

Οι δείκτες αξιοπιστίας προσδιορίζονται μέσω της ετήσιας πιθανοτικής προσομοίωσης λειτουργίας του συστήματος για κάθε υπό εξέταση σενάριο. Εάν η τιμή των δεικτών είναι χαμηλότερη από τα προαναφερόμενα όρια, το σύστημα παραγωγής θεωρείται επαρκές και συνεπώς δεν υπάρχει ανάγκη για πρόσθετη ισχύ. Αντίθετα, εάν δεν ικανοποιούνται τα προαναφερόμενα κριτήρια, οι προσομοιώσεις επαναλαμβάνονται με τη διαδοχική ένταξη νέου παραγωγικού δυναμικού, μέχρι την επίτευξη των κριτηρίων αξιοπιστίας για κάθε έτος.

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, η επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής επηρεάζεται από πλήθος παραμέτρων οι οποίες εμπεριέχουν σημαντικό βαθμό αβεβαιότητας. Στα πλαίσια της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος, η επίδραση των παραμέτρων αυτών λαμβάνεται υπόψη με την εξέταση εναλλακτικών σεναρίων. Οι σημαντικότεροι παράμετροι που επηρεάζουν τα αποτελέσματα της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος είναι:

- Εξέλιξη φορτίων
- Ένταξη θερμικών μονάδων

- Παραγωγή υδροηλεκτρικών μονάδων
- Παραγωγή μονάδων ΑΠΕ
- Συνεισφορά διασυνδέσεων

2.4 Συνεισφορά των μονάδων ΑΠΕ στη μελέτη επάρκειας ισχύος

Στη μεθοδολογία που περιγράφεται και ακολουθείται από τον Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος (Α.Δ.Μ.Η.Ε), η συνεισφορά των μονάδων ΑΠΕ στην μελέτη επάρκειας ισχύος περιορίζεται στην παραγωγή των μονάδων αυτών, δηλαδή στην ενέργεια ΑΠΕ που παράγεται και εγχέεται στο Σύστημα. Με αυτό τον τρόπο απομειώνεται το φορτίο ζήτησης που αναλαμβάνουν οι υπόλοιπες μονάδες παραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος, κυρίως οι συμβατικές μονάδες και οι μονάδες ΣΗΘΥΑ (Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης). Το φορτίο που απομένει αφαιρώντας από τη συνολική ζήτηση την παραγωγή των ΑΠΕ, συνήθως αναφέρεται ως υπολειπόμενο (Residual) ή φαινόμενο φορτίο.

Κατά συνέπεια, οι δείκτες αξιοπιστίας Αναμενόμενη Διάρκεια Απώλειας Φορτίου (LOLE) και Αναμενόμενη Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια (EUE) προσδιορίζονται τροποποιώντας τη χρονολογική καμπύλη φορτίων αφαιρώντας την ωριαία αναμενόμενη παραγωγή μονάδων ΑΠΕ, λαμβάνοντας υπόψη το υπολειπόμενο φορτίο. Επομένως, «απομειώνοντας» το φορτίο ζήτησης, οι δείκτες αξιοπιστίας βελτιώνονται και με αυτό τον τρόπο η ύπαρξη των μονάδων ΑΠΕ συμβάλλει στη βελτίωση της αξιοπιστίας του ηλεκτρικού συστήματος.

Το γεγονός ότι οι μονάδες ΑΠΕ (κυρίως οι Αιολικοί και οι Φ/Β Σταθμοί) δεν είναι κατανεμόμενες μονάδες, έχει παγιώσει την άποψη ότι οι μονάδες ΑΠΕ δεν συμβάλλουν στην αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος με την έννοια της διαθεσιμότητας και της επάρκειας ισχύος.

Ωστόσο σε ηλεκτρικά συστήματα με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ και εγκαταστάσεις μεγάλης ισχύος, οι Διαχειριστές αντιμετωπίζουν το ερώτημα εάν θα μπορούσε να ληφθεί ένα ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία το οποίο θα θεωρείται διαθέσιμο ή αλλιώς εγγυημένο και κατά συνέπεια να αποζημιώνεται μέσω της Αγοράς Διαθεσιμότητας Ισχύος [8]. Ο στοχαστικός αυτός χαρακτήρας της παραγωγής από ΑΠΕ εγείρει το ερώτημα αν μπορούν, πέρα από τη συνεισφορά ενέργειας, να συνεισφέρουν και στην αξιοπιστία του συστήματος και άρα να αμειφθούν γι' αυτό, κατά αναλογία με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής.

Ο μακροχρόνιος προγραμματισμός για τις μονάδες που πρέπει να εγκατασταθούν ώστε να καλύψουν τις αιχμές του φορτίου θα μπορούσε με μεγαλύτερη βεβαιότητα να στραφεί και προς τις ΑΠΕ αν ήταν γνωστή η συνεισφορά τους σε ισχύ. Ο προσδιορισμός της συνεισφοράς σε ισχύ κάθε τεχνολογίας ΑΠΕ θα μπορούσε να υποδείξει την ποσότητα εγκατεστημένης ισχύος συμβατικών μονάδων που μπορεί να αντικατασταθεί με ΑΠΕ επιτυγχάνοντας την ίδια αξιοπιστία για το σύστημα. Το ερώτημα γίνεται πιο κρίσιμο λόγω της μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ.

2.5 Επάρκεια αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων (Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών)

Τα αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας αντιμετωπίζουν συγκεκριμένα προβλήματα σχεδιασμού και λειτουργίας σε σχέση με τα διασυνδεδεμένα συστήματα. Τα κυριότερα προβλήματα αφορούν την ασφάλεια και την αξιοπιστία λειτουργίας τους τα οποία προκαλούν επιπτώσεις στο κόστος και την ποιότητα παροχής ηλεκτρικής ισχύος στους καταναλωτές. Είναι αναγκαίο να εξασφαλίζεται πάντοτε μια επαρκής ποσότητα εφεδρικής παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος, έτσι ώστε να είναι δυνατή η αντιμετώπιση κρίσιμων καταστάσεων λειτουργίας, όπως είναι η απώλεια των διαθέσιμων μονάδων παραγωγής του συστήματος λόγω εξαναγκασμένων βλαβών ή προγραμματισμένων συντηρήσεων.

Σε μακροπρόθεσμο επίπεδο θα πρέπει να υπάρχει ένας αρκετά αυστηρός προγραμματισμός ένταξης νέων μονάδων παραγωγής έτσι ώστε το σύστημα παραγωγής να κρίνεται επαρκές να ικανοποιήσει με συνέχεια τη ζήτηση φορτίου σε περιπτώσεις βλαβών, συντηρήσεων μονάδων παραγωγής και απρόβλεπτης αύξησης του φορτίου. Για τον σκοπό αυτό εκπονείται σε ετήσια βάση σχετική μελέτη προγραμματισμού ένταξης δυναμικού παραγωγής στα ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ σε ορίζοντα επταετίας από τον Διαχειριστή ΜΔΝ.

Σκοπός του Προγραμματισμού Ανάπτυξης Παραγωγής των Συστημάτων ΜΔΝ είναι ο προσδιορισμός του τύπου και του μεγέθους των Συμβατικών Μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και η έγκαιρη εγκατάστασή τους, ώστε να διασφαλίζεται ο απρόσκοπτος εφοδιασμός των καταναλωτών των ΜΔΝ με ηλεκτρική ενέργεια και να επιτυγχάνεται ένα ικανοποιητικό επίπεδο υπηρεσιών παροχής ηλεκτρικής ενέργειας προς αυτούς και ένα ικανοποιητικό επίπεδο ασφάλειας και αξιοπιστίας, με μεγιστοποίηση της διείσδυσης της ενέργειας από ΑΠΕ και ταυτόχρονη ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους των Συμβατικών Μονάδων.

Οι βασικές αρχές που ακολουθούνται για την εκπόνηση του Προγράμματος Ανάπτυξης Παραγωγής, σύμφωνα και με τον Κώδικα ΜΔΝ [9], είναι οι παρακάτω:

α) Οι Κατανεμόμενες Μονάδες εγγυημένης ισχύος θα πρέπει να καλύπτουν πλήρως την προβλεπόμενη ζήτηση στο χρονικό ορίζοντα του Προγράμματος, καθώς και την απαιτούμενη εφεδρεία ισχύος.

β) Για τον προγραμματισμό εισόδου νέων Συμβατικών Μονάδων λαμβάνεται υπόψη το δυναμικό των Μονάδων ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ ή Υβριδικών Σταθμών που συμμετέχουν στο Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος οι οποίες κατά το χρόνο εκπόνησης του προγράμματος διαθέτουν άδεια εγκατάστασης και βρίσκονται στο στάδιο κατασκευής.

γ) Για τη διατήρηση της ελάχιστης αναγκαίας ισχύος δυναμικού παραγωγής εφαρμόζεται, κατά τον προγραμματισμό, κριτήριο επάρκειας δυναμικού, ώστε η απώλεια δυναμικού ίσου με την ισχύ της μεγαλύτερης Μονάδας που συμμετέχει στο Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς

ε) Οι εκτιμήσεις στις οποίες προβαίνει ο Διαχειριστής ΜΔΝ για την εξέλιξη της ζήτησης φορτίου.

ζ) Τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων και των προς εγκατάσταση Μονάδων (ο τύπος, η ονομαστική και πραγματική ισχύς, το τεχνικό ελάχιστο, ο μέγιστος ρυθμός ανάληψης φορτίου,

κτλ.) και η λειτουργική τους κατάσταση (η διαθεσιμότητα, ο χρόνος εγκατάστασής τους, οι διαθέσιμοι χώροι και οι βοηθητικές εγκαταστάσεις, κτλ.).

ε) Τον προγραμματισμό αποξήλωσης Μονάδων, ο οποίος υποβάλλεται από τον Παραγωγό προς τον Διαχειριστή ΜΔΝ για τις ανάγκες εκπόνησης του Προγράμματος.

στ) Τον προγραμματισμό Διασύνδεσης ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού με άλλο ή με το Σύστημα της ηπειρωτικής χώρας εφόσον έχει εγκριθεί βάσει της κείμενης νομοθεσίας, καθώς και το βαθμό βεβαιότητας της υλοποίησής του.

η) Τις σημαντικές ιδιαιτερότητες που έχουν τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα και ιδίως την έντονη εποχιακή διακύμανση του φορτίου, την ανάγκη αντιμετώπισης απρόβλεπτων καταστάσεων όπως ιδίως η διακοπή της τροφοδότησης λόγω βλάβης υποβρύχιων καλωδίων, η βλάβη Μονάδων που καλύπτουν σημαντικό μέρος του αναγκαίου δυναμικού παραγωγής, τα προβλήματα ευστάθειας που παρουσιάζουν τα μικρά κυρίως συστήματα.

θ) Τα απολογιστικά στοιχεία λειτουργίας των υφιστάμενων Μονάδων.

ι) Οι εκτιμήσεις για την εγκατάσταση νέων Σταθμών ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ και Υβριδικών Σταθμών.

Όπως προκύπτει από τις παραπάνω αρχές εκπόνησης του Προγράμματος Ανάπτυξης, για την εξασφάλιση της επάρκειας ισχύος του δυναμικού παραγωγής, εφαρμόζεται κατά τον προγραμματισμό το αιτιοκρατικό κριτήριο επάρκειας δυναμικού N-1, ώστε η απώλεια δυναμικού ίσου με την ισχύ της μεγαλύτερης σε λειτουργία Μονάδας να μην έχει ως αποτέλεσμα την περικοπή φορτίου (εξασφάλιση εφεδρείας της μεγαλύτερης Μονάδας). Κατά την εφαρμογή του άνω κριτηρίου, ως διαθέσιμο παραγωγικό δυναμικό θεωρείται το άθροισμα της αποδιδόμενης ισχύος των κατανεμόμενων μονάδων που συμμετέχουν στο Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.

Ωστόσο ο Κώδικας ΜΔΝ προβλέπει πως εάν βάσει μελέτης τεκμηριώνεται ότι οι Μονάδες ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ είναι δυνατόν να συνεισφέρουν στην επάρκεια ισχύος ενός Συστήματος ΜΔΝ (capacity credit), θα πρέπει η συνεισφορά αυτή να λαμβάνεται υπόψη στις μελέτες ανάπτυξης που εκπονούνται με βάση τις παραπάνω αρχές.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΜΕΘΟΔΟΙ ΠΡΟΣΔΙΟΡΙΣΜΟΥ ΤΗΣ
ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ ΣΥΝΕΙΣΦΟΡΑΣ ΙΣΧΥΟΣ
(CAPACITY CREDIT) ΣΤΑΘΜΩΝ ΑΠΕ

3.1 Ικανότητα συνεισφοράς σε Ισχύ (Capacity Credit)

Ο όρος Capacity credit (CC) αποτελεί ένα μέτρο της συνεισφοράς που μπορεί να έχουν οι Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στην αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος. Η ικανότητα συνεισφοράς σε ισχύ μιας μονάδας παραγωγής ορίζεται ως η ποσότητα επιπρόσθετου φορτίου (σε MW) που μπορεί να εξυπηρετηθεί από το ΣΗΕ, λόγω της ένταξης της εν λόγω μονάδας σε αυτό, διατηρώντας το ίδιο επίπεδο αξιοπιστίας. Η ικανότητα συνεισφοράς σε ισχύ μπορεί να καθοριστεί για κάθε τύπο ή τεχνολογία μονάδας παραγωγής και εκφράζεται ως ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος της κάθε τεχνολογίας. [10].

Για τις συμβατικές μονάδες η ικανότητα συνεισφοράς επηρεάζεται από τη συχνότητα των μη προγραμματισμένων διακοπών λειτουργίας (βλαβών), η οποία εκφράζεται μέσω του συντελεστή απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας (Fault Outage Rate FOR), ενώ για τις μη ελεγχόμενες ΑΠΕ (Αιολικοί και Φ/Β Σταθμοί) από τη μεταβλητότητα της παραγωγής τους.

Η μεθοδολογία προσδιορισμού του Capacity Credit των Συμβατικών μονάδων έχει καθιερωθεί εδώ και χρόνια και βασίζεται σε γραφική επίλυση και στον υπολογισμό των κλασικών δεικτών αξιοπιστίας [11].

Τα τελευταία χρόνια έχει γίνει προσπάθεια υπολογισμού παρόμοιων μεγεθών και για μονάδες ΑΠΕ και ιδιαίτερα των Αιολικών Σταθμών. Το Capacity Credit των ΑΠΕ μπορεί να οριστεί ως το τμήμα εκείνο της ισχύος, κατά το οποίο θα μπορούσε να μειωθεί η εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων ή να αποφευχθεί η πρόσθετη εγκατάσταση συμβατικής ισχύος στο μέλλον χωρίς να επηρεαστούν οι δείκτες αξιοπιστίας του εξεταζόμενου ηλεκτρικού συστήματος και συγκεκριμένα ο δείκτης της Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου (LOLP) και κατά συνέπεια η Αναμενόμενη Διάρκεια Απώλειας Φορτίου (LOLE). Με απλά λόγια, προσομοιώνοντας το σύστημα με και χωρίς την παραγωγή ΑΠΕ, προκύπτει το επιπρόσθετο φορτίο που μπορεί να εξυπηρετηθεί από την αντίστοιχη παραγωγή ΑΠΕ, εφόσον οι δείκτες LOLP και LOLE διατηρηθούν ίδιοι.

Ένα ευρέως χρησιμοποιούμενο και αποδεκτό μέτρο υπολογισμού του Capacity Credit είναι το «καθαρό μεταφερόμενο φορτίο» (Effective Load Carrying Capability ELCC). Ο τρόπος υπολογισμού αυτού βασίζεται σε εμπειρικά δεδομένα και αντικατοπτρίζει τη πραγματική απόδοση των Σταθμών ΑΠΕ.

Συνεπώς, το Capacity Credit των ΑΠΕ (ανά τεχνολογία) μπορεί να οριστεί ως η ακόλουθη αναλογία:

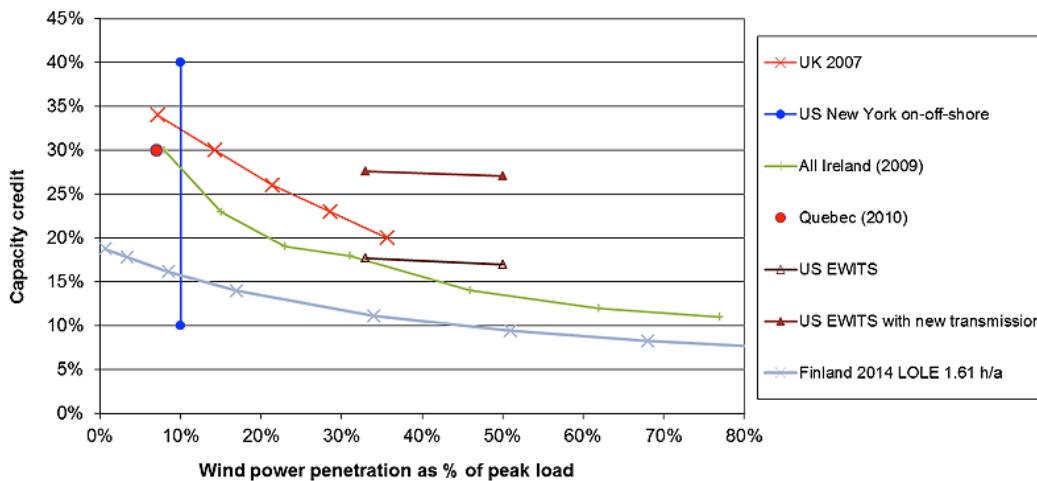
$$\text{Capacity Credit (\%)} = \frac{\text{MW συμβατικής ισχύος που αντικαθίστανται ή ενέλικτο φορτίο}}{\text{Ονομαστική ισχύς της τεχνολογίας ΑΠΕ}}$$

Ο προσδιορισμός του Capacity Credit των Σταθμών ΑΠΕ και κυρίως των Αιολικών και των Φ/Β Σταθμών έχει διερευνηθεί σε διάφορες μελέτες, χρησιμοποιώντας διάφορες μεθοδολογίες. Από

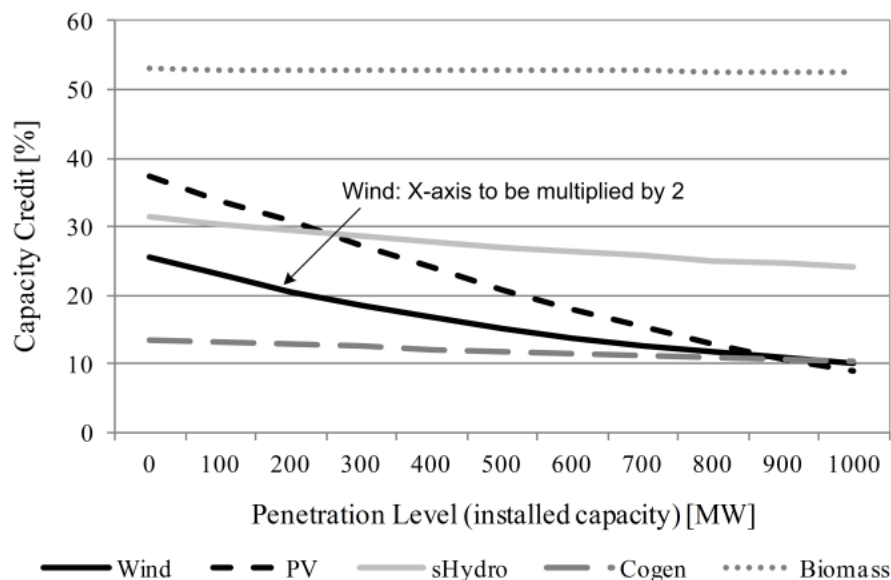
τις μεθόδους που περιγράφονται παρακάτω, προκύπτει ότι η τιμή του Capacity Credit εξαρτάται από τη χρησιμοποιούμενη μέθοδο, όπως επίσης από τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του ηλεκτρικού συστήματος.

Ειδικότερα, η τιμή του Capacity Credit εξαρτάται κυρίως από τα χαρακτηριστικά του αιολικού δυναμικού και της ηλιακής ακτινοβολίας που επικρατούν στη μελετώμενη περιοχή καθώς και από τα χαρακτηριστικά του προφίλ της ζήτησης φορτίου (π.χ. εάν η αιχμή της ζήτησης εμφανίζεται το χειμώνα ή το καλοκαίρι, το πρωί ή το βράδυ). Η συσχέτιση της εμφάνισης της αιχμής του φορτίου ζήτησης με την παραγωγή ΑΠΕ (αιολική ή φωτοβολταϊκή) τη δεδομένη στιγμή, επηρεάζει καταλυτικά τα αποτελέσματα της μελέτης. Γι' αυτό το λόγο και για την ακεραιότητα των αποτελεσμάτων, απαιτούνται δεδομένα συγχρονισμένων χρονοσειρών φορτίου ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ αρκετών ετών, έτσι ώστε να εξεταστούν οι συνδυασμοί Υψηλού Φορτίου- Υψηλής Παραγωγής ΑΠΕ και Υψηλού Φορτίου- Χαμηλή Παραγωγής ΑΠΕ. Η ανάλυση σε ωριαίο επίπεδο των δεδομένων εισόδου θεωρείται επαρκής καθώς η μεταβλητότητα της παραγωγής ΑΠΕ σε διάστημα μικρότερης της ώρας θεωρείται ότι δεν επηρεάζει τα αποτελέσματα της μελέτης αυτού του είδους [12].

Σε γενικές γραμμές στα διάφορα συστήματα που έχουν εξετασθεί, προκύπτει ότι το Capacity Credit μειώνεται με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος (διείσδυση) της εξεταζόμενης τεχνολογίας ΑΠΕ στο σύστημα. Παρακάτω παρουσιάζονται ενδεικτικά διαγράμματα από ηλεκτρικά συστήματα του εξωτερικού και από το Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα.



Εικόνα 2: Παραδείγματα υπολογισμού της συνεισφοράς του Capacity Credit Αιολικής Ισχύος σε σχέση με την εγκατεστημένη αιολική ισχύ (ως ποσοστό της αιχμής φορτίου) από μελέτες διάφορων ηλεκτρικών συστημάτων [13].



Εικόνα 3: : Capacity Credit για διάφορα επίπεδα διείσδυσης ΑΠΕ ανά τεχνολογία στο Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα της Ελλάδας [8].

Ακολουθεί η περιγραφή των πιο συχνά χρησιμοποιούμενων μεθόδων μοντελοποίησης, οι οποίες έχουν προταθεί στη βιβλιογραφία, για την εκτίμηση του Capacity Credit των μονάδων ΑΠΕ [14].

3.1.1 Αναδρομική ανάλυση (retrospective analysis)

Οι Σταθμοί ΑΠΕ μοντελοποιούνται τροποποιώντας την χρονολογική καμπύλη φορτίου, δηλαδή η ωριαία παραγωγή της αντίστοιχης τεχνολογίας ΑΠΕ αφαιρείται από το συνολικό φορτίο ζήτησης. Ωριαία δεδομένα αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής καθώς και ωριαία δεδομένα πραγματικού φορτίου απαιτούνται ως είσοδο στο μοντέλο της αναδρομική ανάλυσης. Αυτά τα δεδομένα αποτελούν την πιο ακριβή αναπαράσταση στα πλαίσια μιας απολογιστικής αποτίμησης, η οποία είναι χρήσιμη και σχετικά απλή ως μέθοδος μοντελοποίησης. Ο υπολογισμός της αξιοπιστίας πραγματοποιείται αφού η ωριαία αιολική ή φωτοβολταϊκή παραγωγή έχει αφαιρεθεί από το ωριαίο φορτίο, έτσι ώστε να προσδιοριστεί ο δείκτης LOLP και LOLE με βάση αυτό το ισοδύναμο καθαρό φορτίο ως το ωριαίο φορτίο που λαμβάνεται υπόψη στον πίνακα πιθανοτήτων.

Παράλληλα με αυτή τη μέθοδο προτείνεται επίσης η χρήση πρόσθετων δεδομένων αιολικής ή φωτοβολταϊκής παραγωγής, τα οποία προκύπτουν με το πέρασμα των ετών από την πολυετή ανάλυση και αφορούν το συσχετισμό της παραγωγής ΑΠΕ με τη διακύμανση του φορτίου, προσφέροντας μία σημαντική οπτική στη μεταβλητότητα εντός του ίδιου έτους καθώς και την Effective Load Carrying Capability (ELCC) με το πέρασμα του χρόνου. Το πλεονέκτημα από τη μοντελοποίηση των ΑΠΕ ως μεταβολές στην καμπύλη της ζήτησης είναι ότι με αυτό τον τρόπο λαμβάνεται υπόψη μία αναλυτική χρονική μεταβολή της εξόδου των ΑΠΕ.

Ωστόσο, ως μειονέκτημα αυτής της μεθόδου, θα μπορούσε να θεωρηθεί ότι δεν επιτρέπει την αποτύπωση της διακύμανσης ενός Σταθμού ΑΠΕ και την ποσοτικοποίησή της στον υπολογισμό του δείκτη LOLE. Στα πλαίσια της συγκεκριμένης προσέγγισης υπάρχουν δύο διαφορετικές μέθοδοι για την αναπαράσταση του Capacity Credit ενός συγκεκριμένου Σταθμού ΑΠΕ.

➤ Μέθοδος Σταθερής Ισχύς / Καθαρό μεταφερόμενο φορτίο (ELCC).

Η μέθοδος σταθερής ισχύος/ELCC βασίζεται στη μέτρηση του δείκτη LOLP για την αξιοπιστία του ΣΗΕ. Στους κλασσικούς υπολογισμούς του δείκτη LOLP, η ένταξη ενός Αιολικού Πάρκου ενός Φ/Β Σταθμού μοντελοποιείται, ενσωματώνοντας μία επιπλέον γεννήτρια αναφοράς (benchmark unit), η οποία μοντελοποιείται στον Πίνακα Διαθεσιμότητας Ισχύος, ως μία ιδανική, πλήρως αξιόπιστη μονάδα με 100% διαθεσιμότητα.

