



*Τεχνολογικό Εκπαιδευτικό  
Ίδρυμα Κρήτης*

*Τμήμα Ηλεκτρολογίας*

**Τίτλος Πτυχιακής Εργασίας:**

*Μελέτη Αιολικού Δυναμικού και  
Μοντελοποίηση Αιολικού Πάρκου*

**Σπουδαστής:**  
*Κατσανεβάκης Μάρκος*

**Εισηγητής:**  
*Δρ. Αριστείδης Κυπράκης*

**Αριθμός Μητρώου:**  
*4013*

***Στην Οικογένεια μου...***  
***Ουρανία, Μανώλη, Ερμιόνη***

# Περιεχόμενα

<b>1. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.)</b> .....σελ.4	
1.1. Λίγα λόγια για τις Α.Π.Ε.....σελ.4	
1.2. Υδατόπτωση.....σελ.4	
1.3. Ενέργεια κυμάτων, παλιρροϊκών κινήσεων και θαλασσίων ρευμάτων...σελ.5	
1.4. Βιομάζα.....σελ.6	
1.5. Γεωθερμική ενέργεια.....σελ.6	
1.6. Φωτοβολταϊκή ηλεκτρική ενέργεια.....σελ.7	
1.7. Αιολική ενέργεια.....σελ.8	
<b>2. Ευρύτερα Διαδεδομένοι Τύποι Ανεμογεννητριών</b> .....σελ.10	
2.1. Εισαγωγή.....σελ.10	
2.2. Ανεμογεννήτρια με σταθερή ταχύτητα (AC).....σελ.10	
2.3. Ανεμογεννήτρια περιορισμένου εύρους ταχυτήτων (AC).....σελ.12	
2.4. Ανεμογεννήτρια πλήρως μεταβλητής ταχύτητας (AC).....σελ.13	
2.5. Ανεμογεννήτρια που ο έλεγχος της ταχύτητας της πραγματοποιείται με τον έλεγχο της DC τάσης (DC).....σελ.15	
2.6. Ανεμογεννήτρια πλήρως μεταβλητής ταχύτητας (DC).....σελ.15	
2.7. Ανεμογεννήτρια πλήρως μεταβλητής ταχύτητας με ανορθωτή IGBT (DC).....σελ.17	
2.8. Ανεμογεννήτρια συνδεδεμένη σε σειρά (κατά μονάδα, DC).....σελ.18	
2.9. Μέση παραγόμενη ισχύς με σύγκριση διαφορετικού τύπου ανεμογεννητριών.....σελ.20	
2.10. Επιλογή τύπου ανεμογεννήτριας.....σελ.21	
<b>3. Έλεγχος Και Επίδραση Της Αιολικής Ενέργειας Στο Δίκτυο</b> .....σελ.23	
3.1. Η αιολική ενέργεια στο δίκτυο της Κρήτης.....σελ.23	
3.2. Έλεγχος των Α/Π από το κέντρο κατανομής φορτίου Κρήτης (Κ.Κ.Φ.Κ.)σελ.24	
3.3. Διακυμάνσεις και επίδραση της αιολικής ενέργειας στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας.....σελ.28	
3.4. Επίδραση στη λειτουργία της συμβατικής παραγωγής.....σελ.32	
3.5. Ενέργειες για την ισορροπημένη λειτουργία του δικτύου σε περίπτωση έγχυσης αιολικής ενέργειας.....σελ.34	
<b>4. Περιγραφή Του Λογισμικού WAsP</b> .....σελ.36	
4.1. Εισαγωγή.....σελ.36	
4.2. Απαραίτητα δεδομένα για την λειτουργία του WAsP.....σελ.36	
4.3. Διαδικασία εισαγωγής χάρτη στο WAsP.....σελ.37	
4.4. Διαδικασία εισαγωγής αιολικού δυναμικού στο WAsP.....σελ.39	
4.5. Επιλογή θέσης εγκατάστασης ανεμογεννητριών.....σελ.41	
4.6. Δημιουργία αιολικού πάρκου και εξαγωγή αποτελεσμάτων στο WAsP.....σελ.43	
<b>5. Υψομετρική Μεταβολή Της Τοποθέτησης Του Συνόλου Των Ανεμογεννητριών</b> .....σελ.46	
5.1. Τοπογραφικό ανάγλυφο και τοποθέτηση των ανεμογεννητριών.....σελ.46	
5.2. Τοποθέτηση με τη μέγιστη αποδοτικότητα.....σελ.48	
5.3. Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση (μείωση κατά 40 m).....σελ.50	
5.4. Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση (μείωση κατά 80 m).....σελ.52	
5.5. Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση (μείωση κατά 120 m).....σελ.54	

5.6. Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση (μείωση κατά 160 m).....σελ.56	σελ.56
5.7. Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση (μείωση κατά 200 m).....σελ.58	σελ.58
5.8. Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση (μείωση κατά 240 m).....σελ.60	σελ.60
5.9. Τοποθέτηση με την ελάχιστη αποδοτικότητα (μείωση κατά 280 m).....σελ.62	σελ.62
<b>6. Μελέτη Της Επίδρασης Του Πλήθους Και Της Διασποράς Των Ανεμογεννητριών Στην Ποιότητα Της Παραγόμενης Ισχύος .....</b>	<b>σελ.64</b>
6.1. Εισαγωγή.....σελ.64	σελ.64
6.2. Αιολικό πάρκο απαρτιζόμενο από V29.....σελ.64	σελ.64
6.3. Αιολικό πάρκο απαρτιζόμενο από V39.....σελ.65	σελ.65
6.4. Αιολικό πάρκο απαρτιζόμενο από V52.....σελ.66	σελ.66
6.5. Αιολικό πάρκο απαρτιζόμενο από V80.....σελ.67	σελ.67
6.6. Αιολικό πάρκο απαρτιζόμενο από V90.....σελ.68	σελ.68
6.7. Δημιουργία χρονοσειράς ισχύος πάρκου V29.....σελ.69	σελ.69
6.8. Δημιουργία χρονοσειράς ισχύος πάρκου V39.....σελ.75	σελ.75
6.9. Δημιουργία χρονοσειράς ισχύος πάρκου V52.....σελ.79	σελ.79
6.10. Δημιουργία χρονοσειράς ισχύος πάρκου V80.....σελ.82	σελ.82
6.11. Δημιουργία χρονοσειράς ισχύος πάρκου V90.....σελ.86	σελ.86
6.12. Παρουσίαση αποτελεσμάτων.....σελ.89	σελ.89
<b>7. Συμπεράσματα – Σύνοψη.....σελ.93</b>	<b>σελ.93</b>
7.1. Εισαγωγή.....σελ.93	σελ.93
7.2. Κεφάλαιο 2.....σελ.93	σελ.93
7.3. Κεφάλαιο 3.....σελ.93	σελ.93
7.4. Κεφάλαιο 5.....σελ.94	σελ.94
7.5. Κεφάλαιο 6.....σελ.95	σελ.95
<b>Βιβλιογραφία.....σελ.97</b>	<b>σελ.97</b>

## 1.0 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (Α.Π.Ε.)

### 1.1 Λίγα λόγια για τις Α.Π.Ε.

Στην σύγχρονη εποχή χρησιμοποιούνται πολλές μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (αιολική ενέργεια, ηλιακή ενέργεια, γεωθερμική ενέργεια, κτλ) για να παραχθεί ένα ποσοστό της ενέργειας που καταναλώνει κάθε άνθρωπος σε ημερήσια βάση. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από οποιασδήποτε μορφής Α.Π.Ε. ονομάζεται και “πράσινη ενέργεια” επειδή κατά τη διαδικασία παραγωγής αυτής της ενέργειας δεν απελευθερώνονται ρύποι προς το περιβάλλον.

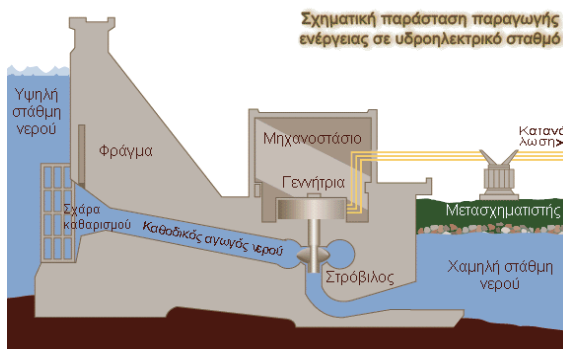
Κύρια γενεσιουργός αιτία των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι η ηλιακή ακτινοβολία, με εξαίρεση εκείνη που αφορά στην ενέργεια των παλιρροϊκών κινήσεων που οφείλονται στη βαρυτική δράση, κυρίως της Σελήνης, πάνω στους υδάτινους όγκους που καλύπτουν την επιφάνεια της γης, καθώς και τη γεωθερμική όπου η ηλιακή ακτινοβολία παίζει δευτερεύοντα ρόλο.

Όπως οι συμβατικές πηγές ενέργειας, έτσι και οι Α.Π.Ε. πληρούν κάποιες προϋποθέσεις προκειμένου να είναι χρήσιμες για τον άνθρωπο :

- Η ενέργεια αυτή πρέπει να είναι άφθονη και η πρόσβαση στην ενεργειακή πηγή εύκολη.
- Πρέπει, να μετατρέπεται χωρίς δυσκολία σε μορφή που να μπορεί να χρησιμοποιηθεί από τα σύγχρονα μηχανήματα.
- Και τέλος, πρέπει μεταφέρεται εύκολα.

### 1.2 Υδατόπτωση

Η υδατόπτωση εκμεταλλεύεται την ύπαρξη φυσικών λεκανών συλλογής των ομβρίων υδάτων σε συγκεκριμένες περιοχές, με κατάλληλη εδαφική διαμόρφωση, κατασκευάζοντας φράγματα. Η υδατόπτωση κινεί υδροστρόβιλους που με τη σειρά τους θέτουν σε κίνηση ηλεκτρογεννήτριες και ακολούθως παράγεται το ηλεκτρικό ρεύμα. Η υδροηλεκτρική παραγωγή ενέργειας καλύπτει περίπου το 7% της παγκόσμιας παραγωγής ενέργειας.



Σχήμα 1.1 : Τυπική σχηματική αναπαράσταση κατασκευής υδροηλεκτρικού σταθμού.



### 1.3 Ενέργεια κυμάτων, παλιρροϊκών κινήσεων και θαλασσίων ρευμάτων

Η παραγωγή ενέργειας από τα κύματα ή τις παλιρροϊκές κινήσεις, έχει αξιοποιηθεί σε συγκεκριμένες θέσεις, όπου το ύψος των κυμάτων και η διάρκεια κυματισμού καθώς και η ταχύτητα των θαλασσίων ρευμάτων επιτρέπουν την ενεργειακή αξιοποίηση τους (π.χ. Βρετάνη Γαλλίας, σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ισχύος 240 MW). Εντυπωσιακό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από κυματισμό είναι η διάταξη Pelamis (είδος θαλασσίου φιδιού). Η διάταξη που δείχνεται στη φωτογραφία του σχήματος 1.2 αποτελείται από τέσσερις κυλίνδρους, με δυνατότητα αρθρωτής κίνησης μεταξύ τους, σε κατακόρυφο επίπεδο. Υπό την επίδραση του κυματισμού αλλάζει η γωνία μεταξύ τους με αποτέλεσμα την άσκηση δυνάμεων σε έμβολα τοποθετημένα άνω και κάτω, στις πλευρές που συνδέονται μεταξύ τους. Έχει δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με ισχύ 750kW.



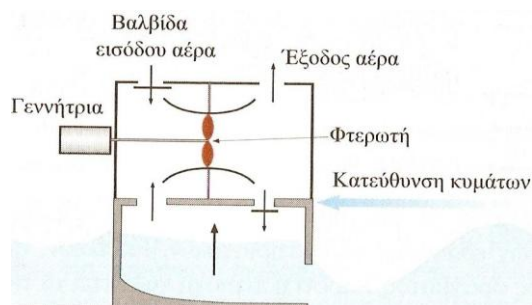
Σχήμα 1.2 : Το Pelamis σε λειτουργία. Το πρωτότυπο είναι τοποθετημένο στο European Marine Energy Center στο Orkney της Σκωτίας.

Σε προχωρημένο πειραματικό στάδιο βρίσκεται επίσης η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με υποθαλάσσιες ηλεκτρογεννήτριες (σχήμα 1.3). Η μεγάλη πυκνότητα του νερού σε σχέση με την πυκνότητα του αέρα καθιστά τις υποθαλάσσιες ηλεκτρογεννήτριες αποδοτικές, παρότι η ταχύτητα των θαλασσίων ρευμάτων είναι αρκετά μικρότερη της τυπικής ταχύτητας των ανέμων. Η εφαρμογή τους προορίζεται για περιοχές που υπάρχουν ισχυρά θαλάσσια ρεύματα.



Σχήμα 1.3 : Σχηματική παράσταση υποθαλάσσιας ηλεκτρογεννήτριας.

Μια άλλη ενδιαφέρουσα ιδέα που μελετάται αφορά στην αξιοποίηση της ενέργειας των κυμάτων σε ειδικές κατασκευές, στις οποίες ενσωματώνεται ανεμογεννήτρια και μέρος των οποίων είναι βυθισμένο στη



Σχήμα 1.4 : Σχηματική παράσταση συστήματος κίνησης ανεμογεννήτριας με συμπίεση του εσωτερικού αέρα στη διάταξη, με αξιοποίηση του κυματισμού.



θάλασσα (σχήμα 1.4). Κατά τον κυματισμό, ο εισερχόμενος όγκος νερού συμπιέζει τον περιεχόμενο αέρα, ο οποίος, ρέοντας μέσω της κεντρικής χοάνης, θέτει σε περιστροφή την πτερωτή της ανεμογεννήτριας. Η διάταξη των βαλβίδων εισόδου-εξόδου του αέρα, είναι τέτοια ώστε η ανεμογεννήτρια να περιστρέφεται κατά την ίδια φορά, ανεξάρτητα από τη φάση συμπίεσης ή εκτόνωσης του εσωτερικού αέρα, κατά τον κυματισμό.

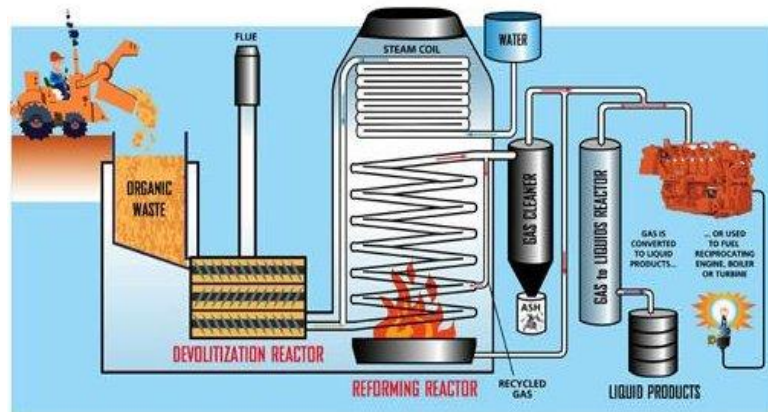
## 1.4 Βιομάζα

Η βιομάζα είναι αποτέλεσμα της φωτοσυνθετικής δραστηριότητας, που μετασχηματίζει την ηλιακή ενέργεια με μια σειρά διεργασιών των φυτικών οργανισμών χερσαίας ή υδρόβιας προέλευσης.

Η βιομάζα με την ευρύτερη έννοια του όρου, περιλαμβάνει οποιοδήποτε υλικό προέρχεται από ζωντανούς οργανισμούς.

Ειδικότερα, η βιομάζα για ενεργειακούς σκοπούς, περιλαμβάνει κάθε τύπο που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή στερεών, υγρών ή αέριων καυσίμων (σχήμα 1.5).

Στις μέρες μας, η βιομάζα καλύπτει το 14% της παγκοσμίως απαιτούμενης ενέργειας και η καύση της αποτελεί ουδέτερη διαδικασία από την άποψη του φαινομένου του θερμοκηπίου.

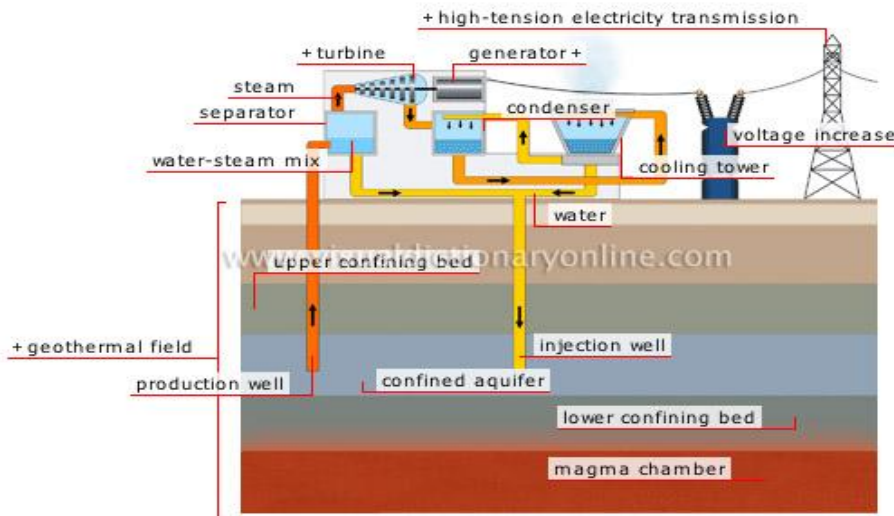


Σχήμα 1.5 : Σχηματική παράσταση καύσης βιομάζας και παραγωγής καυσίμου.

## 1.5 Γεωθερμική ενέργεια

Αφορά στην ενέργεια των θερμών νερών (ή ατμών του νερού), που αναβλύζουν μέσα από ηφαιστειακές διόδους ή ρήγματα του υπεδάφους. Όταν η θερμοκρασία των γεωθερμικών ρευστών είναι χαμηλή, η ενέργεια τους χρησιμοποιείται κυρίως για θέρμανση κτιρίων, κτηνοτροφικών μονάδων, κ.α., ενώ στην περίπτωση που η θερμοκρασία των ατμών είναι υψηλή (>150°C), μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (σχήμα 1.6). Το 2003, το γεωθερμικό δυναμικό παγκοσμίως (μόνο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας) ανερχόταν σε 10GW.

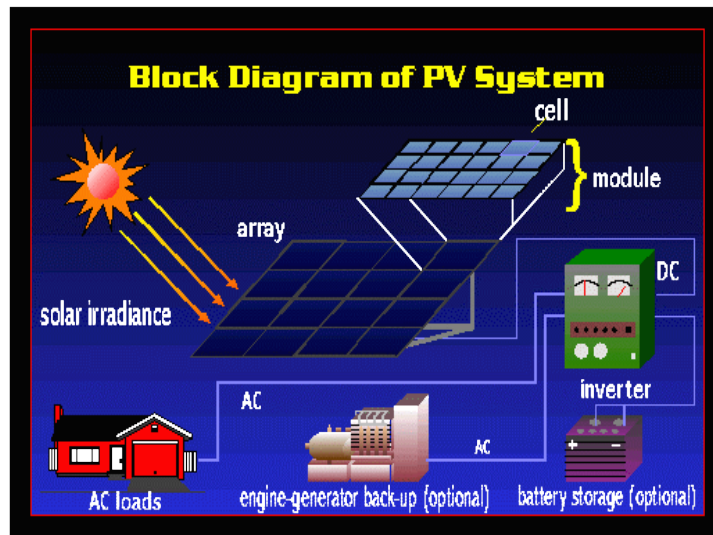




Σχήμα 1.6 : Σχηματική παράσταση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία.

## 1.6 Φωτοβολταϊκή ηλεκτρική ενέργεια

Το φωτοβολταϊκό στοιχείο (photovoltaic cell) είναι γενικά, ένα σύστημα δύο υλικών σε επαφή, το οποίο όταν φωτίζεται, εμφανίζει στα άκρα του συνεχή ηλεκτρική τάση. Σήμερα τα φωτοβολταϊκά στοιχεία των οποίων η βιομηχανική παραγωγή έχει προωθηθεί, είναι αυτά που βασίζονται στη δημιουργία δύο ημιαγωγικών στρωμάτων σε επαφή. Συνήθως, τα δύο στρώματα αποτελούνται από το ίδιο κύριο υλικό, το ένα στρώμα ημιαγωγός τύπου n και το άλλο τύπου p. Εξωτερικά τοποθετούνται κατάλληλα ηλεκτρόδια. Η κατασκευή έχει τη μορφή μιας σχεδόν τετράγωνης πλάκας, ώστε η εσωτερική επαφή των ημιαγωγών να καταλαμβάνει όλη την επιφάνεια του πλακιδίου.



Σχήμα 1.7 : Σχηματική παράσταση παραγωγής φωτοβολταϊκής ηλεκτρικής ενέργειας.

Όταν το φωτοβολταϊκό στοιχείο φωτίζεται (σχήμα 1.7) προκαλεί στο εσωτερικό του ηλεκτρικό ρεύμα (φωτόρρευμα), ανάλογο της πυκνότητας ισχύος του ηλιακού φωτός που προσπίπτει στην επιφάνεια του. Η αναπτυσσόμενη σε ένα τυπικό





φωτοβολταϊκό στοιχείο, συνεχής ηλεκτρική τάση ανοικτού κυκλώματος, βρίσκεται στην περιοχή 0.5-0.7 Volt, ενώ το αντίστοιχο ηλεκτρικό ρεύμα στην περιοχή των 10-40 mA/cm<sup>2</sup>, για πυκνότητα ισχύος 1 kW/m<sup>2</sup>.

Το 1954 ανακοινώθηκε η πρώτη κατασκευή ηλιακού στοιχείου Πυριτίου (Si), με σχηματισμό επαφής p-n, με διάχυση και με απόδοση 6% από τους Fuller, Pearson και Charin. Σήμερα οι αποδόσεις των φωτοβολταϊκών στοιχείων από κρυσταλλικό πυρίτιο, αγγίζουν το επίπεδο του 41% για φωτοβολταϊκά πλαίσια διαστημικών εφαρμογών και το επίπεδο του 11-19% για βιομηχανική-οικιακή χρήση.

## 1.7 Αιολική ενέργεια

Όπως είναι ευρέως γνωστό, η αιολική ενέργεια στηρίζεται στον άνεμο. Ο άνεμος ως φαινόμενο, είναι ο ατμοσφαιρικός αέρας ευρισκόμενος σε κίνηση. Για τον καθορισμό του διανύσματος της ταχύτητας του ανέμου απαιτείται η γνώση του μέτρου και της διεύθυνσης του. Ο λόγος για τον οποίο κινείται ο ατμοσφαιρικός αέρας είναι κυρίως η ηλιακή ακτινοβολία και επίσης η περιστροφή της γης. Η διαφορετική θερμοκρασία μεταξύ ισημερινού και πόλων, αποτέλεσμα της διαφορετικής ηλιακής ακτινοβολίας που δέχονται τα διάφορα σημεία του πλανήτη μας, έχει σαν αποτέλεσμα τη συνεχή κίνηση αέριων μαζών από τους πόλους στον ισημερινό και αντιθέτως. Πιο συγκεκριμένα, ψυχροί επιφανειακοί άνεμοι πνέουν από τους πόλους προς τον ισημερινό για να αντικαταστήσουν τον θερμό αέρα, που ανυψώνεται λόγω της μείωσης της πυκνότητας του και ο οποίος κινείται δια μέσου της ανώτερης ατμόσφαιρας προς τους πόλους.

**Πίνακας 1.1 :** Εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών συστημάτων σε διάφορες χώρες παγκοσμίως.

Η ισχύς του ανέμου σε ολόκληρο τον πλανήτη εκτιμάται στα 3.6\*10<sup>8</sup>MW, ενώ σύμφωνα με εκτιμήσεις του παγκόσμιου οργανισμού μετεωρολογίας, ποσοστό 5% ολόκληρης της αιολικής ενέργειας είναι διαθέσιμο για ενεργειακή αξιοποίηση ανά τον κόσμο.

Χώρα		Εγκατεστημένη ισχύς το 2006 (GW)
Ευρωπαϊκές χώρες	Γερμανία	20.60
	Ισπανία	11.85
	Δανία	3.14
	Ιταλία	2.12
	Ολλανδία	1.61
	Ηνωμένο Βασίλειο	1.96
	Ελλάδα	0.75
	<b>Ευρώπη</b>	<b>48.00</b>
Χώρες εκτός Ευρώπης	Ινδία	6.28
	Ιαπωνία	1.59
	Κίνα	2.30
	Η.Π.Α.	11.60
	<b>Παγκοσμίως</b>	<b>74.20</b>

Η εγκατάσταση αιολικών συστημάτων για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τον άνεμο, με χρήση ανεμογεννητριών οριζοντίου ή κατακόρυφου άξονα πτερυγίων, βρίσκεται σήμερα σε εντυπωσιακή εξέλιξη. Η παγκοσμίως εγκατεστημένη ονομαστική ισχύς το 2006 έφτασε τα 74.2GW ενώ σήμερα



υπερβαίνει τα 157.9 GW. Στην Ευρώπη, η αντίστοιχη ισχύς ξεπέρασε τα 48GW, πιο αναλυτικά η εγκατεστημένη ισχύς εμφανίζεται στον πίνακα 1.1.