Πολλές μελέτες, οι οποίες συμπεριλαμβάνουν τη χρήση μοντέλων αξιοπιστίας και κόστους παραγωγής μοντελοποιούν τις μονάδες ΑΠΕ τροποποιώντας την χρονολογική καμπύλη φορτίου και με βάση τη μεταβολή του φορτίου, μετρούν την ικανότητα συνεισφοράς σε ισχύ όπως υπολογίζεται στην κλασσική μέθοδο του Καθαρού μεταφερόμενου φορτίου (ELCC).

Η μέθοδος ELCC, όταν υπολογίζεται ανά Σταθμό ΑΠΕ, μπορεί να διαφοροποιήσει τα αποτελέσματά της αναλόγως τα διάφορα επίπεδα αξιοπιστίας, το μέγεθος και την παροχή ισχύος των Σταθμών κατά τις περιόδους αιχμής ή όχι. Η εν λόγω μέθοδος αποδίδει αποτελεσματικά τη διαφοροποίηση των Σταθμών ΑΠΕ, οι οποίοι είναι συνεχώς σε θέση να παράγουν κατά τη διάρκεια των περιόδων αιχμής και κατατάσσει πιο χαμηλά τους λιγότερο αξιόπιστους ή αποδοτικούς Σταθμούς ΑΠΕ (Αιολικά Πάρκα ή Φ/Β Σταθμοί), υπολογίζοντας χαμηλότερο Capacity Credit. Στην πραγματικότητα, ο δείκτης ELCC παρέχει μία συνεχή συνάρτηση των πιθανών τιμών εξόδου. Για να υπολογιστεί ο δείκτης ELCC, απαιτείται μία βάση δεδομένων, η οποία να περιέχει τα εξής δεδομένα:

- Ωριαία ζήτηση φορτίου.
- Χαρακτηριστικά συμβατικών μονάδων παραγωγής, όπως ονομαστική ισχύ, ρυθμούς εξαναγκασμένων διακοπών και προγράμματα συντήρησης.
- Δεδομένα ωριαίας παραγωγής ΑΠΕ, διακριτά ανά τεχνολογία και ανά Σταθμό, διάρκειας τουλάχιστον ενός έτους.

Ο δείκτης ELCC μπορεί κατά βάση να υπολογιστεί ακολουθώντας τα εξής βήματα :

1. Το σύστημα μοντελοποιείται χωρίς την παραγωγή Σταθμών ΑΠΕ.
2. Το φορτίο προσαρμόζεται ώστε να επιτευχθεί ένα επίπεδο αξιοπιστίας αναφοράς, αυτό το επίπεδο αξιοπιστίας εξισώνεται συχνά με το δείκτη Αναμενόμενης διάρκειας απώλειας Φορτίου, ΑΔΑΦ (LOLE_ref).
3. Εφόσον επιτευχθεί ο στόχος του δείκτη (LOLE_ref), τότε η πηγή ΑΠΕ προστίθεται στο ΣΗΕ και το μοντέλο τρέχει ξανά.
4. Η νέα χαμηλότερη τιμή του δείκτη LOLE_RES (υψηλότερη αξιοπιστία) σημειώνεται και η πηγή ΑΠΕ αφαιρείται από το ΣΗΕ

5. Έπειτα η μονάδα αναφοράς (benchmark unit) προστίθεται στο σύστημα με βηματικά αυξανόμενη ισχύ μέχρις ότου ο δείκτης LOLE με την εγκατάσταση της νέας μονάδας αναφοράς να έχει ταυτιστεί με την τιμή του δείκτη LOLE_ref, υποθέτοντας τη μονάδα ΑΠΕ.
6. Η ισχύς της μονάδας αναφοράς καταγράφεται και αυτή ακριβώς είναι η τιμή του δείκτη ELCC για τη μονάδα ΑΠΕ. Αξίζει να αναφερθεί ότι ο δείκτης ELCC εκφράζει την ισχύ, η οποία θα αρκούσε για να επιτευχθεί το ίδιο επίπεδο ρίσκου εάν δεν υπήρχε η μονάδα ΑΠΕ, αλλά μόνο συμβατικές μονάδες.

Προκειμένου να ποσοτικοποιηθεί το Capacity Credit για μία μονάδα παραγωγής ΑΠΕ σε βάθος χρόνου, προτείνεται η χρήση μίας πρότυπης τιμής του δείκτη ELCC και στη συνέχεια ένα πλήρες πακέτο από προσομοιώσεις αξιοπιστίας για τα κατάλληλα σενάρια.

➤ Μέθοδος ισοδύναμης ισχύος

Η μέθοδος αυτή ακολουθεί τα ίδια βήματα με τη μέθοδο σταθερής ισχύος με τη διαφορά ότι ως μονάδα αναφοράς χρησιμοποιείται μία εναλλακτική μονάδα (για παράδειγμα μία μονάδα φυσικού αερίου) αντί για την ιδανική μονάδα, η οποία διαστασιολογείται έτσι ώστε ο υπολογισμός του δείκτη LOLP να είναι ο ίδιος είτε πρόκειται για τον Σταθμό ΑΠΕ είτε για το Σταθμό Φυσικού Αερίου. Αυτή η μέθοδος παρέχει μία πιο ρεαλιστική αποτίμηση του Capacity Credit σε σχέση με την αποτίμηση εάν χρησιμοποιούσαμε την ιδανική, πλήρως αξιόπιστη μονάδα όπως χρησιμοποιείται στη μέθοδο σταθερής ισχύος/ ELCC, καθώς η ισοδύναμη μονάδα αντιστοιχεί σε μία συμβατική μονάδα με ένα τυπικό ρυθμό εξαναγκασμένων διακοπών ή βλαβών (FOR).

3.1.2 Προοπτική Ανάλυση (prospective analysis)

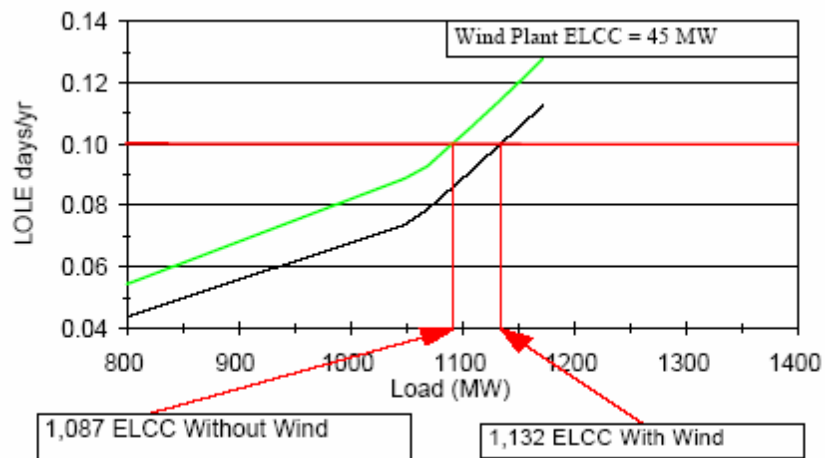
Η προοπτική ανάλυση αφορά στην αποτίμηση της επίπτωσης της ένταξης μονάδων ΑΠΕ στη μελλοντική αξιοπιστία του ΣΗΕ μοντελοποιώντας την παραγωγή τους με πιθανοτικό τρόπο. Η προσέγγιση αυτή μοντελοποιεί τους Σταθμούς ΑΠΕ με ένα επίπεδο ισχύος και έναν ενεργό συντελεστή απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας (FOR), λαμβάνοντας υπόψη τόσο τη μηχανολογική διαθεσιμότητα (βλάβη ή συντήρηση) όσο και τη διαθεσιμότητα της πρωτογενούς πηγής ενέργειας (άνεμος ή ήλιος).

Η διαθεσιμότητα της πρωτογενούς πηγής ενέργειας μπορεί να εκφραστεί με μοντέλα αξιοπιστίας στα οποία εφαρμόζεται ένας ρυθμός εξαναγκασμένης διακοπής για να αποτυπώσει το έλλειμα πρωτογενούς ενέργειας, οπότεδήποτε η ταχύτητα ανέμου ή ηλιακή ακτινοβολία είναι πολύ χαμηλή, ενώ τα συμβάντα που οφείλονται σε μηχανολογική μη διαθεσιμότητα αντιμετωπίζονται όπως ακριβώς και για τις συμβατικές μονάδες. Οι λεπτομέρειες της συγκεκριμένης προσέγγισης εξαρτώνται από τις δυνατότητες του μοντέλου αξιοπιστίας. Ωστόσο, σύμφωνα με τη βιβλιογραφία [14], η προσέγγιση προτείνεται να περιλαμβάνει τη μοντελοποίηση της μονάδας ΑΠΕ ως μία συμβατική γεννήτρια με πολλαπλά τμήματα (multi-block). Πολλαπλά επίπεδα αιολικής ή φωτοβολταϊκής παραγωγής είναι δυνατό να ταυτιστούν με την πιθανότητα να αποκομίσουμε το συγκεκριμένο αποτέλεσμα. Αυτές οι τιμές ισχύος μετατρέπονται στη συνέχεια σε μια μορφή, η οποία είναι αποδεκτή από το μοντέλο αξιοπιστίας

έτσι ώστε οι συγκεκριμένες ισχύεις και οι αντίστοιχες πιθανότητες να είναι όμοιες με τους αντίστοιχους ρυθμούς εξαναγκασμένης διακοπής στα διάφορα επίπεδα παραγωγής. Για να είναι αποτελεσματική η παραπάνω μοντελοποίηση θα πρέπει οι συγκεκριμένες τιμές πιθανοτήτων να αφορούν τα εποχικά χαρακτηριστικά του αιολικού και ηλιακού δυναμικού.

3.1.3 Καμπύλες αξιοπιστίας (Reliability Curves)

Πρόκειται για μία μέθοδο παρόμοια με την αναδρομική μέθοδο (retrospective approach) αλλά με γραφική επίλυση, και σε αυτήν τη μέθοδο η μονάδα ΑΠΕ μοντελοποιείται ως μεταβολή στο φορτίο. Σε αυτή την προσέγγιση οι δείκτες αξιοπιστίας (LOLE) είναι δυνατό να υπολογιστούν μεταβάλλοντας την ετήσια αιχμή του συστήματος. Ο δείκτης LOLE μπορεί να σχεδιαστεί ως συνάρτηση του φορτίου σε δύο περιπτώσεις: με την αιολική παραγωγή και χωρίς την αιολική παραγωγή. Οι δύο καμπύλες παρουσιάζονται ως παράδειγμα στο Σχήμα 4 και δείχνουν τη σχέση μεταξύ του δείκτη (LOLE) και την ετήσιας αιχμής πριν και μετά την προσθήκη νέου δυναμικού ΑΠΕ. Ο δείκτης ELCC για τις μονάδες ΑΠΕ μπορεί να υπολογιστεί για ένα προκαθορισμένο επίπεδο αξιοπιστίας, λαμβάνοντας τη διαφορά μεταξύ των τιμών του φορτίου στο ίδιο επίπεδο αξιοπιστίας στις δύο καμπύλες. Στο διάγραμμα το καθορισμένο επίπεδο αξιοπιστίας, δηλαδή η τιμή του LOLE αναφοράς είναι 0,1 ημέρα/ έτος.



Εικόνα 4: Καμπύλες Αξιοπιστίας για τον υπολογισμό του «Καθαρού Μεταφερόμενου Φορτίου (ELCC)» ενός Αιολικού Πάρκου [15].

Στο μεγαλύτερο μέρος της βιβλιογραφίας, η αιολική παραγωγή και η χρήση της για την αξιολόγηση της επάρκειας ισχύος μοντελοποιούνται μέσω αναλυτικών μεθόδων, οι οποίες δημιουργούν διακριτά μοντέλα για συμβατικές μονάδες και για τις μονάδες ΑΠΕ. Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία η πιο προφανής αδυναμία των αναλυτικών μεθόδων είναι ότι αγνοούνται τα στοχαστικά και πιθανοτικά χαρακτηριστικά του δυναμικού ΑΠΕ και συγκεκριμένα της ταχύτητας ανέμου. Αντίθετα, μία διαδικασία κατά βήματα τύπου Monte Carlo είναι δυνατό να ενσωματώσει τέτοιου τύπου θεωρήσεις κατά την εκτίμηση επάρκειας ισχύος λαμβάνοντας υπόψη και τα στοχαστικά χαρακτηριστικά των μονάδων ΑΠΕ.

➤ Μέθοδος Sequential Monte Carlo (SMC)

Ενώ οι μέθοδοι μεταβολής του φορτίου είναι ιδιαίτερα απλές, αποτελούν στην ουσία στην καλύτερη περίπτωση μία εκτίμηση μίας τυχαίας μεταβλητής (κατά την έννοια της στατιστικής). Οι επαναληπτικές προσομοιώσεις Monte Carlo μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να αναπαραστήσουν την πιθανοτική κατανομή, η οποία αναπαριστά τη διαθεσιμότητα, με μεγαλύτερη ακρίβεια. Η μέθοδος SMC αποτελεί μία συνθετική μέθοδο, η οποία λαμβάνει υπόψη μία ευρύτερη προοπτική για την στοχαστικότητα της πρωτογενούς πηγής ενέργειας και ιδιαίτερα του ανέμου. Η εν λόγω τεχνική αναπτύσσει ένα πιθανοτικό μοντέλο βασισμένο στα δεδομένα ταχύτητας ανέμου ή αιολικής παραγωγής. Στη σχετική βιβλιογραφία αναφέρεται ότι για το συγκεκριμένο σκοπό μπορεί να χρησιμοποιηθεί μία πληθώρα τεχνικών όπως οι μέθοδοι κινούμενου μέσου όρου (moving average), Billinton 1996, και η μοντελοποίηση Markov, Milligan and Graham 1997. Αυτές οι μέθοδοι απαιτούν σχετικά μεγάλο υπολογιστικό φόρτο και χρόνο (Milligan 2001) αλλά παράγουν πιθανοτικές εκτιμήσεις μίας σειράς παραμέτρων, οι οποίες σχετίζονται με την αιολική παραγωγή. Τα θέματα που σχετίζονται με τις διακυμάνσεις της αιολικής παραγωγής εντός του έτους μπορούν να εκτιμηθούν χρησιμοποιώντας την κατανομή πιθανότητας, οπότε τελικά προκύπτει η αναμενόμενη διακύμανση της αξιοπιστίας λόγω του ανέμου.

➤ Τεχνική παράθυρου ολίσθησης-Sliding window

Αυτή η μέθοδος έχει προταθεί από το Milligan (2001) και αποτιμά την πιθανότητα η αιολική παραγωγή να είναι επάνω ή κάτω από το αναμενόμενο επίπεδο ακολουθώντας την ωριαία στοχαστικότητα του ανέμου. Με βάση τα ωριαία δεδομένα αιολικής παραγωγής υπολογίζεται ο ενεργός (effective) ρυθμός εξαναγκασμένης διακοπής για το ΑΠ. Σύμφωνα με το Milligan (2001), η μέθοδος αυτή αποτελεί μία επέκταση της διαδικασίας συνέλιξης (convolution procedure), η οποία εφαρμόζεται για τις συμβατικές μονάδες. Το βασικό τμήμα της μεθόδου είναι η αποτίμηση του ενεργού (effective) FOR για το ΑΠ, το οποίο μεταβάλλεται με το χρόνο. Το πλεονέκτημα της προσέγγισης είναι ότι χρησιμοποιεί τα ημερήσια και τα εποχιακά χαρακτηριστικά της αιολικής παραγωγής και ότι υπολογίζει το δείκτη LOLP μέσω της συνέλιξης των διαφόρων επιπέδων αιολικής παραγωγής και των πιθανοτήτων τους. Ο ενεργός (effective) FOR δεν αποτελεί πραγματική αναπαράσταση της μηχανολογικής αξιοπιστίας, αλλά μία στατιστική εκτίμηση κατά πόσο το ΑΠ θα βρίσκεται εντός λειτουργίας εάν συμβεί μία διακοπή για ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα.

3.1.4 Προσεγγιστικές μέθοδοι

Στις περιπτώσεις που δεν μπορεί να υπολογιστεί ο δείκτης ELCC εξαιτίας έλλειψης κάποιων δεδομένων ή άλλων περιορισμών, οι προσεγγιστικές μέθοδοι μπορεί να φανούν ιδιαίτερως χρήσιμες. Ακολουθεί η περιγραφή τριών προσεγγιστικών μεθόδων:

➤ Συντελεστής χρησιμοποίησης (Capacity factor)

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης των Σταθμών ΑΠΕ και ιδιαίτερα των Αιολικών Πάρκων, αποτελεί μέτρο της αποδοτικότητας ενός Σταθμού ΑΠΕ σε μια συγκεκριμένη τοποθεσία και μπορεί να θεωρηθεί μία πρώτη χοντρική εκτίμηση του συνολικού Capacity Credit. Ο δείκτης

αυτός μπορεί να υπολογιστεί πολύ εύκολα από τα ωριαία δεδομένα αιολικής παραγωγής. Συγκεκριμένα ορίζεται ως ο λόγος της πραγματικής παραγωγής στην περίοδο αναφοράς (MWh) ως προς τη θεωρητική μέγιστη παραγωγή που θα είχε το ΑΠ εάν παρήγαγε στην ονομαστική του ισχύ κατά τη διάρκεια όλης της περιόδου αναφοράς (συνήθως υπολογίζεται ο ετήσιος και ο μηνιαίος συντελεστής χρησιμοποίησης).

$$\text{Συντελεστής Χρησιμοποίησης ΑΠ} = \frac{\text{Παραγωγή ενέργειας κατά τη περίοδο αναφοράς (MWh)}}{\text{Ονομαστική ισχύ ΑΠ (MW) X Πλήθος ωρών της περιόδου αναφοράς}}$$

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης ως μέτρο της ικανότητας συνεισφοράς ενός ΑΠ ή εν γένει ενός Σταθμού ΑΠΕ στην επάρκεια ισχύος ενός ηλεκτρικού συστήματος μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως μια πρώτη εκτίμηση της πιθανής ικανότητας αιολικής παραγωγής σε μία συγκεκριμένη τοποθεσία και δε σχετίζεται με κάποιο τρόπο με τη σύνθεση της συμβατικής παραγωγής, ούτε με τη διακύμανση του φορτίου και το αποδεκτό επίπεδο αξιοπιστίας καθώς και ως συγκριτικό μέγεθος.

➤ Δειγματοληπτικές μέθοδοι με βάση το ρίσκο (Risk-Based Simple Methods)

Αυτή η κατηγορία μεθόδων δημιουργεί μία προσέγγιση του δείκτη LOLP για ολόκληρο το έτος αναφοράς, χρησιμοποιώντας ωριαία δεδομένα για τον δείκτη LOLP προερχόμενα είτε από πραγματικά δεδομένα μοντέλων αξιοπιστίας είτε από προσεγγιστικά μοντέλα.

➤ Μέθοδοι χρονικών περιόδων (Time-Period-Based Methods)

Αποτελεί μία ακόμη προσεγγιστική μέθοδο, η οποία επιδιώκει την έμμεση αποτίμηση του ρίσκου, υποθέτοντας έναν ισχυρό συσχετισμό μεταξύ ωριαίας ζήτησης και του δείκτη LOLP. Προς αποφυγή της χρήσης ενός συνολικού μοντέλου αξιοπιστίας, απαιτείται η συγκέντρωση ωριαίων δεδομένων φορτίου και αιολικής παραγωγής για τουλάχιστον ένα έτος ώστε να υπολογιστεί μία προσέγγιση του δείκτη ELCC. Η συγκεκριμένη μέθοδος είναι απλή αλλά δεν είναι σε θέση να αποτυπώσει το πιθανό ρίσκο του ΣΗΕ, δείκτης ο οποίος προκύπτει ως αποτέλεσμα στις υπόλοιπες μεθόδους.

3.2 Συνοπτική περιγραφή προτεινόμενης μεθόδου

Το Ινστιτούτο Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών (IEEE), η συντονιστική επιτροπή Αιολικής και Φωτοβολταϊκής Ισχύος και η ομάδα εργασίας που συστάθηκε για τον προσδιορισμό της ικανότητας συνεισφοράς της αιολικής ισχύος στην επάρκεια ενός ηλεκτρικού συστήματος, προτείνουν μια συγκεκριμένη μεθοδολογία προσδιορισμού του Capacity Credit των Αιολικών Σταθμών [16] και η οποία δύναται να επεκταθεί και στους Φ/Β Σταθμούς.

Το σύστημα παραγωγής και συγκεκριμένα η κάθε συμβατική μονάδα παραγωγής μοντελοποιείται από την αντίστοιχη καθαρή αποδιδόμενη ισχύ της (NCAP) και τον συντελεστή απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας (FOR). Τα δύο αυτά μεγέθη χρησιμοποιούνται και συνδυάζονται μέσω μιας επαναληπτικής μεθόδου έτσι ώστε να κατασκευαστεί το αναλυτικό μοντέλο αξιοπιστίας του συστήματος παραγωγής και συγκεκριμένα ο Πίνακας Πιθανότητας Απώλειας Ισχύος, ΠΠΑΙ (Capacity Outage Probability Table COPT) του συστήματος. Ο ΠΠΑΙ είναι ένας πίνακας με διάφορα επίπεδα ισχύος και την αντίστοιχη πιθανότητα μη διαθεσιμότητας της ισχύος αυτής. Οι αθροιστικές πιθανότητες δίνουν την Αναμενόμενη Απώλεια Φορτίου (LOLP) για κάθε πιθανή κατάσταση διαθεσιμότητας ισχύος. Η μοντελοποίηση των Σταθμών ΑΠΕ και συγκεκριμένα των Αιολικών και οι Φωτοβολταϊκών Σταθμών με την ονομαστική ισχύ εξόδου τους και έναν δείκτη που εκφράζει τη πιθανότητα εμφάνισης μηχανολογικής βλάβης, όπως ο δείκτης FOR, δεν κρίνεται κατάλληλη καθώς η διαθεσιμότητα της ισχύος (παραγωγής) ΑΠΕ είναι ζήτημα διαθεσιμότητας της πρωτογενούς πηγής ενέργειας και όχι μηχανολογικής βλάβης. Αυτή η ιδιαιτερότητα συνέβαλε στην διαφορετική αντιμετώπιση της ισχύος ΑΠΕ και στην παραλλαγή της κλασσικής μεθοδολογίας αξιοπιστίας ELCC, όπως συνοψίζεται στα παρακάτω βήματα.

1. Ο ΠΠΑΙ σε συνδυασμό με την ωριαία χρονοσειρά του συνολικού φορτίου ζήτησης χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό των ωριαίων τιμών του δείκτη LOLP, αγνοώντας την ύπαρξη των Σταθμών ΑΠΕ στο σύστημα. Ο ετήσιος δείκτης LOLE υπολογίζεται. Εάν υπάρχει κάποιο προκαθορισμένο επίπεδο αναφοράς για τον δείκτη LOLE και ο υπολογισμένος δείκτης δεν ικανοποιεί αυτό το επίπεδο, τότε η καμπύλη φορτίου προσαρμόζεται έτσι ώστε να το ικανοποιεί.
2. Η ωριαία χρονοσειρά παραγωγής της εξεταζόμενης τεχνολογίας ΑΠΕ (π.χ. Αιολικών Σταθμών) αντιμετωπίζεται ως αρνητικό φορτίο και αφαιρείται από την ωριαία χρονοσειρά του συνολικού φορτίου ζήτησης. Η εναπομένουσα χρονοσειρά φορτίου αναφέρεται ως καθαρό φορτίο ή υπολειπόμενο φορτίο. Με τον ίδιο τρόπο όπως στο βήμα 1, υπολογίζεται ο δείκτης LOLE. Αυτή τη φορά ο δείκτης προκύπτει σαφώς μικρότερος και άρα η «αξιοπιστία» του ηλεκτρικού συστήματος βελτιωμένη.
3. Η χρονοσειρά του υπολειπόμενου φορτίου αυξάνεται κατά μια σταθερή τιμή ΔL σε όλες τις ώρες, μέσω επαναληπτικής μεθόδου, και ο δείκτης LOLE υπολογίζεται σε κάθε επανάληψη μέχρι να προσεγγίσει την αρχική τιμή που υπολογίστηκε στο βήμα 1. Η

συνολική αύξηση του υπολειπόμενου φορτίου, το άθροισμα των ΔL , η οποία επιτυγχάνει την προσέγγιση του αρχικού δείκτη LOLE είναι το καθαρό μεταφερόμενο φορτίο (ELCC) ή η ικανότητα συνεισφοράς σε ισχύ (Capacity Credit) της εξεταζόμενης τεχνολογίας ΑΠΕ.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΔΙΕΙΣΔΥΣΗ ΑΠΕ ΣΤΑ ΜΔΝ

4.1 Χαρακτηριστικά λειτουργίας και αγορών των ΜΔΝ

Τα 32 ΜΔΝ τα οποία βρίσκονται κυρίως στο Αιγαίο, χαρακτηρίζονται από υψηλά αιολικά και ηλιακά δυναμικά, καθώς επίσης και από υψηλά επίπεδα γεωθερμικής ενέργειας και σε μικρότερο βαθμό από δυνατότητες ανάπτυξης σταθμών βιομάζας και υδροηλεκτρικής ενέργειας. Ανάλογα με το μέγεθος του νησιού, τον πληθυσμό και το προφίλ ζήτησης, θα μπορούσε να θεωρηθεί ότι το δυναμικό ΑΠΕ είναι αρκετό για να καλύψει ικανοποιητικά τη ζήτηση σε ετήσιο επίπεδο, παρόλο που το θεσμικό πλαίσιο, οι συνθήκες της αγοράς ενέργειας και τα διαθέσιμα χρηματοδοτικά σχήματα δεν φαίνεται να υποστηρίζουν κάτι τέτοιο στην παρούσα φάση. Παρόλο που κατά την τελευταία δεκαετία έχουν πραγματοποιηθεί σημαντικές προσπάθειες για την αναδιοργάνωση και την ενίσχυση του θεσμικού και του επενδυτικού πλαισίου, κυρίως λόγω διαφόρων παραγόντων που σχετίζονται με το γενικότερο οικονομικό περιβάλλον στην Ελλάδα και την ΕΕ, το θεσμικό πλαίσιο συνεχίζει να παρακωλύει την υψηλή διείσδυση ΑΠΕ. Κατά την τελευταία πενταετία, οι τιμές του ηλεκτρισμού έχουν αυξηθεί κυρίως λόγω της επιβολής έμμεσων φόρων και οι μηχανισμοί ανταποδοτικού τέλους (feed-in-tariff) για την παραγωγή από ΑΠΕ έχουν υποστεί μεγάλες μεταβολές.

Ωστόσο εκτός από τους περιορισμούς σε θεσμικό επίπεδο συνεχίζουν να υφίστανται και διάφοροι σημαντικοί τεχνικοί και λειτουργικοί περιορισμοί, οι οποίοι καθιστούν δύσκολη την υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, σε ποσοστό υποκατάστασης έως 100%. Τα ΜΔΝ τροφοδοτούνται από αυτόνομους σταθμούς παραγωγής, ιδιοκτησίας ΔΕΗ, οι οποίοι χρησιμοποιούν κυρίως ως καύσιμο ελαφρύ πετρέλαιο και μαζούτ, γεγονός το οποίο οδηγεί σε μεγάλα κόστη για την παραγωγή της ενέργειας, χωρίς να συνυπολογιστούν οι εγγενείς επιπτώσεις σε περιβαλλοντικό και κοινωνικό επίπεδο λόγω της χρήσης ορυκτών καυσίμων. Η ένταξη των μονάδων παραγωγής πραγματοποιείται από το ΔΕΔΔΗΕ, ο οποίος είναι επίσης υπεύθυνος για την κατάρτιση του 7ετούς προγράμματος ανάπτυξης του δυναμικού παραγωγής στα ΜΔΝ, κυρίως σχετικά με την εγκατάσταση θερμικών μονάδων παραγωγής, καθώς επίσης και για την τεχνική έγκριση των σταθμών ΑΠΕ.

Τα βασικά χαρακτηριστικά των ΜΔΝ είναι:

- Υψηλό λειτουργικό κόστος εξαιτίας της χρήσης των συμβατικών μονάδων παραγωγής
- Υψηλό δυναμικό ΑΠΕ, κυρίως αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής
- Περιβαλλοντική επιβάρυνση (ρύποι, θόρυβος) λόγω των τοπικών σταθμών παραγωγής, οι οποίοι εγκαθίστανται κυρίως κοντά στις μεγαλύτερες πόλεις
- Προκλήσεις για την αξιοπιστία τροφοδότησης, αφού οποιαδήποτε βλάβη στον κεντρικό σταθμό παραγωγής ή οποιοδήποτε μικρότερης εμβέλειας σφάλμα στο δίκτυο διανομής ενδέχεται να προκαλέσει απώλεια τροφοδότησης, ειδικά κατά τους θερινούς μήνες. Εξαιτίας

του μεγέθους και του κόστους των θερμικών μονάδων, το κλασικό κριτήριο ασφαλούς λειτουργίας N-1 παραβιάζεται πολλές φορές.

- Χαμηλός συντελεστής φορτίου: αυτό προκαλείται λόγω των εποχικών διακυμάνσεων της ζήτησης, η οποία σχετίζεται σε μεγάλο βαθμό με το θερινό προφίλ της τουριστικής περιόδου. Ο χαμηλός συντελεστής θέτει διάφορα ζητήματα αποδοτικού σχεδιασμού ανάπτυξης παραγωγής και συχνά οδηγεί στην ανάγκη για την τήρηση αυξημένων εφεδρειών ενέργειας, οι οποίες με τη σειρά τους οδηγούν σε αυξημένα κόστη επενδύσεων. Επιπλέον, κατά τους χειμερινούς μήνες οι θερμικές μονάδες συχνά υπολειτουργούν, με αποτέλεσμα να λειτουργούν σε συνθήκες χαμηλής απόδοσης και αυξημένου κόστους.

Εκτός των παραπάνω, ακολουθούν μερικά από τα χαρακτηριστικά των ΜΔΝ τα οποία θα πρέπει να εξετάζονται κατά τη λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων:

- Τεχνικοί περιορισμοί των θερμικών μονάδων
- Όρια δυναμικής διείσδυσης
- Στιγμαία διείσδυση

Η λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων στα ΜΔΝ είναι ιδιαίτερα περίπλοκη λόγω της έλλειψης διασυνδέσεων, οι οποίες θα παρείχαν την απαραίτητη υποστήριξη σε περιπτώσεις μη επαρκούς παραγωγής, όπως συμβαίνει στα μεγάλα διασυνδεδεμένα συστήματα. Επιπρόσθετα, τα διασυνδεδεμένα συστήματα διαθέτουν ένα πλήθος από μηχανές με μεγάλη αδράνεια, οι οποίες διατηρούν τη συχνότητα εντός των προβλεπόμενων ορίων, για τα επόμενα κρίσιμα δευτερόλεπτα από την εκδήλωση ενός σφάλματος ή μίας διαταραχής. Στα ΜΔΝ η διατήρηση της ευστάθειας της συχνότητας αποτελεί ένα από τα βασικά θέματα, το οποίο εισάγει περιορισμούς για τους λειτουργικούς χειρισμούς, οι οποίοι απαιτείται να γίνουν και καθορίζουν την αποτελεσματική χρησιμοποίηση των τηρούμενων εφεδρειών. Εξάλλου η εγκατάσταση σταθμών ΑΠΕ μεγάλης συνολικής ισχύος συνεπάγεται την ανάγκη για τήρηση μεγαλύτερων εφεδρειών, οι οποίες εγγυώνται την ύπαρξη διαθέσιμης παραγωγής για την κάλυψη των ξαφνικών διακυμάνσεων, οι οποίες μπορεί να οφείλονται για παράδειγμα στη μείωση της αιολικής παραγωγής λόγω διακυμάνσεων του ανέμου, οπότε και θα πρέπει να υπάρχει επαρκής στρεφόμενη εφεδρεία για να αναλάβει το φορτίο, το οποίο τροφοδοτούνταν μέχρι εκείνη τη στιγμή από την αιολική παραγωγή. Σε πολλές περιπτώσεις μάλιστα, τα ΑΠ ή/και τα ΦΒ είναι συγκεντρωμένα σε μία γεωγραφική περιοχή του ΜΔΝ, γεγονός το οποίο αυξάνει την πιθανότητα ξαφνικής απώλειας μεγάλου ποσοστού της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ στο συγκεκριμένο ΜΔΝ. Η αδυναμία των μονάδων ΑΠΕ να παρέχουν αδράνεια στο σύστημα με τη μορφή στρεφόμενης μάζας, περιπλέκει ακόμη περισσότερο την απόκριση του ΣΗΕ σε περίπτωση διαταραχών και γι' αυτό και η ισχύς των ΑΠΕ επηρεάζει εμμέσως την απαίτηση για τήρηση στρεφόμενης εφεδρείας.

Υπό το πρίσμα αυτό, οι εγκατεστημένοι σταθμοί ΑΠΕ που είναι εγκατεστημένοι στα ΜΔΝ, θα πρέπει να υπόκεινται σε ορισμένους λειτουργικούς περιορισμούς, εξαιτίας των τεχνικών περιορισμών των συμβατικών μονάδων παραγωγής, οι οποίες είναι συνδεδεμένες στο ΣΗΕ του ίδιου ΜΔΝ. Οι συμβατικές μονάδες, όπως αναφέρθηκε, συνήθως χρησιμοποιούν ως καύσιμο ελαφρύ πετρέλαιο ή μαζούτ και δεν μπορούν να λειτουργήσουν κάτω από ένα συγκεκριμένο

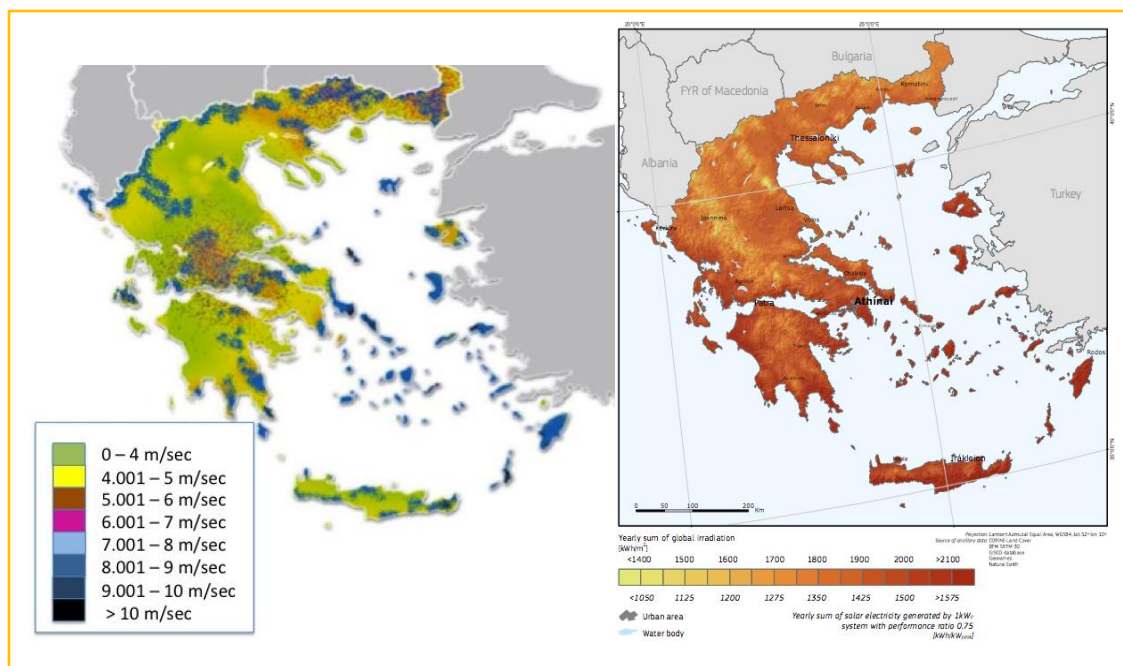
όριο σε σχέση με την ονομαστική τους ισχύ, έτσι ώστε να μην έχουν υπερβολικές φθορές και αυξημένες ανάγκες για συντήρηση. Το συγκεκριμένο όριο είναι ευρέως γνωστό ως το «τεχνικό ελάχιστο», το οποίο είναι αρκετά υψηλό, συχνά θεωρούμενο από μία συντηρητική οπτική γωνία ότι θα μπορούσε να αγγίζει το 40-50% της ονομαστικής ισχύος της συμβατικής μονάδας.

Ο δεύτερος λειτουργικός περιορισμός, στον οποίο υπόκεινται οι σταθμοί ΑΠΕ, είναι ευρέως γνωστός με τον όρο «όριο δυναμικής διείδυσης» και εξαρτάται από τα χαρακτηριστικά του ΜΔΝ (μέγεθος, τύπος συμβατικών μονάδων, τύπος φορτίου, κ.τλ). Εκφράζει τη δυναμική ευστάθεια του ΣΗΕ, π.χ. την επίδραση των σφαλμάτων στη λειτουργία του ΣΗΕ όσον αφορά τη μεταβολή της τάσης και της συχνότητας. Η τεχνική διαχείριση του ΣΗΕ όσον αφορά την τάση και τη συχνότητα είναι εμφανώς πιο απαιτητική από την απλή τήρηση του ισοζυγίου, καθώς εκτός από την τήρηση του απαιτούμενου αθροίσματος της στρεφόμενης εφεδρείας, εμπεριέχει και τον έλεγχο διαφόρων άλλων παραμέτρων και συναρτήσεων ελέγχου, οι οποίες θα πρέπει να ικανοποιούνται αποκλειστικά σε τοπικό επίπεδο, εφόσον δεν υφίσταται η υποστήριξη από ένα μεγαλύτερο ΣΗΕ ελλείψει διασυνδέσεων.

Οι συγκεκριμένοι περιορισμοί ενσωματώνονται στην καθημερινή διαχείριση της λειτουργίας των ΣΗΕ σε όλα τα ΜΔΝ. Η μεθοδολογία διαχείρισης περιλαμβάνει την εκτίμηση της παραγωγής ΑΠΕ και της ζήτησης, έτσι ώστε να βελτιστοποιείται η ανάγκη ένταξης και απένταξης συμβατικών μονάδων παραγωγής για την επόμενη ημέρα και τις επόμενες ώρες, με στόχο την κάλυψη των απαιτήσεων εφεδρείας και τη μεγιστοποίηση της διείδυσης ΑΠΕ. Στα πλαίσια της συγκεκριμένης μεθοδολογίας λαμβάνεται υπόψη η διαθεσιμότητα των συμβατικών μονάδων παραγωγής, και άλλοι παράγοντες, όπως το πρόγραμμα συντήρησης, οι χρόνοι ανάληψης φορτίου, κ.τ.λ. [17].

4.2 Δυναμικό ΑΠΕ στα ΜΔΝ και η υφιστάμενη κατάσταση εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ

Τα ΜΔΝ και οι παράκτιες περιοχές της Ελλάδας παρουσιάζουν το μεγαλύτερο αιολικό και ηλιακό δυναμικό. Επιπλέον υπάρχει διαθέσιμο γεωθερμικό και υδραυλικό δυναμικό σε κάποια από τα ΜΔΝ, παρόλο που η ανάπτυξη των συγκεκριμένων τεχνολογιών δεν έχει ακολουθήσει τον ταχύ ρυθμό με το οποίο εγκαταστάθηκαν κατά την τελευταία 10ετία ΑΠ και ΦΒ.



Εικόνα 6: Χάρτης ηλιακού και αιολικού δυναμικού στην Ελλάδα.

Η γεωθερμική παραγωγή θα μπορούσε να παρέχει κάλυψη για το φορτίο βάσης σε χαμηλό κόστος. Στα ΜΔΝ του Αιγαίου η γεωθερμικές πηγές διαθέτουν χαμηλή θερμοκρασία και εξαιρετικά υψηλή ενθαλπία, με αποθέματα γεωθερμίας κατά μήκος του ηφαιστειακού τόξου. Η Μήλος, η Λέσβος και η Νίσυρος διαθέτουν το καλύτερο γεωθερμικό πεδίο προς εκμετάλλευση για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το 2010, το ΚΑΠΕ εξέδωσε σε συνεργασία με ειδικούς στον τομέα της γεωθερμίας, ένα 20ετές πλάνο ανάπτυξης των γεωθερμικών πεδίων, συμπεριλαμβάνοντας και το πεδίο των ΜΔΝ [18]. Ο εθνικός στόχος εκτιμά την αξιοποίηση γεωθερμικών πεδίων ισχύος 400 MWe σε πανελλαδικό επίπεδο έως το 2020, με τα 270 MWe να αφορούν τα ΜΔΝ.

Σύμφωνα με τα δημοσιευμένα στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ, η διείσδυση ΑΠΕ διαφέρει σε κάθε ΜΔΝ και αναφέρεται κυρίως σε Αιολικούς και Φ/Β Σταθμούς. Οι ακόλουθοι πίνακες παρουσιάζουν την υφιστάμενη κατάσταση εγκατεστημένης ισχύος Συμβατικών μονάδων και ΑΠΕ καθώς και το ενεργειακό μίγμα των μεγαλύτερων αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ.

	Εγκατεστημένη θερμική ισχύς 2016 (MW)	Αιχμή 2016 (MW)	Θερμική Παραγωγή 2016 (MWh)	Παραγωγή ΑΠΕ 2016 (MWh)	Διείσδυση ΑΠΕ (%)
Κρήτη	819,25	627,30	2.276.320	699.435	23,5%
Ρόδος	232,61	200,00	688.152	126.336	15,5%
Λέσβος	92,50	67,42	248.742	48.928	16,4%
Κως- Κάλυμνος	120,05	94,50	318.577	49.943	13,6%
Λήμνος	21,58	14,70	52.032	7.799	13,0%
Μήλος	20,60	12,28	39.982	7.659	16,1%
Πάρος	73,72	68,20	177.387	40.080	18,4%

	Εγκατεστημένη Θερμική ισχύς 2016 (MW)	Αιχμή 2016 (MW)	Θερμική Παραγωγή 2016 (MWh)	Παραγωγή ΑΠΕ 2016 (MWh)	Διείσδυση ΑΠΕ (%)
Χίος	69,93	46,80	179.783	26.050	12,7%
Σύρος	39,70	23,70	86.454	6.567	7,1%
Σάμος	47,75	29,60	110.453	27.596	20,0%
Κάρπαθος	17,90	11,30	33.258	4.541	12,0%
Μύκονος	49,84	41,30	131.060	4.544	3,4%

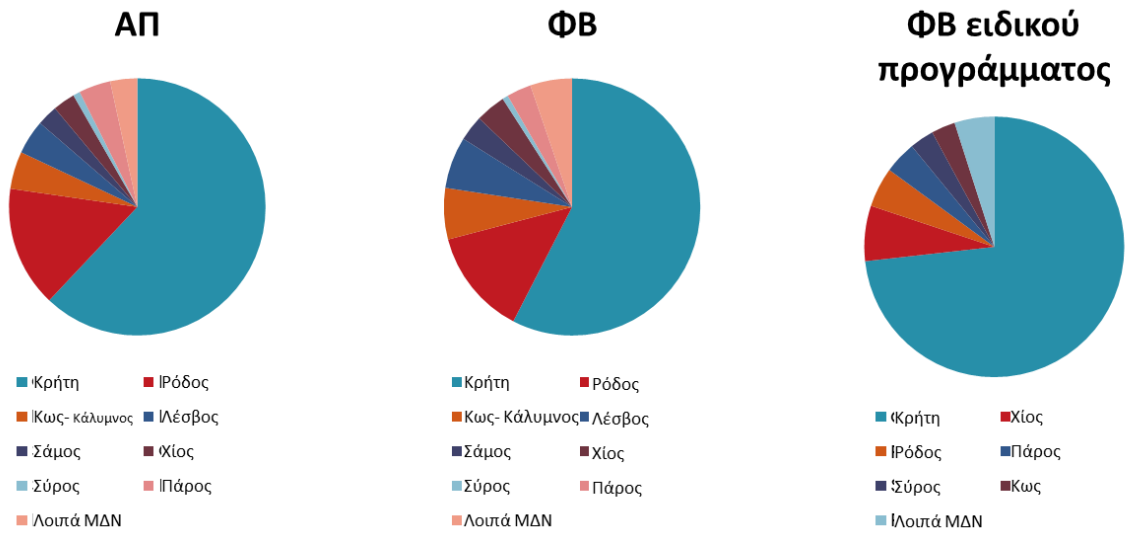
Πίνακας 1: Εγκατεστημένη Ισχύς (Θερμική & ΑΠΕ), Αιχμή Ζήτησης και ενεργειακό μίγμα στα μεγαλύτερα ΜΔΝ (στοιχεία 2016)

ΜΔΝ	Εγκατεστημένη Ισχύς [MW]		
	ΑΠ	ΦΒ **	Σύνολο ΑΠΕ
Κρήτη	200,31	78,29	278,90*
Ρόδος	49,15	18,16	67,31
Κως	15,2	8,78	23,98
Λέσβος	13,95	8,84	22,79
Σάμος	8,375	4,37	12,75
Χίος	9,075	5,17	14,25
Σύρος	2,84	0,99	3,83
Πάρος	12,96	4,21	17,17
Υπόλοιπα ΜΔΝ *	10,985	7,17	18,16
Σύνολο ΜΔΝ	322,845	135,99	458,83
* Περιλαμβάνει ένα μικρό ΥΗΣ 0.3 MW			
** Δεν περιλαμβάνονται τα ΦΒ του ειδικού προγράμματος			

Πίνακας 2: Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ ανά τεχνολογία και ΜΔΝ (στοιχεία 2016)

ΦΒ του ειδικού προγράμματος σε στέγες (Ισχύς≤10 kW)*		
ΜΔΝ	Δεσμευμένη ηλεκτρική Ισχύς [MW]	Εγκατεστημένη Ισχύς [MW]
Κρήτη	18,97	17,19
Χίος	1,71	1,61
Ρόδος	1,36	1,16
Πάρος	0,97	0,94
Σύρος	0,71	0,71
Κως	0,77	0,70
Υπόλοιπα ΜΔΝ***	1,21	1,16
Σύνολο ΜΔΝ	25,70	23,47
* Δεδομένα Απριλίου 2016		

Πίνακας 3: Εγκαταστάσεις Φ/Β σε στέγες (Ισχύς≤10 Kw) στα ΜΔΝ.



Εικόνα 7: ΑΠΕ στα ΜΔΝ (στοιχεία 2016).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ & ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΕΙΣΟΔΟΥ ΓΙΑ
ΤΟ Σ.Η.Ε ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

Η μεθοδολογία που εφαρμόζεται στην παρούσα εργασία για τον προσδιορισμό του Capacity Credit των μονάδων ΑΠΕ, βασίζεται στην προτεινόμενη μεθοδολογία η οποία περιγράφεται συνοπτικά στην Ενότητα 3.3. Για τον σκοπό αυτό υλοποιείται ανάλογο μοντέλο σε Κώδικα Matlab, το οποίο τρέχει για κάθε ώρα του έτους και λαμβάνει ως δεδομένα εισόδου ωριαίες χρονοσειρές φορτίου ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ (ανά τεχνολογία), έναν πίνακα με την καθαρή αποδιδόμενη ισχύ, τον συντελεστή απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας για κάθε συμβατική μονάδα του ηλεκτρικού συστήματος και το πρόγραμμα συντηρήσεων των συμβατικών μονάδων για όλο το έτος αναφοράς. Στη συνέχεια υπολογίζονται οι δείκτες Πιθανότητας Απώλειας Φορτίου για κάθε ώρα LOLP_i, οι μηνιαίοι καθώς και ο ετήσιος δείκτης Αναμενόμενης Διάρκειας Απώλειας Φορτίου LOLE (ώρες/έτος). Στις επόμενες παραγράφους περιγράφεται αναλυτικά η μεθοδολογία υπολογισμού.

5.1 Μοντελοποίηση αξιοπιστίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής

Κάθε συμβατική μονάδα παραγωγής μοντελοποιείται χρησιμοποιώντας την καθαρή αποδιδόμενη ισχύ της (NCAP) και τον Συντελεστή απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας (FOR).

5.1.1 Συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας - Forced Outage Rate (FOR)

Θεωρητικά, η βασική παράμετρος αξιοπιστίας μίας μονάδας παραγωγής είναι η πιθανότητα βλάβης αυτής σε μια χρονική στιγμή στο μέλλον. Η πιθανότητα αυτή ορίζεται ως η μη διαθεσιμότητα της μονάδας και στις εφαρμογές των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας είναι περισσότερο γνωστή ως Ρυθμός Μη Προγραμματισμένων Διακοπών (P.M.Π.Δ) ή στη διεθνή βιβλιογραφία Forced Outage Rate (FOR). Η ορολογία αυτού του δείκτη δεν είναι ακριβής στη σύγχρονη θεωρία της αξιοπιστίας συστημάτων διότι παριστάνει μια πιθανότητα και όχι ένα ρυθμό.

Στην πράξη, εάν υποθεθεί ένα απλό μοντέλο δύο καταστάσεων για τη λειτουργία μίας μονάδας, η πιθανότητα αστοχίας της δίνεται από το δείκτη μη διαθεσιμότητας U , ο οποίος μπορεί να εκφραστεί μέσω των παραμέτρων της συχνότητας βλαβών (λ) και του ρυθμού επισκευής της βλάβης (μ), όπως φαίνεται στην εξίσωση .

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (5.1)$$

Ο δείκτης FOR εφόσον υπολογίζεται για μία μακρά περίοδο του έτους (π.χ. 365 ημέρες) ταυτίζεται με το δείκτη μη διαθεσιμότητας U που ορίστηκε στη εξίσωση 5.1. [3].

Για τον υπολογισμό του δείκτη FOR προτείνεται η μεθοδολογία που περιγράφεται από το Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος του ΑΔΜΗΕ [7] και η οποία βασίζεται σε πραγματικά απολογιστικά στοιχεία. Ακολουθεί συνοπτική περιγραφή της.

Για την εφαρμογή της μεθόδου ορίζονται μεγέθη η αριθμητική τιμή των οποίων προκύπτει από στοιχεία όπως καταγράφονται από τον Διαχειριστή του Συστήματος κατά τη διάρκεια των τριών (3) Ετών Αξιοπιστίας που προηγούνται του τρέχοντος Έτους Αξιοπιστίας. Ειδικότερα, ο Διαχειριστής του Συστήματος καταγράφει την πραγματική ωριαία διαθεσιμότητα κάθε Μονάδας, καθώς και τις αιτίες ενδεχόμενης μη λειτουργίας αυτών.