Όπως είναι φανερό από τον πίνακα 1.1, η εγκατεστημένη ισχύς από ανεμογεννήτριες στη χώρα μας δεν είναι σε πολύ υψηλά επίπεδα παρόλο που το αιολικό δυναμικό σε πολλά σημεία της Ελλάδας βρίσκεται σε εξαιρετικά υψηλά επίπεδα για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Στα νησιά του Αιγαίου, το αιολικό δυναμικό παρουσιάζει μια μέση ετησίως τιμή, από 7-11m/s, το οποίο υπερκαλύπτει την αποδοτική για τις ανεμογεννήτριες περιοχή ταχυτήτων ανέμου. Οπότε ιδιαίτερα για τον νησιωτικό χώρο της Ελλάδας, η εφαρμογή αιολικών συστημάτων αποτελεί ιδανικό μέρος.



Σχήμα 1.8 : Απεικόνιση offshore αιολικού πάρκου για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Αξίζει να σημειωθεί από τεchnοοικονομικής πλευράς ότι η αιολική ενέργεια αποτελεί την πλέον συμφέρουσα ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, δεδομένου ότι το κόστος της παραγόμενης αιολικής kWh συναγωνίζεται το κόστος της συμβατικής kWh, χωρίς μάλιστα να συμπεριληφθεί το κοινωνικό και περιβαλλοντικό κόστος από την παραγωγή ενέργειας. Βέβαια από την άλλη πλευρά, αντιπαρατίθεται το γεγονός ότι η αιολική ενέργεια δεν είναι ακριβώς προβλέψιμη ούτε και συνεχής, ενώ παράλληλα είναι μια μορφή ενέργειας χαμηλής πυκνότητας, γεγονότα που προσδίδουν ένα ασταθές και απρόβλεπτο χαρακτήρα σε αυτή την πράσινη μορφή ενέργειας.

Σύμφωνα με ρεαλιστικές εκτιμήσεις, προκύπτει ότι η σωστή αξιοποίηση της αιολικής ενέργειας θα βελτιώσει την παγκόσμια ενεργειακή ισορροπία, ενώ στην περίπτωση της Ελλάδας, θα ανακουφίσει το πλήρως εξαρτώμενο από εισαγόμενα καύσιμα ενεργειακό ισοζύγιο της, χωρίς ταυτόχρονα να επιβαρύνει με πρόσθετους ρύπους το είδη βεβαρημένο περιβάλλον μας.



## 2.0 Ευρύτερα Διαδεδομένοι Τύποι Ανεμογεννητριών

### 2.1 Εισαγωγή

Σκοπός αυτού του κεφαλαίου είναι μέσα από την συνοπτική έκθεση διαφόρων τύπων ανεμογεννητριών να ξεκινήσει μια διαδικασία αναζήτησης του βέλτιστου τύπου ανεμογεννήτριας (από πλευράς ενεργειακής απόδοσης) ώστε να χρησιμοποιηθεί στην παρούσα μελέτη, μέσα από περιγραφή των πιο γνωστών μέχρι σήμερα συστημάτων ανεμογεννητριών. Αυτή η επιλογή γίνεται με βάση κριτήρια όπως:

- Την μέση ισχύ εξόδου.
- Τις ελάχιστες δυνατές απώλειες.
- Την σύνδεση των ανεμογεννητριών σε δίκτυο AC ή DC.

Οι κύριοι τύποι των ανεμογεννητριών που αναφέρονται σε αυτό το κεφάλαιο είναι δύο, αυτές που συνδέονται στο AC στο δίκτυο και αυτές που συνδέονται στο DC στο δίκτυο. Όσο αφορά τα

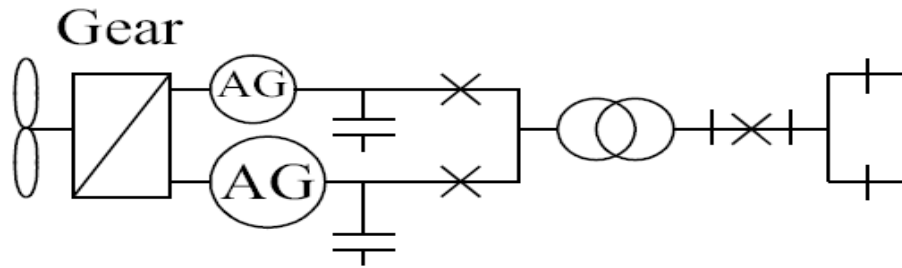
συστήματα AC θα περιγραφούν τα τρία πιο συχνά εμφανιζόμενα ενώ από τα συστήματα DC, θα περιγραφούν τα τέσσερα πιο συχνά εμφανιζόμενα. Σε όλα τα συστήματα που θα αναφερθούν, εξετάζονται οι απώλειες του κάθε συστήματος καθώς και τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα του.



### 2.2 Ανεμογεννήτρια με σταθερή ταχύτητα (AC)

Αυτός ο τύπος ανεμογεννήτριας (σχήμα 2.1) συναντάται συχνά μέχρι σήμερα. Για να μπορέσει να εκμεταλλευτεί όσο το δυνατό περισσότερο το αιολικό δυναμικό, προσαρμόζει την ταχύτητα της χρησιμοποιώντας το κιβώτιο ταχυτήτων της και





Σχήμα 2. 1: Κλασικό σχήμα ανεμογεννήτριας 2MW σταθερής ταχύτητας με δύο γεννήτριες.

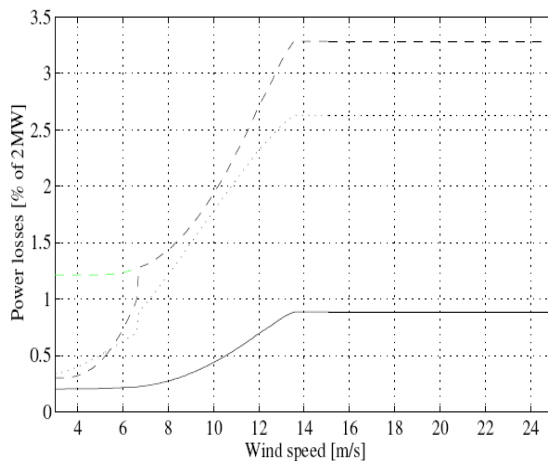
επίσης, διαθέτει δύο γεννήτριες (η μία μικρότερης ονομαστικής ισχύος και η άλλη μεγαλύτερης ονομαστικής ισχύος) που λειτουργούν σε διαφορετικές ταχύτητες ανέμου για μεγαλύτερη απόδοση (σχήμα 2.3) και λιγότερες απώλειες. Η μεγάλη γεννήτρια λειτουργεί σε υψηλές μέσες ταχύτητες ανέμου και η μικρή σε χαμηλές μέσες ταχύτητες ανέμου.

Πλεονεκτήματα αυτού του τύπου ανεμογεννήτριας:

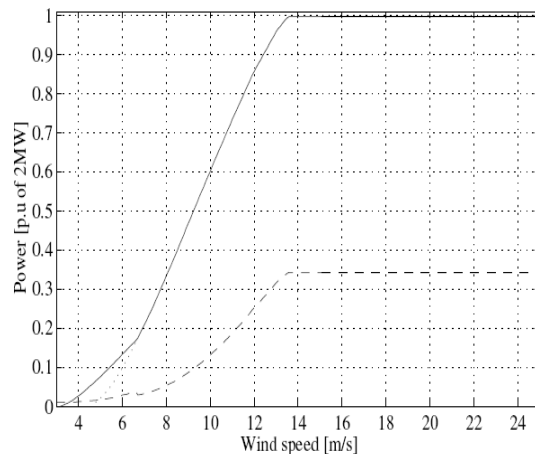
- Αύξηση της απόδοσης της γεννήτριας για χαμηλές ταχύτητες ανέμου στο 0.9% (σχήμα 2.2).
- Λιτή στην κατασκευή.
- Λιγότερες απώλειες σε χαμηλές ταχύτητες ανέμου και στην λειτουργία εν κενό λόγω λειτουργίας της μικρής γεννήτριας.
- Αποδοτικότερη εκμετάλλευση χαμηλών και υψηλών ταχυτήτων ανέμου.

Μειονεκτήματα αυτού του τύπου ανεμογεννήτριας:

- Το κιβώτιο ταχυτήτων απορροφά πολλές διακυμάνσεις τις ροπής στον άξονα.



Σχήμα 2. 2: Η Οι απώλειες για την ανεμογεννήτρια, με συνεχείς απώλειες M/Σ ,με μαύρη διακεκομμένη γραμμή είναι οι απώλειες της (μικρής) γεννήτριας και με στικτή γραμμή οι απώλειες στο κιβώτιο ταχυτήτων. Μαύρη και πράσινη διακεκομμένη γραμμή είναι οι απώλειες της μεγάλης γεννήτριας αν χρησιμοποιηθεί σε χαμηλές ταχύτητες ανέμου.



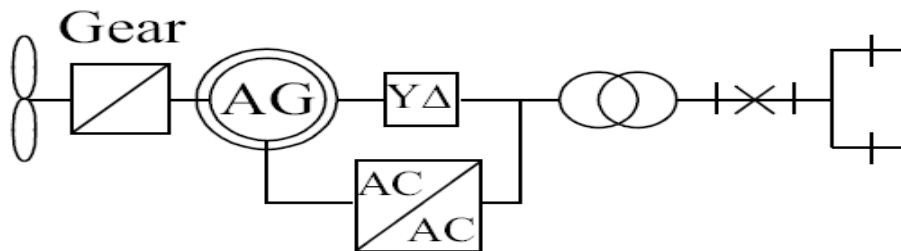
Σχήμα 2. 3: Η παραγόμενη ενεργός ισχύς προς το δίκτυο (συνεχής γραμμή) και η άεργος ισχύς που απορροφάται από το δίκτυο (διακεκομμένη γραμμή) για την ανεμογεννήτρια 2MW σταθερής ταχύτητας. Επίσης η διακεκομμένη γραμμή δείχνει την ισχύ εξόδου της ανεμογεννήτριας αν χρησιμοποιείται η μεγάλη γεννήτρια σε χαμηλές ταχύτητες αέρα.



- Δεν μπορεί να ελεγχθεί η καταναλισκόμενη αεργος ισχύς.
- Με την αύξηση της παραγωγής πραγματικής ισχύος, αυξάνεται και η κατανάλωση αεργης.

## 2.3 Ανεμογεννήτρια περιορισμένου εύρους ταχυτήτων (AC)

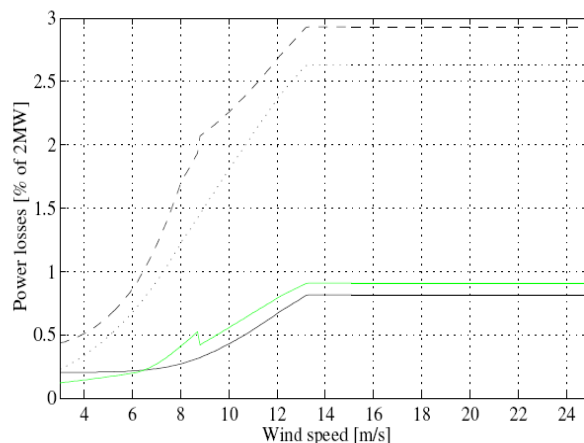
Αυτού του τύπου η ανεμογεννήτρια χρησιμοποιεί μια επαγωγική γεννήτρια διπλής τροφοδοσίας (DFIG). Ένας μετατροπέας AC/AC συνδέεται στο ρότορα της γεννήτριας ενώ το κύκλωμα του στάτη συνδέεται στο μετασχηματιστή (σχήμα 2.4).



Σχήμα 2. 4: Συνήθης σχηματικό διάγραμμα μιας ανεμογεννήτριας 2 MW περιορισμένης ταχύτητας.

Αυτό το σύστημα μπορεί να βελτιστοποιηθεί ώστε να παράγει μέγιστη ενέργεια επιλέγοντας κατάλληλα το εύρος ταχύτητας και το λόγο τυλιγμάτων στάτη - δρομέα. Χαρακτηριστικά αυτού του τύπου ανεμογεννήτριας:

- Λιγότερες απώλειες στον μετατροπέα (από μέσα του δεν περνάει ολόκληρη η παραγόμενη ισχύς αλλά μόνο το 30% σχήμα 2.4).
- Φτηνότερος μετατροπέας.
- Η σύνδεση του στάτη σε Υ (για χαμηλές ταχύτητες ανέμου) και σε Δ (για υψηλές ταχύτητες ανέμου) επιφέρει 1.2% αύξηση της παραγόμενης ενέργειας.
- Λιγότερες απώλειες στο στάτη σε σχέση με την ανεμογεννήτρια σταθερής ταχύτητας (επειδή μεταφέρεται το 30% της παραγόμενης ισχύς από τον ρότορα και το υπόλοιπο 70% από το στάτη σχήμα 2.5).

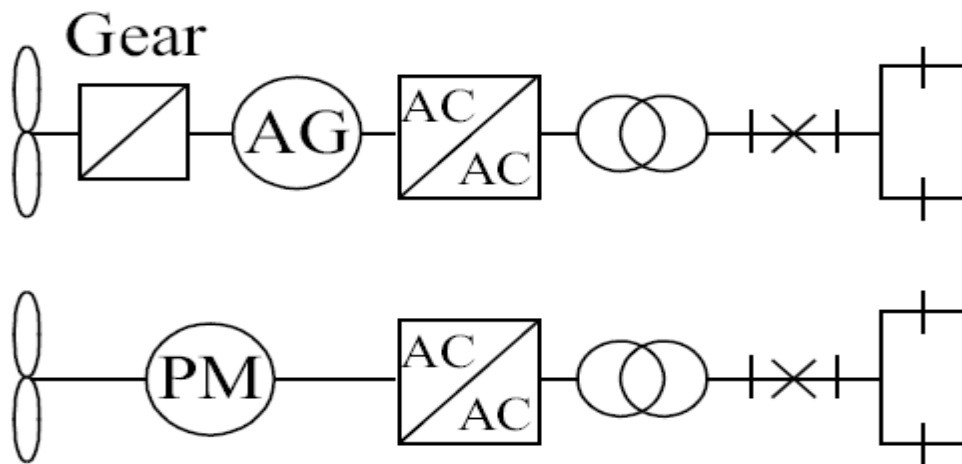


Σχήμα 2. 5: Οι απώλειες μίας ανεμογεννήτριας περιορισμένου εύρους ταχύτητας ανέμου 2 MW. Πράσινη απώλειες μετασχηματιστή, (διακεκομμένη) απώλειες γεννήτριας, (στικτή) απώλειες κιβωτίου ταχυτήτων και γκρι απώλειες μετατροπέα.



- Παραγωγή με συντελεστή ισχύος 1.0 σε ολόκληρη την περιοχή ταχυτήτων ανέμου, αυτό συμβαίνει λόγω της μοναδικής δυνατότητας που έχει η ασύγχρονη γεννήτρια δακτυλιοφόρου δρομέα να κάνει έλεγχο αέργου ισχύος.
- Δυνατότητα περιορισμένου ελέγχου της τάσης με κατάλληλο έλεγχο του μετατροπέα ισχύος του ρότορα.

## 2.4 Ανεμογεννήτριες πλήρως μεταβλητής ταχύτητας (AC)



Σχήμα 2.6: Σνήθης σχηματικό διάγραμμα ανεμογεννήτριας 2 MW πλήρως μεταβλητής ταχύτητας, πάνω ασύγχρονη γεννήτρια και κάτω γεννήτρια παραμένοντος μαγνητισμού.

Αυτού του τύπου οι ανεμογεννήτριες χρησιμοποιούν ένα μετατροπέα ισχύος πλήρους γέφυρας συνδεδεμένο μεταξύ του στάτη της γεννήτριας και του τυλίγματος του μετασχηματιστή (σχήμα 2.6). Λόγω του μετατροπέα που χρησιμοποιείται, μπορεί να γίνει πλήρης έλεγχος της αέργου ισχύος.

Σε αυτού του τύπου τη συνδεσμολογία μπορεί να χρησιμοποιηθεί ασύγχρονη γεννήτρια με κιβώτιο ταχυτήτων ή μόνο μια γεννήτρια παραμένοντος μαγνητισμού (που είναι σύγχρονη και δεν χρειάζεται κιβώτιο ταχυτήτων, σχήμα 2.6). Αυτό που εμφανίζεται πιο συχνά είναι το σύστημα με τη σύγχρονη γεννήτρια (παραμένοντος μαγνητισμού) λόγω του ότι δεν χρειάζεται κιβώτιο ταχυτήτων για να δουλέψει. Το κιβώτιο ταχυτήτων είναι πολύ ευαίσθητο και μειώνονται και οι απώλειες που οφείλονται σε αυτό όταν δεν υπάρχει.

Το πρόβλημα είναι ότι χρησιμοποιώντας στο σύστημα την σύγχρονη γεννήτρια απαιτείται περισσότερη άεργη ισχύς σε ονομαστική κατάσταση λειτουργίας σε σχέση με την ασύγχρονη γεννήτρια, όμως αυτό μπορεί να ξεπεραστεί βάζοντας μια μικρή εξωτερική γεννήτρια που να παίζει το ρόλο διεγέρτριας για να τροφοδοτεί με άεργη ισχύ τη γεννήτρια, (αυτό όμως είναι πολύ δύσκολο αν υπάρχει ανορθωτής με διόδους συνδεδεμένος στη γεννήτρια, σε αυτή την περίπτωση πρέπει να χρησιμοποιηθεί αντιστάθμιση χρησιμοποιώντας πυκνωτές από την πλευρά του AC).

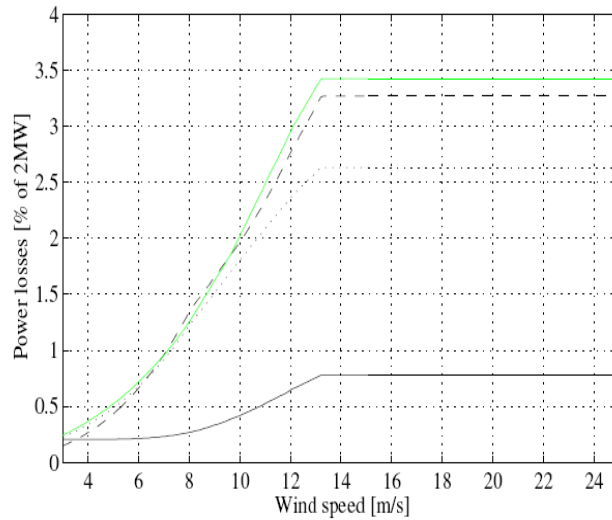


Αντίθετα, αν χρησιμοποιούνταν ασύγχρονη γεννήτρια η απαιτούμενη άεργος ισχύς θα μπορούσε να παραχθεί πολύ απλά από ένα εσωτερικό τύλιγμα διέγερσης.

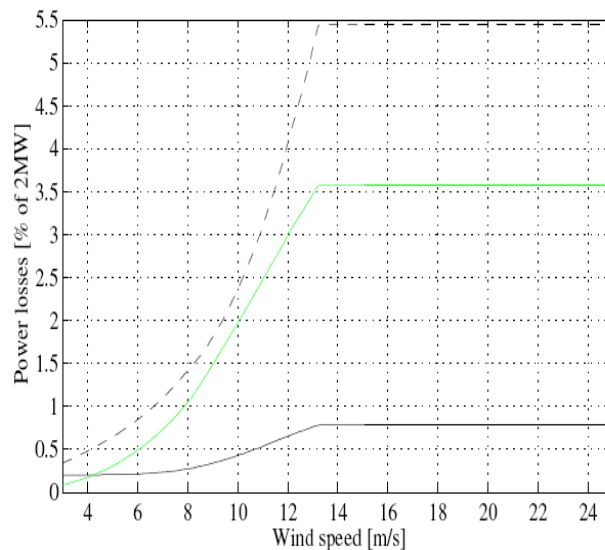
Στο σχήμα 2.7 φαίνονται οι απώλειες της γεννήτριας για ένα σύστημα που χρησιμοποιεί πλήρως μεταβλητή ασύγχρονη γεννήτρια. Όπως φαίνεται και από το διάγραμμα οι απώλειες της γεννήτριας σε χαμηλές ταχύτητες ανέμου είναι σχεδόν ίδιες με αυτές που εμφανίζει η ανεμογεννήτρια σταθερής ταχύτητας (χρησιμοποιώντας τη μικρή της γεννήτρια). Αυτό συμβαίνει λόγω του ελέγχου της συχνότητας και της τάσης που πραγματοποιούνται από το μετατροπέα. Επίσης είναι εμφανείς και οι απώλειες λόγω του κιβωτίου ταχυτήτων.

Στο σχήμα 2.8 φαίνονται οι απώλειες μιας ανεμογεννήτριας με γεννήτρια παραμένουτος μαγνητισμού (και μετατροπέα buck to buck συνδεδεμένο μεταξύ στάτη και Μ/Σ). Οι απώλειες στις χαμηλές ταχύτητες ανέμου είναι χαμηλότερες τόσο από τις απώλειες που εμφανίζει η ασύγχρονη γεννήτρια (για την ίδια τοπολογία) όσο και από την ανεμογεννήτρια σταθερής ταχύτητας. Είναι επίσης φανερό ότι οι απώλειες στους μετατροπείς τόσο για ασύγχρονη όσο και σύγχρονη γεννήτρια είναι

πολύ υψηλότερες σε σχέση με τις απώλειες που εμφανίζει η ανεμογεννήτρια περιορισμένου εύρους ταχυτήτων.



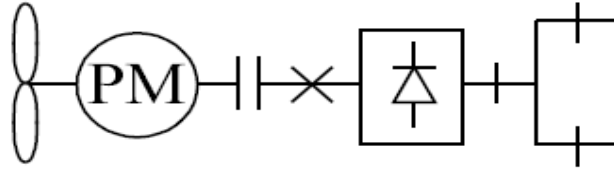
Σχήμα 2. 7: Οι απώλειες μιας ανεμογεννήτριας 2 MW πλήρως μεταβλητής ταχύτητας εξοπλισμένη με ασύγχρονη γεννήτρια. Πράσινη απώλειες μετασχηματιστή, με διακεκομμένη απώλειες γεννήτριας, με στικτή απώλειες κιβωτίου ταχυτήτων και με γκρι οι απώλειες του μετατροπέα.



Σχήμα 2. 8: Οι απώλειες μιας ανεμογεννήτριας 2 MW πλήρως μεταβλητής ταχύτητας εξοπλισμένη με γεννήτρια παραμένουτος μαγνητισμού. Πράσινη απώλειες Μ/Σ, με διακεκομμένη οι απώλειες της γεννήτριας και με γκρι οι απώλειες του μετατροπέα.



## 2.5 Ανεμογεννήτρια που ο έλεγχος της ταχύτητας της πραγματοποιείται με τον έλεγχο της DC τάσης (DC)



Σχήμα 2. 9: Συνήθης σχηματικό διάγραμμα ανεμογεννήτριας 2 MW που ο έλεγχος της ταχύτητας της πραγματοποιείται με τον έλεγχο της DC τάσης.

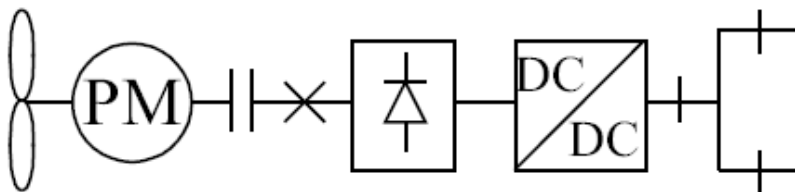
Σε αυτό το σύστημα, η ταχύτητα της γεννήτριας ελέγχεται από τον έλεγχο της DC τάσης στην έξοδο της ανορθωτικής διάταξης (με διόδους) και ανάλογα γίνεται η όχι διόρθωση στην ταχύτητα της γεννήτριας.

Αυτός ο τύπος ανεμογεννήτριας μοιάζει με την ανεμογεννήτρια σταθερής ταχύτητας AC, με τη διαφορά ότι η ταχύτητα της καθορίζεται από την DC τάση (στην έξοδο του ανορθωτή με διόδους) αντί για τη συχνότητα του AC συστήματος. Αυτό σημαίνει ότι και οι δύο τύποι ανεμογεννητριών έχουν διακυμάνσεις στην ισχύ εξόδου τους.

Ένα πολύ σημαντικό πλεονέκτημα αυτού του συστήματος, όπως φαίνεται και στο σχήμα 2.9 είναι ότι αποτελείται από πολύ λίγα εξαρτήματα και κατά συνέπεια αυξάνει η αξιοπιστία του και ελαχιστοποιούνται οι απώλειες του.

## 2.6 Ανεμογεννήτρια πλήρως μεταβλητής ταχύτητας (DC)

Σε αυτό τον τύπο ανεμογεννήτριας, η ταχύτητα της ελέγχεται από ένα μετατροπέα DC/DC ο οποίος είναι συνδεδεμένος μεταξύ του ανορθωτή διόδων και του δικτύου DC (σχήμα 2.10).



Σχήμα 2. 10: Συνήθης σχηματικό διάγραμμα ανεμογεννήτριας 2 MW πλήρως μεταβλητής ταχύτητας και δίοδοι ανόρθωσης.

Το πρόβλημα είναι ότι μια τέτοια τοπολογία θα απαιτούσε έναν μετατροπέα DC-DC επιπέδου ισχύος MW κάτι το οποίο συνεπάγεται πολύ υψηλές απώλειες αγωγής.