Οι αιτίες μη λειτουργίας Μονάδων διακρίνονται στις παρακάτω κατηγορίες:

- Βλάβη: η Μονάδα βρίσκεται σε κατάσταση ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας
- Προγραμματισμένη Συντήρηση: η Μονάδα έχει τεθεί εκτός λειτουργίας για να πραγματοποιηθούν εργασίες συντήρησης βάση του εγκεκριμένου Προγράμματος Συντήρησης Μονάδων που εκδίδει ο Διαχειριστής του Συστήματος
- Λόγω του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ): Η Μονάδα είναι τεχνικά διαθέσιμη, αλλά δεν έχει δοθεί εντολή κατανομής λόγω υψηλής οικονομικής προσφοράς στα πλαίσια του ΗΕΠ.
- Εργασίες Σταθμού: η Μονάδα κάνει κάποιες εργασίες με τη σύμφωνη γνώμη του Διαχειριστή του Συστήματος (συντηρήσεις μικρής κλίμακας) και συνήθως δεν είναι άμεσα διαθέσιμη. Η περίπτωση αυτή θεωρείται ισοδύναμη με αυτή της Προγραμματισμένης Συντήρησης.
- Ανωμαλία Συστήματος: η Μονάδα έχει τεθεί εκτός λειτουργίας λόγω ανωμαλίας στο Σύστημα Μεταφοράς (π.χ. έξοδος γραμμής). Σε αυτή την περίπτωση η Μονάδα θεωρείται τεχνικά διαθέσιμη.
- Αναστολή ΑΔΙ: Σε αυτή την κατηγορία περιλαμβάνονται όλες οι περιπτώσεις μη λειτουργίας μιας Μονάδας οι οποίες δεν μπορούν να ενταχθούν σε κάποια από τις παραπάνω περιπτώσεις και έχουν ανασταλεί τα ΑΔΙ της Μονάδας (πχ. Μη διαθεσιμότητα μονάδων λόγω απεργίας προσωπικού, εργασίες ανακατασκευής ή αναβάθμισης μονάδας κλπ). Διευκρινίζεται ότι οι καταστάσεις ολικής ή μερικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας νοούνται κατά την έννοια των Δηλώσεων Ολικής ή Μερικής Μη Διαθεσιμότητας οι οποίες υποβάλλονται στο πλαίσιο του ΗΕΠ. Οι περιπτώσεις Προγραμματισμένης Συντήρησης της Μονάδας και οι περιπτώσεις κατά τις οποίες έχουν ανασταλεί τα αντίστοιχα ΑΔΙ της Μονάδας (περιπτώσεις Μείζονος Βλάβης και Αδυναμίας Λειτουργίας της Μονάδας) εξαιρούνται από τον υπολογισμό του συντελεστή FOR.

Ο συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας (FOR) για κάθε Έτος Αξιοπιστίας και για κάθε συμβατική μονάδα, υπολογίζεται σύμφωνα με τον ακόλουθο τύπο:

$$FOR_i = \frac{f_f * FOH + f_p * (EFOH - FOH)}{SH + f_f * FOH} \quad (5.2)$$

Τα χρησιμοποιούμενα μεγέθη ορίζονται ακολούθως:

FOH: ο συνολικός αριθμός των Περιόδων Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα βρισκόταν σε κατάσταση ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας. Δεν περιλαμβάνονται οι Περίοδοι Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα βρισκόταν σε κατάσταση Μείζονος Βλάβης ή Αδυναμίας Λειτουργίας.

EFOH: ο συνολικός αριθμός των Περιόδων Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα βρισκόταν σε κατάσταση μερικής ή ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας. Οι Περίοδοι Κατανομής μερικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας ανάγονται σε Περιόδους Κατανομής ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας κατ' αναλογία του λόγου της μέγιστης συνεχούς ικανότητας ισχύος της Μονάδας σε κάθε μία από αυτές τις Περιόδους Κατανομής προς το μέγεθος της Καθαρής Ισχύος της Μονάδας.

Το μέγεθος EFOH υπολογίζεται από τη σχέση:

$$EFOH = \sum_{h \in H} \frac{NCAP - CAP_h}{NCAP} \quad (5.3)$$

όπου:

NCAP: Η Καθαρή Ισχύς της Μονάδας (MW)

CAP_h: Η μέγιστη συνεχής ικανότητα ισχύος της Μονάδας κατά την Περίοδο Κατανομής h όπως αυτή καταγράφεται από το Διαχειριστή του Συστήματος.

H: Το σύνολο των Περιόδων Κατανομής που δεν εξαιρούνται από τον υπολογισμό του συντελεστή EFORD

Ειδικά για την περίπτωση Μονάδας Συνδυασμένου Κύκλου με περισσότερους του ενός αεριοστρόβιλου, εάν είναι εφικτή η λειτουργία της μονάδας σε διάφορες λειτουργικές καταστάσεις (δηλαδή με διαφορετικό αριθμό αεριοστρόβιλων), κατά τις Περιόδους Κατανομής που εξαιρούνται κατά τον υπολογισμό του συντελεστή FOR (δηλαδή περιπτώσεις Προγραμματισμένης Συντήρησης και Μείζονος Βλάβης ή αναστολής των ΑΔΙ) κατά τον υπολογισμό του μεγέθους EFOH λαμβάνεται υπόψη η Καθαρή Ισχύς της συγκεκριμένης λειτουργικής κατάστασης NCAP_i. Επιπλέον, για τις μονάδες αυτές, σημειώνεται ότι ως ολική απρόβλεπτη μη διαθεσιμότητα νοείται η μη διαθεσιμότητα του συνόλου της ισχύος των μονάδων αυτών, ενώ η μη διαθεσιμότητα τμήματος της μονάδας νοείται ως μερική απρόβλεπτη μη διαθεσιμότητα.

SH: ο συνολικός αριθμός των Περιόδων Κατανομής κατά τις οποίες μετρήθηκε κάποιο επίπεδο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνεχούς ικανότητας της Μονάδας κατά τις υπόψη Περιόδους Κατανομής.

RSH: ο συνολικός αριθμός των Περιόδων Κατανομής κατά τις οποίες η ήταν τεχνικά διαθέσιμη και κατά τις οποίες για οποιονδήποτε λόγο δεν εκδόθηκε Εντολή Κατανομής οποιασδήποτε μορφής για τη Μονάδα.

Για τον υπολογισμό του μεγέθους RSH αθροίζονται οι Περίοδοι Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα δεν λειτούργησε είτε λόγω ΗΕΠ, είτε λόγω ανωμαλίας Συστήματος.

AH: ο συνολικός αριθμός των Περιόδων Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα ήταν τεχνικά διαθέσιμη, συμπεριλαμβανομένων τυχόν Περιόδων Κατανομής κατά τις οποίες η Μονάδα λειτουργεί ως σύγχρονος πυκνωτής και τυχόν Περιόδων Κατανομής αντλητικής λειτουργίας της Μονάδας. Προφανώς ισχύει:

$$AH = SH + RSH \quad (5.4)$$

ολικός συντελεστής που ορίζεται ως:

$$f_f = \frac{\frac{1}{r} + \frac{1}{T}}{\frac{1}{r} + \frac{1}{T} + \frac{1}{D}} \quad (5.5)$$

όπου:

r: η μέση χρονική διάρκεια ολικής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας που υπολογίζεται σύμφωνα τον ακόλουθο τύπο:

$$r = \frac{FOH}{nr} \quad (5.6)$$

όπου nr: ο αριθμός των διαφορετικών Δηλώσεων Ολικής Μη Διαθεσιμότητας που υποβλήθηκαν για τη Μονάδα στο πλαίσιο του ΗΕΠ εφόσον αυτές έγιναν αποδεκτές.

T η μέση χρονική διάρκεια αναμονής μεταξύ διαφορετικών κλήσεων της Μονάδας σε λειτουργία, όπως οι κλήσεις αυτές καταγράφονται ως Εντολές Κατανομής Συγχρονισμού για τη Μονάδα και η οποία υπολογίζεται ως ακολούθως:

$$T = \frac{RSH}{nT} \quad (5.7)$$

όπου nT: ο αριθμός των Εντολών Κατανομής Συγχρονισμού που εκδόθηκαν για τη Μονάδα.

D: ο μέσος χρόνος λειτουργίας της Μονάδας που ορίζεται ως:

$$D = \frac{SH}{nD} \quad (5.8)$$

όπου nD ο αριθμός των Εντολών Κατανομής Συγχρονισμού που εκδόθηκαν για τη Μονάδα και με τις οποίες συμμορφώθηκε η Μονάδα Παραγωγής.

f_p μερικός συντελεστής που ορίζεται ως:

$$f_p = \frac{SH}{AH} \quad (5.9)$$

Στις ακόλουθες περιπτώσεις τίθενται συμβατικές τιμές σε ορισμένα μεγέθη που υπεισέρχονται στους υπολογισμούς του FOR:

Εάν $RSH = 0$, τότε τίθεται $f_f = 1$.

Εάν $SH = 0$, τότε τίθεται $f_f = 1$.

Εάν $FOH = 0$, τότε τίθεται $\frac{1}{r} = 1$

Εάν $AH = 0$, τότε τίθεται $f_p = 1$

5.1.2 Κατασκευή του Πίνακα Πιθανότητας Απώλειας Ισχύος (ΠΠΑΙ)

Ο Πίνακας Πιθανότητας Απώλειας Ισχύος (ΠΠΑΙ) ή Capacity Outage Probability Table (COPT) εκφράζει τη πιθανότητα απώλειας μιας στάθμης ισχύος από το διαθέσιμο παραγωγικό δυναμικό, δηλαδή την πιθανότητα μια ή περισσότερες μονάδες να τεθούν εκτός λειτουργίας λόγω μη προγραμματισμένης διακοπής (βλάβης). Η χρήση του δικαταστατικού μοντέλου συνεπάγεται την υπόθεση ότι κάθε μονάδα έχει δύο καταστάσεις, είτε είναι διαθέσιμη η συνολική ισχύς της μονάδας με πιθανότητα $1-FOR_i$, είτε η διαθέσιμη ισχύς είναι μηδέν με πιθανότητα FOR_i . Σε ένα ΣΗΕ στο οποίο λειτουργούν παράλληλα πολλές συμβατικές μονάδες παραγωγής, έστω n , καθεμιά με διαφορετική καθαρή αποδιδόμενη ισχύ C και διαφορετικό FOR , ο αριθμός των διαφορετικών καταστάσεων διαθέσιμης ισχύος του ΣΗΕ και άρα οι γραμμές του ΠΠΑΙ θα είναι 2^n . Για παράδειγμα ο πίνακας θα έχει πάνω από 1×10^6 γραμμές εάν το σύστημα έχει 30 διαφορετικές μονάδες. Επομένως για την κατασκευή του πίνακα απαιτείται η υλοποίηση ενός «έξυπνου» αλγορίθμου.

Ο ΠΠΑΙ αντιστοιχίζει μία πιθανότητα σε κάθε μια από τις παραπάνω καταστάσεις διαθεσιμότητας. Στην ουσία, ο ΠΠΑΙ μοντελοποιεί την στοχαστική κατάσταση της ολικής απώλειας της διαθεσιμότητας παραγωγικού δυναμικού με όλους τους πιθανούς συνδυασμούς των μονάδων.

Η μέθοδος του Πίνακα Πιθανότητας Απώλειας Ισχύος, συνιστά μία γνωστή επαναληπτική μέθοδο βασισμένη στη θεωρία της συνέλιξης και τη θεωρία των Πιθανοτήτων.

Η διαδικασία των επαναλαμβανόμενων υπολογισμών ξεκινάει με τη δημιουργία του Πίνακα Απώλειας Ισχύος, θεωρώντας ότι υπάρχει μια μονάδα στο σύστημα. Έστω C , η καθαρή αποδιδόμενη ισχύς της μονάδας και FOR ο συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας, ο οποίος υπενθυμίζεται ότι εκφράζει την πιθανότητα η συγκεκριμένη μονάδα να τεθεί εκτός λειτουργίας λόγω απρόβλεπτου γεγονότος. Ο ΠΠΑΙ για μια μονάδα θα είναι ο παρακάτω:

ΔΙΑΘΕΣΙΜΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΑΠΩΛΕΙΑ ΙΣΧΥΟΣ (MW)	ΑΤΟΜΙΚΗ ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΑ ΑΠΩΛΕΙΑΣ ΙΣΧΥΟΣ p_i
C	0	1-FOR
0	C	FOR

Πίνακας 4: ΠΠΑΙ για μία μονάδα παραγωγής

Ο παραπάνω πίνακας ανακατασκευάζεται με την ένταξη κάθε μονάδας μέχρι την ένταξη της τελευταίας μονάδας που λειτουργεί στο ηλεκτρικό σύστημα, όπου ο ΠΠΑΙ είναι πια ολοκληρωμένος.

Για την προσθήκη μιας μονάδας στον ΠΠΑΙ, ακολουθείται η παρακάτω διαδικασία.

Έστω ότι λειτουργούν n μονάδες στο ηλεκτρικό σύστημα και ότι ο ΠΠΑΙ για τις $n-1$ μονάδες του συστήματος έχει διαμορφωθεί όπως ο Πίνακας 4. Η Απώλεια Ισχύος X , θεωρείται μια τυχαία μεταβλητή, η οποία έχει διακριτή κατανομή και ατομική Πιθανότητα $p_{n-1}(X)$. Με την ένταξη της n -οστής μονάδας, με καθαρή αποδιδόμενη ισχύ C_n και συντελεστή απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας FOR_n , η ατομική πιθανότητα $p_n(X)$, απώλειας ισχύος X δίνεται από την ακόλουθη συνάρτηση:

$$p_n(X) = p_{n-1}(X) * (1 - FOR_n) + p_{n-1}(X - C_n) * FOR_n \quad (5.10)$$

Όπου $p_{n-1}(X)$ και $p_n(X)$ είναι οι πιθανότητες απώλειας ισχύος X πριν και μετά την προσθήκη της μονάδας n , αντίστοιχα.

Οι αρχικές τιμές της σχέσης 5.10, για την πρώτη μονάδα είναι $p(0) = 1 - FOR_1$ και $p(C_n) = FOR_1$ και $p_{n-1}(X - C_n) = 0$ εάν $X < C_n$.

Τα επίπεδα ισχύος X του ΠΠΑΙ λαμβάνουν μοναδικές τιμές και προκύπτουν συνθέτοντας όλους τους πιθανούς συνδυασμούς βλάβης των μονάδων παραγωγής. Για την απλοποίηση των υπολογισμών του ΠΠΑΙ, στον κώδικα προβλέπεται η συγχώνευση γραμμών με ίδιο επίπεδο ισχύος και η χρήση της διωνυμικής κατανομής για τον υπολογισμό της αντίστοιχης πιθανότητας σε περίπτωση που εκτός από την καθαρή αποδιδόμενη ισχύ συμπίπτει και ο συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας δύο μονάδων.

Ο ΠΠΑΙ κατασκευάζεται για την κάθε ημέρα του έτους της προσομοίωσης και λαμβάνει ως διαθέσιμες μονάδες, τις μονάδες που δεν βρίσκονται σε προγραμματισμένη συντήρηση εκείνη την ημέρα.

Επομένως, για κάθε ημέρα του έτους κατασκευάζεται ένας ΠΠΑΙ δύο στηλών, η πρώτη στήλη αντιστοιχεί σε όλες τις πιθανές στάθμες απώλειας ισχύος και η δεύτερη στήλη στην ατομική πιθανότητα απώλειας της ισχύος αυτής λόγω βλάβης. Στην συνέχεια ο πίνακας ταξινομείται κατά φθίνουσα σειρά με βάση την πρώτη στήλη.

Από τον ΠΠΑΙ ο οποίος εκφράζει την πιθανότητα απώλειας μιας συγκεκριμένης στάθμης παραγωγικού δυναμικού, προκύπτει αντίστοιχα η πιθανότητα διαθεσιμότητας μιας συγκεκριμένης στάθμης παραγωγικού δυναμικού και άρα ο Πίνακας Διαθέσιμης Ισχύος, με απλή αφαίρεση της κάθε στάθμης απώλειας ισχύος του ΠΠΑΙ από την συνολική αποδιδόμενη ισχύ του συστήματος παραγωγής.

$$MW_{AVAIL_k} = MW_{total} - MW_{LOSS_k} \quad (5.11)$$

Όπου,

MW_{total} : Το άθροισμα της αποδιδόμενης ισχύος των όλων διαθέσιμων συμβατικών μονάδων παραγωγής (που δεν είναι σε συντήρηση) την ημέρα υπολογισμού.

MW_{LOSS_i} : Η στάθμη απώλειας ισχύος για κάθε κατάσταση (γραμμή) k του ΠΠΑΙ.

k : αύξον αριθμός της γραμμής του ΠΠΑΙ, εάν όλες οι συμβατικές μονάδες του ηλεκτρικού συστήματος έχουν διαφορετική αποδιδόμενη ισχύς τότε $k = 2^n$.

Καταλήγοντας, για τις ανάγκες των υπολογισμών που ακολουθούν, ο Πίνακας Απώλειας Ισχύος μετασχηματίζεται σύμφωνα με την σχέση 5.11 σε **έναν Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος**, όπου στην πρώτη στήλη του πίνακα είναι όλες οι πιθανές στάθμες διαθέσιμης ισχύος και στη δεύτερη στήλη, η ατομική πιθανότητα να είναι διαθέσιμη η κάθε στάθμη παραγωγικού δυναμικού.

5.2 Μοντελοποίηση του φορτίου ζήτησης και της παραγωγής των Σταθμών ΑΠΕ

Το φορτίο ζήτησης μοντελοποιείται εν γένει είτε με την χρονολογική καμπύλη φορτίου είτε με την Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου. Στην παρούσα μελέτη χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος της χρονολογικής προσομοίωσης.

Η παραγωγή των Σταθμών ΑΠΕ μοντελοποιήθηκε χρησιμοποιώντας ωριαίες χρονοσειρές ετήσιας διάρκειας που εκφράζουν τη μέση ωριαία παραγωγή ΑΠΕ ανά τεχνολογία.

5.3 Υπολογισμός δεικτών αξιοπιστίας LOLP και LOLE

Για κάθε ωριαίο φορτίο του έτους προσομοίωσης υπολογίζεται η αθροιστική πιθανότητα η διαθέσιμη παραγωγή του συστήματος να είναι μικρότερη από το αντίστοιχο ωριαίο φορτίο του συστήματος.

Η πιθανότητα αυτή εκφράζεται με τον δείκτη $LOLP_t$, ο οποίος ισοδυναμεί με την πιθανότητα απώλειας φορτίου και υπολογίζεται με βάση την ακόλουθη εξίσωση:

$$LOLP_t = P_r(MW_{AVAIL_k} < L_t) \quad (5.12)$$

Όπου,

P_r : Η αθροιστική πιθανότητα, η οποία υπολογίζεται ως εξής:

$$P_r(MW_{AVAIL_k} < z) = \sum_{z < MW_{AVAIL_k}} p_k(z), \forall t \in T \text{ και } \forall k = 1, \dots, 2^n \quad (5.13)$$

MW_{AVAIL_k} : Η διαθέσιμη ισχύς της γραμμής k του Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος (MW).

p_k : Η ατομική πιθανότητα να είναι διαθέσιμη η ισχύς MW_{AVAIL_k} .

L_t : Το δεδομένο ωριαίο φορτίο του συστήματος (MW).

T: Ο συνολικός αριθμός των ωρών της εξεταζόμενης περιόδου (π.χ. έτος 8760 ώρες).

Για τον υπολογισμό του δείκτη $LOLP_t$, αθροίζονται όλες οι ατομικές πιθανότητες η Διαθέσιμη Ισχύς να είναι μικρότερη από το δεδομένο ωριαίο φορτίο L_t .

Το άθροισμα όλων των πιθανοτήτων $LOLP_t$ για όλες τις ώρες της εξεταζόμενης περιόδου (π.χ. έτος ή μήνας) ισούται με το συνολικό δείκτη LOLE, ο οποίος εκφράζει την αναμενόμενη διάρκεια απώλειας φορτίου σε ώρες/έτος ή ώρες/μήνα.

$$LOLE = \sum_{t=1}^T LOLP_t \quad (5.14)$$

Θα μπορούσε να θεωρηθεί ότι μόνο ένας πολύ περιορισμένος αριθμός ωρών κατά τη διάρκεια του έτους (π.χ. οι 365 ημερήσιες αιχμές ζήτησης) συμβάλλουν ουσιαστικά στον δείκτη LOLE (αναφέρεται ως "ημερήσιος δείκτης LOLE" και μετράται σε ημέρες / έτος), απλοποιώντας έτσι τη προσέγγιση υπολογισμού. Ωστόσο, η εξέταση όλων των ωρών του έτους κατά το οποίο ενδέχεται να υπάρχει κίνδυνος ανεπάρκειας διαθέσιμης ισχύος για την κάλυψη της ζήτησης, παρέχει μια ακριβέστερη αξιολόγηση της επάρκειας ισχύος, ειδικά σε ηλεκτρικά συστήματα ισχύος με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ [17].

Η χρήση της εξίσωσης 5.14 προϋποθέτει ότι το επίπεδο του φορτίου και οι συντελεστές απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας είναι ανεξάρτητα ενδεχόμενα μεταξύ τους. Επίσης οι συντελεστές απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας, δηλαδή οι πιθανότητες αστοχίας μιας μονάδας δεν είναι ανεξάρτητες μόνο με τα επίπεδα του φορτίου ζήτησης αλλά και μεταξύ τους.

5.4 Προσδιορισμός της συνεισφοράς των ΑΠΕ στην επάρκεια ισχύος του ΣΗΕ (Capacity Credit)

Η βασική μεθοδολογία υπολογισμού του Capacity Credit των Σταθμών ΑΠΕ που υλοποιείται προσαρμόζεται στις αρχές υπολογισμού της προτεινόμενης μεθοδολογίας που περιγράφεται στην Ενότητα 3.3. Για την πληρότητα της περιγραφής του μοντέλου που υλοποιείται στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας, σε αυτή την ενότητα περιγράφονται αναλυτικά τα τελικά βήματα προσδιορισμού του Capacity Credit ανά εξεταζόμενη τεχνολογία ΑΠΕ.

Υπενθυμίζεται ότι το Capacity Credit ενός νέου Σταθμού Παραγωγής και ειδικότερα ενός Σταθμού ΑΠΕ, ορίζεται ως το επιπρόσθετο φορτίο που το σύστημα παραγωγής μπορεί να εξυπηρετήσει με την ένταξη του νέου Σταθμού Παραγωγής, χωρίς να μεταβληθεί το πρότερο επίπεδο αξιοπιστίας, δηλαδή πρακτικά να μην μεταβληθεί ο δείκτης LOLE.

Στην περίπτωση των Σταθμών ΑΠΕ, το καθαρό μεταφερόμενο φορτίο (ELCC) ή η ικανότητα συνεισφοράς σε ισχύ (Capacity Credit) ανά εξεταζόμενη τεχνολογία ΑΠΕ, προσδιορίζεται σύμφωνα με την παρακάτω διαδικασία:

1. Ο δείκτης LOLE υπολογίζεται σε ετήσια βάση, σύμφωνα την σχέση 5.14, αγνοώντας την τη λειτουργία Σταθμών ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα, θεωρώντας ότι οι συμβατικές μονάδες παραγωγής καλούνται να εξυπηρετήσουν την συνολική ζήτηση ενέργειας (φορτίο). Η τιμή του υπολογιζόμενου δείκτη LOLE θεωρείται τιμή αναφοράς, όχι με την έννοια του επιθυμητού επιπέδου επάρκειας στο ηλεκτρικό σύστημα αλλά για χάρη του υπολογισμού του Capacity Credit της εξεταζόμενης τεχνολογίας ΑΠΕ. ($LOLE_{ref}$)
2. Η ωριαία χρονοσειρά παραγωγής της εξεταζόμενης τεχνολογίας ΑΠΕ αντιμετωπίζεται ως αρνητικό φορτίο και αφαιρείται από την ωριαία χρονοσειρά του συνολικού φορτίου ζήτησης. Ο δείκτης LOLE υπολογίζεται και πάλι με την εξίσωση 5.14 και τη μεθοδολογία που περιγράφεται στο παρόν κεφάλαιο, θεωρώντας τον ίδιο Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος με το βήμα 1 και ως χρονολογική καμπύλη φορτίου την εναπομένουσα χρονοσειρά φορτίου μετά την αφαίρεση της χρονοσειράς παραγωγής της εξεταζόμενης τεχνολογίας ΑΠΕ (υπολειπόμενο φορτίο). Η τιμή του δείκτη LOLE προκύπτει σαφώς μικρότερη, εφόσον το σύστημα παραγωγής των συμβατικών μονάδων καλείται να εξυπηρετήσει φαινομενικά μικρότερο φορτίο ζήτησης. ($LOLE_{RES} < LOLE_{ref}$)
3. Η χρονοσειρά του υπολειπόμενου φορτίου αυξάνεται κατά μια σταθερή τιμή ΔL σε όλες τις ώρες, μέσω επαναληπτικής μεθόδου, και ο δείκτης LOLE υπολογίζεται σε κάθε επανάληψη μέχρι να προσεγγίσει την αρχική τιμή που υπολογίστηκε στο βήμα 1. Η συνολική αύξηση του υπολειπόμενου φορτίου, το άθροισμα των ΔL , η οποία επιτυγχάνει την προσέγγιση του αρχικού δείκτη $LOLE_{ref}$, είναι το καθαρό μεταφερόμενο φορτίο

(ELCC) ή η ικανότητα συνεισφοράς σε ισχύ (Capacity Credit) της εξεταζόμενης τεχνολογίας ΑΠΕ.

Συγκεκριμένα το καθαρό μεταφερόμενο φορτίο (ELCC) ή η ικανότητα συνεισφοράς σε ισχύ (Capacity Credit) ως ποσοστό της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος της εξεταζόμενης τεχνολογίας ΑΠΕ δίνεται από τον παρακάτω τύπο:

$$\text{ELCC ή } CC (\%) = \frac{\text{sum}(\Delta L)}{C_{max}} \quad (5.15)$$

Όπου C_{max} : η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ανά τεχνολογία ΑΠΕ.