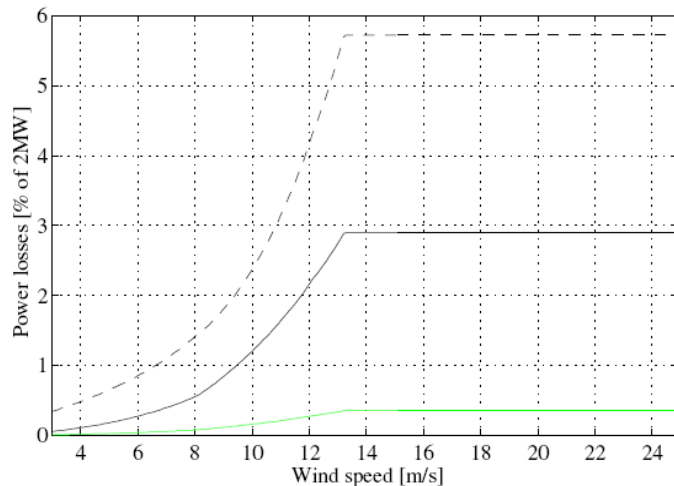
Στο σχήμα 2.11 φαίνονται οι απώλειες της συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας (με μετατροπέα boost). Αυτός ο τύπος διαθέτει γεννήτρια ονομαστικής τάσης 690V ενώ μέσω του μετατροπέα η τάση εξόδου προς το δίκτυο γίνεται 5kV. Είναι πολύ πιθανό, αντί για αυτή την γεννήτρια να χρησιμοποιούνταν μια άλλη με ονομαστική τάση 10kV, αυτό σημαίνει ότι η τάση του πάρκου προς το δίκτυο θα ήταν 40kV. Οι απώλειες αυτού του συστήματος φαίνονται στο σχήμα 2.12

Στο σχήμα 2.13 φαίνεται η ισχύς εξόδου και οι απώλειες για αυτού του τύπου την ανεμογεννήτρια (η οποία φέρει μετατροπέα πλήρους γέφυρας). Σε αυτή την περίπτωση η ονομαστική τάση της γεννήτριας είναι 690V ενώ η τιμή της τάσης από την ανεμογεννήτρια προς το δίκτυο είναι 40kV.

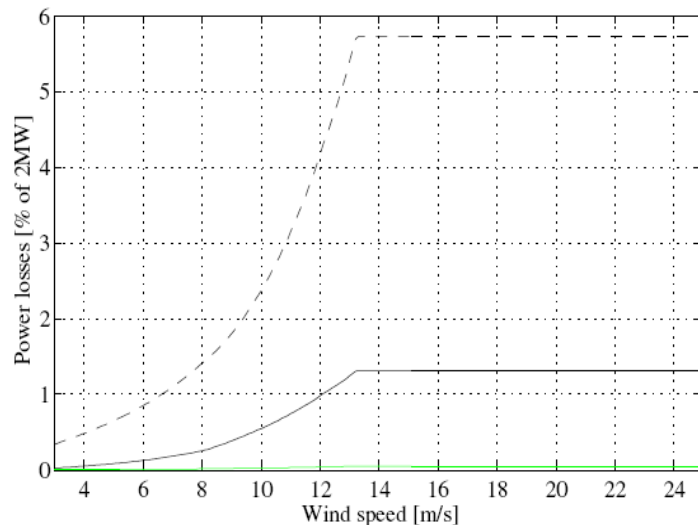
Συγκρίνοντας τα σχήματα 2.11, 2.12, 2.13 προκύπτει

ότι οι απώλειες της γεννήτριας είναι ίδιες, η μόνη διαφορά είναι στις απώλειες του ανορθωτή και του μετατροπέα. Αυτό

που αλλάζει στις απώλειες τους είναι ότι στην περίπτωση της γεννήτριας με ονομαστική τάση 10kV οι απώλειες στον ανορθωτή και στο μετατροπέα ελαττώνονται λόγω ανύψωσης της τάσης και μείωσης της έντασης για την ίδια ισχύ.

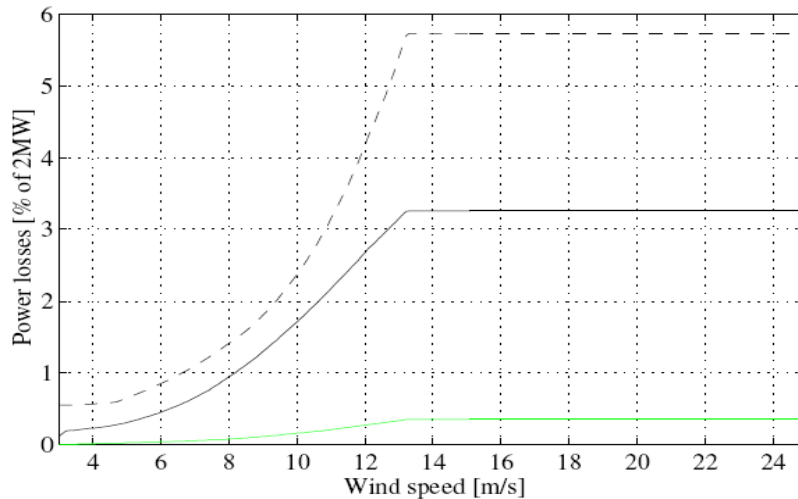


**Σχήμα 2. 11:** Οι απώλειες μιας ανεμογεννήτριας 2 MW εξοπλισμένη με γεννήτρια παραμένοντος μαγνητισμού συνδεδεμένη με διάταξη ανόρθωσης με διόδους και με μετατροπέα ενισχυτή με 5KV τάση εξόδου. Με διακεκομμένη γραμμή είναι οι απώλειες της γεννήτριας, με πράσινη είναι οι απώλειες του μετατροπέα DC/DC και με γκρι είναι οι απώλειες στην ανορθωτική διάταξη με διόδους.



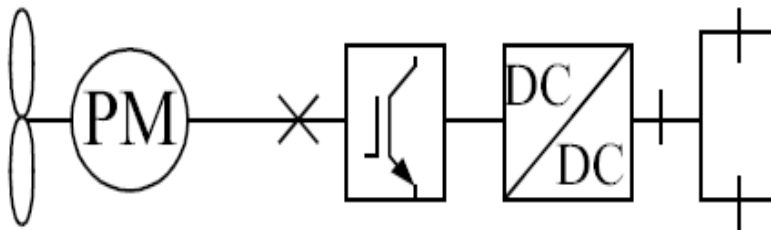
**Σχήμα 2. 12:** Οι απώλειες μιας ανεμογεννήτριας 2 MW με γεννήτρια παραμένοντος μαγνητισμού συνδεδεμένη με ανορθωτή με διόδους και μετατροπέα ενισχυτή με τάση εξόδου 40 KV. Με διακεκομμένη είναι οι απώλειες της γεννήτριας, οι απώλειες του μετατροπέα DC/DC με πράσινο και με γκρι οι απώλειες της ανορθωτικής διάταξης με διόδους.





**Σχήμα 2. 13:** Οι απώλειες μιας ανεμογεννήτριας 2 MW με γεννήτρια παραμένουτος μαγνητισμού συνδεδεμένη με ανορθωτή με διόδους και μετατροπέα τοπολογίας πλήρους γέφυρας. Με διακεκομμένη είναι οι απώλειες της γεννήτριας, οι απώλειες του μετατροπέα DC/DC με πράσινο και με γρι οι απώλειες της ανορθωτικής διάταξης με διόδους.

## 2.7 Ανεμογεννήτρια πλήρως μεταβλητής ταχύτητας με ανορθωτή IGBT (DC)



**Σχήμα 2. 14:** Συνήθης σχηματικό διάγραμμα ανεμογεννήτριας (DC) 2 MW πλήρως μεταβλητής ταχύτητας με ανορθωτή IGBT.

Σε αυτήν την ανεμογεννήτρια, έχει αντικατασταθεί ο ανορθωτής διόδων από ένα πλήρως ελεγχόμενο ημιαγωγικό στοιχείο IGBT το οποίο είναι συνδεδεμένο μεταξύ της γεννήτριας και του μετατροπέα DC/DC (σχήμα 2.14).

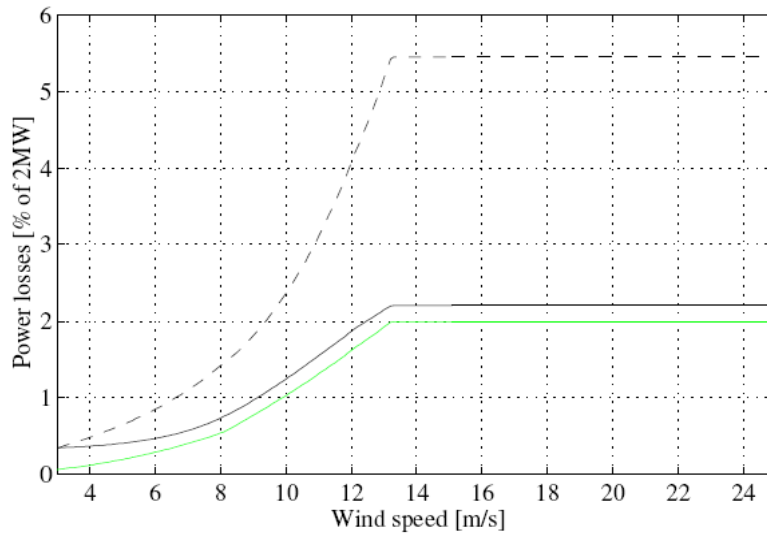
Ένα πλεονέκτημα που παρουσιάζεται με τη χρήση IGBT είναι ότι η άεργος ισχύς προς τη γεννήτρια και ροπή από τη γεννήτρια ελέγχονται εύκολα, αυτό σημαίνει ότι μπορεί να χρησιμοποιηθεί οποιοσδήποτε τύπος γεννήτριας.

Ένα δεύτερο πλεονέκτημα που παρουσιάζει η χρήση IGBT, είναι ότι η τάση στην έξοδο του (δηλαδή στην είσοδο του μετατροπέα DC/DC) είναι συνεχώς σταθερή, πράγμα που σημαίνει ότι ο μετατροπέας λειτουργεί σαν ένας μετασχηματιστής (DC) με συνεχώς σταθερό λόγο μετασχηματισμού.

Στο σχήμα 2.15 φαίνονται οι απώλειες αυτού του είδους της ανεμογεννήτριας. Σε αυτό το σχήμα φαίνεται ξεκάθαρα ότι αυτός ο τύπος ανεμογεννήτριας που

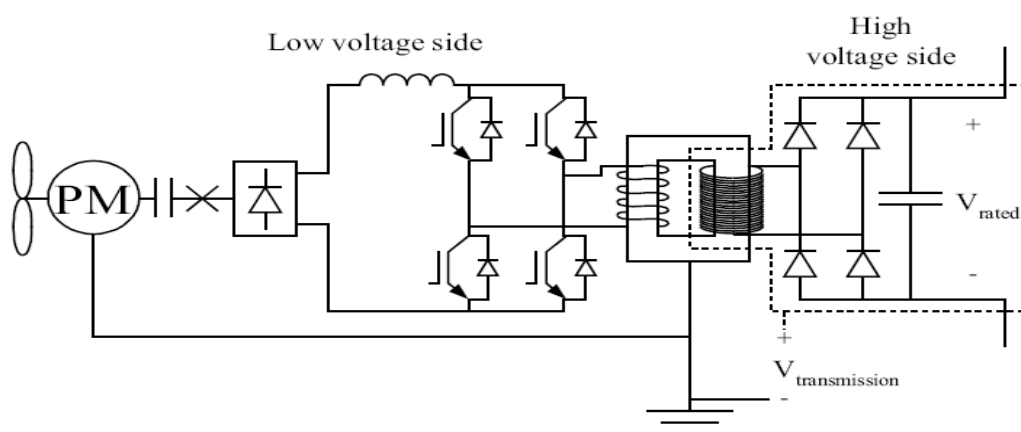


χρησιμοποιείται έχει λιγότερες απώλειες γεννήτριας (σε σχέση με την πλήρως μεταβλητή ανεμογεννήτρια με διόδους), αυτό οφείλεται στο ότι γίνεται καλύτερος έλεγχος τάσης και αέργου ισχύος. Όμως, οι απώλειες του μετατροπέα DC-DC είναι αυξημένες σε σχέση με την προηγούμενη τοπολογία. Επίσης, και οι απώλειες του IGBT είναι πολύ μεγαλύτερες από αυτές του ανορθωτή διόδων, έτσι, η ανεμογεννήτρια με το IGBT έχει μικρότερη ισχύ εξόδου σε σχέση με την ανεμογεννήτρια με ανορθωτή διόδων και γεννήτρια 10kV.



Σχήμα 2. 15: Οι απώλειες για ανεμογεννήτρια 2 MW με γεννήτρια παραμένουτος μαγνητισμού συνδεδεμένη με ανορθωτή IGBT και μετατροπέα πλήρους γέφυρας. Με διακεκομμένη οι απώλειες της γεννήτριας, με πράσινο οι απώλειες μετατροπέα DC/DC και με γκρι οι απώλειες του ανορθωτή IGBT.

## 2.8 Ανεμογεννήτρια συνδεδεμένη σε σειρά (κατά μονάδα, DC)



Σχήμα 2. 16: Συνήθης σχηματικό διάγραμμα ανεμογεννήτριας συνδεδεμένης σε σειρά (κατά μονάδα, DC).

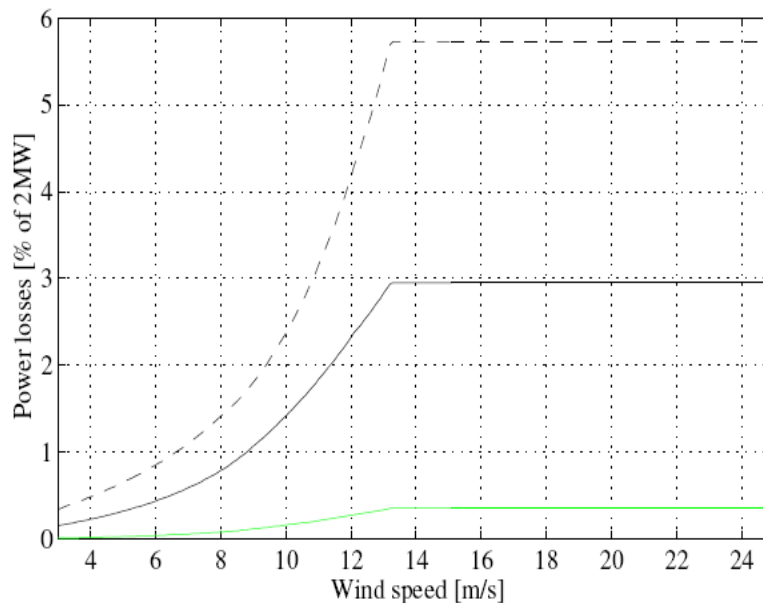


Η συνδεσμολογία αυτού του τύπου της ανεμογεννήτριας φαίνεται στο σχήμα 2.16. Είναι πολύ σημαντικό να αναφερθεί ότι αυτού του τύπου η ανεμογεννήτρια προορίζεται να συνδεθεί σε σειρά με άλλες, με αυτό τον τρόπο δεν θα χρειαστεί να χρησιμοποιηθεί κανένας μεγάλος μετασχηματιστής (με αποτέλεσμα λιγότερο κόστος και λιγότερες απώλειες πάνω στο μετασχηματιστή). Με τη σύνδεση σε σειρά δημιουργείται επίπεδο τάσης ικανό για απευθείας μεταφορά, αυτός είναι και ο λόγος που δεν χρειάζονται μεγάλοι μετασχηματιστές ανύψωσης.

Σε αυτή την εφαρμογή χρησιμοποιείται μετατροπέας DC/DC όπως πριν, όμως είναι τοπολογίας πλήρους γέφυρας απομονωμένη με μετατροπέα ενισχυτή. Ο μετασχηματιστής του μετατροπέα λειτουργεί σαν διασύνδεση μεταξύ της πλευράς υψηλής τάσης και γης, όπως φαίνεται και στο σχήμα 2.16.

Πρέπει να σημειωθεί ότι η χρήση του συγκεκριμένου μετατροπέα προσδίδει το όφελος ότι στην πλευρά της υψηλής τάσης υπάρχουν λίγα μόνο εξαρτήματα που θα πρέπει να “υφίστανται” της υψηλή τάση (ανορθωτής διόδων, πυκνωτής). Επίσης τα εξαρτήματα αυτά, δεν χρειάζονται ούτε σύστημα ελέγχου ούτε σύστημα παλμοδότησης πράγμα που σημαίνει ότι έχουμε να κάνουμε με ένα σχετικά απλό κύκλωμα.

Στο σχήμα 2.17 φαίνονται οι απώλειες αυτού του τύπου της ανεμογεννήτριας. Σε αυτή την περίπτωση η τάση της γεννήτριας είναι 690V ενώ η τάση εξόδου της ανεμογεννήτριας είναι 20kV. Και πάλι, οι απώλειες τόσο της γεννήτριας όσο και του μετατροπέα DC-DC είναι ίδιες με πριν (παράγραφος 2.6 και γεννήτρια 690V) ενώ οι απώλειες στην τοπολογία γέφυρας είναι ελαφρά αυξημένες (όπως φαίνεται και από το σχήμα 2.13).



**Σχήμα 2. 17:** Οι απώλειες μιας ανεμογεννήτριας DC 2 MW συνδεδεμένη σε σειρά. Με διακεκομμένη οι απώλειες της γεννήτριας, με πράσινο οι απώλειες του μετατροπέα DC/DC και με γκρι οι απώλειες στις διόδους ανόρθωσης.



## 2.9 Μέση παραγόμενη ισχύς με σύγκριση διαφορετικού τύπου ανεμογεννητριών

Η μέση παραγόμενη ισχύς, υπολογίζεται πολλαπλασιάζοντας την ισχύ εξόδου της διάταξης με την κατανομή Rayleigh και μετά ολοκληρώνεται με όρια την ελάχιστη ταχύτητα εμπλοκής και την ταχύτητα αποκοπής. Η ταχύτητα αποκοπής έχει επιλεγθεί στα 25 m/s και η ταχύτητα εμπλοκής στα 3 m/s. Πιο αναλυτικά ο τύπος υπολογισμού ακολουθεί:

$$P_{out,AVG} = \int_{cut\ in}^{cut\ out} P_{out}(w_s) f(w_s) dw_s.$$

Όπου:

$P_{out,AVG}$  : Μέση παραγόμενη ισχύς [KW]

cut in : Ταχύτητα εμπλοκής =3 [m/s]

cut out : Ταχύτητα αποκοπής =25 [m/s]

$P_{out}(w_s)$  : Ισχύς εξόδου της ανεμογεννήτριας [KW]

$f(w_s)$  : Κατανομή Rayleigh

Στον πίνακα 2.1 η ισχύς σε ονομαστική κατάσταση αναφέρεται στο p.u. με βάση ισχύος τα 2 MW. Επίσης πρέπει να επισημανθεί ότι όλες οι ανεμογεννήτριες έχουν την ίδια ονομαστική ισχύ στον άξονα (ρότορα) τους άρα οι διαφορές που παρατηρούνται στην ισχύ εξόδου τους οφείλονται στον έλεγχο ταχύτητας που γίνεται στην ανεμογεννήτρια και στις απώλειες τους. Στον ίδιο πίνακα, οι τέσσερις πρώτες είναι ανεμογεννήτριες AC ενώ οι πέντε επόμενες είναι DC.

Type of wind turbine	Power at 3m/s	Rated power	5m/s	6m/s	8m/s	10m/s
AM Fix speed	0	0.997	271	434	769	1037
AM, Rotor converter	0.009	0.992	275	437	771	1038
AM, Stator converter	0.011	0.964	270	428	754	1012
PM, Stator converter	0.013	0.967	281	442	769	1027
PM, Diode, Boost 5kV	0.015	0.975	288	451	781	1040
PM, Diode, Boost 40kV	0.015	0.994	292	457	793	1058
PM, Diode, Full bridge	0.003	0.971	282	444	774	1033
PM, IGBT, Full bridge	0.012	0.968	281	442	770	1028
PM, Diode, FBiB	0.014	0.975	286	448	778	1038

**Πίνακας 2.1:** Ο Η ισχύς εξόδου στο ανά μονάδα των 2 MW για διάφορους τύπους ανεμογεννητριών στην ταχύτητα εμπλοκής, σε ονομαστική ταχύτητα ανέμου και η μέση ισχύς εξόδου σε kW για διάφορες ανεμογεννήτριες και διάφορες μέσες ταχύτητες ανέμου.



Είναι εμφανές από τον πίνακα 2.1 ότι η διαφορά στη μέση παραγόμενη ισχύ μεταξύ διαφόρων ανεμογεννητριών δεν υπερβαίνει το 4-7% για μια συγκεκριμένη ταχύτητα ανέμου για όλες τις ανεμογεννήτριες. Επίσης θα πρέπει να σημειωθεί ότι υπάρχει πιθανότητα για αύξηση της διαμέτρου του ρότορα της ανεμογεννήτριας σε τοπία με χαμηλές μέσες ταχύτητες ανέμου ούτως ώστε να εκμεταλλευτεί η ανεμογεννήτρια όσο το δυνατόν περισσότερο το αιολικό δυναμικό του τοπίου.

Είναι πολύ σημαντικό να σημειωθεί ως παρατήρηση ότι οι ανεμογεννήτριες που παράγουν υψηλή ισχύ (σε σχέση με άλλες) σε ταχύτητες εμπλοκής (πολύ χαμηλές ταχύτητες ανέμου) έχουν την μέγιστη παραγωγή σε χαμηλές ταχύτητες ανέμου. Αντίθετα, οι ανεμογεννήτριες που έχουν υψηλή ισχύ εξόδου μόνο σε ονομαστικές ταχύτητες ανέμου, έχουν μέγιστη παραγωγή ισχύος μόνο σε υψηλές ταχύτητες ανέμου (και χαμηλή παραγωγή σε χαμηλές ταχύτητες ανέμου).

## 2.10 Επιλογή τύπου ανεμογεννήτριας

Το σίγουρο είναι ότι δεν μπορεί να υπάρξει μονολεκτική απάντηση σχετικά με το ποιος τύπος ανεμογεννήτριας είναι ο ποίο αποδοτικός από ενεργειακής πλευράς. Αυτό που πρέπει να γίνει σε κάθε περίπτωση, είναι να ληφθεί υπόψη ότι αναφέρθηκε στις προηγούμενες παραγράφους και τελικά να προσδιοριστεί ο βέλτιστος τύπος με βάση τις παρακάτω παραμέτρους:

- Μέση ισχύς εξόδου.
- Ελάχιστες δυνατές απώλειες.
- Σύνδεση των ανεμογεννητριών σε δίκτυο AC ή DC.

Στην περίπτωση που το δίκτυο σύνδεσης του αιολικού πάρκου είναι DC, ο καλύτερος τύπος ανεμογεννήτριας (έναντι των άλλων τύπων DC) είναι αυτός με την πλήρη μεταβλητή ταχύτητα ο οποίος διαθέτει γεννήτρια ονομαστικής τάσης 10kV, και ανορθωτή με διόδους ενώ η τάση του πάρκου προς το δίκτυο είναι 40kV. Αυτό συμβαίνει για δύο κυρίως λόγους :

- Λόγω της υψηλής τιμής της τάσης της γεννήτριας (10kV) και για να παραμείνει σταθερή η τιμή της ισχύς που θα μεταφερθεί, θα πρέπει να μειωθεί η ένταση του ρεύματος, αυτό όμως σημαίνει ότι όσο μειώνεται η ένταση του ρεύματος τόσο μειώνονται και οι συνολικές απώλειες.
- Σύμφωνα με τον πίνακα 2.1, γίνεται φανερό ότι αυτού του τύπου η ανεμογεννήτρια παρουσιάζει την υψηλότερη ισχύ εξόδου για όλες τις ταχύτητες ανέμου (του πίνακα) και συνεπώς είναι η πιο αποδοτική.

Άρα σύμφωνα με τις προηγούμενες παρατηρήσεις, είναι εμφανές ότι αυτού του τύπου η ανεμογεννήτρια έχει την υψηλότερη ισχύ εξόδου, τις πιο λίγες απώλειες και γι' αυτό είναι η πιο αποδοτική σε σχέση με τις άλλες DC ανεμογεννήτριες.



Στην περίπτωση που το δίκτυο σύνδεσης του αιολικού πάρκου είναι AC (όπως στην περίπτωση της παρούσας μελέτης), ο καλύτερος τύπος ανεμογεννήτριας (έναντι των άλλων AC ανεμογεννητριών) είναι αυτός που έχει περιορισμένο εύρος ταχύτητας και είναι εφοδιασμένος με διπλής τροφοδοσίας επαγωγική γεννήτρια (DFIG). Αυτό συμβαίνει για τρεις κυρίως λόγους :

- Επειδή παρουσιάζει χαμηλότερες απώλειες τόσο στο στάτη όσο και στο μετατροπέα (λόγω επιμερισμού της ισχύος) σε σχέση με τις άλλες AC ανεμογεννήτριες.
- Επειδή παρουσιάζει στις περισσότερες περιπτώσεις ανέμου (πίνακας 2.1) την μεγαλύτερη ισχύ εξόδου (εκτός από ταχύτητα εμπλοκής και ονομαστική).
- Και το πιο σπουδαίο, επειδή προσφέρει τη δυνατότητα ελέγχου της αέργου ισχύος (ο έλεγχος της πραγματοποιείται ελέγχοντας κατάλληλα τα μέτρα των τάσεων στάτη και δακτυλιδιών δρομέα).

Άρα σύμφωνα με τις προαναφερθείσες παρατηρήσεις αυτού του τύπου η ανεμογεννήτρια εμφανίζεται να είναι η πιο αποδοτική σε σχέση με τις υπόλοιπες AC ανεμογεννήτριες, και αυτός είναι ο λόγος για τον οποίο επελέγει να χρησιμοποιηθεί και στην παρούσα μελέτη.



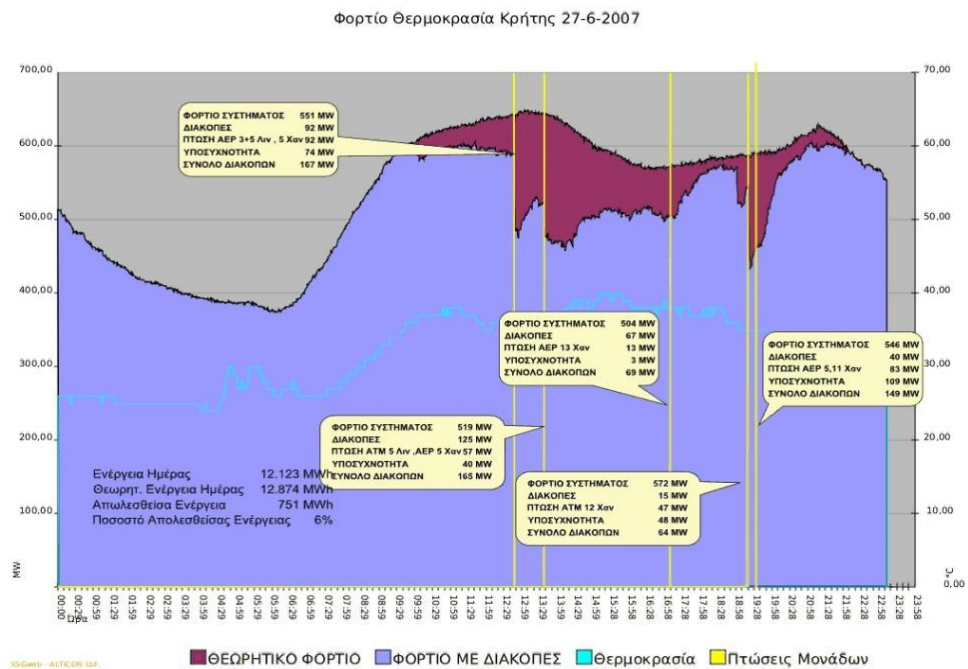
### 3.0 Έλεγχος & Επίδραση Της Αιολικής Ενέργειας Στο Δίκτυο

#### 3.1 Η αιολική ενέργεια στο δίκτυο της Κρήτης

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο της Κρήτης, πέρα από την καύση μαζούτ και πετρελαίου πλαισιώνεται και από ήπιες μορφές ενέργειας. Η ήπια μορφή ενέργειας με την μεγαλύτερη συνεισφορά στην παραγωγή είναι η αιολική και για αυτό, αξίζει να αναφερθούν συνοπτικά διάφορα ενδεικτικά στοιχεία που την αφορούν και σχετίζονται με τη διαμόρφωση της από την έναρξη της μέχρι και πρόσφατα.

Πιο συγκεκριμένα, το πρώτο αιολικό πάρκο (Α/Π) που εγκαταστάθηκε στην Κρήτη ήταν το 1993, με εγκατεστημένη ισχύ 5.1 MW από την Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) στην τοποθεσία Τοπλού, περίπου 10 km από την πόλη της Σητείας στο νομό Αγίου Νικολάου. Μετά το εγχείρημα της ΔΕΗ ακολούθησε το 1998 και πάλι στη Σητεία το πρώτο ιδιωτικό Α/Π με την ονομασία “Ρόκας” και εγκατεστημένη ισχύ 10 MW. Έκτοτε, έχουν εγκατασταθεί και συνεισφέρουν στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού περισσότερα από 12 Α/Π με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 95.4 MW (στοιχεία 2005) και αναμονή για επιπλέον 25 MW άμεσα.

Η ενίσχυση του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας από τα Α/Π έφτασε το 2005 το 10% ενώ περί το 2008 έφτασε το 13 με 15% με συνεχώς αυξανόμενη τάση. Αξίζει να σημειωθεί σε αυτό το σημείο ότι η επιτρεπτή διείσδυση της αιολικής ενέργειας στο δίκτυο κυμαίνεται στο 15 με 17% ενώ θα μπορούσε να αγγίξει και το 30% όμως λόγω παραγόντων που θα εξεταστούν σε επόμενη παράγραφο αυτό δεν επιτυγχάνεται ποτέ.



Σχήμα 3.1: Καμπύλη ζήτησης φορτίου την 27-06-2007 και τριπάρσιμα μονάδων λόγω υψηλής διείσδυσης αιολικής ενέργειας στο δίκτυο.





Ένας από τους λόγους που έχει περιοριστεί η διείσδυση στο 15 με 17% είναι ένα περιστατικό που συνέβη στις 27 Ιουνίου του έτους 2007 όταν η διείσδυση ξεπερνούσε το 25% της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και ξαφνικά μειώθηκε η παραγωγή των πάρκων λόγω της συμπεριφοράς του ανέμου. Αυτό είχε ως συνέπεια στις 12:40 να σβήσει ο αεριοστρόβιλος 5 στην Ξυλοκαμάρα (Χανιά) και οι 3 και 5 στα Λινοπεράματα (Ηράκλειο) όμως το “τριπάρισμα” των μονάδων δεν έμεινε εκεί, στις 13:29 βγαίνει εκτός ο αεριοστρόβιλος 5 των Λινομεπαράτων και ξανά ο αεριοστρόβιλος 5 της Ξυλοκαμάρας ενώ μέχρι τις 19:28 της ίδιας μέρας έσβησαν άλλες 4 μονάδες στην Ξυλοκαμάρα εκ των οποίων τρεις αεριοστρόβιλοι και ένας αεριοστρόβιλος (τα παραπάνω απεικονίζονται στο σχήμα 3.1).

Τα αποτελέσματα αυτού του περιστατικού ήταν πρωτίστως, η ζήτηση στις 19:28 να είναι περί τα 580 MW ενώ η παραγόμενη ισχύ να φτάνει περί τα 450 MW το οποίο οδηγεί σε μη κάλυψη φορτίου ισχύος ύψους 130 MW και δευτερευόντως περιορισμός της διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στο μη διασυνδεδεμένο δίκτυο της Κρήτης από τότε μέχρι και σήμερα στο ποσοστό που αναφέρθηκε προηγούμενα.

### **3.2 Έλεγχος των Α/Π από το κέντρο κατανομής φορτίου Κρήτης (ΚΚΦΚ)**

Το ΚΚΦΚ είναι υπεύθυνο για την διαχείριση των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας Κρήτης και Ρόδου, από τη στιγμή που τα Α/Π διοχετεύουν την ενέργεια που παράγουν σε αυτό το δίκτυο θα πρέπει και αυτά να ελέγχονται με κάποια μορφή διεπικοινωνίας από τον διαχειριστή του συστήματος.

Για να καταστεί αυτό δυνατό, δημιουργήθηκε ένα σύστημα Real Time που συνδέει το ΚΚΦΚ με κάθε Α/Π χωριστά και παρακολουθώντας συνεχώς το φορτίο όπως διαμορφώνεται στο νησί κάνει ανάλογους χειρισμούς στα πάρκα. Οι χειρισμοί που γίνονται μπορεί να είναι ένταξη του πάρκου στο δίκτυο, αποκοπή του πάρκου από το δίκτυο, μείωση ή αύξηση της παραγωγής του ανάλογα με το φορτίο ανά πάσα στιγμή.

Για να μπορέσουν τα Α/Π να συνδεθούν σε πραγματικό χρόνο με το ΚΚΦΚ θα πρέπει να συνδεθούν στο εποπτικό σύστημα καταγραφής και ελέγχου (SCADA) που είναι υπεύθυνο για τη διαχείριση ολόκληρου του ηλεκτρικού δικτύου της Κρήτης με έδρα την περιοχή Κατσαμπά στο νομό Ηρακλείου. Ενδεικτικά μπορούν να αναφερθούν κάποιες ενέργειες που σχετίζονται με το SCADA Κρήτης όπως είναι η παρατήρηση της συχνότητας και εκτέλεση κατάλληλων χειρισμών ώστε να διατηρείται όσο το δυνατόν εγγύτερα στα 50 Hz, αύξηση ή μείωση των στροφών των μονάδων όλης της Κρήτης (σύμφωνα με την συχνότητα), εποπτεία των μονάδων που ευρίσκονται σε λειτουργία ή όχι, έλεγχος των αιολικών πάρκων, κ.α.

Το SCADA του ΚΚΦΚ με την σημερινή του μορφή αλλά και ο χειριστής βάρδιας που εκτελεί τους χειρισμούς απεικονίζονται στην εικόνα 3.1, από αριστερά εποπτεύονται οι εγκαταστάσεις της Ξυλοκαμάρας, στο κέντρο τα Λινοπεράματα και δεξιά ο Αθρινόλακος (Σητεία).





**Εικόνα 3.1:** Απεικόνιση ΚΚΦΚ στον Κατσαμπά Ηρακλείου, είναι εμφανές το SCADA που εποπτεύει ολόκληρο το δίκτυο αλλά και ο χειριστής βάρδιας.

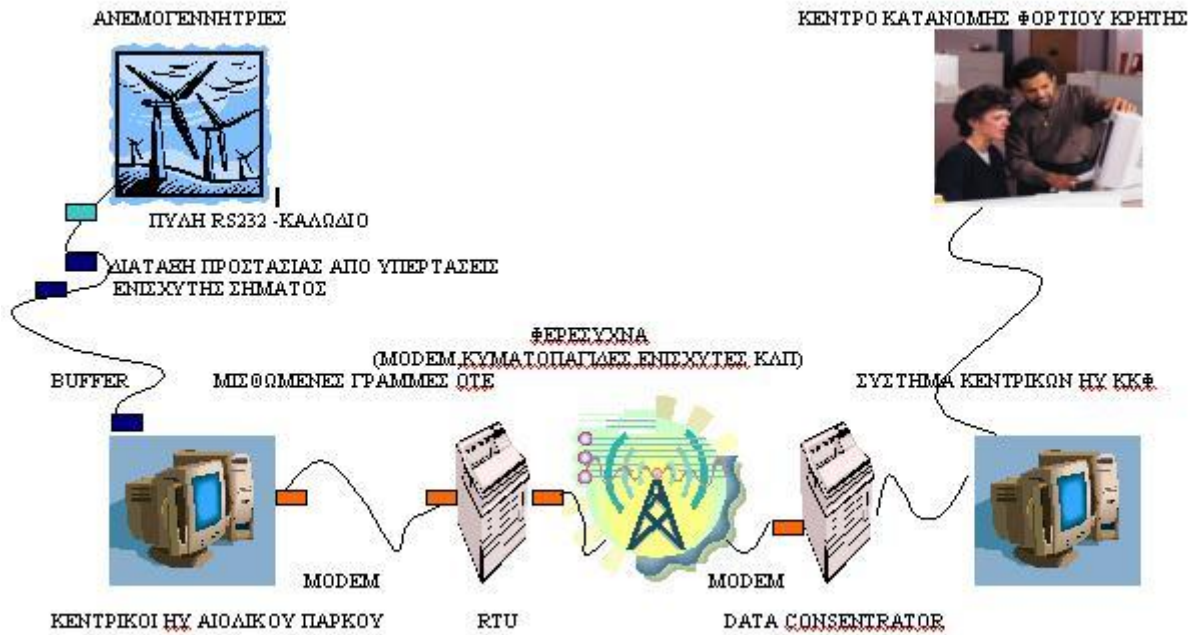
Μετά την σύντομη αναφορά στο σύστημα ελέγχου και εποπτείας του ηλεκτρικού δικτύου της Κρήτης, θα πρέπει να αναφερθεί με ποιο τρόπο συνδέονται και εποπτεύονται από αυτό τα αιολικά πάρκα της Κρήτης.

Σε κάθε υποσταθμό υψηλής τάσης του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας υπάρχουν ένα έως δύο RTU (Remote Terminal Unit) ενώ το κεντρικό σύστημα βρίσκεται στο ΚΚΦΚ, κάθε RTU επικοινωνεί με τον κεντρικό data concentrator χρησιμοποιώντας μια γραμμή data η οποία μπορεί να είναι φερέσυχο υψηλής τάσης ή μισθωμένη γραμμή του ΟΤΕ (στην περίπτωση που είναι γραμμή του ΟΤΕ η ταχύτητα της γραμμής είναι 9600 bps). Από την άλλη πλευρά, κάθε αιολικό πάρκο έχει ένα κεντρικό SCADA για εποπτεία και έλεγχο από τον χειριστή του, τα δεδομένα που συλλέγονται αποστέλλονται σε πραγματικό χρόνο στο ΚΚΦΚ μέσω σύνδεσης του SCADA του πάρκου στο κοντινότερο RTU (αυτή η σύνδεση βρίσκεται συνήθως εκεί που εγχέεται η ενέργεια του πάρκου).

Κάθε RTU εξοπλίζεται με μία σειριακή κάρτα η οποία διαθέτει τέσσερις εισόδους, μία από αυτές τις τέσσερις εισόδους χρησιμοποιείται για να συνδεθεί ένα αιολικό πάρκο, με αυτό τον τρόπο κάθε σειριακή είσοδος της σειριακής κάρτας έχει τη δυνατότητα να στέλνει συνεχώς ερωτήσεις προς το Α/Π και να δέχεται συνεχώς τις απαντήσεις του. Με αυτό τον τρόπο ανταλλάσσονται πληροφορίες συνεχώς μεταξύ του διαχειριστή και του πάρκου για την κατάσταση του δεύτερου, ο ολοκληρωμένος και εκτεθειμένος πιο πάνω τρόπος σύνδεσης απεικονίζεται στο σχήμα 3.2.



**ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΑ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΕΛΕΓΧΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (SCADA) ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ**



Σχήμα 3.2: Απεικόνιση σύνδεσης μεταξύ Α/Π και διαχειριστή συστήματος όπως υλοποιείται στο δίκτυο της Κρήτης.

Οι ερωτήσεις που ανταλλάσσονται συνεχώς μεταξύ του αιολικού πάρκου και του διαχειριστή του συστήματος ώστε να είναι συνεχώς ενημερωμένος για την κατάσταση του πάρκου είναι οι παρακάτω:

- Τρέχουσα ενεργός ισχύς του Α/Π.
- Τρέχουσα άεργος ισχύς του Α/Π.
- Τάση κάθε φάσης.
- Ένταση κάθε φάσης.
- Αριθμός διαθέσιμων ανεμογεννητριών.
- Ταχύτητα ανέμου του Α/Π.
- Διεύθυνση ανέμου του Α/Π.
- Θερμοκρασία περιβάλλοντος.
- Βαρομετρική πίεση.

Αφού οριστεί ο τρόπος και εδραιωθεί διεπικοινωνία μεταξύ του Α/Π και του διαχειριστή του συστήματος, και αφού ληφθούν οι απαραίτητες πληροφορίες για την κατάσταση στην οποία ευρίσκεται το πάρκο, η διαδικασία επαναλαμβάνεται για όλα τα Α/Π που είναι συνδεδεμένα στο δίκτυο της Κρήτης. Στη συνέχεια θα πρέπει να προσδιοριστεί η Μέγιστη Επιτρεπόμενη Αιολική Ισχύς (ΜΕΑΙ). Το μέγεθος αυτό, ορίζει την μέγιστη ισχύ που μπορούν να εγχύσουν στο δίκτυο το σύνολο των διασυνδεδεμένων αιολικών πάρκων. Η τιμή του μεγέθους αυτού εξαρτάται από τρεις παράγοντες και μάλιστα λαμβάνει την τιμή του μικρότερου παράγοντα από αυτούς ενώ ανανεώνεται ανά 20 δευτερόλεπτα με τη βοήθεια του server. Οι



παράγοντες που καθορίζουν τη μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική ισχύ ορίζονται ακολούθως:

- Διαφορά του φορτίου μείον τα τρέχοντα τεχνικά ελάχιστα.
- Εγκατεστημένη ισχύς όλων των αιολικών πάρκων.
- Επιτρεπόμενος συντελεστής διείδυσης (περί το 15%) επί το συνολικό φορτίο του συστήματος.

Μετά τον προσδιορισμό της μέγιστης επιτρεπόμενης αιολικής ισχύς και για να υπάρξει δίκαιος επιμερισμός της σε κάθε Α/Π, αυτή επιμερίζεται αναλογικά με την εγκατεστημένη ισχύ του πάρκου. Ο επιμερισμός της ισχύς σε κάθε πάρκο πραγματοποιείται με την αποστολή SET-POINT ανά 5 λεπτά.

Ο χειριστής βάρδιας (όπως αναφέρθηκε και στην αρχή της παραγράφου) που εποπτεύει ολόκληρο το δίκτυο της Κρήτης μέσω του SCADA μπορεί και εποπτεύει και τα Α/Π ένα παρά ένα ξεχωριστά μέσω ενός υπολογιστή ο οποίος παρουσιάζει συνεχώς:

- Όλα τα αιολικά πάρκα.
- Ενημερώνει αν υπάρχει επικοινωνία.
- Παρουσιάζει το φορτίο του συστήματος.
- Παρουσιάζει το συντελεστή διείδυσης και τη μέγιστη επιτρεπόμενη αιολική ισχύ.
- Την εγκατεστημένη ισχύ κάθε Α/Π.
- Το SET-POINT.
- Την τρέχουσα κατάσταση: αποστολή τηλεχειρισμού, απάντηση, κ.α.

Η εικόνα που παρουσιάζεται στον χειριστή βάρδιας του ΚΚΦΚ προερχόμενη από τον ηλεκτρονικό υπολογιστή που επικοινωνεί σε πραγματικό χρόνο με τα Α/Π παρουσιάζεται στην εικόνα 3.2.

KRIT14.r2w - Reflection for UNIX and Digital

File Edit Connection Setup Macro Window Help

ΚΕΝΤΡΟ ΚΑΤΑΝΟΗΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΚΡΗΤΗΣ - ΠΑΡΑΚΟΛΟΥΘΗΣΗ ΑΙΟΛΙΚΩΝ ΠΑΡΚΩΝ

10-11-2005 09:55:29

Κατάσταση ΟΛΟΚΛΗΡΩΜΕΝΗ ΔΙΕΙΔΥΣΗ

Συνολικό Φορτίο Συστήματος : 291.7 (α)  
 Τεχνικό ελάχιστο Που : 49.5  
 Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Α/Π : 90.3  
 Συντελεστής διείδυσης C : 30 %

ΠΟΙ : 07.5  
 Έλεγχος Φορτίου ΑΠ : απο ΚΚΦ

Περίοδος Κατανομής : 300> 13

α/α	Θέση	Εικ.	Αιολικό Πάρκο	Κατ	Εγκατ.	Ψ.Βάσης	Setpoint	Παράγ.	Έλεγχος						
									τρικ_κτυ	τρικ_κατ	Απάντηση	Φορτίου Α/Π			
1	ST_1	*	ΠΟ ΡΩΚΟΣ	N	13.37	13.37	13.37	3.41	0	0	SETPOINT	- (0)	ΑΠΛΑΔΚ	ΤΠΠ	1
2	ST_3	*	ΑΙ ΑΙΟΛΟΣ	N	10.20	10.20	10.20	0.21	0	0	SETPOINT	- (0)	ΑΠΛΑΔΚ	ΚΚΦ	2
3	Π0_2	*	Π0 ΤΙΕΣΟ Ποιρών	N	5.00	5.00	5.00	0.14	0	0	SETPOINT	- (0)	ΑΠΛΑΔΚ	ΚΚΦ	2
4	Π0_1	*	ΚΚ ΚΩΝΑΤΑ	N	10.00	9.00	10.00	0.06	0	0	SETPOINT	- (0)	ΑΠΛΑΔΚ	ΚΚΦ	2
5	Π0_2	*	ΚΚ ΚΟΥΦ	N	10.00	9.00	10.00	0.96	0	0	SETPOINT	- (0)	ΑΠΛΑΔΚ	ΚΚΦ	2
6	Π0_3	*	ΑΠ ΑΜΕΠΙΕΣΣΑ	N	5.00	5.00	4.01	0.25	0	0	SETPOINT	- (0)	ΑΠΛΑΔΚ	ΚΚΦ	2
7	ST_2	*	ΧΠ ΞΗΡΟΛΙΠΗ	N	10.70	10.70	10.70	3.06	0	0	SETPOINT	- (0)	ΑΠΛΑΔΚ	ΚΚΦ	2
8	Π0_1	*	ΠΛ ΠΛΑΣΤΙΚΑ	N	11.90	3.00	11.90	5.62	0	0	SETPOINT	- (0)	ΑΠΛΑΔΚ	ΚΚΦ	2
9	ST_4	!	ΚΒ ΠΑΛΥΒΟΔΑ	-	3.00	3.00	3.00	2.35	0	0	SETPOINT	- (0)	ΤΠΠΕΟΥ	ΚΚΦ	2
10	Π0_4	*	ΕΠ ΕΜΕΠΙΩ	N	2.50	2.50	2.40	0.24	0	0	SETPOINT	- (0)	ΑΠΛΑΔΚ	ΚΚΦ	2

Εντολές - Ηχηόμενα

Undefined function key

940, 1 | VT400-7 -- KRIT14 via LAT | Num

Εικόνα 3.2: Παρουσίαση όλων των Α/Π της Κρήτης όπως εμφανίζονται στο ΚΚΦΚ.



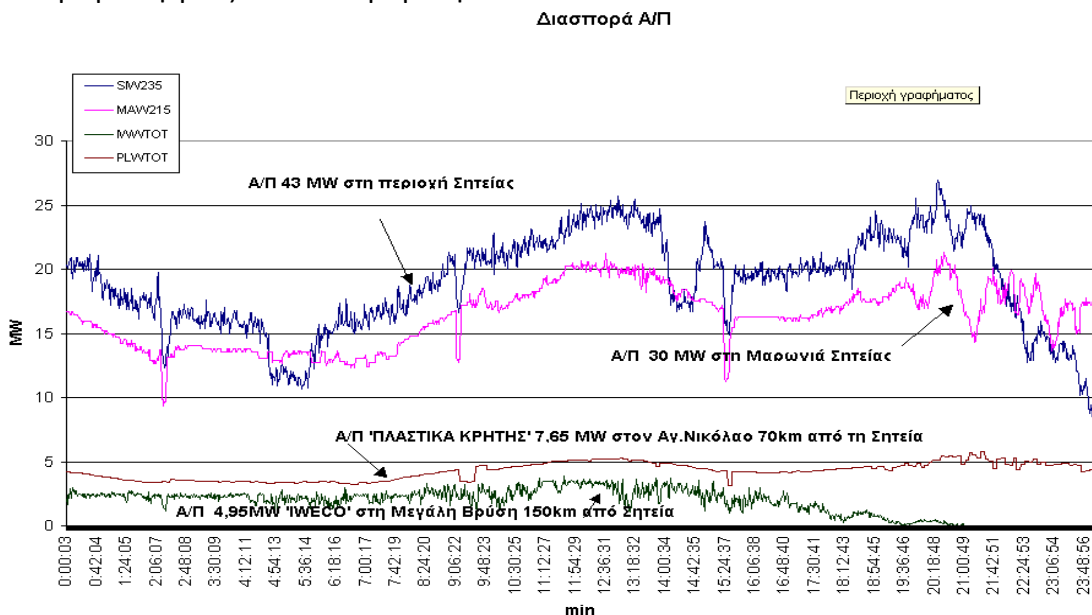
Σε αυτό το σημείο θα πρέπει να αναφερθεί ότι τα δεδομένα που παρουσιάστηκαν στα πλαίσια των παραγράφων 3.1 και 3.2 έχουν προσκομισθεί στον συγγραφέα από την Κα. Αντιόπη Γιαντίδου Μηχ. Μηχανικός Υποτομέαρχης ΔΕΗ ΑΕ/ΔΠΝ/ΤΔΜΚ-Ρ.

### 3.3 Διακυμάνσεις και επίδραση της αιολικής ενέργειας στα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας

Εξαιτίας της μεταβλητότητας του ανέμου και κατά συνέπεια και της αιολικής ενέργειας, όσο υψηλότερη είναι η διείσδυση της στο δίκτυο τόσο αυξάνει το λειτουργικό κόστος και μειώνεται η ευστάθεια για λόγους που θα αναλυθούν στη συνέχεια. Επίσης όσο υψηλότερο είναι το ποσοστό διείσδυσης τόσο δυσκολότερη γίνεται η διαδικασία ανάλυσης ροής φορτίου αλλά και η εκτίμηση του μελλοντικού λειτουργικού κόστους.

Οι διακυμάνσεις στην παραγόμενη αιολική ενέργεια είναι απευθείας συνδεδεμένες με τις διακυμάνσεις του ανέμου, αυτές οι διακυμάνσεις εξαρτώνται από τις μεταβολές στις κλιματολογικές συνθήκες της περιοχής και σαν αποτέλεσμα έχουν μια υψηλής μεταβλητότητας πηγή ενέργειας (σχήμα 3.3).