Για την εξακρίβωση των αποτελεσμάτων, οι υπολογισμοί του Capacity Credit έγιναν δεύτερη φορά, ακολουθώντας εναλλακτική μεθοδολογία, η οποία είναι παρόμοιας λογικής με την βασική μέθοδο που περιγράφεται παραπάνω, με τη διαφορά ότι η προσέγγιση του Capacity Credit γίνεται θεωρώντας την ένταξη μονάδας αναφοράς (benchmark unit) στον αρχικό πίνακα των διαθέσιμων συμβατικών μονάδων, είτε ιδανικής συμβατικής μονάδας (FOR=0) είτε με ένα τυπικό συντελεστή απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας (FOR) ίσο με 4% και όχι με αύξηση του φορτίου. Η εναλλακτική προσέγγιση πραγματοποιείται ακολουθώντας τα βήματα που περιγράφονται στην *Ενότητα 3.2.1: Αναδρομική Ανάλυση*. Σε αυτήν τη περίπτωση θεωρείται ότι με τη λειτουργία της συγκεκριμένης τεχνολογίας ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα αποφεύγεται η ανάπτυξη του συμβατικού συστήματος παραγωγής κατά R MW, όπου R η θεωρούμενη ονομαστική ισχύς της μονάδας αναφοράς. Επομένως, το Capacity Credit της συγκεκριμένης τεχνολογίας λαμβάνεται ίσο με R MW ή αντίστοιχα εκφρασμένο ως ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ ίσο με:

$$\text{ELCC ή } CC (\%) = \frac{R}{C_{max}} \quad (5.16)$$

Η συσχέτιση των δεδομένων μεταξύ της παραγωγής ΑΠΕ και του επιπέδου του φορτίου ζήτησης επηρεάζει σημαντικά τα αποτελέσματα της μεθόδου προσδιορισμού του Capacity Credit, η οποία βασίζεται στη θεωρία του Καθαρού Μεταφερόμενου Φορτίου (ELCC). Η μορφή της χρονολογικής καμπύλης φορτίου και η δυνατότητα αιολικής παραγωγής διαφέρουν σημαντικά από έτος σε έτος, επομένως για την αξιοπιστία των αποτελεσμάτων απαιτούνται συγχρονισμένες χρονοσειρές παραγωγής ΑΠΕ και φορτίου αρκετών ετών.

Στην παρούσα εργασία, η μεθοδολογία υπολογισμού πραγματοποιήθηκε με δεδομένα τεσσάρων ετών.

5.5 Δεδομένα Εισόδου για το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης

Η μεθοδολογία υπολογισμού του Capacity Credit Σταθμών ΑΠΕ και ειδικότερα Αιολικών και Φ/Β Σταθμών εφαρμόζεται για το αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης καθώς αποτελεί το μεγαλύτερο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα με κριτήριο τη ζήτηση φορτίου καθώς και την ανάπτυξη των ΑΠΕ, όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 4. Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται αναλυτικά τα δεδομένα εισόδου που χρησιμοποιήθηκαν για το σύνολο των προσομοιώσεων και την εξαγωγή αποτελεσμάτων. Το σύνολο των δεδομένων αντλήθηκε από δεδομένα που παρείχε ο ΔΕΔΔΗΕ ως Διαχειριστής των ΜΔΝ άρα και του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης και συγκεκριμένα η Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών (ΔΔΝ) και ο Τομέας Ανάπτυξης και Διαχείρισης Παραγωγής (ΤΑΔΠ) . Οι χρονοσειρές φορτίου, αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής αφορούν στη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης για τα τέσσερα τελευταία έτη 2013 έως 2016.

5.5.1 Χαρακτηριστικά Συμβατικών Μονάδων Παραγωγής

Για όλα τα έτη προσομοίωσης θεωρείται ότι η σύνθεση των Συμβατικών μονάδων παραγωγής καθώς και τα τεχνικά τους χαρακτηριστικά (Αποδιδόμενη Ισχύς και Συντελεστές FOR) παραμένουν ίδια κατά τη διάρκεια των εξεταζόμενων ετών 2013-2016. Η συγκεκριμένη παραδοχή λαμβάνεται υπόψη καθώς την τελευταία τετραετία δεν έχει αλλάξει η σύνθεση της Συμβατικής Παραγωγής στο Σ.Η.Ε της Κρήτης αλλά και για την σύγκριση των αποτελεσμάτων της μεθοδολογίας μεταξύ των ετών. Σημειώνεται ότι στην προσομοίωση και των τεσσάρων ετών της μελέτης θεωρείται το ίδιο χαρτοφυλάκιο συμβατικών μονάδων και το ίδιο πρόγραμμα συντήρησης.

Βασική παράμετρος για τον υπολογισμό των δεικτών αξιοπιστίας είναι η διαθεσιμότητα των συμβατικών μονάδων, η οποία εκφράζεται μέσω του δείκτη FOR (Forced Outage Rate – Συντελεστής Απρόβλεπτης Μη Διαθεσιμότητας) που περιγράφει κυρίως τις τυχαίες βλάβες. Πρέπει να τονιστεί ότι σε γενικές γραμμές ο στόλος των συμβατικών μονάδων της Κρήτης είναι ιδιαίτερα πεπαλαιωμένος (οι μισές σχεδόν μονάδες έχουν ήδη συμπληρώσει 30 έτη λειτουργίας), γεγονός που αποτυπώνεται στους αυξημένους συντελεστές FOR.

Για τους υπολογισμούς στο πλαίσιο αυτής της διπλωματικής εργασίας, ως τιμές για το δείκτη FOR των υφιστάμενων συμβατικών μονάδων χρησιμοποιούνται οι τιμές FOR που χρησιμοποιήθηκαν στη μελέτη επάρκειας ισχύος για το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης, η οποία εκπονήθηκε από κοινή ομάδα εργασίας ΑΔΜΗΕ-ΔΕΔΔΗΕ και εξέτασε την επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης κατά την περίοδο 2017-2030 [18]. Ο σκοπός που οι τιμές του δείκτη FOR λαμβάνονται ίσες με τις τιμές της εν λόγω μελέτης είναι η εξακρίβωση των αποτελεσμάτων του μοντέλου που υλοποιείται στο πλαίσιο της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

Οι τιμές FOR, οι οποίες λήφθηκαν υπόψη σύμφωνα με τη μελέτη επάρκειας [18] είναι οι υπολογισμένες από το ΔΕΔΔΗΕ τιμές βάσει των στοιχείων του 2015 Ειδικά τις για τις πλέον

παλαιές αεριοστροβλικές μονάδες 7 , ΛΙΝ Α/Σ 1,2 και ΧΑΝ Α/Σ 4, 5, των οποίων η λειτουργία μπορεί να θεωρηθεί ιδιαίτερα επίφοβη, έχει θεωρηθεί FOR ίσο με 30%.

Σημειώνεται ότι στην παρούσα διπλωματική εργασία ο Συνδυασμένος Κύκλος (Σ/Κ) του ΑΗΣ Χανίων συνολικής ισχύος 110 MW, λαμβάνεται ως δύο διακριτές μονάδες ισχύος 55MW η καθεμία, καθώς από τα απολογιστικά στοιχεία προέκυψε ότι ο Σ/Κ λειτουργεί στη μισή ονομαστική του ισχύ όταν ένας από τους δύο Αεριοστροβίλους βρίσκεται σε βλάβη ή προγραμματισμένη συντήρηση.

Μονάδα	Καθαρή Ισχύς NCAP (MW)	Συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας FOR (%)
ΛΙΝ ATM2	13	8
ΛΙΝ ATM3	13	4
ΛΙΝ Α/Σ 4	13	10
ΑΘΕΡ D1	49	3
ΑΘΕΡ D2	49	3
ΛΙΝ D1	11	4
ΛΙΝ D2	11	4
ΛΙΝ D3	10	4
ΛΙΝ D4	10	6
ΑΘΕΡ ATM1	47	3
ΑΘΕΡ ATM2	46	3
ΛΙΝ ATM4	23	7
ΛΙΝ ATM5	23	6
ΛΙΝ ATM6	22	5
ΧΑΝ Α/Σ 11	50	19
ΧΑΝ Α/Σ 12	50	15
ΧΑΝ ΣΚ (Α/Σ 6)	55	10
ΧΑΝ ΣΚ (Α/Σ 7)	55	10
ΛΙΝ Α/Σ 3	37	5
ΛΙΝ Α/Σ 5	25	15
ΧΑΝ Α/Σ 13	25	10

ΧΑΝ Α/Σ 4	18	30
ΧΑΝ Α/Σ 5	27	30
ΛΙΝ Α/Σ 1	13	30
ΛΙΝ Α/Σ 2	13	30

Πίνακας 5: Τεχνικά χαρακτηριστικά Συμβατικών Μονάδων ηλεκτρικού Συστήματος Κρήτη

Το πρόγραμμα συντήρησης των συμβατικών μονάδων της Κρήτης το οποίο λήφθηκε υπόψη για το σύνολο των ετών της προσομοίωσης (2013-2016) είναι το ακόλουθο:

ΜΟΝΑΔΑ	ΙΣΧΥΣ	ΑΡΧΗ	ΤΕΛΟΣ	ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ	ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ	ΜΑΡΤΙΟΣ	ΑΠΡΙΛΙΟΣ	ΜΑΙΟΣ	ΙΟΥΝΙΟΣ	ΙΟΥΛΙΟΣ	ΑΥΓΟΥΣΤΟΣ	ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ	ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ	ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ	ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ
ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	13,8	12/01	10/02												
ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	13,8	16/02	17/03												
ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	23,9	10/05	16/06												
ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	24,4	05/10	11/11												
ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	24,4	20/03	05/05												
ΛΙΝΟΠ. DIESEL 1	10,6	20/04	29/04												
ΛΙΝΟΠ. DIESEL 1	10,6	15/11	12/12												
ΛΙΝΟΠ. DIESEL 2	10,6	05/02	04/03												
ΛΙΝΟΠ. DIESEL 2	10,6	05/10	14/10												
ΛΙΝΟΠ. DIESEL 3	10,6	10/06	19/06												
ΛΙΝΟΠ. DIESEL 4	10,6	06/05	02/06												
ΛΙΝΟΠ. Α/Σ 2	13	21/11	30/11												
ΛΙΝΟΠ. Α/Σ 3	40,5	25/09	09/10												
ΛΙΝΟΠ. Α/Σ 4	13,9	05/03	14/03												
ΛΙΝΟΠ. Α/Σ 5	27,4	13/06	27/06												
ΑΘΕΡΙΝ. DIESEL 1	51,1	28/01	30/01												
ΑΘΕΡΙΝ. DIESEL 1	51,1	02/04	03/04												
ΑΘΕΡΙΝ. DIESEL 1	51,1	15/05	20/05												
ΑΘΕΡΙΝ. DIESEL 1	51,1	08/07	08/07												
ΑΘΕΡΙΝ. DIESEL 1	51,1	16/09	19/09												
ΑΘΕΡΙΝ. DIESEL 1	51,1	23/11	26/11												
ΑΘΕΡΙΝ. DIESEL 2	51,1	06/02	08/02												
ΑΘΕΡΙΝ. DIESEL 2	51,1	05/04	06/04												
ΑΘΕΡΙΝ. DIESEL 2	51,1	25/05	30/05												
ΑΘΕΡΙΝ. DIESEL 2	51,1	22/07	22/07												
ΑΘΕΡΙΝ. DIESEL 2	51,1	23/09	26/09												
ΑΘΕΡΙΝ. DIESEL 2	51,1	01/12	04/12												
ΑΘΕΡΙΝ. STEAM 1	46,5	23/02	29/03												
ΑΘΕΡΙΝ. STEAM 2	46,5	14/10	17/11												
ΧΑΝΙΑ ΜΟΝ 4	18,3	26/01	28/01												
ΧΑΝΙΑ ΜΟΝ 5	30	19/01	21/01												
ΧΑΝΙΑ ΜΟΝ 6	55,1	08/05	11/05												
ΧΑΝΙΑ ΜΟΝ 6	55,1	01/12	04/12												
ΧΑΝΙΑ ΜΟΝ 7	55,1	25/05	28/05												
ΧΑΝΙΑ ΜΟΝ 8	55,1	04/06	09/06												
ΧΑΝΙΑ ΜΟΝ 11	53,2	15/05	18/05												
ΧΑΝΙΑ ΜΟΝ 11	53,2	23/11	26/11												
ΧΑΝΙΑ ΜΟΝ 12	53,2	30/01	30/04												
ΧΑΝΙΑ ΜΟΝ 12	53,2	02/11	05/11												
ΧΑΝΙΑ ΜΟΝ 13	27,4	04/05	07/05												

Πίνακας 6: Προγραμματισμένες Συντηρήσεις Συμβατικών Μονάδων Κρήτης (πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

5.5.2 Σταθμοί παραγωγής ΑΠΕ

Η παραγωγή των Σταθμών ΑΠΕ μοντελοποιείται χρησιμοποιώντας ωριαίες χρονοσειρές ετήσιας διάρκειας για τα έτη 2013-2016 που εκφράζουν τη μέση ωριαία παραγωγή ΑΠΕ ανά τεχνολογία, όπως μετρούνται στο σύστημα SCADA του Διαχειριστή ΜΔΝ (ΔΕΔΔΗΕ) στο Κέντρο Κατανομής Φορτίου του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης. Η μέση ωριαία παραγωγή των Αιολικών Πάρκων προκύπτει από άθροιση της μέτρησης της αιολικής παραγωγής ανά ΑΠ ενώ η μέση ωριαία παραγωγή των Φ/Β Σταθμών από δειγματοληπτική μέτρηση κάποιων Φ/Β Σταθμών και αναγωγή στην εγκατεστημένη Φ/Β Ισχύ του εξεταζόμενου ηλεκτρικού συστήματος.

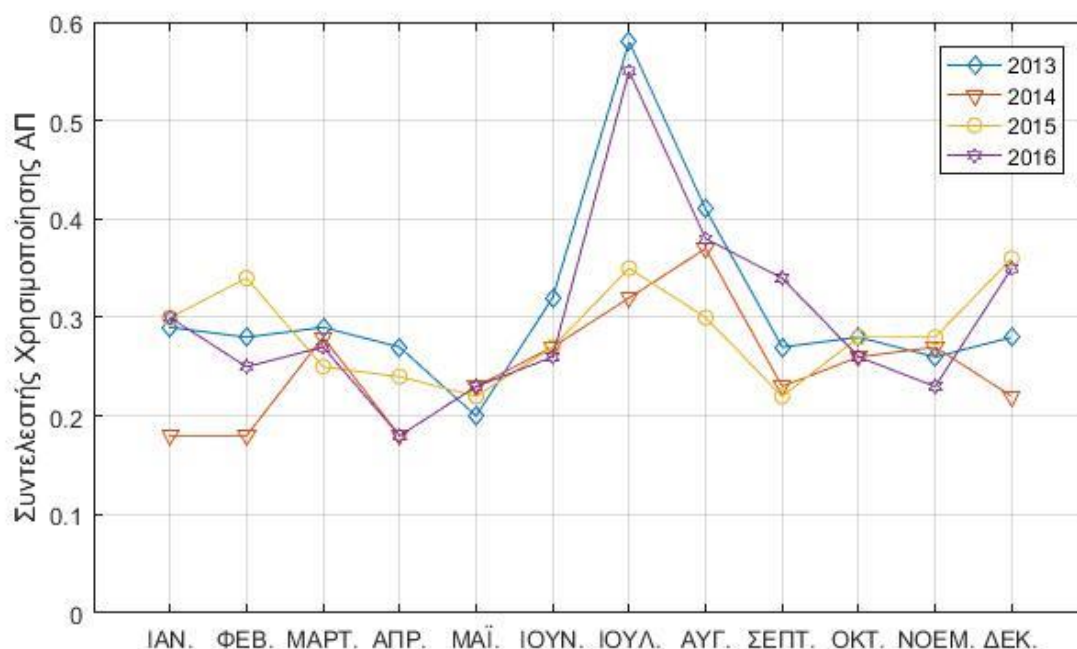
Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζεται η εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών Πάρκων και Φ/Β Σταθμών καθώς και η απολογιστική έγχυση ενέργειας ΑΠΕ από ΑΠ και Φ/Β, η οποία λαμβάνεται υπόψη στις προσομοιώσεις. Σημειώνεται ότι στην εγκατεστημένη ισχύς των Φ/Β Σταθμών δεν συμπεριλαμβάνονται τα Φ/Β Ειδικού Προγράμματος (Στέγης).

ΕΤΟΣ	ΕΓΚ. ΙΣΧΥΣ ΑΠ (MW)	ΕΓΚ.ΙΣΧΥΣ ΦΒ (MW)
2013	184	78.29
2014	188	78.29
2015	194.36	78.29
2016	200	80

Πίνακας 7: Εγκατεστημένη Ισχύς Αιολικών και Φ/Β Σταθμών 2013-2016.

ΑΙΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (MWh)	2013	2014	2015	2016
ΙΑΝ	40.364	24.980	43.468	44.910
ΦΕΒ	34.731	22.372	43.982	35.479
ΜΑΡΤ	39.732	38.693	36.038	40.145
ΑΠΡ	35.153	24.055	33.669	26.555
ΜΑΪ	27.809	32.013	31.994	34.828
ΙΟΥΝ	42.882	36.065	37.648	37.267
ΙΟΥΛ	78.964	44.854	50.323	81.341
ΑΥΓ	56.058	51.824	43.969	56.372
ΣΕΠΤ	35.971	31.692	31.270	48.981
ΟΚΤ	38.273	36.141	40.532	39.401
ΝΟΕΜ	34.809	35.924	38.821	33.684
ΔΕΚ	38.090	31.282	52.561	51.834
ΣΥΝΟΛΟ	502.835	409.895	484.276	530.797

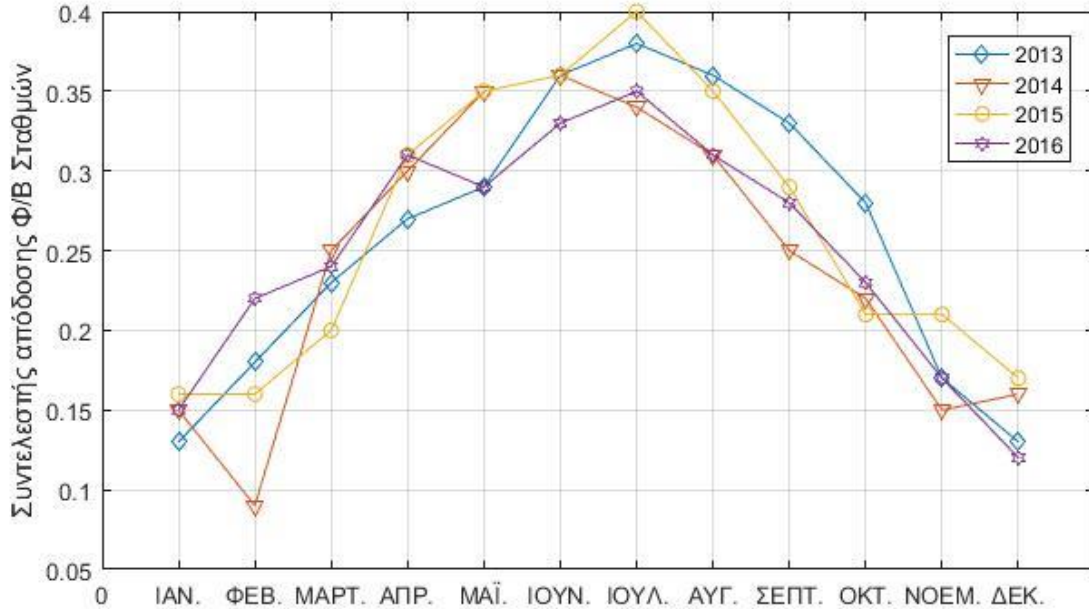
Πίνακας 8: Μηνιαία παραγωγή Αιολικών Κρήτης 2013-2016.



Διάγραμμα 1: Συντελεστής χρησιμοποίησης Αιολικών Πάρκων Κρήτης ανά μήνα (2013-2016)

Φ/Β ΠΑΡΑΓΩΓΗ (MWh)	2013	2014	2015	2016
ΙΑΝ	7.862	8.799	9.177	8.684
ΦΕΒ	9.583	4.509	8.630	12.413
ΜΑΡΤ	13.383	14.584	11.802	14.297
ΑΠΡ	15.385	16.633	17.202	18.004
ΜΑΪ	16.733	20.271	20.675	17.409
ΙΟΥΝ	20.464	20.060	20.398	19.181
ΙΟΥΛ	22.136	19.780	23.275	20.962
ΑΥΓ	20.898	18.230	20.516	18.378
ΣΕΠΤ	18.652	14.257	16.225	16.056
ΟΚΤ	16.158	12.700	12.475	13.399
ΝΟΕΜ	9.454	8.582	11.991	9.905
ΔΕΚ	7.734	9.089	9.906	7.354
ΣΥΝΟΛΟ	178.444	167.494	182.271	176.043

Πίνακας 9: Μηνιαία παραγωγή Φ/Β Κρήτης 2013-2016.

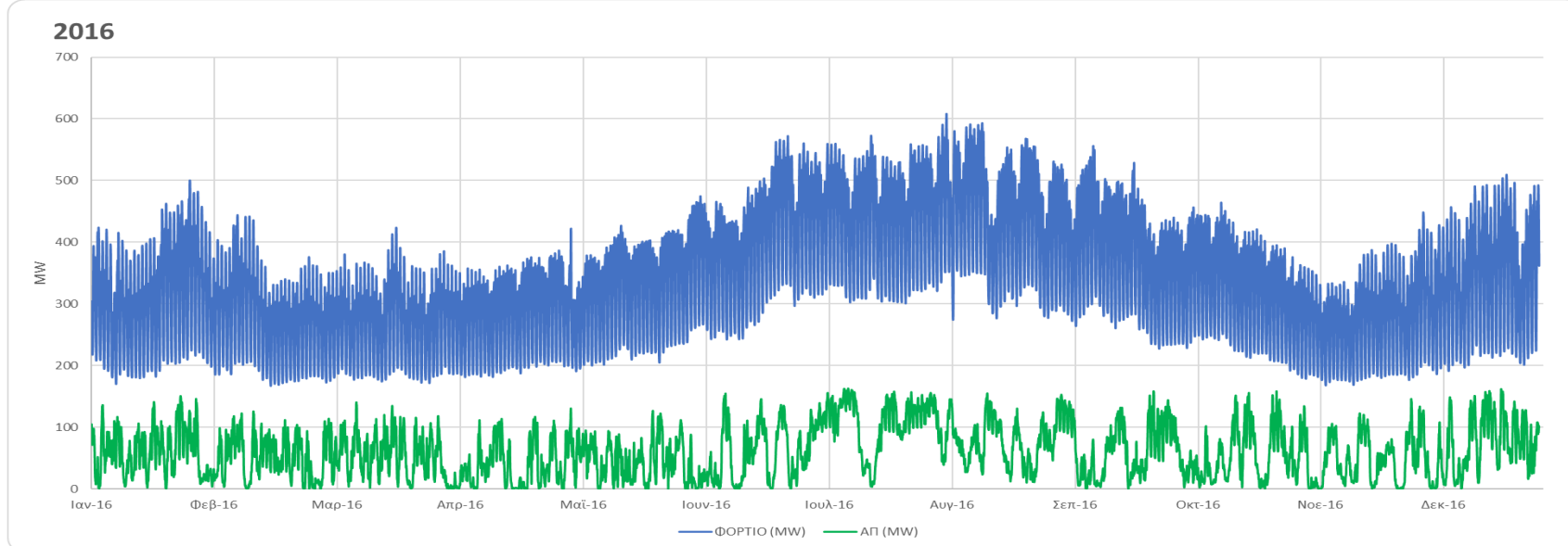
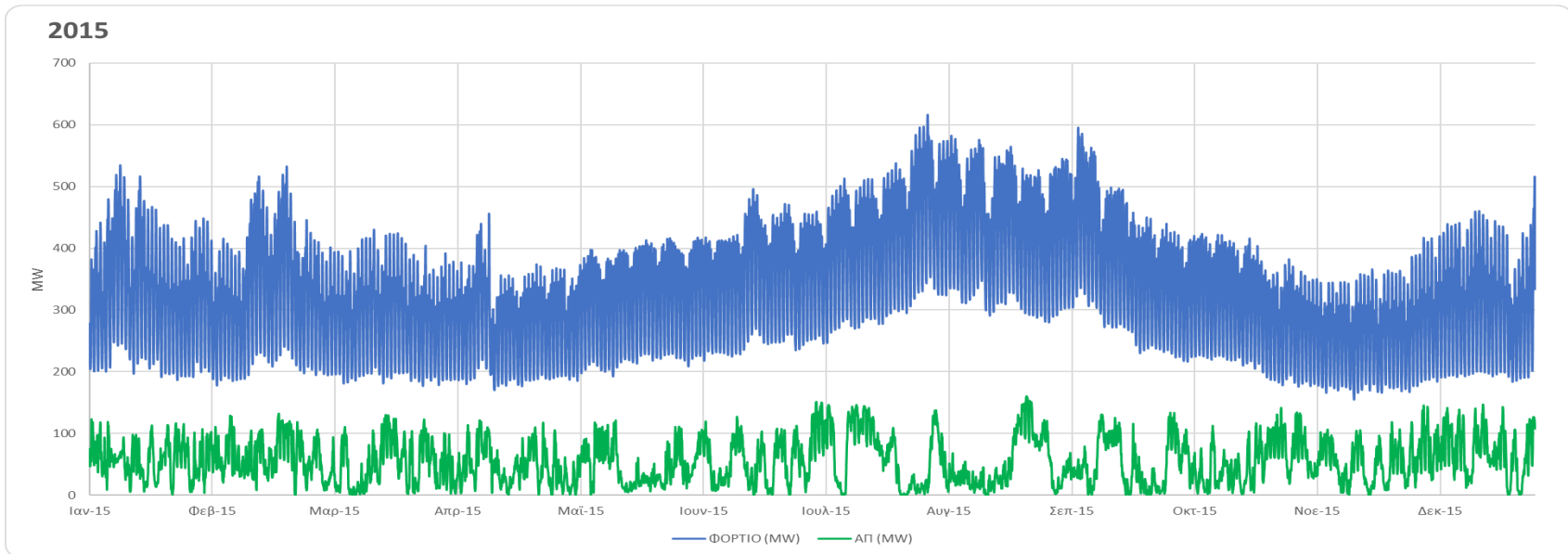


Διάγραμμα 2: Συντελεστής απόδοσης Φ/Β Σταθμών Κρήτης ανά μήνα (2013-2016).

5.5.3 Φορτίο Ζήτησης

Ως χρονοσειρά του φορτίου ζήτησης του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης χρησιμοποιείται το άθροισμα της μέσης ωριαίας παραγωγής των συμβατικών μονάδων και των λειτουργούντων Σταθμών ΑΠΕ στην Κρήτη, όπως μετρούνται στο σύστημα SCADA του Διαχειριστή ΜΔΝ (ΔΕΔΔΗΕ) στο Κέντρο Κατανομής Φορτίου του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης, για τα έτη 2013-2016.

Στα παρακάτω διαγράμματα παρουσιάζονται ενδεικτικά για τα δύο τελευταία έτη (2015 και 2016), η χρονολογική καμπύλη φορτίου του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης καθώς και η παραγωγή των Αιολικών Πάρκων.



Διάγραμμα 3: Καμπύλη διακύμανσης φορτίου και παραγωγής Αιολικών Πάρκων έτους 2015 και 2016.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Αρχικά, υπολογίστηκε ο βαθμός αξιοπιστίας του ΣΗΕ της Κρήτης για το έτος 2015, με σκοπό να επαληθευτεί ότι το μοντέλο που υλοποιήθηκε στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας δίνει ορθά αποτελέσματα.

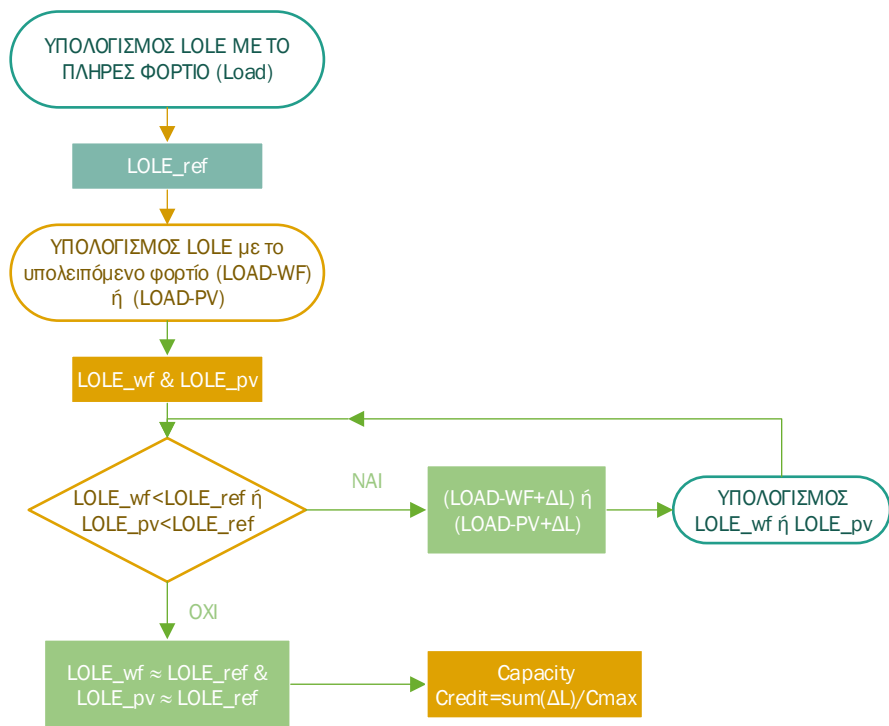
Ο δείκτης Αναμενόμενης Διάρκειας Απώλειας Φορτίου LOLE για το έτος 2015 βάσει της μελέτης η οποία εκπονήθηκε από κοινή ομάδα εργασίας ΑΔΜΗΕ-ΔΕΔΔΗΕ και εξέτασε την επάρκεια του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης κατά την περίοδο 2017-2030, προέκυψε 5,2 ώρες/έτος.

Διεθνώς, οι τιμές του LOLE της τάξεως των ολίγων ωρών το έτος και συνήθως κυμαίνονται από 2,4 έως 10 ώρες ετησίως, οι οποίες θεωρούνται εν γένει ικανοποιητικές. Σημειώνεται ότι στο ηλεκτρικό σύστημα της Ιρλανδίας, ο διαχειριστής του Συστήματος (EirGrid) έχει υιοθετήσει κατώφλι για το δείκτη LOLE των 8 ωρών ανά έτος, συμπεριλαμβάνοντας και τις διασυνδέσεις, ενώ η ηλεκτρική εταιρεία της Χαβάης έχει υιοθετήσει κατώφλι 5,3 ωρών ανά έτος για αυτόνομα νησιωτικά συστήματα χωρίς διασυνδέσεις [18].

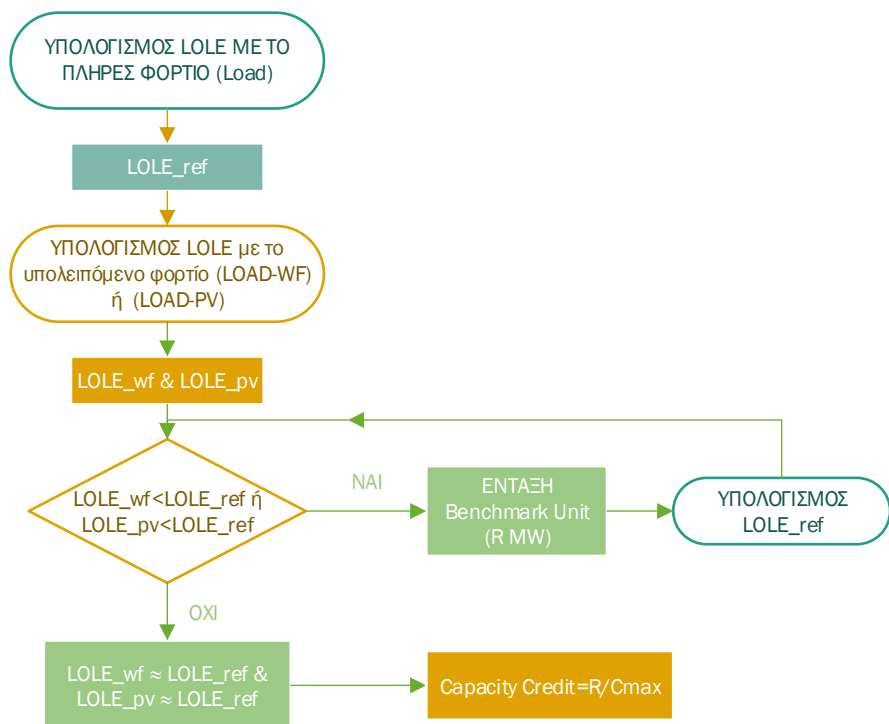
Βάσει του μοντέλου που υλοποιήθηκε σε Matlab και διατηρώντας τα ίδια δεδομένα εισόδου με την μελέτη [18] όσον αφορά στα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων (καθαρή αποδιδόμενη ισχύ και δείκτες FOR), ο δείκτης Αναμενόμενης Διάρκειας Απώλειας Φορτίου LOLE για το έτος 2015 προέκυψε 5,5 ώρες/έτος. Η τιμή αυτή προέκυψε αφαιρώντας από το συνολικό φορτίο ζήτησης την ωριαία παραγωγή των Αιολικών και Φωτοβολταϊκών Σταθμών και υπολογίζοντας το δείκτη LOLE σύμφωνα με τη μεθοδολογία που περιγράφεται στο Κεφάλαιο 5 και την εξίσωση 5.14.

Στην συνέχεια, διατηρώντας τα ίδια δεδομένα εισόδου όσον αφορά τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων (καθαρή αποδιδόμενη ισχύ και συντελεστές απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας) καθώς και το ίδιο Πρόγραμμα Συντηρήσεων των Συμβατικών μονάδων, προσομοιώθηκαν τέσσερα έτη λειτουργίας 2013-2016 του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης ακολουθώντας τα βήματα που περιγράφονται στο Κεφάλαιο 5, με σκοπό τον προσδιορισμό του Capacity Credit των Αιολικών και Φωτοβολταϊκών Σταθμών.

Στα διαγράμματα ροής που ακολουθούν υπενθυμίζονται τα βήματα υπολογισμού της βασικής και της εναλλακτικής μεθοδολογίας. Στο παρόν Κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του συνόλου των προσομοιώσεων για το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης για τα τέσσερα έτη λειτουργίας 2013-2016.



Σχήμα 1: Βήματα υπολογισμού Capacity Credit βασικής μεθοδολογίας (αύξηση φορτίου)



Σχήμα 2: Βήματα υπολογισμού Capacity Credit εναλλακτικής μεθοδολογίας (ένταξη μονάδας αναφοράς).

6.1 Capacity Credit Αιολικών Σταθμών

Ακολουθώντας τα βήματα της βασικής μεθοδολογίας, έπειτα από τον υπολογισμό του δείκτη αναφοράς LOLE_ref του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης λαμβάνοντας υπόψη το συνολικό φορτίο του ηλεκτρικού συστήματος και το δείκτη LOLE_wf λαμβάνοντας υπόψη το συνολικό φορτίο μείον την παραγωγή των Αιολικών Πάρκων (υπολειπόμενο φορτίο) ($LOLE_ref < LOLE_wf$), το υπολειπόμενο φορτίο αυξάνεται ομοιόμορφα και επαναληπτικά κατά ΔL και ο δείκτης LOLE_wf υπολογίζεται μέχρι να προσεγγίσει την τιμή του δείκτη αναφοράς, $LOLE_wf \approx LOLE_ref$.

Η συνολική αύξηση του φορτίου εκφράζει την ικανότητα συνεισφοράς των Αιολικών Σταθμών στην επάρκεια ισχύος του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης (Capacity Credit). Στον ακόλουθο πίνακα παρουσιάζεται το Capacity Credit (CC) ως ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠ στην Κρήτη για τα έτη 2013-2016 και σε απόλυτα μεγέθη, σύμφωνα με τη βασική μεθοδολογία αύξησης του φορτίου «Capacity Credit (1)».

ΕΤΟΣ	ΕΓΚ.ΙΣΧΥΣ ΑΠ (MW)	Capacity Credit ΑΠ (1)	
		(%)	(MW)
2013	184,0	26.6%	49
2014	188,0	18.6%	35
2015	194,4	15.4%	30
2016	200,0	25.0%	50

Πίνακας 10: Αποτελέσματα βασικής μεθοδολογίας για τους Αιολικούς Σταθμούς.

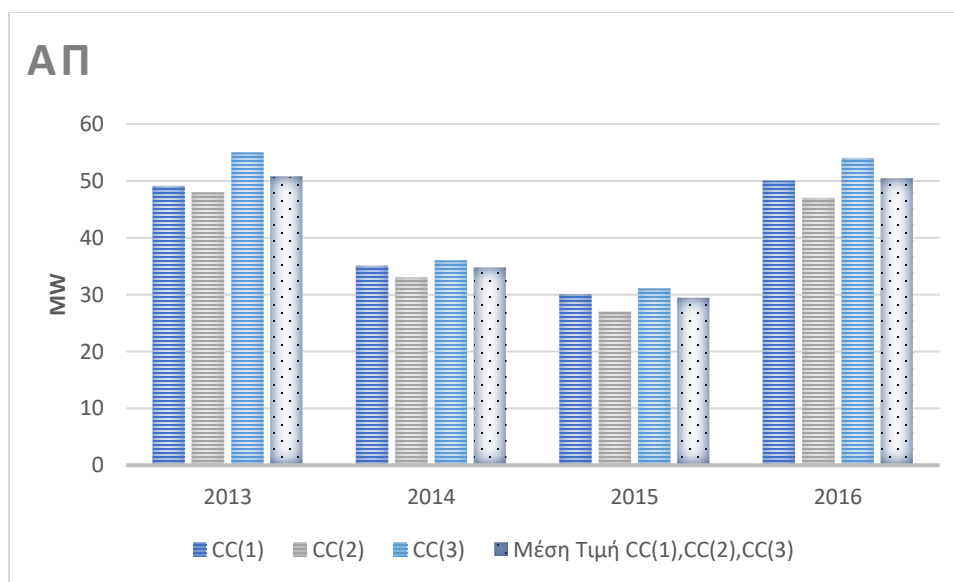
Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του της βασικής μεθοδολογίας, ο δείκτης CC των ΑΠ της Κρήτης κυμαίνεται από 15% έως 27% της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠ , 30 MW έως 50MW. Παρατηρείται σημαντική διακύμανση στα αποτελέσματα του CC των ΑΠ, καθώς η μεθοδολογία υπολογισμού του CC με βάση τη θεωρία του καθαρού μεταφερόμενου φορτίου (ELCC) επηρεάζεται σε μεγάλο βαθμό από την χρονοσειρά της αιολικής παραγωγής και τον ταυτοχρονισμό της με την χρονολογική καμπύλη φορτίου, ειδικότερα από την αιολική παραγωγή κατά τις ώρες αιχμής ζήτησης του έτους.

Με βάση τη δευτερεύουσα μεθοδολογία, έπειτα από τον υπολογισμό του δείκτη αναφοράς LOLE_ref και του δείκτη LOLE_wf, εντάσσεται συμβατική μονάδα αναφοράς (benchmark unit) καθαρής αποδιδόμενης ισχύος R (MW), η ισχύς της μονάδας αυξάνεται επαναληπτικά κατά ΔR και ο αρχικός δείκτης LOLE (με το συνολικό φορτίο) υπολογίζεται μέχρι να προσεγγίσει το δείκτη LOLE_wf. Η τελική αποδιδόμενη ισχύς της μονάδας αναφοράς R δίνει το Capacity Credit των Αιολικών Σταθμών της Κρήτης. Στον ακόλουθο πίνακα παρουσιάζεται το Capacity Credit (CC) ως ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠ στην Κρήτη τα έτη 2013-2016 και σε απόλυτα νούμερα, σύμφωνα με τη δευτερεύουσα μεθοδολογία ένταξης μονάδας αναφοράς, είτε ιδανικής μονάδας (FOR=0) είτε θεωρώντας μια τυπική τιμή (FOR=4%) «Capacity Credit (2)» και «Capacity Credit (3)».

ΕΤΟΣ	ΕΓΚ.ΙΣΧΥΣ ΑΠ (MW)	Capacity Credit ΑΠ (2) (FOR=0) (%)		Capacity Credit ΑΠ (3) (FOR=0.04) (%)	
		(%)	(MW)	(%)	(MW)
2013	184,0	26.1%	48	29.9%	55
2014	188,0	17.6%	33	19.1%	36
2015	194,4	13.9%	27	16.0%	31
2016	200,0	23.5%	47	27.0%	54

Πίνακας 11: Αποτελέσματα δευτερεύουσας μεθοδολογίας για τους Αιολικούς Σταθμούς.

Στη δευτερεύουσα μεθοδολογία, εντάσσεται μονάδα αναφοράς στον Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος του συμβατικού συστήματος παραγωγής με σκοπό το ηλεκτρικό σύστημα να φτάσει στο ίδιο βαθμό επάρκειας που υπολογίζεται στην περίπτωση που η παραγωγή των Αιολικών Σταθμών λαμβάνεται υπόψη ως αρνητικό φορτίο. Η προκύπτουσα ισχύς της μονάδας αναφοράς μπορεί να ερμηνευτεί ως το μέγεθος της συμβατικής ισχύος που ο Διαχειριστής του Συστήματος αποφεύγει να εγκαταστήσει, με τη λειτουργία των ήδη εγκατεστημένων Αιολικών Πάρκων. Επομένως, η προσέγγιση εκτίμησης του CC των ΑΠ, μέσω σύγκρισης τους με μια συμβατική μονάδα αεροστροβιλικού τύπου η οποία θα έχει ένα τυπικό συντελεστή απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας (FOR) της τάξεως του 4%, κρίνεται ρεαλιστικότερη από την υπόθεση της σύγκρισης με μια ιδανική μονάδα. Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα του Πίνακα 10, της βασικής μεθοδολογίας αύξησης του φορτίου με τα αποτελέσματα της εναλλακτικής μεθοδολογίας ένταξης μιας μονάδας αναφοράς (Πίνακας 11), προκύπτει το Διάγραμμα 4, στο οποίο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των τριών μεθόδων τα οποία συγκρίνονται με τη μέση τιμή αυτών. Όπως προκύπτει, η βασική μέθοδος αύξησης του φορτίου δίνει την πλησιέστερη τιμή του CC για όλα τα έτη προσομοίωσης στη μέση τιμή των αποτελεσμάτων.



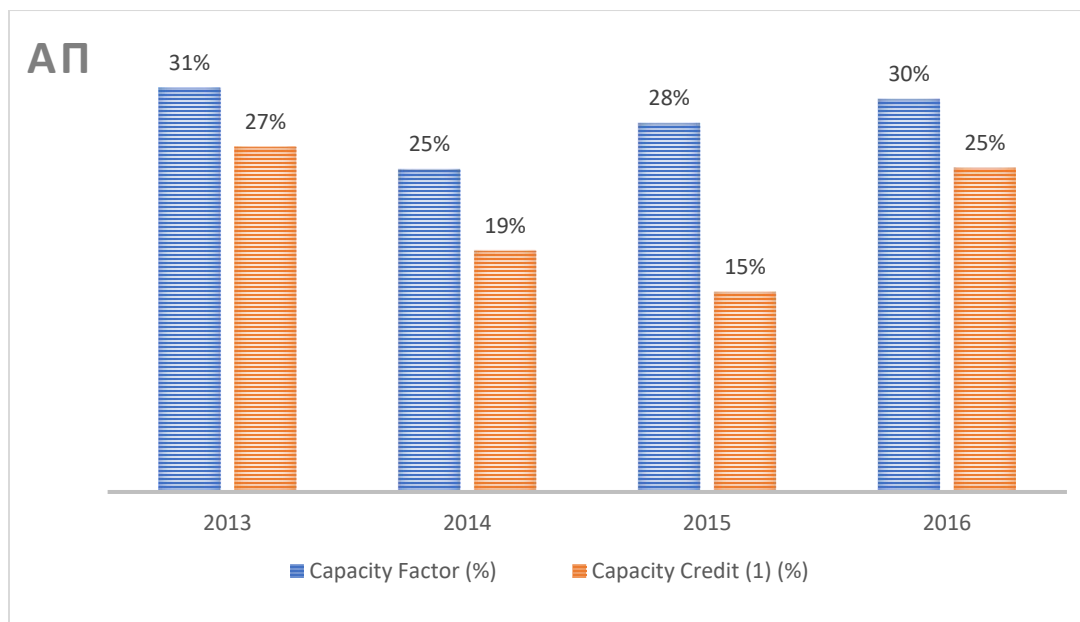
Διάγραμμα 4: Σύγκριση αποτελεσμάτων Capacity Credit ανά μεθοδολογία ανά έτος και η μέση τιμή ανά έτος..

6.1.1 Σύγκριση του Capacity Credit με τον Συντελεστή Χρησιμοποίησης ΑΠ

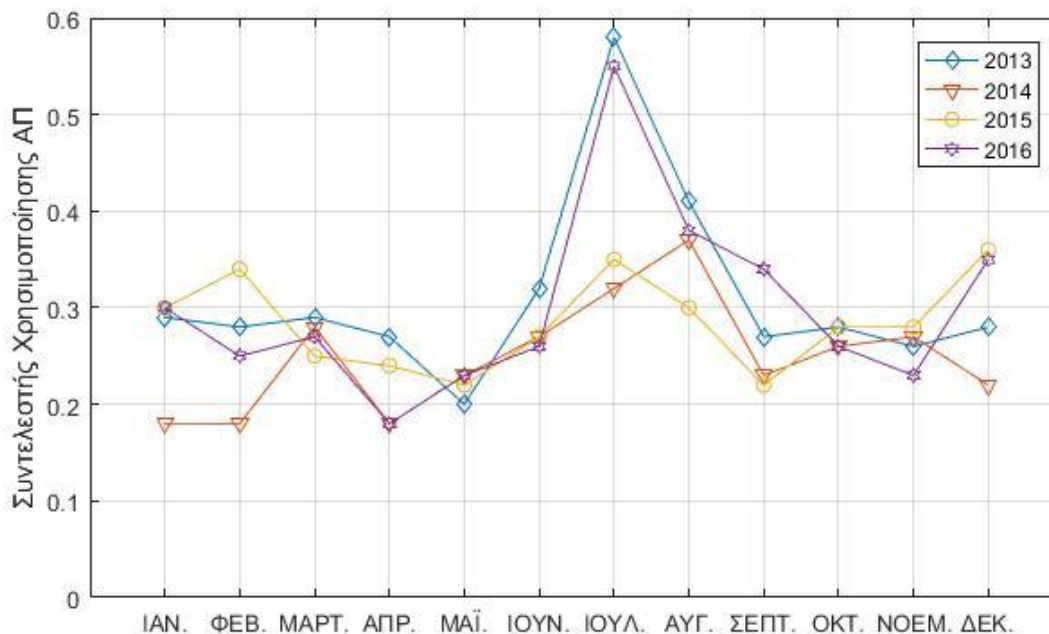
Όπως αναλύεται στο Κεφάλαιο 3, στις περιπτώσεις που το Capacity Credit δεν μπορεί να υπολογιστεί εξαιτίας έλλειψης κάποιων δεδομένων ή άλλων περιορισμών, οι προσεγγιστικές μέθοδοι μπορεί να φανούν ιδιαίτερας χρήσιμες. Ο συντελεστής χρησιμοποίησης (Capacity Factor) των Σταθμών ΑΠΕ και ιδιαίτερα των Αιολικών Πάρκων, αποτελεί μέτρο της αποδοτικότητας ενός Σταθμού ΑΠΕ σε μια συγκεκριμένη τοποθεσία και μπορεί να θεωρηθεί μία πρώτη χοντρική εκτίμηση του συνολικού Capacity Credit.

Πρέπει να γίνει σαφές ότι ο συντελεστής χρησιμοποίησης ως μέτρο της ικανότητας συνεισφοράς ενός ΑΠ στην επάρκεια ισχύος ενός ηλεκτρικού συστήματος μπορεί να χρησιμοποιηθεί μόνο ως μια εκτίμηση της δυναμικότητας αιολικής παραγωγής σε μία συγκεκριμένη τοποθεσία και δε σχετίζεται με κάποιο τρόπο με τη σύνθεση της συμβατικής παραγωγής, ούτε με τη διακύμανση του φορτίου και το αποδεκτό επίπεδο αξιοπιστίας του ηλεκτρικού συστήματος.

Στην παρούσα ενότητα συγκρίνονται τα αποτελέσματα του Capacity Credit της βασικής μεθοδολογίας αύξησης του φορτίου με τους ετήσιους συντελεστές χρησιμοποίησης των Αιολικών Πάρκων για όλα τα έτη προσομοίωσης (2013-2016), οι οποίοι υπολογίστηκαν βάσει της απολογιστικής ωριαίας χρονοσειράς αιολικής παραγωγής κάθε έτους.



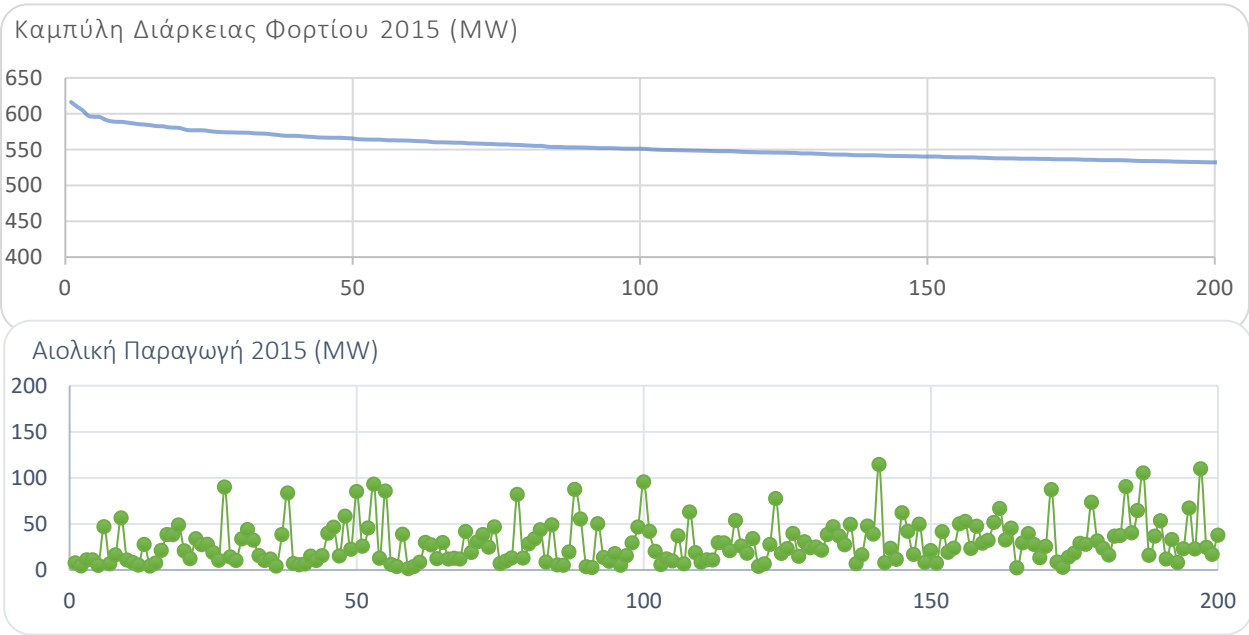
Διάγραμμα 5: Σύγκριση Capacity Factor και Capacity Credit ΑΠ.