Αξίζει να σημειωθεί ότι για μια συγκεκριμένη τοποθεσία, μπορεί η ετήσια παραγωγή ενέργειας να διαφέρει από το ένα έτος στο επόμενο, όμως σε βάθος χρόνου 20 ετών η μέση παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια της εικοσαετίας θα έχει μέγιστη τυπική απόκλιση από την μέση παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια της προηγούμενης ή της επόμενης εικοσαετίας κατά 10%. Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι η αβεβαιότητα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην διάρκεια ζωής μιας ανεμογεννήτριας δεν είναι μεγάλη.



**Σχήμα 3.3:** Απεικόνιση της ημερήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τεσσάρων αιολικών πάρκων διασυνδεδεμένων στο δίκτυο της Κρήτης. Είναι εμφανής η υψηλή διακύμανση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.



Για να ομαλοποιηθεί η υψηλή διακύμανση της αιολικά παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (βλέπε σχήμα 3.3), ακολουθεί η αναφορά σε δύο εναλλακτικούς τρόπους.

Ο πρώτος τρόπος προτείνει (για την περίπτωση ενός πάρκου) να παραμείνει αμετάβλητη η εγκατεστημένη ισχύς του πάρκου όμως οι ονομαστικές ισχύεις των ανεμογεννητριών από τις οποίες αποτελείται το πάρκο να ελαττωθούν, με αποτέλεσμα να χρησιμοποιηθούν περισσότερες ανεμογεννήτριες που όμως τελικά θα επιφέρουν χαμηλότερη διακύμανση στη συνολικά παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια του Α/Π (ανάλυση στο κεφάλαιο 6).

Ο δεύτερος τρόπος και επίσης αποδοτικός, είναι η διασπορά των ανεμογεννητριών ενός πάρκου σε μεγαλύτερη έκταση από την αρχική ή στην περίπτωση διασύνδεσης πολλών πάρκων, θα πρέπει αυτά να έχουν μεγάλη διασπορά μεταξύ τους. Με αυτό τον τρόπο, και με σύμμαχο τις μεταβολές του ανέμου κάθε πάρκο θα συνεισφέρει στην εξομάλυνση της συνολικής ισχύος και το αποτέλεσμα θα είναι η συνολική χρονοσειρά ισχύος από όλα τα διασυνδεδεμένα Α/Π να περιέχει σημαντικά χαμηλότερες διακυμάνσεις. Ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα των όσων αναφέρονται, είναι ένας συνδυασμός 17 διασκορπισμένων αιολικών πάρκων στο Ontario, το αποτέλεσμα ήταν μείωση των διακυμάνσεων της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας περί το 65% σε σύγκριση με το ποσοστό διακύμανσης ενός μεμονωμένου αιολικού πάρκου.

Στο κεφάλαιο 6, εξετάζεται διεξοδικά ο πρώτος τρόπος αντιστάθμισης των διακυμάνσεων στην χρονοσειρά της συνολικής ισχύος προκειμένου να διαπιστωθεί η δραστηριότητα του αλλά και για να αποκτηθεί η εμπειρία στην υλοποίηση του.

Όπως έχει γίνει αντιληπτό, λόγω της μεταβλητότητας του ανέμου άρα και της αιολικής ενέργειας η έγχυση της στο δίκτυο συνεπάγεται χαμηλότερο βαθμό απόδοσης για τις συμβατικές μονάδες. Αυτό συμβαίνει, επειδή σε περίπτωση απότομης μείωσης της πνοής του ανέμου θα πρέπει να κλιθούν οι συμβατικές μονάδες που βρίσκονται σε στρεφόμενη εφεδρεία να αντισταθμίσουν την επιπλέον ισχύ για να καλύψουν το φορτίο και τις απώλειες μεταφοράς. Όμως, όταν οι συμβατικές μονάδες λειτουργούν σε ποσοστό χαμηλότερο από το βέλτιστο τους μειώνεται σημαντικά η απόδοση και αυτό συνεπάγεται αύξηση των εκπομπών CO<sub>2</sub>. Άρα λοιπόν διαφαίνεται μια όχι και τόσο φιλική επίδραση της αιολικής ενέργειας σε συνεργασία της με συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Σύμφωνα με τους κανονισμούς προβλέπεται εφεδρεία 1min, 5min και 10min, αυτή η εφεδρεία θα πρέπει να επανα-υπολογιστεί στην περίπτωση έγχυσης αιολικής ενέργειας στο δίκτυο συμπεριλαμβανομένων και των διακυμάνσεων αυτής κάτι το οποίο είναι αρκετά περίπλοκο. Οι κύριοι παράγοντες που επηρεάζουν την τιμή της προβλεπόμενης εφεδρείας είναι οι διακυμάνσεις του φορτίου, το εύρος της περιοχής που καταλαμβάνει και η διασπορά των πηγών αιολικής ενέργειας. Ως παράδειγμα μπορεί να ληφθεί μια μελέτη που έγινε στο Ontario και η οποία εξετάζει σενάρια αιολικής διείσδυσης στο δίκτυο σε ευρεία κλίμακα, τα σενάρια είναι πέντε και περιέχουν αιολική διείσδυση 4%, 17%, 20%, 27% και 33%. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της μελέτης, στην περίπτωση εφεδρείας 1min δεν υπήρξε πρόβλημα σε κανένα από τα πέντε επίπεδα διείσδυσης της αιολικής ενέργειας στο δίκτυο. Αντίθετα, στην περίπτωση της 5min εφεδρείας, και για αιολική διείσδυση



πάνω από 17% υπήρχε σοβαρός προβληματισμός ως προς την κάλυψη του φορτίου από θερμικές μονάδες σε περίπτωση απότομης μείωσης της πνοής του ανέμου. Ενώ για την περίπτωση της 10min εφεδρείας η μελέτη έδειξε ότι για αιολική διείσδυση από 20% και πάνω είναι αδύνατο να καλυφθεί το φορτίο σε περίπτωση μείωσης της πνοής του ανέμου χωρίς να αυξηθεί η εγκατεστημένη ισχύς των θερμικών μονάδων.

Όπως είναι γνωστό, υπάρχουν περιπτώσεις που δεν απορροφάται το σύνολο της παραγόμενης αιολικής ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο. Αυτό συμβαίνει για να εξασφαλιστεί μια σταθερή και ασφαλή λειτουργία του. Για παράδειγμα, σε περιόδους με χαμηλό φορτίο, ο διαχειριστής του συστήματος μπορεί να περιορίσει την αιολική ισχύ αφού έχει εξασφαλίσει ότι η ζήτηση και οι διακυμάνσεις του φορτίου έχουν καλυφθεί από τα τεχνικά ελάχιστα και δεν μπορεί να απορροφηθεί επιπλέον ενέργεια (στην περίπτωση μας από αιολικά πάρκα). Το συγκεκριμένο παράδειγμα εντοπίζεται κυρίως σε μη διασυνδεδεμένα δίκτυα όπως είναι αυτό της Κρήτης. Τέτοια δίκτυα τα οποία δεν μπορούν ούτε να απορροφήσουν αλλά ούτε και να εξάγουν το πλεόνασμα ισχύος που διαθέτουν, είναι αναγκασμένα να “φρενάρουν” τα πάρκα ώστε να σταματήσει η παραγωγή τους. Μία άλλη περίπτωση περιορισμού της αιολικής παραγωγής που αφορά διασυνδεδεμένα και ευρείας κλίμακας δίκτυα (π.χ. Ευρωπαϊκό δίκτυο) είναι να υπάρχει μεγάλη παραγωγή και χαμηλό φορτίο ενώ την ίδια στιγμή να μην είναι δυνατή η εξαγωγή της περίσσειας ισχύος λόγω υψηλής φόρτισης των γραμμών μεταφοράς (μεγάλο ποσοστό αέργου ισχύος), σε αυτή την περίπτωση, ο διαχειριστής του συστήματος είναι αναγκασμένος για να διατηρήσει την σταθερότητα και ασφάλεια του δικτύου να “κόψει” τα αιολικά πάρκα εν μέρει ή όλα.

Διάφορες εναλλακτικές μορφές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, χρησιμοποιούνται σε όλο τον κόσμο για να εγχύσουν την ενέργεια που παράγουν στο δίκτυο σε περίοδο αιχμής. Ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι η ενέργεια από φωτοβολταϊκά όπου το μέγιστο της παραγωγής τους συμπίπτει με το ένα από τα δύο μέγιστα της ημερήσιας καμπύλης ζήτησης (το μεσημέρι), αυτό είναι και ένα από τα σημαντικότερα πλεονεκτήματά τους (ένα άλλο είναι η ευστάθεια στην παραγόμενη ισχύ). Δυστυχώς, για την αιολική ενέργεια δεν μπορεί να ειπωθεί το ίδιο καθώς λόγω της στοχαστικής φύσης του ανέμου είναι δύσκολο να προβλεφθεί πότε θα υπάρξει μέγιστο πότε ελάχιστο και για πόσο θα διαρκέσει αυτό, και φυσικά δεν υπάρχουν συγκεκριμένες χρονικές στιγμές μέσα στο εικοσιτετράωρο που να συμβαίνει αυτό πέρα από τον γενικό προσδιορισμό ότι όταν υπάρχει ηλιακή ακτινοβολία θα πνέει και άνεμος ενώ όταν βραδιάσει αυτός θα σταματήσει. Όμως, η αιολική ενέργεια σε περίοδο αιχμής μπορεί να χρησιμοποιηθεί με έμμεσο τρόπο (σχήμα 3.4), αυτό που μπορεί να γίνει είναι κατά τις ώρες περίσσειας ισχύος (κυρίως το βράδυ) όπου η ζήτηση του φορτίου καλύπτεται από τα τεχνικά ελάχιστα των μονάδων βάσης, να χρησιμοποιηθεί ηλεκτρική ενέργεια προερχόμενη από Α/Π για να ανέβει νερό σε δεξαμενές υδροηλεκτρικών σταθμών και κατά την περίοδο που η ζήτηση βρίσκεται στην αιχμή της, να χρησιμοποιηθεί αυτός ο υδάτινος όγκος για να στρέψει υδροστροβίλους με αποτέλεσμα να καλυφθεί άμεσα η ισχύ αιχμής χρησιμοποιώντας ένα συνδυασμό δύο ήπιων μορφών ενέργειας.





Σχήμα 3.4: Σχεδιάγραμμα διασύνδεσης υδροηλεκτρικού σταθμού, αιολικού πάρκου και θερμικής παραγωγής.

Ένας άλλος παράγοντας που επηρεάζεται από την λειτουργία Α/Π είναι και οι απώλειες στις γραμμές μεταφοράς. Η αιολική ενέργεια μπορεί να αυξήσει ή να μειώσει τις απώλειες του δικτύου (μεταφοράς και διανομής) ανάλογα με το επίπεδο διεύθυνσης της, το συσχετισμό μεταξύ της διεσπαρμένης αιολικής παραγωγής και της φύσης του φορτίου (απαίτηση σε άεργη ισχύ). Επίσης σημαντικό ρόλο κατέχει και η απόσταση μεταξύ του Α/Π και του φορτίου, όπως γίνεται αντιληπτό, όσο μεγαλύτερη είναι αυτή η απόσταση τόσο περισσότερες είναι οι απώλειες μεταφοράς αλλά και στην περίπτωση που δεν υπήρχε δίκτυο της επιχείρησης ηλεκτρισμού στην περιοχή θα πρέπει η επένδυση να επιβαρυνθεί με το κόστος της εγκατάστασης του δικτύου από το κοντινότερο σημείο μέχρι το πάρκο.

Όπως αναλύθηκε στο κεφάλαιο 2 και συγκεκριμένα στην παράγραφο 2.3, οι σύγχρονες ανεμογεννήτριες χρησιμοποιούν διπλής τροφοδοσίας επαγωγικές γεννήτριες (DFIG) με αποτέλεσμα να έχουν ευεργετική λειτουργία προς το δίκτυο, όχι μόνο επειδή παράγουν φιλική ενέργεια προς το περιβάλλον αλλά και επειδή μπορούν και απορροφούν ένα μέρος της άεργης ισχύς του δικτύου. Αυτό επιτυγχάνεται με διεπικοινωνία (παρόμοια με αυτή που παρουσιάστηκε στην παράγραφο 3.2) μεταξύ του Α/Π και του διαχειριστή του συστήματος ρυθμίζοντας κατάλληλα τα μέτρα των τάσεων στο στάτη και στο δρομέα.

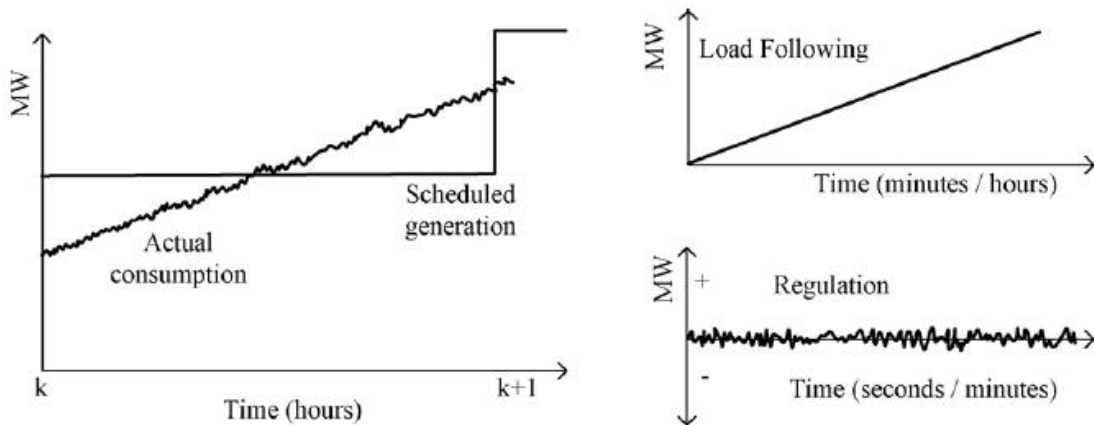




### 3.4 Επίδραση στη λειτουργία της συμβατικής παραγωγής

Η γενική προσέγγιση στην αξιολόγηση της επίδρασης της αιολικής ενέργειας στο σύστημα επιτυγχάνεται αξιολογώντας τις φυσικές επιπτώσεις του ανέμου στο σύστημα και στον υπολογισμό του κόστους που προέρχεται από αυτόν. Αυτή η διαδικασία εμπεριέχει τον προσδιορισμό αιολικού δυναμικού που αναπαριστά την πραγματική απόδοση των αιολικών εγκαταστάσεων. Κάθε εν δυνάμει περιοχή αιολικής εγκατάστασης αναπαρίσταται με εγκατεστημένα εικονικά ανεμόμετρα τα οποία χρησιμοποιούνται για τους υπολογισμούς της παραγωγής ενέργειας.

Οι περισσότερες ολοκληρωμένες μελέτες χωρίζουν τις επιπτώσεις του ανέμου σε τέσσερα χρονικά παράθυρα που αντιστοιχούν στις λειτουργίες του δικτύου: ονομαστική, διακύμανση, στρεφόμενη εφεδρεία, προγραμματισμός και δέσμευση μονάδων (σχήμα 3.5). Το φορτίο του δικτύου προσδιορίζεται από το φορτίο μείον την αιολική παραγωγή και θα πρέπει να εξυπηρετηθεί ώστε να διατηρείτε η ισορροπία σε όλα τα χρονικά παράθυρα.



Σχήμα 3.5: Διαχωρισμένα χρονικά παράθυρα που αφορούν την λειτουργία του δικτύου.

Όσο αφορά τη διακύμανση, θα πρέπει να υπάρχει βραχυπρόθεσμη εφεδρεία για να διατηρηθεί η ισορροπία μεταξύ παραγωγής και ζήτησης κάτι το οποίο πραγματοποιείται συνήθως αυτόματα μέσω AGC (Automatic Generation Control) και εφαρμόζεται στις μονάδες παραγωγής από μερικά δευτερόλεπτα μέχρι μερικά λεπτά. Οι επιπτώσεις της διακύμανσης της χωρητικά διάσπαρτης αιολικής παραγωγής βραχυπρόθεσμα αναμένονται να είναι μέτριες εξαιτίας του φαινομένου της εξομάλυνσης. Για παράδειγμα, έχει αναφερθεί ότι επιπρόσθετα 1500 MW και 3300 MW σε περίοδο αιχμής στη Νέα Υόρκη, προερχόμενα από αιολική παραγωγή, έχουν σαν αποτέλεσμα να αυξήσουν τις απαιτήσεις σε εφεδρεία λόγω διακύμανσης κατά 8 MW και 36 MW αντίστοιχα.

Σχετικά με τη στρεφόμενη εφεδρεία η οποία μπορεί να κυμαίνεται από 10min έως και μερικές ώρες, οι επιπτώσεις της αιολικής ενέργειας σε αυτήν έχουν σαν συνέπεια να αυξάνουν τις διακυμάνσεις του φορτίου σε σύγκριση με τις πραγματικές διακυμάνσεις. Όμως, στην περίπτωση που υπάρχουν αιολικές εγκαταστάσεις μεγάλης κλίμακας και διάσπαρτες σε μεγάλη έκταση, οι



διακυμάνσεις του φορτίου είναι λιγότερο οξείες και γι' αυτό καταλαμβάνουν μεγαλύτερο εύρος.

Κατά τον προγραμματισμό και τη δέσμευση μονάδων, το αντικείμενο του διαχειριστή του συστήματος είναι να διασφαλίσει την επαρκή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο παρόν (σε πραγματικό χρόνο), τις επόμενες ώρες και τις επόμενες μέρες. Επίσης θα πρέπει να υπάρχει αρκετή εφεδρεία ώστε να διατηρείται η ισορροπία του συστήματος σε επίπεδα που ορίζονται από τους κανονισμούς.

Study	PL (%)	US\$/MWh			
		R	LF	UC	Total
WUIG/Xcel	3.5	0	0.41	1.44	1.85
PacificCorp	20	0	2.5	3.00	5.50
BPA	7	0.19	0.28	1.00-1.80	1.47-2.27
We Energies II	29	1.02	0.15	1.75	2.92

PL: penetration level; R: regulation; LF: load following; UC: unit commitment.

**Πίνακας 3.1:** Κόστη διατήρησης της ισορροπίας του δικτύου σύμφωνα με την NREC (North American Electric Reliability Council).

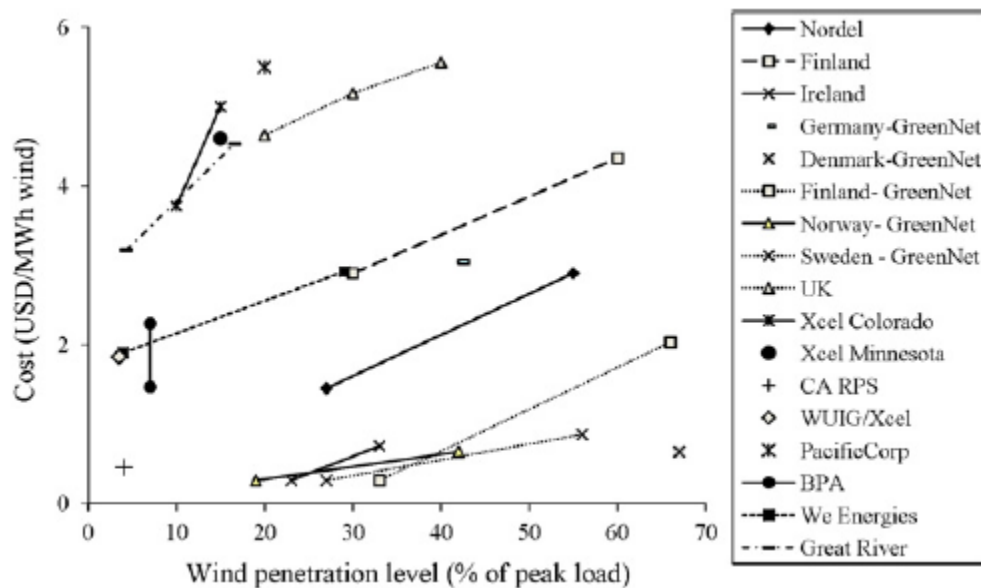
Όπως είναι εμφανές στον πίνακα 3.1, ο κυρίαρχος παράγοντας που διασφαλίζει την ευστάθεια του δικτύου με το υψηλότερο κόστος είναι η δέσμευση μονάδων και σχετίζεται με το ποιες μονάδες και πότε πρέπει να ανάψουν και να σβήσουν ώστε να διατηρηθεί το κόστος στο χαμηλότερο δυνατό επίπεδο. Η διεύθυνση αιολικής ενέργειας εισάγει αβεβαιότητα στην διαδικασία προγραμματισμού και δέσμευσης μονάδων με συνέπεια την αύξηση του λειτουργικού κόστους για την εταιρία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτή η αύξηση στο κόστος εξαρτάται από παράγοντες όπως το κόστος καυσίμου, η ευελιξία του συστήματος, οι κανονισμοί της αγοράς και τέλος το προφίλ της παραγωγής αιολικής ενέργειας εξαιτίας της χωρικής διαμόρφωσης της περιοχής που είναι εγκατεστημένα τα αιολικά πάρκα.

Αρχικά κυριαρχούσε η άποψη ότι το λειτουργικό κόστος θα επιβαρυνόταν από την αιολική παραγωγή κατά 15-20 US \$ ανά MWh, όμως πρόσφατες μελέτες κατέληξαν ότι η επιπρόσθετη εφεδρεία που χρειάζεται είναι κατά μέγιστο 10% της συνολικά εγκατεστημένης αιολικής ισχύος και στις περισσότερες περιπτώσεις, το ποσοστό κυμαίνεται από 3% έως 5%. Τα αποτελέσματα που προέκυψαν από διάφορες μελέτες που έγιναν στην βόρεια Αμερική και στην Ευρώπη έδειξαν ότι το κόστος ανά MWh δεν ξεπερνάει τα 2-4 US \$ για χαμηλή αιολική διεύθυνση και φτάνει τα 6 US \$ για υψηλή αιολική διεύθυνση. Αυτές οι τιμές, οι οποίες αναπαριστούν το κόστος που απαιτείται για τους χειρισμούς εξισορρόπησης του δικτύου, θα πρέπει να ενσωματωθούν στο συνολικό κόστος που προβλέπεται για αιολικές μελέτες.



### 3.5 Ενέργειες για την ισορροπημένη λειτουργία του δικτύου σε περίπτωση έγχυσης αιολικής ενέργειας

Η συνεχώς μεταβαλλόμενη φύση της αιολικής ενέργειας αποτελεί μια πρόκληση για το διαχειριστή του συστήματος αφού η κατανάλωση συν τις απώλειες κατά τη μεταφορά θα πρέπει να είναι συνεχώς ίσες με την παραγωγή. Για αυτό το λόγο, η παρουσία οποιασδήποτε μορφής μεταβαλλόμενης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (επί του παρόντος αιολική) αυξάνει τις ενέργειες που απαιτούνται για να διατηρηθεί η προαναφερόμενη ισορροπία αλλά επίσης αυξάνει και τα λειτουργικά κόστη. Τα αποτελέσματα πολλών μελετών οι οποίες σχετίζονται με το κόστος των ενεργειών που απαιτούνται για να διατηρηθεί η ισορροπία του συστήματος, παρουσιάζονται στο σχήμα 3.6.



Σχήμα 3.6: Κόστος ανά MWh που απαιτείται για να παραμείνει σε ισορροπία το σύστημα σε περίπτωση έγχυσης ηλεκτρικής ενέργειας προερχόμενη από αιολική παραγωγή στο δίκτυο (ισοτιμίες νομισμάτων 1€ = 1.95US \$ και 1€ = 1.45US \$).

Όπως φαίνεται και από το γράφημα, τα αποτελέσματα έχουν διασπορά και είναι δύσκολο να συγκριθούν. Αυτή η διασπορά οφείλεται στις διαφορετικές μεθοδολογίες, δεδομένα, εργαλεία, μετρήσεις, αναπαράσταση αποτελεσμάτων αλλά και ιδιαίτερα χαρακτηριστικά κάθε συστήματος που έχουν χρησιμοποιηθεί. Επιπρόσθετα, έχουν χρησιμοποιηθεί διαφορετικές βάσεις χρόνου όσο αφορά την εκτίμηση της επιπρόσθετης εφεδρείας. Κάποιες μελέτες λαμβάνουν υπ' όψιν τους μόνο το λειτουργικό κόστος ενώ άλλες συνυπολογίζουν και το κόστος μελλοντικών επενδύσεων (σχετικές με την εφεδρεία).

Παρόλη τη διασπορά των αποτελεσμάτων μπορούν να εξαχθούν γενικά τα ακόλουθα συμπεράσματα:

- Το επιπρόσθετο κόστος για την εξισορρόπηση του συστήματος είναι χαμηλό για χαμηλά ποσοστά διείσδυσης της αιολικής ενέργειας και αυξάνει, με την αύξηση της διείσδυσης.



- Η ευελιξία της συμβατικής παραγωγής κατέχει ένα πολύ σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση του κόστους εξισορρόπησης σε περίπτωση που υπάρχει αιολική παραγωγή. Αυτό γίνεται άμεσα αντιληπτό εάν κοιτάξει κανείς το κόστος χωρών με παραγωγή από υδροηλεκτρικά όπως η Νορβηγία και σε αντίθεση, το υψηλό κόστος εξισορρόπησης της Γερμανίας λόγω της θερμικής της παραγωγής.
- Όταν υπάρχει η δυνατότητα για εξαγωγή ενέργειας σε γειτονικά συστήματα (βλέπε Δανία) το κόστος ανά MWh μειώνεται σημαντικά και φτάνει σε επίπεδο 0.65 US \$ ανά MWh και για επίπεδο διείσδυσης 67% (κατά την περίοδο αιχμής).
- Για να ελαχιστοποιηθεί το κόστος που επιφέρει η αιολική ενέργεια στο δίκτυο και σε χώρες που δεν υπάρχει σημαντική ικανότητα εξαγωγής, θα πρέπει να αυξηθεί η διασπορά των αιολικών εγκαταστάσεων. Ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα, είναι το χαμηλό κόστος που επιφέρει η αιολική ενέργεια σε χώρες όπως η Δανία, η Σουηδία και η Νορβηγία ενώ αντίθετα το κόστος είναι υψηλό για τη Γερμανία λόγω υψηλής πυκνότητας αιολικών πάρκων στα βορειοδυτικά της.

Γενικά, με την τήρηση των τεσσάρων προαναφερθέντων κανόνων οι οποίοι απορρέουν από την πολυετή εμπειρία στην ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας στο δίκτυο, και με απόδειξη το γράφημα του σχήματος 3.6, υπάρχει δυνατότητα χαμηλής επιβάρυνσης της τιμής της MWh ακόμα και αν προέρχεται ένα σημαντικό ποσοστό της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από αιολική παραγωγή.



## 4.0 Περιγραφή Του Λογισμικού WAsP

### 4.1 Εισαγωγή

Το λογισμικό WAsP έχει αναπτυχθεί από το Risoe National Laboratory της Δανίας και αναπτύσσεται από το 1987 μέχρι και σήμερα. Ο λόγος που δημιουργήθηκε είναι για να μπορεί να μοντελοποιεί και άρα να προβλέπει την λειτουργία ενός μελλοντικού αιολικού πάρκου πριν αυτό κατασκευαστεί (ή την προέκταση ενός είδη εγκατεστημένου αιολικού πάρκου).

Με αυτό τον τρόπο μπορούν να αποφευχθούν τυχών λάθη που θα γίνονταν με απευθείας δημιουργία του πάρκου (συνήθως σε τέτοιου μεγέθους κατασκευές προκύπτουν πάντα σφάλματα τα οποία με τη χρήση αυτού του λογισμικού ελαχιστοποιούνται). Όσο εγγύτερη στην πραγματικότητα είναι η εισαγωγή των δεδομένων από τις μετρητικές συσκευές τόσο το αποτέλεσμα που θα εξάγει το πρόγραμμα θα είναι και αυτό εγγύτερο στην πραγματικότητα.

Τα αποτελέσματα που αφορούν την παρούσα μελέτη και που μπορούν να ληφθούν μετά το πέρας των υπολογισμών από το πρόγραμμα είναι :

- Υπό μορφή αριθμών :
  - α) Η ετήσια παραγωγή ενέργειας (GWh).
  - β) Η πυκνότητα ισχύος ( $W/m^2$ ).
  - γ) Η μέση ταχύτητα του ανέμου (m/s).
- Υπό μορφή χάρτη :
  - α) Η ετήσια παραγωγή ενέργειας (GWh).
  - β) Η πυκνότητα ισχύος ( $W/m^2$ ).
  - γ) Η μέση ταχύτητα του ανέμου (m/s).
- Υπό μορφή διαγράμματος :
  - α) Ροζέτα με την επικρατούσα και τις κύριες διευθύνσεις του ανέμου.
  - β) Καμπύλη πιθανοτήτων Weibull.

### 4.2 Απαραίτητα δεδομένα για τη λειτουργία του WAsP

Για να μπορέσει το λογισμικό να λειτουργήσει και να παραχθούν τα προαναφερθέντα αποτελέσματα, θα πρέπει να υπάρχουν τουλάχιστον δύο ειδών είσοδοι στο πρόγραμμα. Η μία είσοδος αφορά στον ψηφιοποιημένο χάρτη της περιοχής όπου πάνω στον οποίο θα δημιουργηθεί το αιολικό πάρκο (σε μορφή κατάλληλη για το WAsP) και η άλλη είσοδος, είναι το (μετρημένο από ανεμόμετρο) αιολικό δυναμικό της περιοχής. Το αιολικό δυναμικό της περιοχής προκύπτει από τις μετρήσεις που έχουν ληφθεί για τουλάχιστον ένα χρόνο (όσο περισσότερα είναι τα χρόνια που πραγματοποιήθηκε δειγματοληψία τόσο καλύτερη προσέγγιση αποτελεί το αιολικό δυναμικό που θα τροφοδοτηθεί το WAsP και κατά συνέπεια το αποτέλεσμα που θα προκύψει θα είναι πολύ κοντά στο πραγματικό).



### 4.3 Διαδικασία εισαγωγής χάρτη στο WASP

Ο χάρτης που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα μελέτη είναι πραγματικός και έχει ψηφιοποιηθεί από το από το εργαστήριο αιολικής ενέργειας του Τεχνολογικού Εκπαιδευτικού Ιδρύματος (ΤΕΙ) Κρήτης. Κατά την διαδικασία της ψηφιοποίησης του χάρτη (με κλίμακα 1:50000) μετατρέπονται τα αναλογικά χωρητικά δεδομένα σε ψηφιακά με τη χρήση Η/Υ και κατάλληλων λογισμικών πακέτων.

Η περιοχή στην οποία εκπονήθηκε η μελέτη ονομάζεται Μονή Φανερωμένης και βρίσκεται στο Νομό Αγίου Νικολάου Κρήτης. Το τοπίο στο οποίο είναι τοποθετημένες οι ανεμογεννήτριες βρίσκεται 23 km ανατολικά από την πόλη του Αγίου Νικολάου και 45 km δυτικά από την πόλη της Σητείας και βόρεια της Ιεράπετρας. Η ευρύτερη περιοχή απεικονίζεται στον πολιτικό χάρτη του σχήματος 4.1 με μια κόκκινη τελεία.



Σχήμα 4.1 : Ευρύτερη τοποθεσία Μονής Φανερωμένης στην περιοχή Αγίου Νικολάου Κρήτης.

Η ψηφιοποίηση του χάρτη έγινε με τη βοήθεια του πακέτου λογισμικού Autodesk AutoCAD 2007 το οποίο συνεργάζεται άψογα με το map editor του λογισμικού WASP και έτσι προέκυψε ο χάρτης σε κατάλληλη μορφή για να εισαχθεί στο πρόγραμμα.

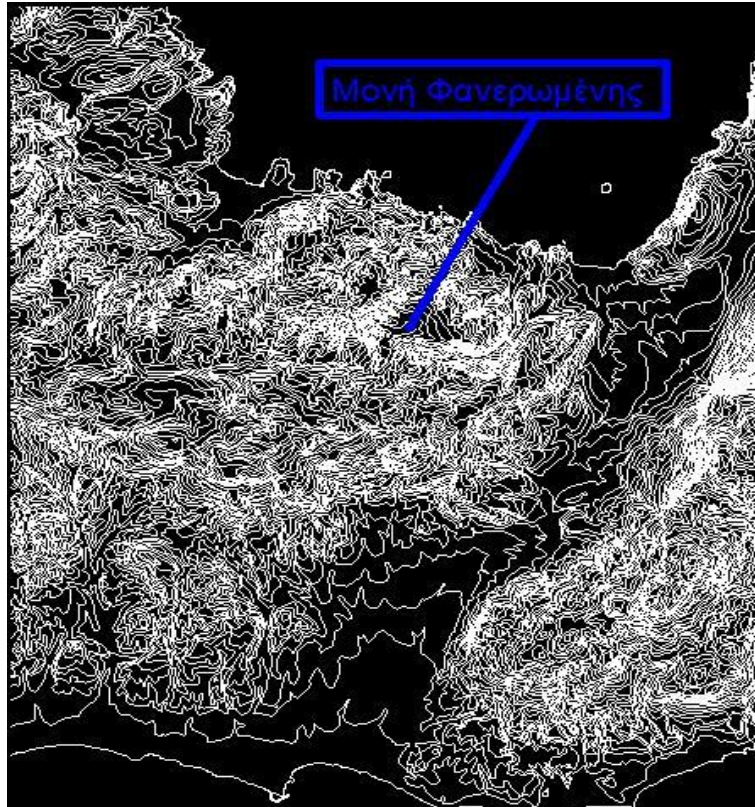
Πιο αναλυτικά, ο ψηφιοποιημένος χάρτης (σχήμα 4.2) της περιοχής αποθηκεύτηκε στο AutoCAD σε μορφή “.dxf” έτσι ώστε να είναι αναγνωρίσιμος από το map editor του WASP, στη συνέχεια το map editor δημιούργησε ένα χάρτη (σχήμα 4.3) που μπορούσε πλέον να εισαχθεί και να επεξεργαστεί από το WASP “.map”.



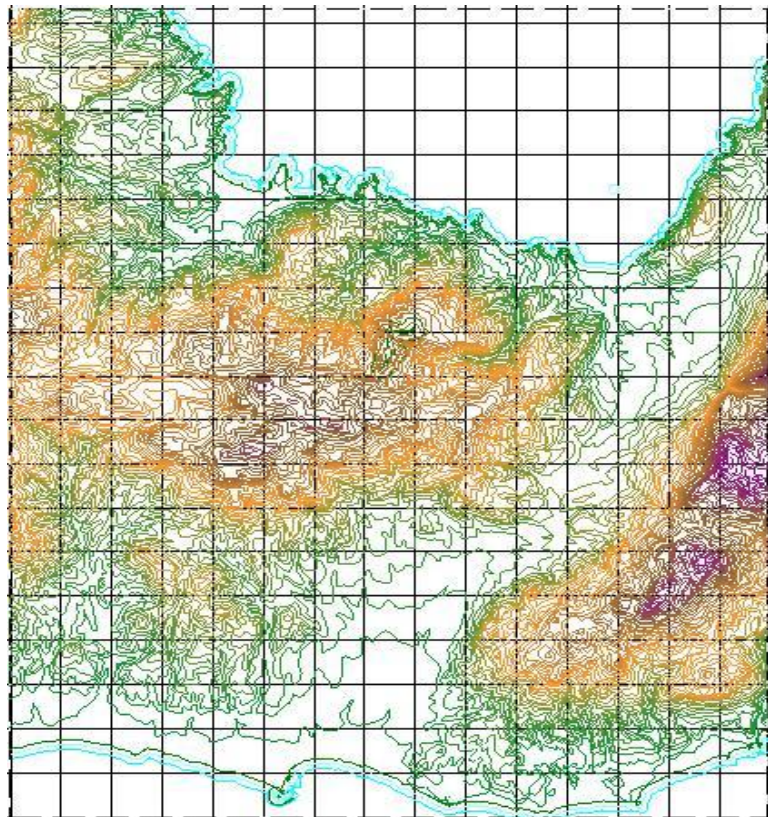
Θα πρέπει να σημειωθεί ότι η περιοχή της Μονής Φανερωμένης έχει χαμηλές καλλιέργειες, αυτό σημαίνει ότι θα χρησιμοποιηθεί ένας συντελεστής τραχύτητας αρκετά μικρός "0.05" ο οποίος σχεδόν δεν επηρεάζει καθόλου την παραγωγή. Αυτή η τραχύτητα εισήχθη στον χάρτη του WASP και εφαρμόστηκε στις γραμμές της ξηράς που συνορεύουν με τη θάλασσα.

Επίσης για να μην υπάρχουν κενά στις γραμμές που αποτελούν το περίγραμμα του εδάφους που συνορεύει με τη θάλασσα έγινε επιλογή του "join line" γιατί διαφορετικά θα εμφανιζόταν κάποιο σφάλμα κατά τους υπολογισμούς.

Στους χάρτες η αναπαράσταση του ανάγλυφου γίνεται με τη βοήθεια ισοϋψών καμπυλών. Η υψομετρική διαφορά ανάμεσα σε δύο διαδοχικές ισοϋψείς καμπύλες ονομάζεται ισοδιάσταση. Η ισοδιάσταση είναι ένα από τα βασικά χαρακτηριστικά ενός χάρτη και συνήθως συνδυάζεται με την



Σχήμα 4.2 : Μονή Φανερωμένης, ψηφιοποιημένος χάρτης μέσω AutoCAD.



Σχήμα 4.3 : Μονή Φανερωμένης, χάρτης που προέκυψε μετά από επεξεργασία από το map editor.



κλίμακα του. Στους χάρτες κλίμακας 1:50000 (όπως στην περίπτωση μας) χρησιμοποιείται η ισοδιάσταση των 20 m (δηλαδή η απόσταση της μίας ισοΰψης καμπύλης από την αμέσως επόμενη είναι 20 m).

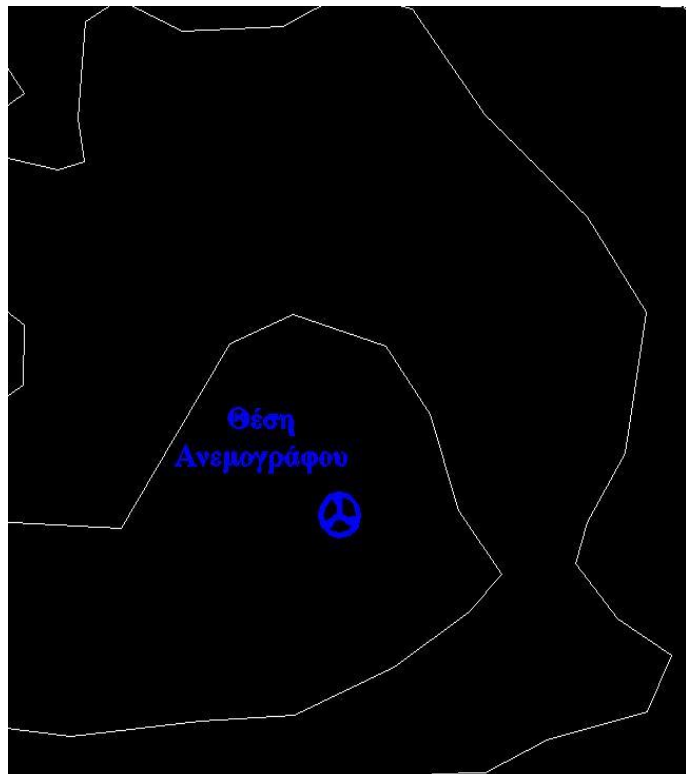
#### 4.4 Διαδικασία εισαγωγής αιολικού δυναμικού στο WAsP

Για να συλλεχθεί το αιολικό δυναμικό μίας περιοχής χρειάζεται ένα όργανο το οποίο θα περιλαμβάνει δύο αισθητήρια. Το ένα αισθητήριο είναι το ανεμόμετρο (το οποίο μετράει την ένταση του ανέμου, σχήμα 4.4) και το άλλο είναι ο ανεμοδείκτης (ο οποίος καταγράφει τη διεύθυνση του ανέμου). Έχοντας αυτά τα δύο αισθητήρια και για χρονικό διάστημα τουλάχιστον ενός έτους μπορεί να καταγραφεί το αιολικό δυναμικό μίας περιοχής.

Είναι πολύ σπουδαίο να προσδιοριστούν οι ριπές ανέμου στην περιοχή διότι η ύπαρξη ριπών συνεπάγεται κόπωση της πτερωτής της ανεμογεννήτριας και πρόσθετη μηχανική φόρτιση του πύργου στήριξης.

Ως ριπή ανέμου ορίζεται η ξαφνική και μικρής διάρκειας (περίπου 20 sec) αύξηση της ταχύτητας του ανέμου (αύξηση που ξεπερνά τα 9m/sec). Σε περίπτωση που μια ριπή ανέμου διαρκέσει πάνω από 30 sec θα πρέπει να υπάρξει πρόβλεψη για σταμάτημα της ανεμογεννήτριας καθώς τίθενται σοβαροί λόγοι κατάρρευσης της κατασκευής.

Επίσης, η διεύθυνση του ανέμου δεν είναι σταθερή αλλά μεταβάλλεται συνεχώς, και καθορίζεται με βάση το σημείο του ορίζοντα από το οποίο πνέει ο άνεμος σε σχέση με τη θέση μέτρησης. Η διεύθυνση του ανέμου μετριέται κατά την φορά του ρολογιού, σε μοίρες ή τιμές που αντιστοιχούν σε ολόκληρο κυκλικό τομέα. Ο κυκλικός τομέας μπορεί να χωριστεί (ανάλογα με την επιθυμητή ακρίβεια) σε 8,12 ή 16 τομείς. Με βάση τις παρατηρήσεις της διεύθυνσης του ανέμου μπορεί να χαραχτεί το πολικό διάγραμμα (ή ανεμολόγιο ή ροζέτα), το οποίο δείχνει τις συχνότητες πνοής ανέμου συγκεκριμένης ταχύτητας και διεύθυνσης.



Σχήμα 4.4 : Θέση ανεμομέτρου στις συντεταγμένες γεωγραφικό μήκος: 25° και γεωγραφικό πλάτος: 35° στην κορυφή της τοποθεσίας.





Κατά την εκτίμηση του αιολικού δυναμικού μιας περιοχής, χαρακτηρίζεται ως κύρια διεύθυνση του ανέμου κάθε διεύθυνση η οποία συνεισφέρει κατά τουλάχιστον 10% στη συνολική διαθέσιμη αιολική ενέργεια. Η κύρια διεύθυνση η οποία, στην υπό μελέτη περιοχή έχει την μεγαλύτερη συχνότητα εμφάνισης ονομάζεται επικρατούσα διεύθυνση.

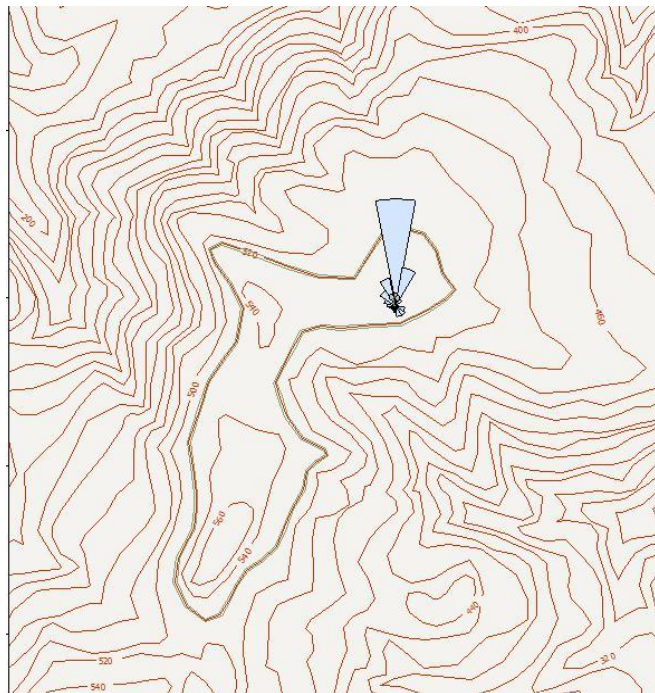
Οι κύριες διευθύνσεις του ανέμου είναι διαφορετικές για κάθε τοποθεσία, δεδομένου ότι ο προσανατολισμός των λόφων, των βουνών, των κοιλάδων, η υπάρχουσα βλάστηση καθώς και η ύπαρξη κτιρίων ανάμεσα στα άλλα επηρεάζουν τις κύριες διευθύνσεις του ανέμου.

Στην περίπτωση αυτής της μελέτης τα ανεμολογικά δεδομένα που εισήχθησαν για τους υπολογισμούς είναι πραγματικά, και είναι μετρημένα σε κάποιο σημείο της Κρήτης από τον καθηγητή εφαρμογών του ΤΕΙ Κρήτης κ Μηναδάκη Ιωάννη.

Τα ανεμολογικά δεδομένα της παρούσας μελέτης έχουν συλλεχθεί από ανεμόμετρο το οποίο ήταν τοποθετημένο σε υψόμετρο 660 m και το ύψος του ιστού του ανεμομέτρου ήταν 10 m. Με χρήση εξισώσεων αναγωγής (το πρόγραμμα) αναγάγει το μετρούμενο αιολικό δυναμικό στο ύψος που έχουν τοποθετηθεί οι ανεμογεννήτριες. Οι γεωγραφικές συντεταγμένες του ανεμομέτρου είναι γεωγραφικό μήκος: 25° και γεωγραφικό πλάτος: 35° (Στο σχήμα 4.4 φαίνεται η τοποθέτηση του ανεμομέτρου στον ψηφιοποιημένο χάρτη για τις δοθείσες συντεταγμένες).

Οι τιμές των μετρημένων δεδομένων του ανέμου (ταχύτητα ανέμου και διεύθυνση) ελήφθησαν από το ανεμόμετρο ανά μήνα (12 σκέλη). Οι τιμές αυτές μεταφέρθηκαν (με μηνιαία συνέχεια) στο Excel (σε ένα ενιαίο αρχείο) η μία κάτω από την άλλη και έτσι δημιουργήθηκε μια στήλη που περιελάμβανε όλες τις ταχύτητες του ανέμου και μια άλλη που περιελάμβανε την αντίστοιχη διεύθυνση του ανέμου για κάθε τιμή της ταχύτητας (για όλο το χρόνο). Αυτές οι δύο στήλες αποθηκεύθηκαν στο Excel σε μορφή "κείμενο οριοθετημένο με tab.txt" ώστε να είναι "κατανοητές" από τον οδηγό OWC Wizard προκειμένου να μετατραπούν από δεδομένα του Excel σε μορφή κατάλληλη για εισαγωγή στο WAsP.

Έπειτα με τη βοήθεια του οδηγού OWC Wizard (όπως ειπώθηκε και πιο πάνω) και μέσα από μια standard ρουτίνα που ακολουθεί ο οδηγός τα δεδομένα



Σχήμα 4.5 : Απεικόνιση α) του ανεμομέτρου στην κορυφή της τοποθεσίας, β) των διευθύνσεων του ανέμου και γ) του υψόμετρου της περιοχής



μετατράπηκαν σε αρχείο με κατάληξη “.owc” (δηλαδή observed wind climate, άρα “κατανοητά” από το WASP).

Αφού εισήχθησαν τα δεδομένα στο WASP και τοποθετήθηκε το ανεμόμετρο στη θέση που έπρεπε πάνω στο χάρτη, έγιναν οι υπολογισμοί από το πρόγραμμα και τα αποτελέσματα τους είναι :

- Η μέση ταχύτητα του ανέμου βρέθηκε  $U=7.12$  m/s.
- Η μέση ισχύς βρέθηκε  $P=524$  W/m<sup>2</sup>.
- Επίσης η μέγιστη ταχύτητα ανέμου που μετρήθηκε για ολόκληρο το χρόνο βρέθηκε  $u=29.3$  m/s και η μέγιστη ριπή ανέμου ήταν  $u=50.9$  m/s .
- Η επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου είναι Β (βόρεια), η 1<sup>η</sup> κύρια διεύθυνση του ανέμου είναι ΒΒΑ (βόρεια βόρεια ανατολική), η 2<sup>η</sup> κύρια διεύθυνση του ανέμου είναι ΒΒΔ (βόρεια βόρεια δυτική) καθώς επίσης και η 3<sup>η</sup> κύρια διεύθυνση του ανέμου είναι ΒΔ (βόρεια δυτική).

Η θέση του ανεμομέτρου (τοποθετημένο στο χάρτη), το υψόμετρο της περιοχής καθώς επίσης και οι διευθύνσεις του ανέμου απεικονίζονται στο σχήμα 4.5.

#### 4.5 Επιλογή θέσης εγκατάστασης ανεμογεννητριών

Ο αντικειμενικός σκοπός της διαδικασίας επιλογής των θέσεων εγκατάστασης των ανεμογεννητριών είναι ο προσδιορισμός των θέσεων εκείνων οι οποίες παρουσιάζουν τη μεγαλύτερη πιθανότητα οικονομοτεχνικής βιωσιμότητας των μελλοντικών αιολικών εγκαταστάσεων .

Η διαδικασία εγκατάστασης μίας ή περισσότερων ανεμογεννητριών χαρακτηρίζεται από τα ίδια οικονομοτεχνικά κριτήρια, που δεσμεύουν οποιαδήποτε ενεργειακή επένδυση. Δηλαδή για παράδειγμα, η εγκατάσταση των ανεμογεννητριών θα πρέπει να βρίσκεται σε περιοχή προσπελάσιμη στα συνήθη μεταφορικά μέσα, να υπάρχει πρόσβαση σε συγκοινωνιακούς κόμβους, να είναι κοντά στο δίκτυο της ΔΕΗ, κ.α.

Από την πλευρά της βέλτιστης επιλογής της τοποθεσίας εγκατάστασης των ανεμογεννητριών σε σχέση με το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό, η τήρηση των βασικών ανεμολογικών κριτηρίων προϋποθέτει την επιλογή τοποθεσιών με :

- Υψηλή μέση ταχύτητα ανέμου.
- Αιολικό δυναμικό υψηλής ποιότητας, δηλαδή μεγάλη διάρκεια ισχυρών ανέμων και περιορισμένη ύπαρξη περιόδων νηνεμίας.
- Απουσία αποφράξεων του ανέμου καθώς και υψηλών εμποδίων (για περιορισμό της τύρβης του ανέμου).

Βάσει των παραπάνω κριτηρίων, ενδιαφέροντα μέρη αποτελούν οι κορυφές λείων και κυκλωτερών λόφων με ελαφρές κατωφέρειες και ανοικτό ορίζοντα (εκεί που τοποθετήθηκαν και στην παρούσα μελέτη), καθώς και ανοικτές πεδιάδες, ή ακρογιαλιές ή τέλος τα ανοίγματα των βουνών που δημιουργούν φυσικούς επιταχυντές (ρεύματα αέρα).