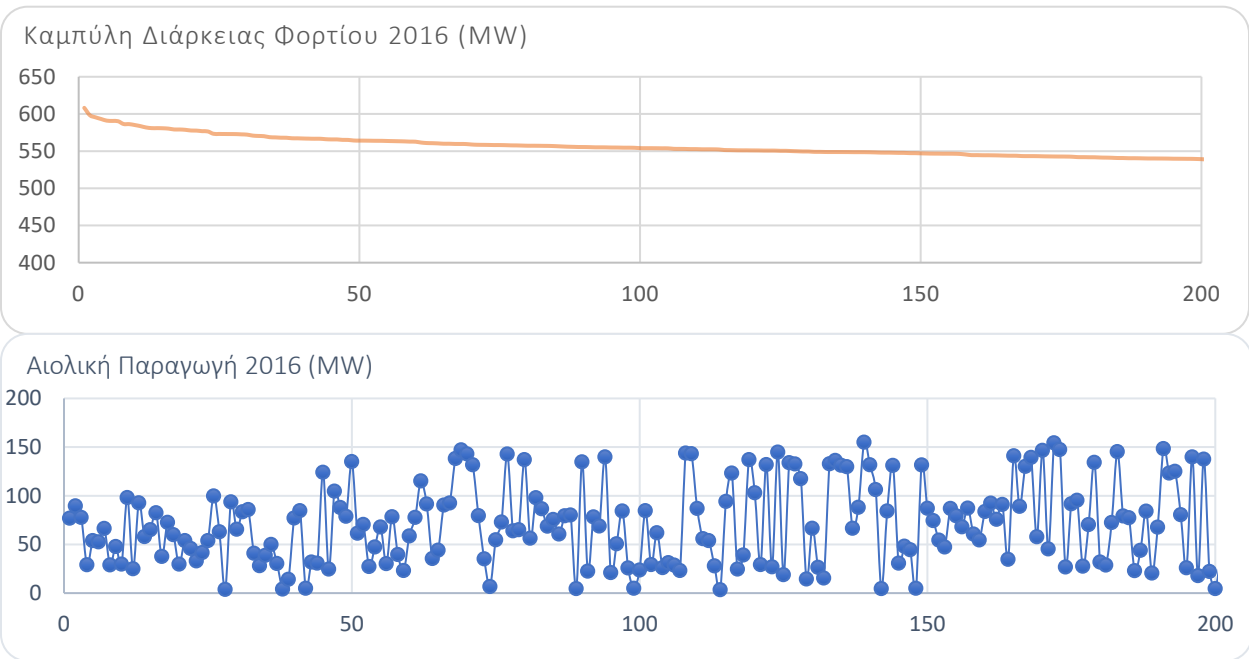
Διάγραμμα 6: Συντελεστής χρησιμοποίησης Αιολικών Πάρκων Κρήτης ανά μήνα (2013-2016).

Παρατηρώντας τα άνω Διαγράμματα, προκύπτει πως οι δύο υψηλότερες τιμές του Capacity Credit των ετών 2013 και 2016, 49 MW και 50 MW αντίστοιχα, συμπίπτουν χρονικά με τις υψηλότερες τιμές του Συντελεστή Χρησιμοποίησης για το μήνα Ιούλιο των ετών 2013 και 2016, 58% και 55% αντίστοιχα. Το αποτέλεσμα του ιδιαίτερα υψηλού Capacity Credit των ετών 2013 και 2016 δικαιολογείται απόλυτα, δεδομένου ότι κατά το μήνα Ιούλιο παρατηρούνται τα υψηλότερα φορτία ζήτησης του έτους για το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης σε συνδυασμό με το εξαιρετικά υψηλό αιολικό δυναμικό που επικράτησε τον μήνα Ιούλιο τα συγκεκριμένα έτη.

Αντίθετα, το έτος 2015 παρόλο που χαρακτηρίζεται ως ένα καλό ανεμολογικό έτος με ετήσιο συντελεστή χρησιμοποίησης ΑΠ 28%, παρατηρείται ότι τα ΑΠ συμβάλλουν με το χαμηλότερο ποσοστό ισχύος στην επάρκεια του ηλεκτρικού συστήματος στην τετραετία (15%, δηλαδή 30MW). Στα παρακάτω διαγράμματα απεικονίζεται η καμπύλη διάρκειας φορτίου των 200 υψηλότερων ωριαίων φορτίων καθώς και η παραγωγή των Αιολικών Πάρκων τις συγκεκριμένες ώρες για το έτος 2015 και 2016. Εύκολα διαπιστώνεται ότι το αιολικό δυναμικό κατά τις ώρες αιχμής του έτους 2015 δεν συνέβαλε ιδιαίτερα στην κάλυψη του φορτίου αιχμής. Συγκεκριμένα τις 10 πρώτες ώρες παρατηρείται μηδενική αιολική παραγωγή. Η ίδια εικόνα για το έτος 2016 αντιπαραβάλλεται στο Διάγραμμα 8 και εύκολα διαπιστώνεται η σημαντική αιολική παραγωγή κατά τις ώρες αιχμής του 2016.



Διάγραμμα 7: Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου & Αιολική Παραγωγή των 200 ωρών με το υψηλότερο φορτίο- 2015.



Διάγραμμα 8: Καμπύλη Διάρκειας Φορτίου & Αιολική Παραγωγή των 200 ωρών με το υψηλότερο φορτίο- 2016.

6.2 Capacity Credit Φωτοβολταϊκών Σταθμών

Ακολουθώντας τα βήματα της βασικής μεθοδολογίας, έπειτα από τον υπολογισμό του δείκτη αναφοράς LOLE_ref του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης λαμβάνοντας υπόψη το συνολικό φορτίο του ηλεκτρικού συστήματος και του δείκτη LOLE_pn λαμβάνοντας υπόψη το συνολικό φορτίο μείον την παραγωγή των Φωτοβολταϊκών Σταθμών (υπολειπόμενο φορτίο) ($LOLE_{ref} < LOLE_{pn}$), το υπολειπόμενο φορτίο αυξάνεται ομοιόμορφα και επαναληπτικά κατά ΔL και ο δείκτης LOLE_pn υπολογίζεται μέχρι να προσεγγίσει την τιμή του δείκτη αναφοράς, $LOLE_{pn} \approx LOLE_{ref}$.

Η συνολική αύξηση του φορτίου εκφράζει την ικανότητα συνεισφοράς των Φωτοβολταϊκών Σταθμών στην επάρκεια ισχύος του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης (Capacity Credit). Στον ακόλουθο πίνακα παρουσιάζεται το Capacity Credit (CC) ως ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β στην Κρήτη για τα έτη 2013-2016 και σε απόλυτα μεγέθη, σύμφωνα με τη βασική μεθοδολογία αύξησης του φορτίου «Capacity Credit (1)».

ΕΤΟΣ	ΕΓΚ.ΙΣΧΥΣ Φ/Β (MW)	Capacity Credit ΑΠ (1)	
		(%)	(MW)
2013	78.3	29.4%	23
2014	78.3	30.7%	24
2015	78.9	33.0%	26
2016	80	36.3%	29

Πίνακας 12: Αποτελέσματα βασικής μεθοδολογίας για τους Φ/Β Σταθμούς.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της βασικής μεθοδολογίας, ο δείκτης CC των Φ/Β της Κρήτης κυμαίνεται από 29% έως 36% της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β (23 έως 29MW).

Σε αντίθεση με τους Αιολικούς Σταθμούς, δεν παρατηρείται σημαντική διακύμανση στα αποτελέσματα του CC των Φ/Β, καθώς όπως φαίνεται από τα απολογιστικά στοιχεία του Πίνακα 9, η παραγωγή των Φ/Β δεν έχει μεγάλη διακύμανση ανάμεσα στα έτη και θεωρείται αρκετά πιο προβλέψιμη σε σχέση με την παραγωγή των ΑΠ.

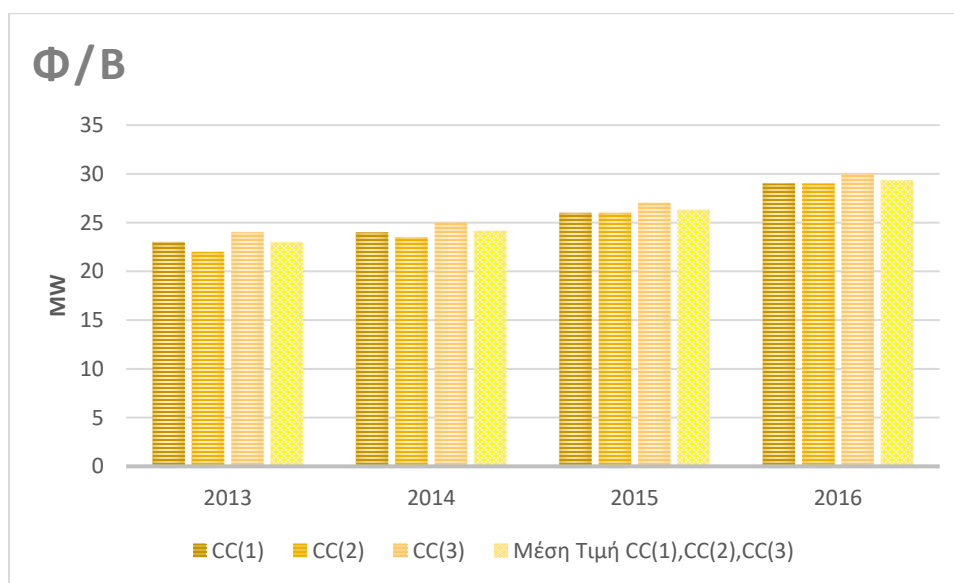
Με βάση τη δευτερεύουσα μεθοδολογία, έπειτα από τον υπολογισμό του δείκτη αναφοράς LOLE_ref και του δείκτη LOLE_pn, εντάσσεται συμβατική μονάδα αναφοράς (benchmark unit) καθαρής αποδιδόμενης ισχύος R (MW), η ισχύς της μονάδας αυξάνεται επαναληπτικά κατά ΔR και ο αρχικός δείκτης LOLE (με το συνολικό φορτίο) υπολογίζεται μέχρι να προσεγγίσει το δείκτη LOLE_pn. Η τελική αποδιδόμενη ισχύς της μονάδας αναφοράς R δίνει το Capacity Credit των Φωτοβολταϊκών Σταθμών της Κρήτης. Στον ακόλουθο πίνακα παρουσιάζεται το Capacity Credit (CC) ως ποσοστό της εγκατεστημένης ισχύος των Φ/Β στην Κρήτη τα έτη 2013-2016 και σε απόλυτα μεγέθη, σύμφωνα με τη δευτερεύουσα μεθοδολογία ένταξης μονάδας αναφοράς, είτε

ιδανικής μονάδας (FOR=0) είτε θεωρώντας μια τυπική τιμή (FOR=4%) «Capacity Credit (2)» και «Capacity Credit (3)».

ΕΤΟΣ	ΕΓΚ.ΙΣΧΥΣ Φ/Β (MW)	Capacity Credit ΑΠ (2) (FOR=0) (%)		Capacity Credit ΑΠ (3) (FOR=0.04) (%)	
		(%)	(MW)	(%)	(MW)
2013	78.3	28.1%	22	30.7%	24
2014	78.3	30.0%	24	31.9%	25
2015	78.9	33.0%	26	34.2%	27
2016	80	36.3%	29	37.5%	30

Πίνακας 13: Αποτελέσματα δευτερεύουσας μεθοδολογίας για τους Φ/Β Σταθμούς.

Στη δευτερεύουσα μεθοδολογία, εντάσσεται μονάδα αναφοράς στον Πίνακα Διαθέσιμης Ισχύος του συμβατικού συστήματος παραγωγής με σκοπό το ηλεκτρικό σύστημα να προσεγγίσει το ίδιο βαθμό επάρκειας που υπολογίζεται στην περίπτωση που η παραγωγή των Φ/Β Σταθμών ως αρνητικό φορτίο. Συγκρίνοντας τα αποτελέσματα του Πίνακα 12, της βασικής μεθοδολογίας αύξησης του φορτίου με τα αποτελέσματα της εναλλακτικής μεθοδολογίας ένταξης μιας μονάδας αναφοράς (Πίνακας 13), προκύπτει το Διάγραμμα 9, στο οποίο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των τριών μεθόδων και τα οποία συγκρίνονται με τη μέση τιμή αυτών.



Διάγραμμα 9: Σύγκριση αποτελεσμάτων Capacity Credit ανά μεθοδολογία ανά έτος και με τη μέση τιμή ανά έτος.

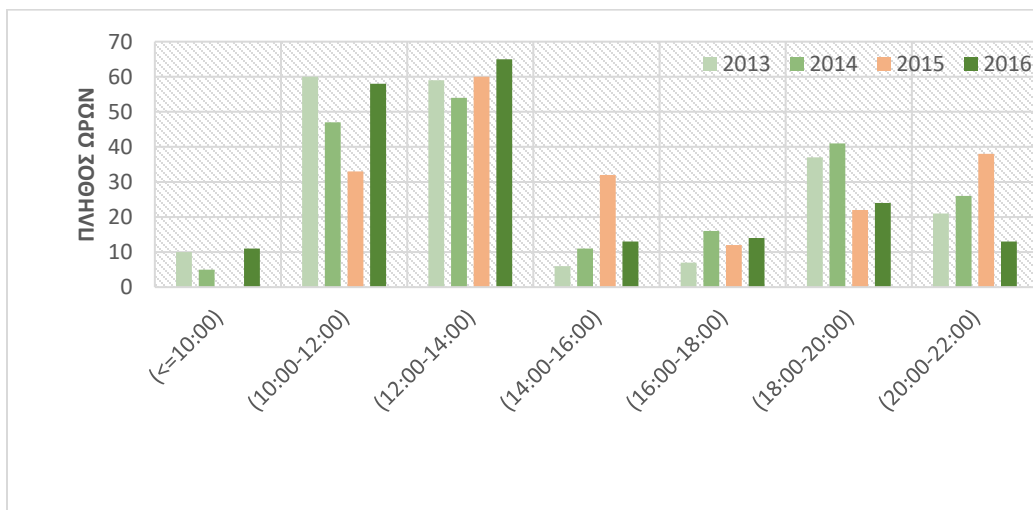
Σε γενικές γραμμές, τα αποτελέσματα του CC για τους Φ/Β παρουσιάζουν μια σταθερή τάση για όλα τα έτη ανάλυσης και όλες τις μεθόδους, η τιμή του CC κυμαίνεται γύρω στα 25 MW ή 30% της εγκατεστημένης ισχύος. Παρόμοια με τους Αιολικούς Σταθμούς, η βασική μέθοδος αύξησης

του φορτίου δίνει την πλησιέστερη τιμή του CC για όλα τα έτη προσομοίωσης στη μέση τιμή των αποτελεσμάτων.

Οι Φ/Β Σταθμοί παράγουν ηλεκτρική ενέργεια μόνο τις ώρες μετά την ανατολή και πριν τη δύση του ηλίου, επομένως η ώρα που σημειώνεται η αιχμή του έτους και γενικότερα εάν τις πιο πολλές ημέρες του έτους η αιχμή είναι πρωινή ή βραδινή επηρεάζει δραστικά το μέγεθος της ικανότητας των Φ/Β να συνεισφέρουν στην επάρκεια του ηλεκτρικού συστήματος.

Σημειώνεται ότι οι ετήσιες αιχμές στην Κρήτη εμφανίζονται κατά τη θερινή περίοδο. Κοινό χαρακτηριστικό των ημερών αιχμής είναι η υψηλή θερμοκρασία μετά από περίοδο σχετικά υψηλών θερμοκρασιών. Η μέγιστη θερμοκρασία των ημερών αιχμής είναι 35-40°C. Η αιχμή της ζήτησης από το 2013 και εξής παρουσιάζεται τη χρονική περίοδο 13:00-14:00. Αξίζει να σημειωθεί ότι από το 2014 παρατηρείται συνεισφορά των Φ/Β περίπου ίση με το 10% της ζήτησης αιχμής τη στιγμή της μεσημεριανής αιχμής.

Στο παρακάτω ιστόγραμμα παρουσιάζεται η ώρα και η συχνότητα εμφάνισης των 200 υψηλότερων φορτίων ζήτησης του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης για την εξεταζόμενη τετραετία.

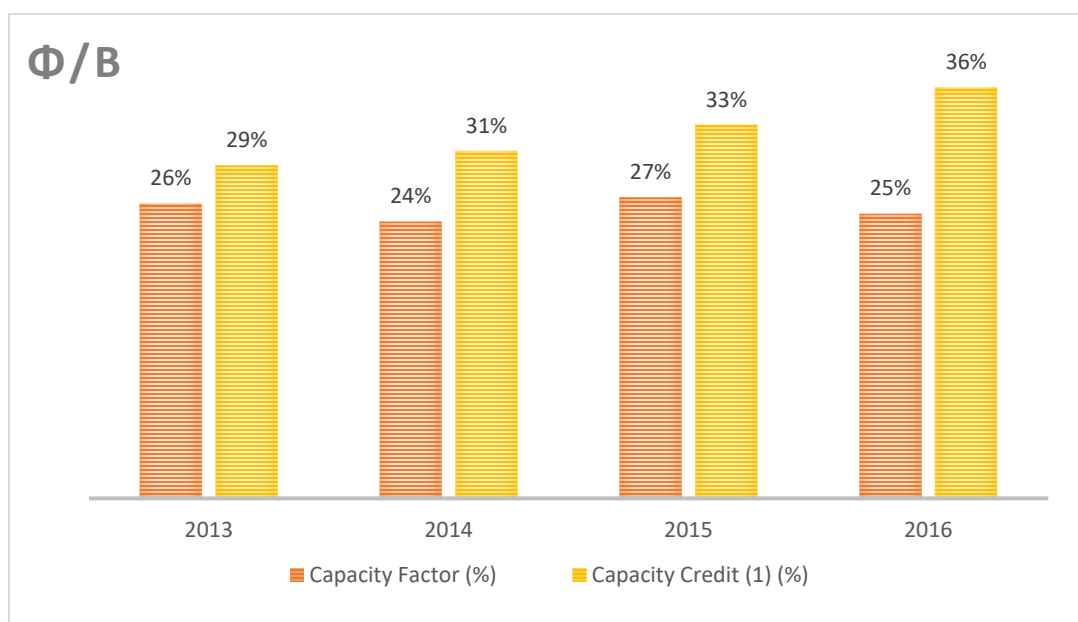


Διάγραμμα 10: Ώρα και συχνότητα εμφάνισης των 200 υψηλότερων φορτίων της Κρήτης (2013-2016).

Οι συχνότερες ώρες εμφάνισης των υψηλότερων φορτίων της Κρήτης την τελευταία τετραετία συγκεντρώνονται κατά τις πρωινές και μεσημεριανές ώρες της ημέρας, γεγονός που ενισχύει την συνεισφορά της Φ/Β παραγωγής στην κάλυψη των αιχμιακών φορτίων και την συμβολή των Φ/Β Σταθμών στην επάρκεια του ηλεκτρικού συστήματος. Ειδικά για το έτος 2016, για το οποίο προέκυψε η υψηλότερη τιμή του CC, όπως προκύπτει και από το διάγραμμα οι ώρες αιχμής συγκεντρώνονται κατά τις το διάστημα 10:00-14:00 στο οποίο η Φ/Β φτάνει στη μέγιστη δυνατή.

6.2.1 Σύγκριση του Capacity Credit με τον Συντελεστή Απόδοσης Φ/Β

Στην παρούσα ενότητα συγκρίνονται τα αποτελέσματα του Capacity Credit της βασικής μεθοδολογίας αύξησης του φορτίου με τους ετήσιους συντελεστές απόδοσης των Φ/Β Πάρκων για όλα τα έτη προσομοίωσης (2013-2016), οι οποίοι υπολογίστηκαν βάσει της απολογιστικής ωριαίας χρονοσειράς Φ/Β παραγωγής κάθε έτους. Ο συντελεστής απόδοσης των Φ/Β Σταθμών υπολογίζεται με τον ίδιο τρόπο που υπολογίζεται ο συντελεστής χρησιμοποίησης των ΑΠ, παρόλο που οι Φ/Β Σταθμοί δεν λειτουργούν όλες τις ώρες της ημέρας και αποτελεί μέτρο της απόδοσης και των καιρικών συνθηκών (ηλιοφάνειας) που επικράτησε κατά τη διάρκεια του έτους.

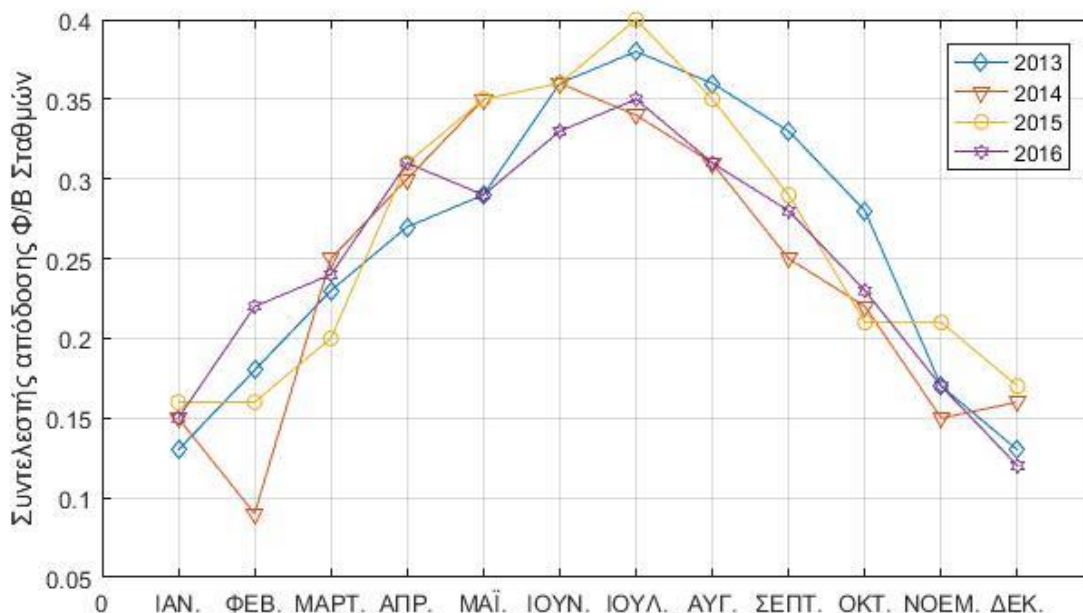


Διάγραμμα 11: Σύγκριση Capacity Credit Φ/Β (%) με Capacity Factor (συντελεστής απόδοσης Φ/Β)

Το άνω διάγραμμα επιβεβαιώνει τη διαπίστωση πως η δυνατότητα Φ/Β παραγωγής δεν παρουσιάζει ιδιαίτερες διακυμάνσεις σε ετήσια βάση, ο συντελεστής απόδοσης (Capacity Factor) προκύπτει σταθερός γύρω στο 25% της εγκατεστημένης ισχύος στην τετραετία 2013-2016.

Επίσης προκύπτει πως ο υπολογισμένος δείκτης CC, η συνεισφορά των Φ/Β Σταθμών στην επάρκεια της Κρήτης, έχει αυξητική τάση με το πέρασμα των ετών, λόγω αύξησης των φορτίων ζήτησης κατά τις πρωινές και μεσημεριανές ώρες.

Στο ακόλουθο γράφημα φαίνεται ο μηνιαίος συντελεστής απόδοσης των Φ/Β της Κρήτης την τετραετία 2013-2016.



Διάγραμμα 12: Συντελεστής απόδοσης Φ/Β Σταθμών ανά μήνα την τετραετία 2013-2016.

6.3 Αναλυτικά αποτελέσματα

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται σε Πίνακες, οι υπολογισμένοι δείκτες LOLE από τους οποίους προέκυψαν τα μεγέθη του Capacity Credit της βασικής μεθοδολογίας για κάθε έτος της ανάλυσης. Συγκεκριμένα, στους παρακάτω πίνακες φαίνονται οι μηνιαίοι και οι ετήσιοι δείκτες LOLE της πρώτης εκτέλεσης του μοντέλου στην οποία υπολογίζεται ο δείκτης αναφοράς (LOLE_ref) και της τελευταίας επανάληψης κατά την οποία υπολογίζεται ο δείκτης LOLE_wf και LOLE_rn προσεγγίζοντας τον αρχικό δείκτη με την προσθήκη του επιπλέον φορτίου. Η προσέγγιση γίνεται με βάση τον ετήσιο δείκτη LOLE_ref.

Υπενθυμίζεται ότι ο ετήσιος δείκτης LOLE_ref δεν αποτελεί δείκτη αναφοράς όσον αφορά το βαθμό αξιοπιστίας του ηλεκτρικού συστήματος και δεν εκφράζει την πραγματική Αναμενόμενη Διάρκεια Απώλειας Φορτίου σε ώρες/ έτος τους συστήματος της Κρήτης, εφόσον έχει υπολογιστεί με την παραδοχή ότι οι συμβατικές μονάδες καλύπτουν 100% το συνολικό φορτίο της Κρήτης σε ετήσια διάρκεια.