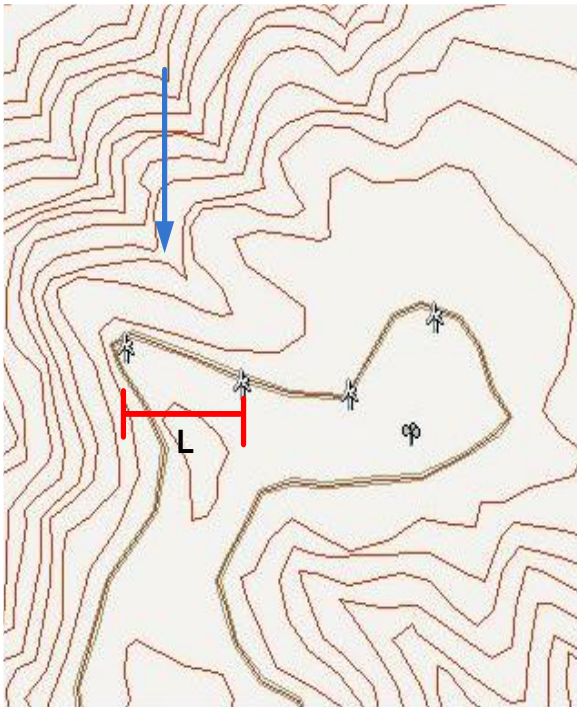


Από πλευράς βέλτιστης επιλογής τοποθέτησης ανεμογεννητριών θα πρέπει η εγκατάστασή τους να γίνει με βάση την επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου και να ληφθούν υπόψη και όλες οι κύριες διευθύνσεις.

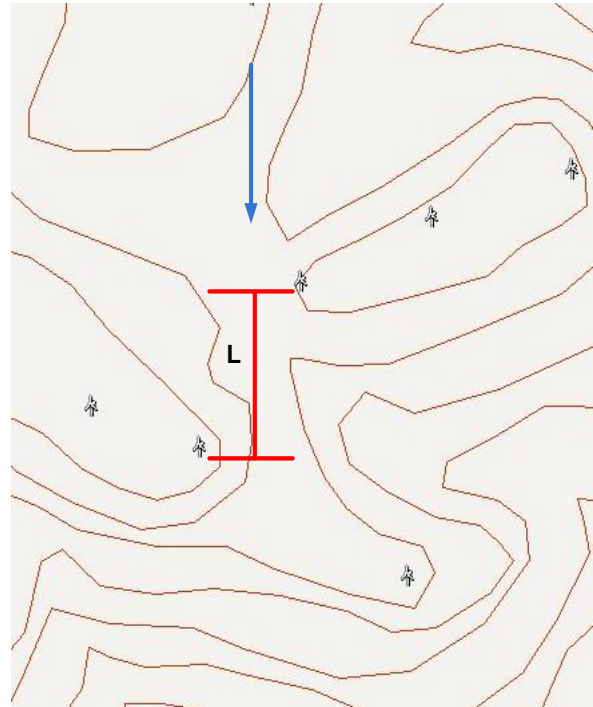
Επίσης η τοποθέτηση των ανεμογεννητριών θα πρέπει να γίνεται με τέτοιο τρόπο ώστε να αποφεύγονται (όσο το δυνατόν) υψηλά ποσά τύρβης τα οποία προκαλούν αεροδυναμική αλλοίωση και κατά συνέπεια η εκμετάλλευση της κινητικής ενέργειας του ανέμου δεν είναι η μέγιστη δυνατή.

Επομένως μπορούν να εκτεθούν συνοπτικά οι “κανόνες” που ακολουθούνται για την τοποθέτηση των ανεμογεννητριών :

- Η τοποθέτηση πρέπει να γίνεται, κάθετα στην επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου και να λαμβάνονται υπόψη και οι κύριες.
- Οι κορυφογραμμές είναι συνήθως οι ιδανικές τοποθεσίες για την τοποθέτηση των μηχανών.
- Εάν οι ανεμογεννήτριες είναι τοποθετημένες σε σειρά (δηλαδή η μία δίπλα στην άλλη και όλες κάθετα στο μέτωπο του ανέμου) θα πρέπει η απόσταση μεταξύ τους ( $L$ ) να είναι να είναι τουλάχιστον  $2.5 \cdot D$  (όπου  $D$  είναι η διάμετρος της πτερωτής), η τοποθέτηση αυτή φαίνεται στο σχήμα 4.6α.
- Εάν οι ανεμογεννήτριες είναι τοποθετημένες σε στήλες (δηλαδή η μία πίσω από την άλλη και όλες κάθετα στο μέτωπο του ανέμου) θα πρέπει η απόσταση μεταξύ τους ( $L$ ) να είναι τουλάχιστον  $7 \cdot D$  (όπου  $D$  είναι η διάμετρος της πτερωτής), η τοποθέτηση αυτή φαίνεται στο σχήμα 4.6β.



**Σχήμα 4.6α :** Απεικόνιση κατά σειρά τοποθετημένων ανεμογεννητριών. Επίσης φαίνεται και η απόσταση  $L$  μεταξύ των μηχανών και η επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου.



**Σχήμα 4.6β :** Απεικόνιση τοποθετημένων ανεμογεννητριών κατά στήλες. Επίσης φαίνεται και η απόσταση  $L$  μεταξύ των μηχανών και η επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου.



Όλες οι παράμετροι που αναφέρθηκαν στην παράγραφο 4.5 και που αφορούν τόσο στην σωστή επιλογή του εδάφους όσο και στην σωστή επιλογή της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών, ελήφθησαν υπόψη στην παρούσα μελέτη.

#### 4.6 Δημιουργία αιολικού πάρκου και εξαγωγή αποτελεσμάτων στο WAsP

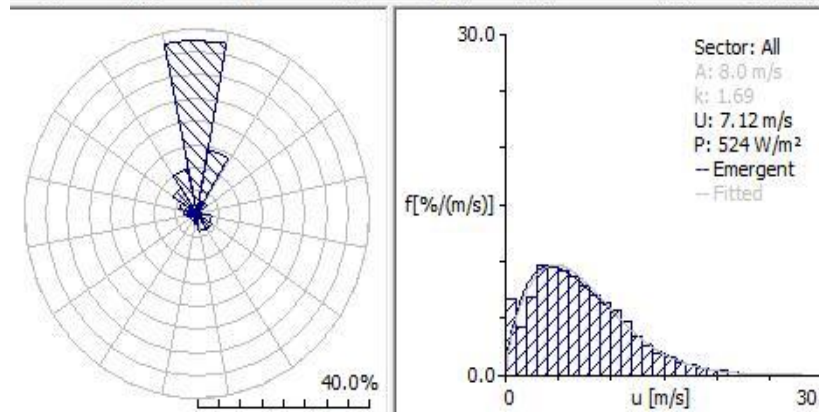
Συνοψίζοντας τις προηγούμενες παραγράφους του κεφαλαίου 4 ήρθε η στιγμή και συγκεντρώθηκαν όλα τα απαραίτητα δεδομένα τα οποία περιγράφηκαν και επεξεργάστηκαν κατάλληλα ώστε να εισέλθουν στο πρόγραμμα.

Αρχικά δημιουργήθηκε ένα νέο project στο WAsP το οποίο ονομάστηκε “Μονι Faneromenis”. Αυτό το project όπως έχει είδη αναφερθεί χρειάζεται τον χάρτη της περιοχής και το αιολικό δυναμικό της περιοχής καθώς επίσης και τον τύπο των ανεμογεννητριών που θα χρησιμοποιηθούν.

Στη συνέχεια δημιουργήθηκε ένας αιολικός άτλαντας ο οποίος κατά κανόνα περιέχει τα πάντα που αφορούν το αιολικό δυναμικό της περιοχής (καταγεγραμμένο αιολικό δυναμικό, εμπόδια που επηρεάζουν τον άνεμο που μετράει

το ανεμόμετρο, πιθανόν ένα δεύτερο ανεμόμετρο κ.α.). Στην περίπτωση της παρούσας μελέτης, ο αιολικός άτλαντας περιέχει πληροφορίες για το ανεμόμετρο (ύψος ιστού, γεωγραφικό πλάτος, γεωγραφικό μήκος) καθώς επίσης και το αιολικό δυναμικό της περιοχής (που προέκυψε μετά από ετήσια μέτρηση σχήμα 4.7). Τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την εισαγωγή και επεξεργασία των ανεμολογικών δεδομένων της περιοχής είναι αυτά που αναφέρονται

Sector		Wind climate					Power	Quality
#	angle [°]	freq. [%]	W-A [m/s]	Weibull-k	U [m/s]	P [W/m <sup>2</sup> ]	delta-U [%]	
1	0	37.6	10.9	2.19	9.64	960	0.369%	
2	23	13.9	7.9	2.05	7.04	398	-2.037%	
3	45	3.0	7.2	1.78	6.38	344	1.717%	
4	68	0.9	4.3	0.95	4.38	351	-7.539%	
5	90	1.1	3.5	1.02	3.50	152	1.624%	
6	113	3.5	5.5	1.54	5.00	201	0.442%	
7	135	4.1	7.2	1.66	6.40	380	-1.904%	
8	158	3.7	7.4	1.76	6.55	377	-0.257%	
9	180	2.0	4.2	1.49	3.81	92	-2.930%	
10	203	1.8	3.6	1.99	3.22	39	3.067%	
11	225	2.0	3.5	2.04	3.10	34	3.814%	
12	248	2.2	3.6	1.89	3.21	41	3.805%	
13	270	3.0	3.7	1.84	3.27	45	4.707%	
14	293	4.3	3.8	1.37	3.51	83	5.405%	
15	315	6.7	7.0	2.21	6.24	222	1.422%	



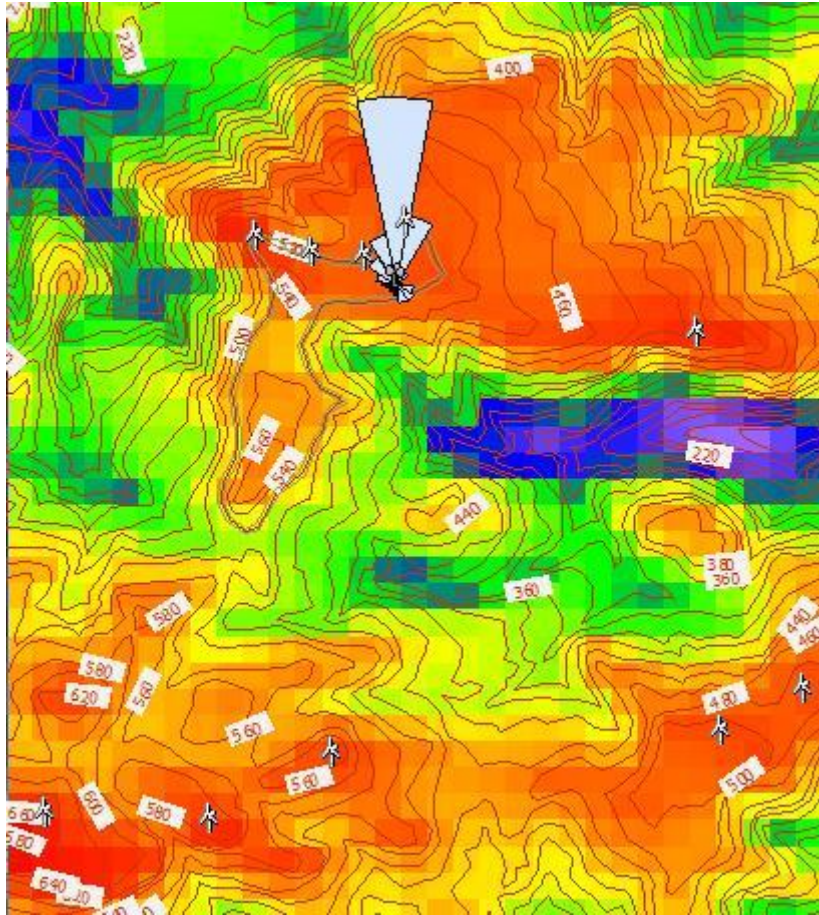
Σχήμα 4.7 : Στοιχεία ανέμου που προέκυψαν από τις μετρήσεις του ανεμομέτρου. Είναι φανερή η ροζέτα με τις διευθύνσεις του ανέμου και η καμπύλη πιθανοτήτων Weibull με στοιχεία A=8m/s και k=1.69



στην παράγραφο 4.4.

Το επόμενο βήμα στην δημιουργία του αιολικού πάρκου (σχήμα 4.8) ήταν η εισαγωγή του χάρτη της περιοχής. Πάνω στο χάρτη τοποθετήθηκε το ανεμόμετρο και έπειτα από διαδικασία μελέτης της περιοχής (όπως στην παράγραφο 4.5) τοποθετήθηκαν οι ανεμογεννήτριες (ο τύπος και ο αριθμός των οποίων θα αναφερθεί αναλυτικά παρακάτω).

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς του αιολικού πάρκου είναι 8.5 MW. Οι ανεμογεννήτριες που επιλέχθηκαν για να καλύψουν αυτή την ισχύ είναι της εταιρίας Vestas και ονομάζονται V52 (850KW). Όπως φαίνεται και από τον τύπο τους, η ονομαστική ισχύς κάθε ανεμογεννήτριας είναι 850 KW (γι' αυτό το λόγο τοποθετήθηκαν δέκα μηχανές των οποίων η συνολική εγκατεστημένη ισχύ είναι 8.5 MW). Η μηχανή που χρησιμοποιεί κάθε ανεμογεννήτρια



Σχήμα 4.8 : Απεικόνιση του χάρτη της περιοχής της Μονής Φανερωμένης, του ανεμομέτρου, των εγκατεστημένων ανεμογεννητριών, των διευθύνσεων του ανέμου, του υψόμετρου και τέλος του ΑΕΡ.

είναι μία επαγωγική γεννήτρια διπλής τροφοδοσίας (Doubly Fed Inductive Generator). Ο συγκεκριμένος τύπος γεννήτριας έχει το πολύ σημαντικό πλεονέκτημα να κάνει διαχείριση αέργου ισχύος. Η διαχείριση της αέργου ισχύος γίνεται ελέγχοντας τα μέτρα των τάσεων που εφαρμόζονται τόσο στο τύλιγμα του στάτη όσο και στο τύλιγμα του δρομέα (με την βοήθεια δακτυλιδιών) της γεννήτριας.

Μετά το πέρας της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών στις προσηνέμες περιοχές του πάρκου και μετά από υπολογισμούς του προγράμματος, προέκυψε η ετήσια παραγωγή ενέργειας (Annual Energy Production) η οποία για τα δεδομένα του τόπου βρέθηκε να είναι 30.542 GWh.

Η θεωρητική μέγιστη παραγωγή για ένα έτος θα μπορούσε να ήταν:

- Κάθε ανεμογεννήτρια έχει ονομαστική ισχύ 850 KW.

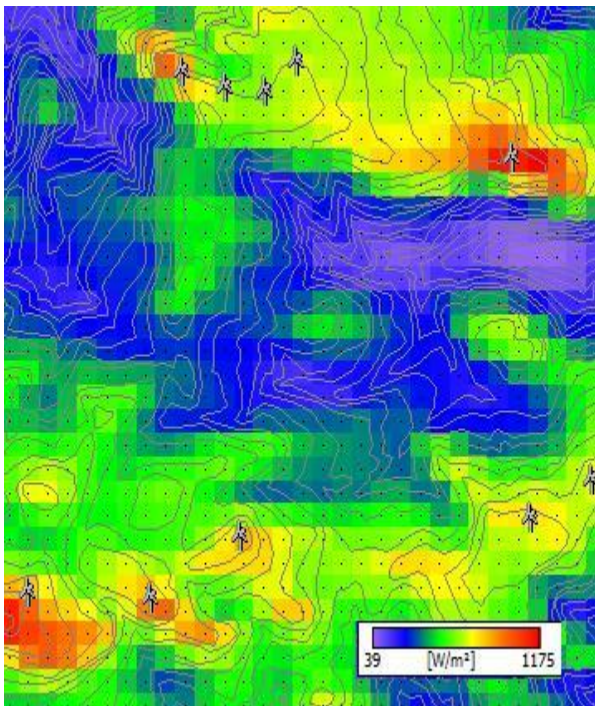


- Άρα η συνολική ισχύς των ανεμογεννητριών είναι  $10 \cdot 850 = 8.5 \text{ MW}$ .
- Ο χρόνος έχει 8760 ώρες.
- Άρα η μέγιστη παραγωγή θα μπορούσε να ήταν  $8760h \cdot 8.5 \text{ MW} = 74.460 \text{ GWh}$

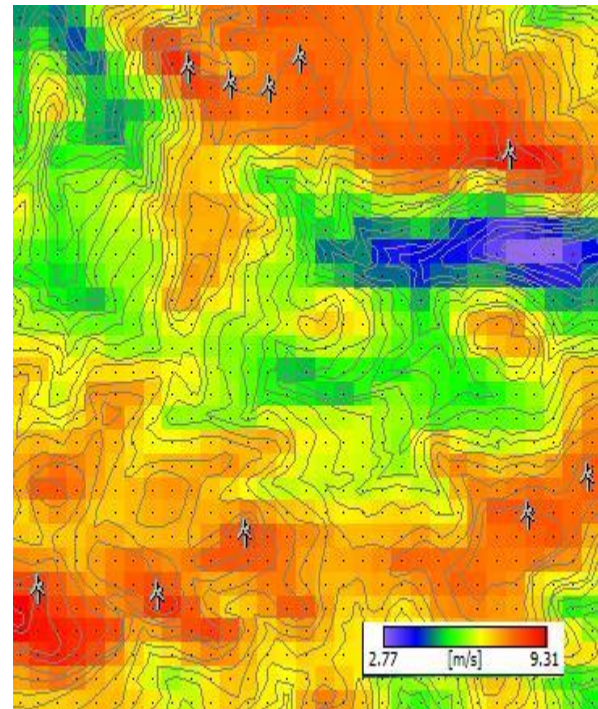
Άρα το θεωρητικό μέγιστο ΑΕΡ που θα μπορούσε να παράγει το πάρκο για βέλτιστες συνθήκες ανέμου κατά τη διάρκεια όλου του χρόνου είναι 74.460 GWh από τις οποίες, αυτές που παράγονται είναι 30.542 GWh. Άρα ο **συντελεστής χρησιμοποίησης των εγκαταστάσεων** προκύπτει  $30.542 \text{ GWh} / 74.460 \text{ GWh} = 0.41$  ή 41 %.

Αυτό το ποσοστό είναι αναμενόμενο καθώς συνήθεις **συντελεστές χρησιμοποίησης εγκαταστάσεων** προκύπτουν περί το 30 % (συνεπώς αυτός είναι ένας “καλός” συντελεστής).

Μετά και από την εγκατάσταση των ανεμογεννητριών και των υπολογισμών που ακολούθησαν, σειρά έχει η απεικόνιση της κατανομής στο χώρο διαφόρων ποσοτήτων όπως είναι το ΑΕΡ, η πυκνότητα ισχύος και η μέση τιμή του ανέμου. Το εργαλείο που υλοποιεί αυτή την χωρική απεικόνιση ονομάζεται “Resource Grid” και απεικονίζεται στο σχήμα 4.9.



Σχήμα 4.9α : Απεικόνιση της πυκνότητας ισχύος στην περιοχή που είναι εγκατεστημένες οι ανεμογεννήτριες (χάρτης από “Resource Grid”).



Σχήμα 4.9β : Απεικόνιση της μέσης ταχύτητας του ανέμου στην περιοχή που είναι εγκατεστημένες οι ανεμογεννήτριες (χάρτης από “Resource Grid”).



## 5.0 Υψομετρική Μεταβολή Της Τοποθέτησης Του Συνόλου Των Ανεμογεννητριών

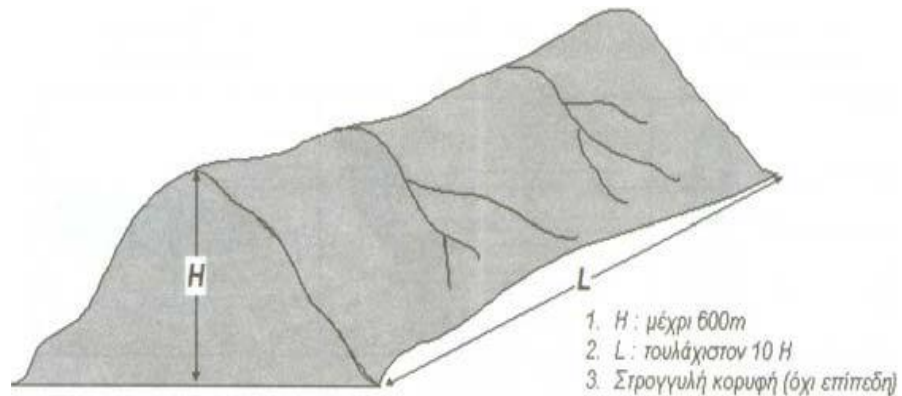
### 5.1 Τοπογραφικό ανάγλυφο και τοποθέτηση ανεμογεννητριών

Σε αυτό το κεφάλαιο της μελέτης, παρουσιάζεται η σταδιακή υψομετρική μείωση στην τοποθέτηση του συνόλου των ανεμογεννητριών από τη βέλτιστη θέση από πλευράς ενεργειακής παραγωγής (υψηλότερη τοποθέτηση ανεμογεννητριών), έως την θέση με την ελάχιστη ενεργειακή παραγωγή (χαμηλότερη τοποθέτηση ανεμογεννητριών). Το βήμα της υψομετρικής μεταβολής, είναι για κάθε μεταβολή σταθερό και ίσο με 40m (επιλέχθηκε το βήμα να είναι 40m σε αντιστοιχία με το υψόμετρο της περιοχής και τις περιπτώσεις που έπρεπε να μελετηθούν). Το υψόμετρο που είναι τοποθετημένες οι ανεμογεννήτριες στην περίπτωση της μέγιστης ενεργειακής παραγωγής είναι ~540m, ενώ το υψόμετρο στην περίπτωση της ελάχιστης ενεργειακής παραγωγής είναι ~240m. Αυτό σημαίνει ότι μελετήθηκαν 8 περιπτώσεις τοποθέτησης των ανεμογεννητριών.

Όμως πριν από την αναλυτική παρουσίαση των 8 διαφορετικών θέσεων τους θα πρέπει να αναφερθούν κάποια γενικά θεωρητικά στοιχεία (που ελήφθησαν υπόψη και στην παρούσα μελέτη) σχετικά με την επίδραση του τοπογραφικού ανάγλυφου της περιοχής στην τοποθέτηση των ανεμογεννητριών.

Η πλειοψηφία των περιοχών με υψηλό αιολικό δυναμικό χαρακτηρίζονται από έντονο ανάγλυφο. Αυτό συνεπάγεται ότι η διαμόρφωση του πεδίου ταχύτητας της περιοχής

επηρεάζεται από την τραχύτητα του εδάφους και τα επιφανειακά εμπόδια, πλην όμως μεγαλύτερη επίδραση έχουν οι



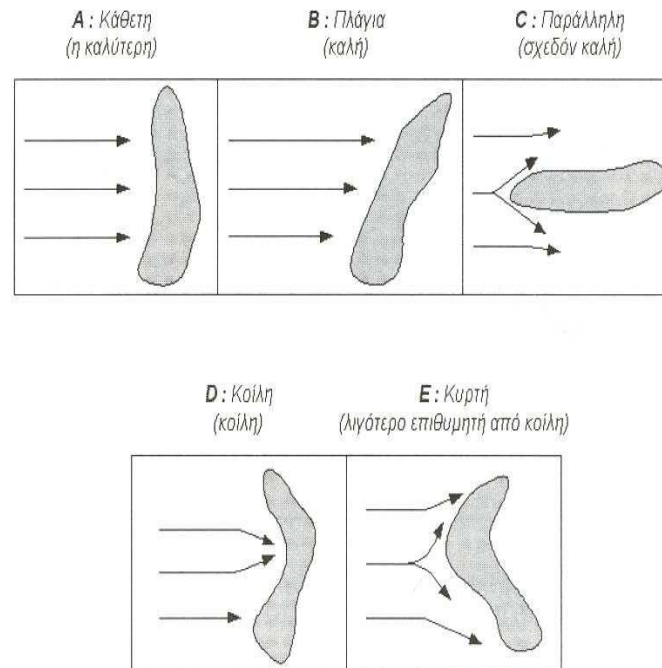
Σχήμα 5.1 : Στοιχεία ορισμού λοφοσειράς.

εδαφολογικές ιδιομορφίες στην περιοχή της πιθανής θέσης εγκατάστασης μιας αιολικής μηχανής, για αυτό το λόγο είναι σκόπιμο να αναφερθούν ορισμένα προκαταρκτικά στοιχεία, που αφορούν την παρουσία λοφοσειρών και περασμάτων στην υπό διερεύνηση περιοχή. Για ακριβέστερες αναλύσεις απαιτείται η μελέτη του τοπογραφικού ανάγλυφου της περιοχής είτε υπό κλίμακα σε αεροδυναμική σήραγγα είτε με τη χρήση αριθμητικών μεθόδων πλήρους ανάλυσης του πεδίου ροής.