2013	LOLE_ref (h)	LOLE_wf (h)	LOLE_pv (h)
ΙΑΝ	0.20	0.26	0.52
ΦΕΒ	0.14	0.15	0.42
ΜΑΡΤ	0.14	0.19	0.39
ΑΠΡ	0.01	0.02	0.03
ΜΑΪ	0.84	1.81	1.02
ΙΟΥΝ	0.74	0.91	0.58
ΙΟΥΛ	1.95	0.46	1.29
ΑΥΓ	3.32	1.63	2.54
ΣΕΠΤ	1.14	2.90	1.28
ΟΚΤ	0.16	0.41	0.30
ΝΟΕΜ	0.01	0.03	0.02
ΔΕΚ	0.12	0.11	0.33
ΣΥΝΟΛΟ	8.8	8.9	8.7

2014	LOLE_ref (h)	LOLE_wf (h)	LOLE_pv (h)
ΙΑΝ	0.02	0.04	0.05
ΦΕΒ	0.11	0.27	0.34
ΜΑΡΤ	0.53	0.22	1.32
ΑΠΡ	0.02	0.05	0.04
ΜΑΪ	1.46	1.92	1.40
ΙΟΥΝ	2.13	3.78	1.42
ΙΟΥΛ	3.92	4.36	3.02
ΑΥΓ	8.12	5.15	7.45
ΣΕΠΤ	1.79	2.47	2.28
ΟΚΤ	0.17	0.25	0.32
ΝΟΕΜ	0.16	0.03	0.43
ΔΕΚ	0.07	0.03	0.22
ΣΥΝΟΛΟ	18.5	18.6	18.3

2015	LOLE_ref (h)	LOLE_wf (h)	LOLE_pv (h)
ΙΑΝ	0.54	0.22	1.44
ΦΕΒ	2.92	0.57	5.93
ΜΑΡΤ	0.52	0.41	1.54
ΑΠΡ	0.06	0.02	0.18
ΜΑΪ	0.73	0.80	0.83
ΙΟΥΝ	0.48	0.67	0.34
ΙΟΥΛ	6.94	10.42	4.30
ΑΥΓ	7.67	7.45	5.73
ΣΕΠΤ	4.24	3.89	3.70
ΟΚΤ	0.18	0.21	0.29
ΝΟΕΜ	0.02	0.01	0.07
ΔΕΚ	0.15	0.02	0.48
ΣΥΝΟΛΟ	24.4	24.7	24.8

2016	LOLE_ref (h)	LOLE_wf (h)	LOLE_pv (h)
ΙΑΝ	0.26	0.53	0.81
ΦΕΒ	0.42	0.87	1.09
ΜΑΡΤ	0.12	0.13	0.42
ΑΠΡ	0.02	0.12	0.06
ΜΑΪ	1.06	1.84	1.35
ΙΟΥΝ	6.14	6.15	4.71
ΙΟΥΛ	7.63	4.15	5.68
ΑΥΓ	11.94	11.84	10.66
ΣΕΠΤ	1.85	2.97	2.34
ΟΚΤ	0.41	1.07	0.73
ΝΟΕΜ	0.05	0.24	0.19
ΔΕΚ	0.59	0.81	1.80
ΣΥΝΟΛΟ	30.5	30.7	29.9

Πίνακας 14: Αναλυτικά αποτελέσματα.

Με την αύξηση του φορτίου στο τελικό βήμα υπολογισμού και τον προσδιορισμό του Capacity Credit ανά τεχνολογία ΑΠΕ (ΑΠ και Φ/Β), σε κάποιους μήνες του έτους ο υπολογιζόμενος δείκτης LOLE προκύπτει μικρότερος από το δείκτη του αντίστοιχου μήνα του αρχικού υπολογισμού (χρωματισμένα κελιά του κάθε πίνακα).

Στην πραγματικότητα, τα χρωματισμένα κελιά του πίνακα υποδεικνύουν τους μήνες στους οποίους η ικανότητα συνεισφοράς των Αιολικών και των Φ/Β Σταθμών στην επάρκεια του ηλεκτρικού συστήματος ξεπερνά σε ισχύ το υπολογιζόμενο δείκτη Capacity Credit σε MW.

Με αυτήν την έννοια, οι Φ/Β Σταθμοί συνεισφέρουν στην επάρκεια του ΣΗΕ κυρίως τους μήνες (Μάιος- Σεπτέμβριος). Για τους Αιολικούς Σταθμούς δεν παρουσιάζεται συγκεκριμένο μοτίβο ανά έτος, οι σταθεροί μήνες συνεισφοράς είναι οι καλοκαιρινοί μήνες όπου το αιολικό δυναμικό στα νησιά του Αιγαίου είναι ιδιαίτερα αυξημένο.

6.4 Παράγοντες που επηρεάζουν τον υπολογισμό του Capacity Credit των Σταθμών ΑΠΕ

Ανάλογα με τη μεθοδολογία υπολογισμού της ικανότητας συνεισφοράς σε ισχύ των Σταθμών ΑΠΕ στην επάρκεια του ηλεκτρικού συστήματος, αρκετοί παράγοντες και παράμετροι εισόδου παίζουν σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση των αποτελεσμάτων.

Όπως προέκυψε στην παραπάνω ανάλυση, παράμετρος κλειδί για τον προσδιορισμό του Capacity Credit των Αιολικών Σταθμών είναι η χρονική συσχέτιση μεταξύ του φορτίου ζήτησης και της αιολικής παραγωγής και συγκεκριμένα η δυνατότητα παραγωγής των Αιολικών Πάρκων δηλαδή η επικρατούσα ταχύτητα ανέμου τις ώρες που η Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου είναι σημαντική. Ο δείκτης LOLP προκύπτει αυξημένος κατά κανόνα στις ώρες υψηλού φορτίου και ειδικά για το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης, τους καλοκαιρινούς μήνες.

Εκτός από τις ώρες υψηλού φορτίου, σημαντικό ρόλο παίζουν οι περίοδοι συντηρήσεων των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Συνηθίζεται οι Διαχειριστές των ηλεκτρικών συστημάτων να προγραμματίζουν τις συντηρήσεις των συμβατικών μονάδων κατά τους μήνες χαμηλής ζήτησης, κυρίως κατά την εποχή του φθινοπώρου και της άνοιξης. Ειδικά για το εξεταζόμενο σύστημα της Κρήτης, οι συντηρήσεις των μονάδων πρέπει να έχουν ολοκληρωθεί έως το μήνα Μάιο πριν την έναρξη της τουριστικής περιόδου και των υψηλών φορτίων.

Παρόλα αυτά δεν θεωρείται σπάνιο το φαινόμενο, τους μήνες προγραμματισμένων συντηρήσεων το ηλεκτρικό σύστημα να αντιμετωπίσει υψηλή πιθανότητα απώλειας φορτίου λόγω χαμηλής διαθεσιμότητας συμβατικής παραγωγής [14]. Αυτή η παράμετρος αλλάζει το προφίλ του δείκτη LOLP μέσα στο έτος και επομένως παίζει σημαντικό ρόλο στον προσδιορισμό του Capacity Credit.

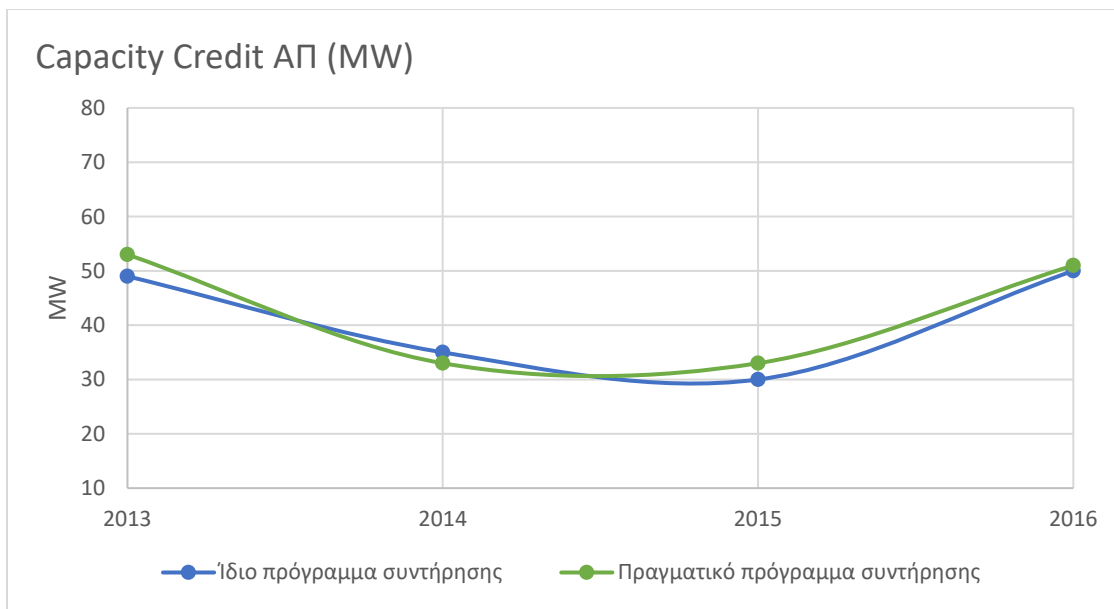
6.5 Ανάλυση ευαισθησίας ως προς το Πρόγραμμα Συντήρησης Συμβατικών Μονάδων

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του Capacity Credit των Αιολικών και Φ/Β Σταθμών για το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτη σύμφωνα με τη βασική μεθοδολογία, εξετάζοντας την ευαισθησία της μεθοδολογίας στο πρόγραμμα συντήρησης των συμβατικών μονάδων. Τα αποτελέσματα αυτής της ενότητας προκύπτουν λαμβάνοντας υπόψη το πραγματικό απολογιστικό πρόγραμμα συντηρήσεων των ετών 2013-2016. Σημειώνεται ότι στα αρχικά αποτελέσματα για όλα τα έτη προσομοίωσης λαμβάνεται υπόψη το πρόγραμμα το οποίο δίνεται στο στην Ενότητα 5.5 Δεδομένα Εισόδου για το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης.

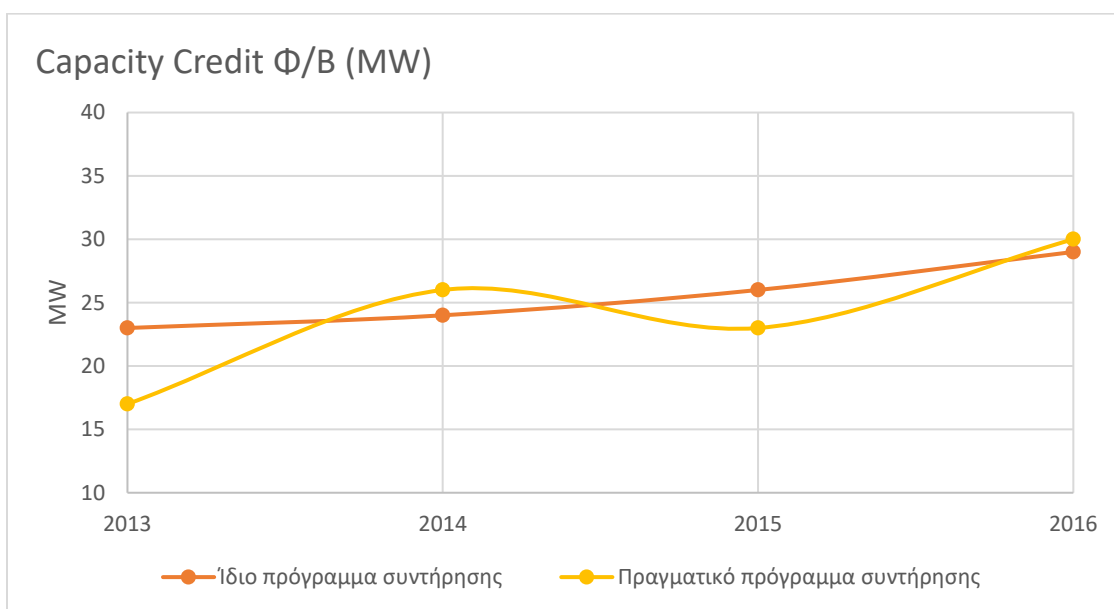
ΕΤΟΣ	ΕΓΚ.ΙΣΧΥΣ ΑΠ (MW)	Capacity Credit ΑΠ (1)		ΕΓΚ.ΙΣΧΥΣ Φ/Β (MW)	Capacity Credit Φ/Β (1)	
		(%)	(MW)		(%)	(MW)
2013	184,0	29%	53	78.3	22%	17
2014	188,0	18%	33	78.3	33%	26
2015	194,4	17%	33	78.9	29%	23
2016	200,0	26%	51	80	38%	30

Πίνακας 15: Capacity Credit Αιολικών και Φ/Β Σταθμών με βάση το πραγματικό πρόγραμμα συντήρησης ανά έτος.

Η σύγκριση των αρχικών αποτελεσμάτων του Capacity Credit των Αιολικών και των Φ/Β Σταθμών με τα αποτελέσματα που προκύπτουν αν ληφθεί υπόψη το πραγματικό πρόγραμμα συντήρησης των Συμβατικών Μονάδων ανά έτος έτσι όπως δόθηκε από την αρμόδια Διεύθυνση της Δ.Ε.Η. παρουσιάζεται στα ακόλουθα διαγράμματα.



Διάγραμμα 13: Σύγκριση αποτελεσμάτων για τους Αιολικούς Σταθμούς.



Διάγραμμα 14: Σύγκριση αποτελεσμάτων για τους Φ/Β Σταθμούς.

Όπως φαίνεται στο Διάγραμμα 13, το Capacity Credit των Αιολικών Σταθμών δεν επηρεάζεται ιδιαίτερα από το πρόγραμμα συντήρησης των Συμβατικών Μονάδων, καθώς η διάταξη των αποτελεσμάτων παρέμεινε ίδια ανάμεσα στα έτη της ανάλυσης. Επαληθεύεται πως η καμπύλη του αιολικού δυναμικού, δηλαδή η δυνατότητα αιολικής παραγωγής τις ώρες του έτους με σημαντική Αναμενόμενη Απώλεια Φορτίου αποτελεί τη σημαντικότερη παράμετρο

διαμόρφωσης της ικανότητας συνεισφοράς των Αιολικών Πάρκων στην επάρκεια ισχύος ενός ηλεκτρικού συστήματος.

Όσον αφορά τους Φ/Β Σταθμούς, η εφαρμογή του πραγματικού προγράμματος συντήρησης δίνει διαφορετική τάση στα αποτελέσματα. Με το ίδιο πρόγραμμα συντήρησης στα έτη ανάλυσης, παρατηρείται μια σχεδόν γραμμική αύξηση του CC των Φ/Β, η οποία οφείλεται στην αύξηση της συμμετοχής της Φ/Β παραγωγής στο φορτίο αιχμής, δηλαδή στην εμφάνιση αιχμιακών φορτίων τις πρωινές και μεσημεριανές ώρες, εφόσον η ενεργειακή απόδοση των Φ/Β δεν παρουσιάζει ιδιαίτερη μεταβλητότητα από έτος σε έτος και τα υπόλοιπα δεδομένα εισόδου (ισχύς συμβατικών μονάδων, δείκτες FOR, πρόγραμμα συντήρησης) παραμένουν ίδια.

Η απόκλιση των αποτελεσμάτων με την εφαρμογή του πραγματικού προγράμματος συντήρησης σε σχέση με τα αρχικά αποτελέσματα, εξαρτάται κυρίως από το εάν η συντήρηση κάποιων συμβατικών μονάδων προγραμματίζεται τους μήνες που η Φ/Β παραγωγή είναι υψηλή. Για παράδειγμα, το πραγματικό πρόγραμμα συντήρησης του έτους 2014 διαφοροποιήθηκε από το αρχικά προγραμματισμένο και η συντήρηση κάποιων μονάδων παρατάθηκε έως το μήνα Ιούνιο και κάποιες από αυτές διήρκησαν μέχρι το μήνα Ιούλιο. Επομένως, η Φ/Β παραγωγή εκείνους τους μήνες συνέβαλε σημαντικά στην επάρκεια του ηλεκτρικού συστήματος.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑ & ΠΡΟΟΠΤΙΚΗ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ

Συνοψίζοντας, η μεθοδολογία υπολογισμού του Capacity Credit Σταθμών ΑΠΕ όπως αναλύεται στην παρούσα διπλωματική εργασία ακολουθεί τα βήματα που προτείνει η βιβλιογραφία σύμφωνα με τη θεωρία του καθαρού μεταφερόμενου φορτίου (ELCC) και εφαρμόζεται για το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης για τα έτη 2013-2016. Πραγματικά απολογιστικά στοιχεία όπως αυτά διατίθενται από τον ΔΕΔΔΗΕ ως Διαχειριστής του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης και από τη ΔΕΗ ως μοναδικός θερμικός παραγωγός του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης χρησιμοποιούνται για το σύνολο των προσομοιώσεων.

Ο όρος Capacity credit (CC) αποτελεί ένα μέτρο της συνεισφοράς που μπορεί να έχουν οι Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στην αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος. Η ικανότητα συνεισφοράς σε ισχύ μιας μονάδας παραγωγής ορίζεται ως η ποσότητα επιπρόσθετου φορτίου (σε MW) που μπορεί να εξυπηρετηθεί από το ΣΗΕ, λόγω της ένταξης της εν λόγω μονάδας σε αυτό, διατηρώντας το ίδιο επίπεδο αξιοπιστίας. Το Capacity Credit των ΑΠΕ μπορεί να οριστεί ως το τμήμα εκείνο της ισχύος, κατά το οποίο θα μπορούσε να μειωθεί η εγκατεστημένη ισχύς συμβατικών μονάδων ή να αποφευχθεί η πρόσθετη εγκατάσταση συμβατικής ισχύος στο μέλλον χωρίς να επηρεαστούν οι δείκτες αξιοπιστίας του εξεταζόμενου ηλεκτρικού συστήματος.

Το Ινστιτούτο Ηλεκτρολόγων και Ηλεκτρονικών Μηχανικών (IEEE) μέσω ειδικής ομάδας εργασίας [16] επιβεβαιώνει πως η αξιοπιστία των αποτελεσμάτων της μεθόδου προσδιορισμού του Capacity Credit μέσω της θεωρίας του καθαρού μεταφερόμενου φορτίου (ELCC) έγκειται στην ποιότητα και στην ποσότητα των δεδομένων εισόδου. Συγκεκριμένα απαιτείται ένα πλήθος 4 έως 10 ετών συγχρονισμένων ωριαίων φορτίων ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ ανά τεχνολογία για να προκύψει ασφαλής προσδιορισμός του Capacity Credit των μη κατανεμόμενων Σταθμών ΑΠΕ και ιδίως των Αιολικών Σταθμών.

Οι παράγοντες που επηρεάζουν τα αποτελέσματα της μεθοδολογίας είναι:

- Η μορφή της καμπύλης φορτίου και η συσχέτιση της με την καμπύλη παραγωγής ΑΠΕ και ιδιαίτερα της αιολικής παραγωγής.
- Το πρόγραμμα συντήρησης των συμβατικών μονάδων, ειδικά για τον προσδιορισμό του Capacity Credit των Φ/Β.
- Οι συντελεστές απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας των συμβατικών μονάδων.

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της εξεταζόμενης τετραετίας, οι Αιολικοί Σταθμοί που είναι εγκατεστημένοι σήμερα στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης είναι ικανοί να συνεισφέρουν σε ποσοστό από 15% έως 27% της εγκατεστημένης τους ισχύος, δηλαδή από 30MW έως 50MW και οι Φ/Β Σταθμοί σε ποσοστό από 29% έως 36% της εγκατεστημένης ισχύος τους, δηλαδή από 23MW έως 29MW στην επάρκεια ισχύος του ηλεκτρικού συστήματος.

Η απόκλιση των αποτελεσμάτων οφείλεται στη διαφορετική χρονική συσχέτιση του φορτίου με τη δυνατότητα παραγωγής ΑΠΕ.

Η απόκλιση στην εξεταζόμενη τετραετία στην περίπτωση των Αιολικών Σταθμών είναι της τάξεως του 10% της συνολικής εγκατεστημένης τους ισχύος και 7,5% στην περίπτωση των Φ/Β.

Καταλήγοντας, το μοντέλο που υλοποιήθηκε στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας, δίνει την δυνατότητα στον Διαχειριστή ενός ηλεκτρικού συστήματος να εκτιμήσει τη συνεισφορά των υφιστάμενων μονάδων ΑΠΕ στην επάρκεια ισχύος του ΣΗΕ. Ως εκ τούτου, αποτελεί ένα πολύ χρήσιμο εργαλείο, εφόσον ο μακροχρόνιος προγραμματισμός των μονάδων που πρέπει να εγκατασταθούν ώστε να καλύψουν τις αιχμές του φορτίου θα μπορούσε με μεγαλύτερη βεβαιότητα να στραφεί και προς τις ΑΠΕ αν ήταν γνωστή η συνεισφορά τους σε ισχύ. Ο προσδιορισμός της συνεισφοράς σε ισχύ κάθε τεχνολογίας ΑΠΕ θα μπορούσε να υποδείξει την ποσότητα εγκατεστημένης ισχύος συμβατικών μονάδων που μπορεί να αντικατασταθεί με ΑΠΕ επιτυγχάνοντας την ίδια αξιοπιστία για το σύστημα

Ειδικά για το σύστημα της Κρήτης, ενός αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος με σημαντική ενεργειακή διείσδυση ΑΠΕ (25%), σύμφωνα με τα αποτελέσματα της παρούσας διπλωματικής εργασίας, ο Διαχειριστής του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης θα μπορούσε να αποφύγει τη μελλοντική εγκατάσταση συμβατικών μονάδων τουλάχιστον κατά 30 MW λόγω της λειτουργίας των Αιολικών Σταθμών και τουλάχιστον κατά 23 MW λόγω της λειτουργίας των Φ/Β Σταθμών.

Τα αποτελέσματα της παρούσα διπλωματικής εργασίας θα μπορούσαν να τεκμηριωθούν με τη συλλογή δεδομένων περισσότερων ετών και στο μέλλον να ενσωματωθούν στην μελέτη επάρκειας και στη μελέτη προγραμματισμού ανάπτυξης του παραγωγικού δυναμικού του συστήματος της Κρήτης, όπως προβλέπει ο Κώδικας Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] Birolini, A., "Reliability Engineering, Theory and Practice", Springer, 1999.
- [2] Billinton, R., Allan, R.N., "Reliability Assessment of Large Electric Power Systems", Kluwer Academic Publishers, Accord Station, 1988.
- [3] Διαλυνάς, Ευάγγελος Ν., "Αξιοπιστία ΣΗΕ, ΑΘΗΝΑ: Εκδόσεις ΕΜΠ", 1996.
- [4] José Fernando Prada, "The value of reliability in power systems pricing operating", 1999
- [5] Λουκάς Γ. Δαούτης, Διδακτορική Διατριβή: "Αξιοπιστία Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας σε Περιβάλλον Ανταγωνιστικής Αγοράς και Επιπτώσεις των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας", 2010.
- [6] Billinton and Li, "Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods", 1994
- [7] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε., Εγχειρίδιο Μηχανισμού Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος, Έκδοση 3, 2012
- [8] Christos K. Simoglou, Pandelis N. Biskas, Emmanouil A. Bakirtzis, Anneta N. Matenli, Athanasios I. Petridis, and Anastasios G. Bakirtzis, "Evaluation of the Capacity Credit of RES: The Greek Case", Power Systems Laboratory, Department of Electrical & Computer Engineering Aristotle University of Thessaloniki, 2013
- [9] ΦΕΚ Β' 304/11.2.2014, "Κώδικας Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΚΜΔΝ)".
- [10] A. Keane, M. Milligan, C. Dent, B. Hasche, C. D' Annunzio, K. Dragon, H. Holttinen, N. Samaan, L. Söder, and M. O' Malley, "Capacity value of wind power," IEEE Trans. on Power Syst., vol. 26, no. 2, pp. 564-572, May 2011.

[11] L.L Garver, "Effective load carrying capability of generating units", IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-85, no. 8, pp. 910-919, 1966

[12] IEA WIND, EXPERT GROUP REPORT ON RECOMMENDED PRACTICES 16/ Wind Integrations Studies / Submitted to the Executive Committee of the International Energy Agency Implementing Agreement for Co-operation in the Research, Development, and Deployment of Wind Energy Systems, 2013.

[13] IEA Wind Task 25," Design and operation of Power System with large amount of Wind Power."

[14] Milligan M. & Porter K.,"The capacity value of wind in the United States, Methods and Implementation", Houston, Windpower, 2005

[15] Hee Yau Phoon, "Generation System Reliability Evaluations with Intermittent Renewables.", Master of Science in Energy Systems and the Environment, University of Strathclyde, 2006.

[16] Task Force on the Capacity Value of Wind Power, IEEE Power and Energy Society Andrew Keane, Member, IEEE, Michael Milligan, Member, IEEE, Chris J. Dent, Member, IEEE, Bernhard Hasche, Claudine D'Annunzio, Student Member, IEEE, Ken Dragoon, Hannele Holttinen, Nader Samaan, Member, IEEE, Lennart Söder, Member, IEEE, and Mark O'Malley, Fellow, IEEE,"Capacity Value of Wind Power", 2011

[17] Prof. Nikos Chatziargyriou, Dr. Ioannis Margaritis, Dr. Aris Dimeas, "Renewable Energy Developments in Greek Islands", Friedrich Elbert Stiftung, December 2016

[18] Μενδρινός, Καρύτσας, "Αναζητώντας γεωθερμικά πεδία υψηλής ενθαλπίας στην Ελλάδα για ηλεκτροπαραγωγή και τηλεθέρμανση.", Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ), Νοέμβριος 2010.

[18] Methods to model and calculate capacity contributions of variable generation for resource adequacy planning", Tech. Report, North American Electric Reliability Corporation (NERC), Mar. 2011.

[19] ΑΔΜΗΕ Α.Ε-ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε, "Μελέτη Επάρκειας Ισχύος Κρήτης για την περίοδο 2017 – 2030" Α΄ Τεύχος: Για την περίοδο πριν και μετά την υλοποίηση της Φάσης Ι, Αθήνα, Φεβρουάριος 2017