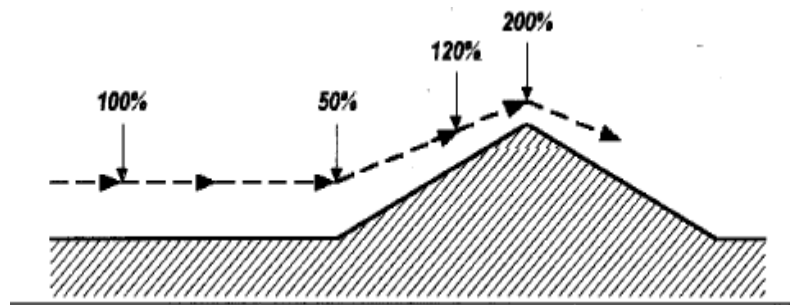


Η έννοια της λοφοσειράς λαμβάνεται κάθετη στην επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου (σχήμα 5.1). Το μέγιστο ύψος της λοφοσειράς δεν υπερβαίνει τα 600m, ενώ το πλάτος της είναι τουλάχιστον δεκαπλάσιο του ύψους της λοφοσειράς. Η ανάλυση βασίζεται στην υπόθεση ότι ο άνεμος περνάει πάνω από τη λοφοσειρά και δεν την παρακάμπτει κινούμενος πλαγίως. Οι διάφορες διατάξεις λοφοσειρών δίδονται στο σχήμα 5.2, όπου η κάθετη διάταξη (ο άξονας της λοφοσειράς είναι κάθετος στην κύρια διεύθυνση του ανέμου) θεωρείται η καλύτερη και η κυρτή θεωρείται η λιγότερο επιθυμητή.

Βασιζόμενοι στους κλασικούς νόμους αεροδυναμικής υποηχητικών ταχυτήτων (π.χ. εξίσωση Bernoulli), μπορούμε να πούμε ότι η κορυφή της λοφοσειράς είναι μια πολύ καλή θέση εγκατάστασης της ανεμογεννήτριας, δεδομένης της συμπίεσης των γραμμών ροής, η οποία ισοδυναμεί με επιτάχυνση της αέρας δέσμης. Ένας πιθανός διπλασιασμός της ταχύτητας του ανέμου στην περιοχή της κορυφής ισοδυναμεί με οκταπλασιασμό της διαθέσιμης ισχύος του ανέμου στην εν λόγω περιοχή (σχήμα 5.3). Συχνά είναι προτιμότερο να εγκατασταθεί η ανεμογεννήτρια λίγο πριν την κορυφή της



Σχήμα 5.2 : Αξιολόγηση διεύθυνσης λοφοσειράς.



Σχήμα 5.3 : Ταχύτητα ανέμου στην περιοχή υψώματος.

λοφοσειράς, ώστε να αποφευχθούν αφενός αρνητικές κλίσεις της ταχύτητας που συνοδεύουν τυχόν αποκόλληση της ροής, αφετέρου περιοχές υψηλής τύρβης.

Τέλος στη βιβλιογραφία αναφέρεται ότι η ιδανική λοφοσειρά εμφανίζει κλίση περίπου  $15^\circ$  ως προς το οριζόντιο επίπεδο, ενώ δεν είναι αποδεκτές λοφοσειρές χαμηλών κλίσεων. Σύμφωνα με την υφιστάμενη εμπειρία, οι τριγωνικής διάταξης λοφοσειρές έχουν την καλύτερη επίδραση στο πεδίο ροής ανέμου.

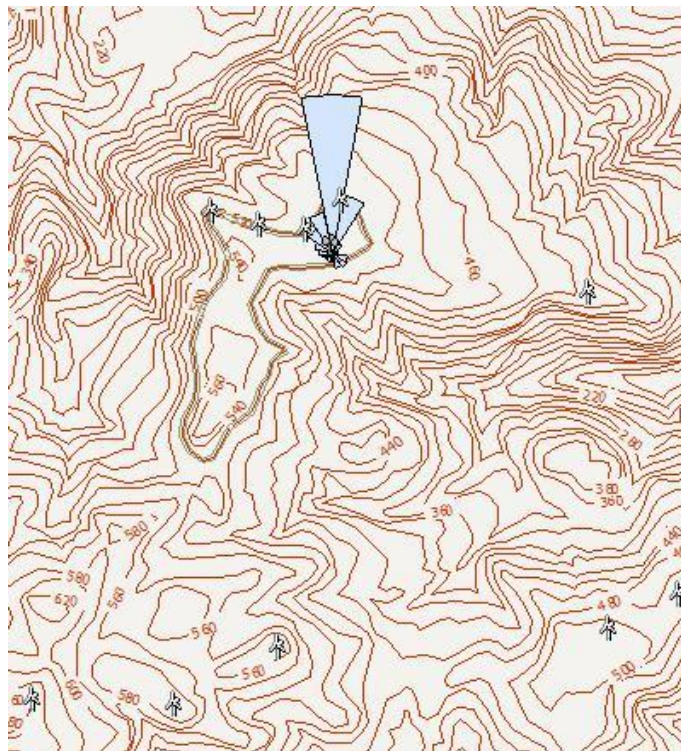




## 5.2 Τοποθέτηση με τη μέγιστη αποδοτικότητα

Πρέπει να σημειωθεί ότι τα χαρακτηριστικά του πάρκου (ο αριθμός ανεμογεννητριών, ο τύπος των ανεμογεννητριών, ο χάρτης της περιοχής και το αιολικό δυναμικό της περιοχής) πάνω στο οποίο πραγματοποιήθηκαν οι υψομετρικές μεταβολές είναι τα ίδια με της παραγράφου 3.6.

Η απεικόνιση των ανεμογεννητριών στο τοπίο της περιοχής, καθώς επίσης το υψόμετρο αλλά και οι διευθύνσεις του ανέμου φαίνονται στο σχήμα 5.4. Επίσης πληροφορίες σχετικά με την τοποθέτηση (σε συντεταγμένες), το υψόμετρο, τη μέση ταχύτητα καθώς επίσης και την ετήσια ενεργειακή παραγωγή κάθε ανεμογεννήτριας του αιολικού πάρκου, φαίνονται στο σχήμα 5.5.



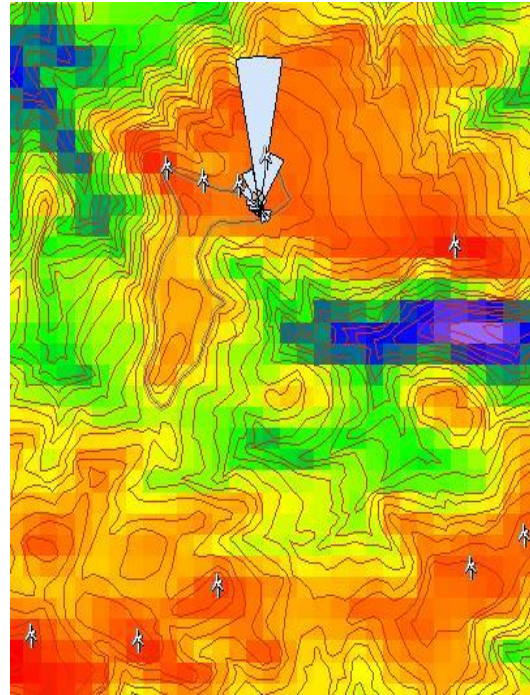
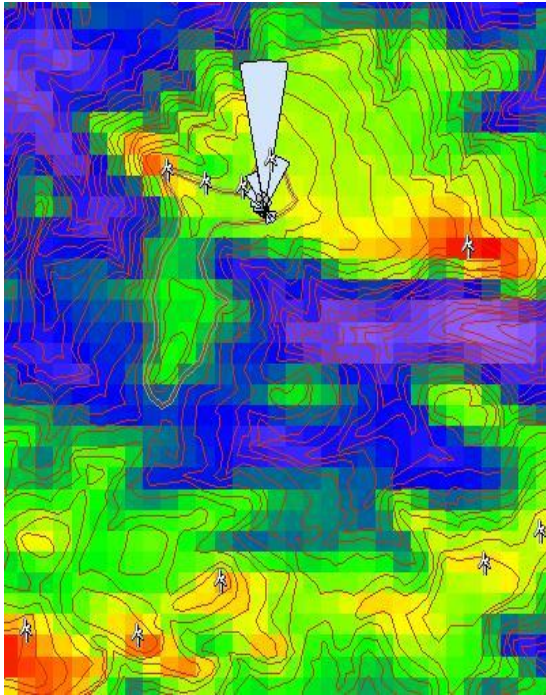
**Σχήμα 5.4 :** Σε αυτό το σχήμα απεικονίζεται η βέλτιστη τοποθέτηση ανεμογεννητριών από πλευράς απόδοσης.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	d.RIX [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	660960.1	3885170.0	520.0	24.1	-0.6	55.0	8.08	2.992	2.971	0.69
Turbine site 002	660382.4	3885120.0	520.0	25.7	1.0	55.0	8.75	3.270	3.238	0.99
Turbine site 003	660598.7	3885058.0	523.0	24.5	-0.1	55.0	8.00	2.967	2.914	1.78
Turbine site 004	660799.5	3885040.0	521.0	24.5	-0.2	55.0	7.89	2.902	2.814	3.06
Turbine site 005	660676.7	3883155.0	560.0	20.2	-4.5	55.0	6.44	3.100	3.072	0.91
Turbine site 006	662063.9	3884757.0	402.0	25.1	0.4	55.0	8.93	3.183	3.177	0.17
Turbine site 007	662154.8	3883238.0	500.0	18.4	-6.2	55.0	8.10	2.981	2.958	0.77
Turbine site 008	662468.5	3883395.0	481.0	18.4	-6.3	55.0	8.07	2.985	2.971	0.45
Turbine site 009	660214.3	3882899.0	580.0	18.8	-5.9	55.0	8.65	3.184	3.161	0.74
Turbine site 010	659586.8	3882924.0	653.0	18.9	-5.8	55.0	8.78	3.281	3.267	0.45

**Σχήμα 5.5 :** Συνοπτικές πληροφορίες για όλες τις ανεμογεννήτριες του πάρκου.



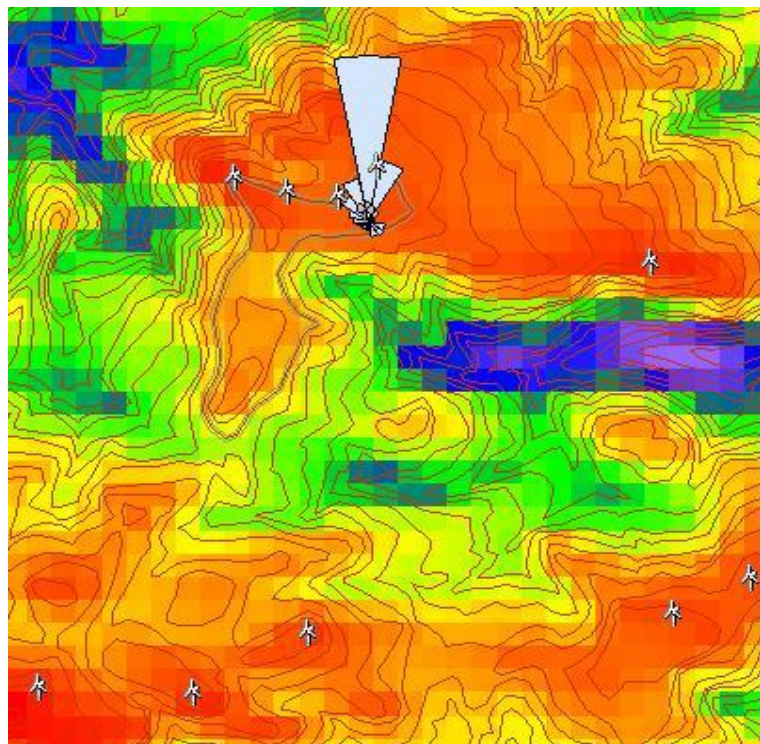
Μετά το πέρας της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών στις επιλεγμένες περιοχές του πάρκου και μετά από υπολογισμούς του προγράμματος, προέκυψε η ετήσια παραγωγή ενέργειας (Annual Energy Production) η οποία για τα δεδομένα του τόπου βρέθηκε να είναι 30.542 GWh. Στο σχήμα 5.6 απεικονίζεται η ετήσια παραγωγή ενέργειας, η πυκνότητα ισχύος αλλά και η μέση ταχύτητα του ανέμου.



**Σχήμα 5.6 :** Επάνω αριστερά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την πυκνότητα ισχύος της περιοχής.

Επάνω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με τη μέση ταχύτητα ανέμου της περιοχής.

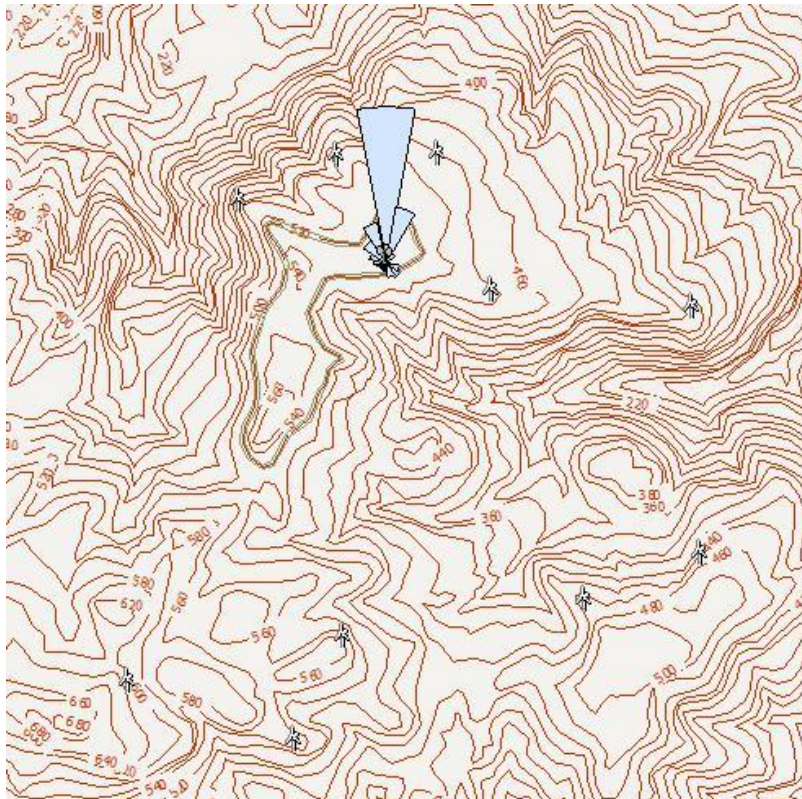
Κάτω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την ετήσια παραγωγή ενέργειας της περιοχής.



### 5.3 Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση (μείωση κατά 40m)

Αυτή είναι η πρώτη περίπτωση μείωσης του υψομέτρου της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών. Η μείωση ανέρχεται στα 40m και συνεπάγεται δυσμενέστερη απόδοση του αιολικού πάρκου (και ως εκ τούτου χαμηλότερη ετήσια παραγωγή ενέργειας η οποία παρουσιάζεται στη συνέχεια).

Η απεικόνιση των ανεμογεννητριών στο τοπίο της περιοχής, καθώς επίσης το υψόμετρο αλλά και οι διευθύνσεις του ανέμου φαίνονται στο σχήμα 5.7. Επίσης πληροφορίες σχετικά με την τοποθέτηση (σε συντεταγμένες), το υψόμετρο, τη μέση ταχύτητα καθώς επίσης και την ετήσια ενεργειακή παραγωγή κάθε ανεμογεννήτριας του αιολικού πάρκου, φαίνονται στο σχήμα 5.8.



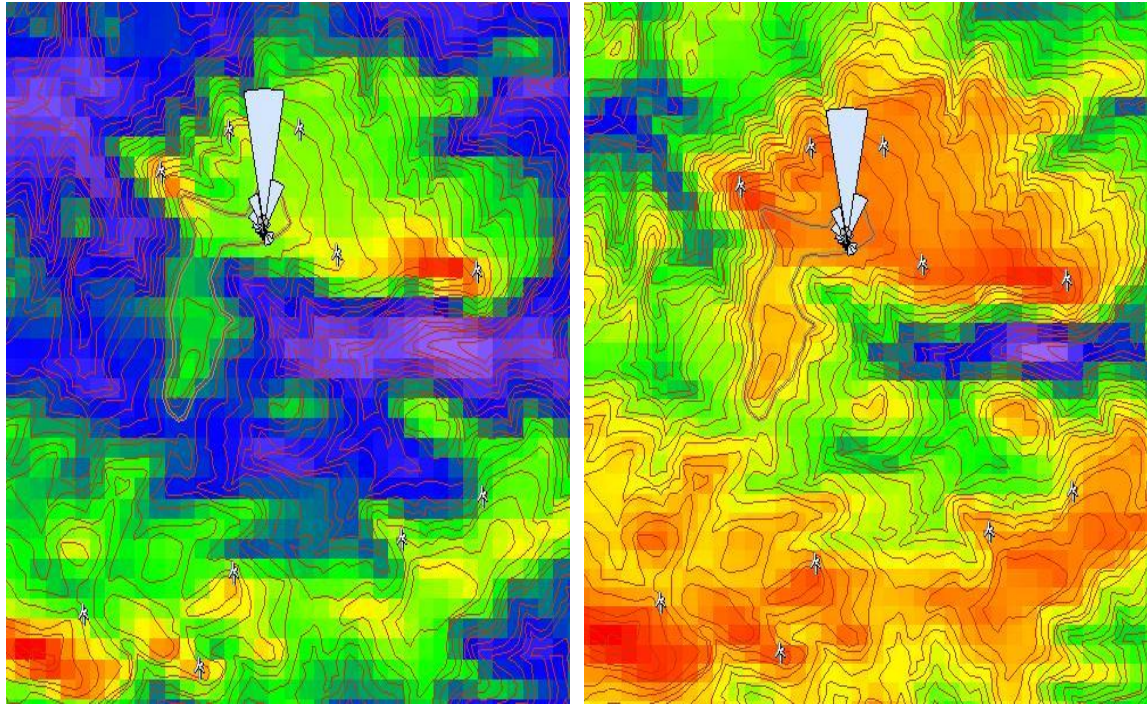
Σχήμα 5.7 : Σε αυτό το σχήμα απεικονίζεται μια λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση των ανεμογεννητριών λόγω μείωσης του υψομέτρου κατά 40m.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RfX [%]	d.RfX [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	661417.1	3884812.0	480.0	24.5	-0.2	55.0	8.34	3.053	3.031	0.74
Turbine site 002	660235.8	3885221.0	463.0	26.1	1.4	55.0	8.80	3.230	3.222	0.26
Turbine site 003	660689.4	3885431.0	481.0	24.3	-0.4	55.0	8.02	2.972	2.957	0.5
Turbine site 004	661163.2	3885434.0	484.0	23.5	-1.2	55.0	7.92	2.906	2.891	0.51
Turbine site 005	660718.2	3883229.0	559.0	21.0	-3.7	55.0	8.33	3.046	3.015	1.0
Turbine site 006	662353.1	3884732.0	365.0	24.1	-0.6	55.0	8.60	3.094	3.087	0.22
Turbine site 007	661845.3	3883397.0	461.0	20.3	-4.3	55.0	7.74	2.729	2.708	0.79
Turbine site 008	662388.6	3883610.0	449.0	19.8	-4.9	55.0	7.44	2.635	2.612	0.87
Turbine site 009	660494.9	3882757.0	540.0	19.6	-5.1	55.0	8.44	3.068	2.994	2.39
Turbine site 010	659713.0	3883021.0	614.0	18.0	-6.7	55.0	7.89	2.874	2.857	0.58

Σχήμα 5.8 : Συνοπτικές πληροφορίες για όλες τις ανεμογεννήτριες του πάρκου.



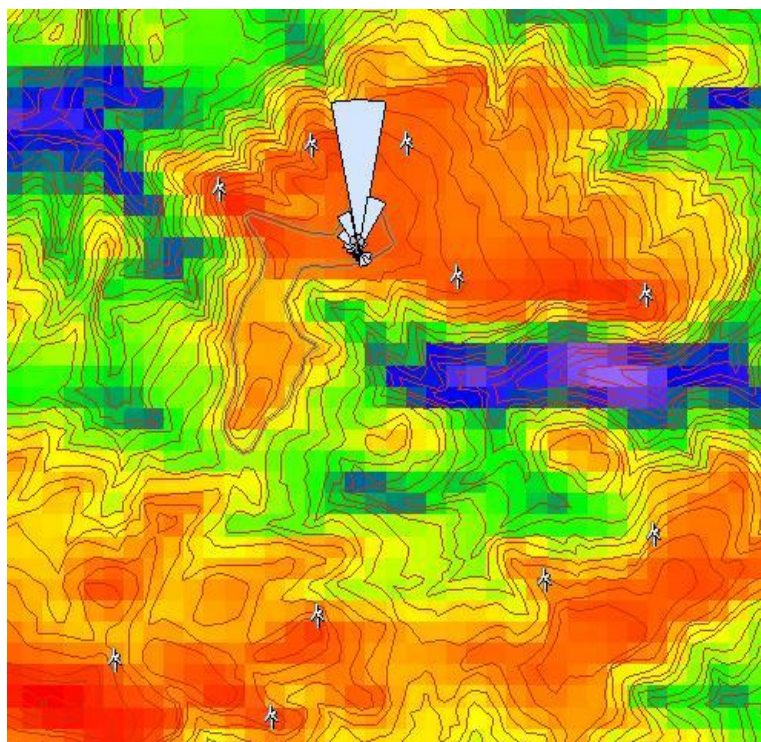
Μετά το πέρας της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών στις επιλεγμένες περιοχές του πάρκου και μετά από υπολογισμούς του προγράμματος, προέκυψε η ετήσια παραγωγή ενέργειας (Annual Energy Production) η οποία για τα δεδομένα του τόπου βρέθηκε να είναι 29.375 GWh. Στο σχήμα 5.9 απεικονίζεται η ετήσια παραγωγή ενέργειας, η πυκνότητα ισχύος αλλά και η μέση ταχύτητα του ανέμου.



**Σχήμα 5.9 :** Επάνω αριστερά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την πυκνότητα ισχύος της περιοχής.

Επάνω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με τη μέση ταχύτητα ανέμου της περιοχής.

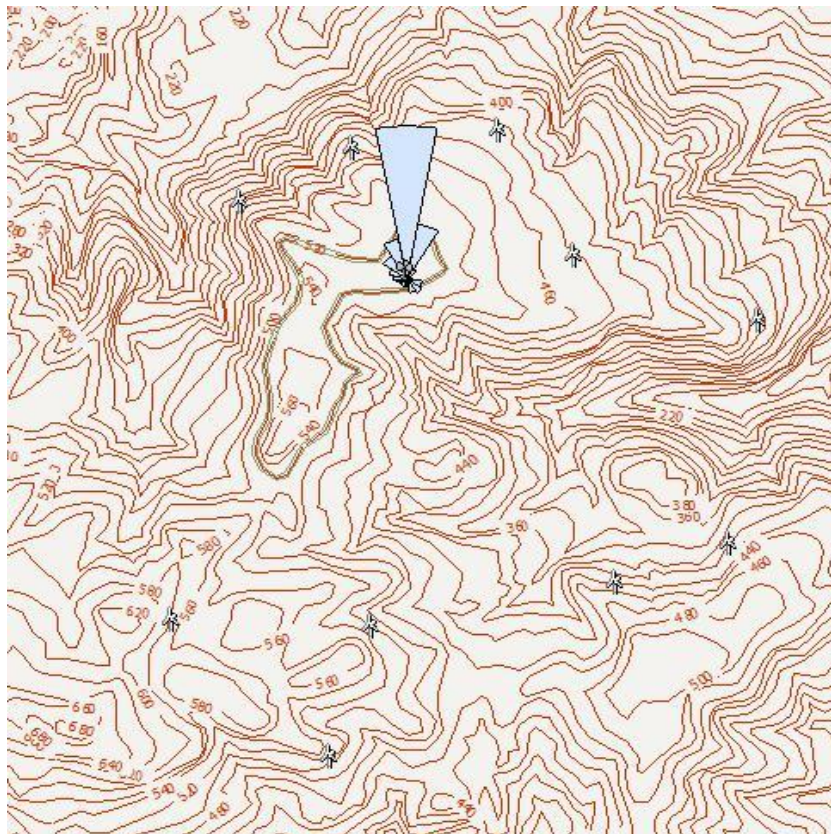
Κάτω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την ετήσια παραγωγή ενέργειας της περιοχής.



## 5.4 Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση (μείωση κατά 80m)

Αυτή είναι η δεύτερη περίπτωση μείωσης του υψόμετρου της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών. Η μείωση ανέρχεται στα 80m και συνεπάγεται δυσμενέστερη απόδοση του αιολικού πάρκου (και ως εκ τούτου χαμηλότερη ετήσια παραγωγή ενέργειας η οποία παρουσιάζεται στη συνέχεια).

Η απεικόνιση των ανεμογεννητριών στο τοπίο της περιοχής, καθώς επίσης το υψόμετρο αλλά και οι διευθύνσεις του ανέμου φαίνονται στο σχήμα 5.10. Επίσης πληροφορίες σχετικά με την τοποθέτηση (σε συντεταγμένες), το υψόμετρο, τη μέση ταχύτητα καθώς επίσης και την ετήσια ενεργειακή παραγωγή κάθε ανεμογεννήτριας του αιολικού πάρκου, φαίνονται στο σχήμα 5.11.



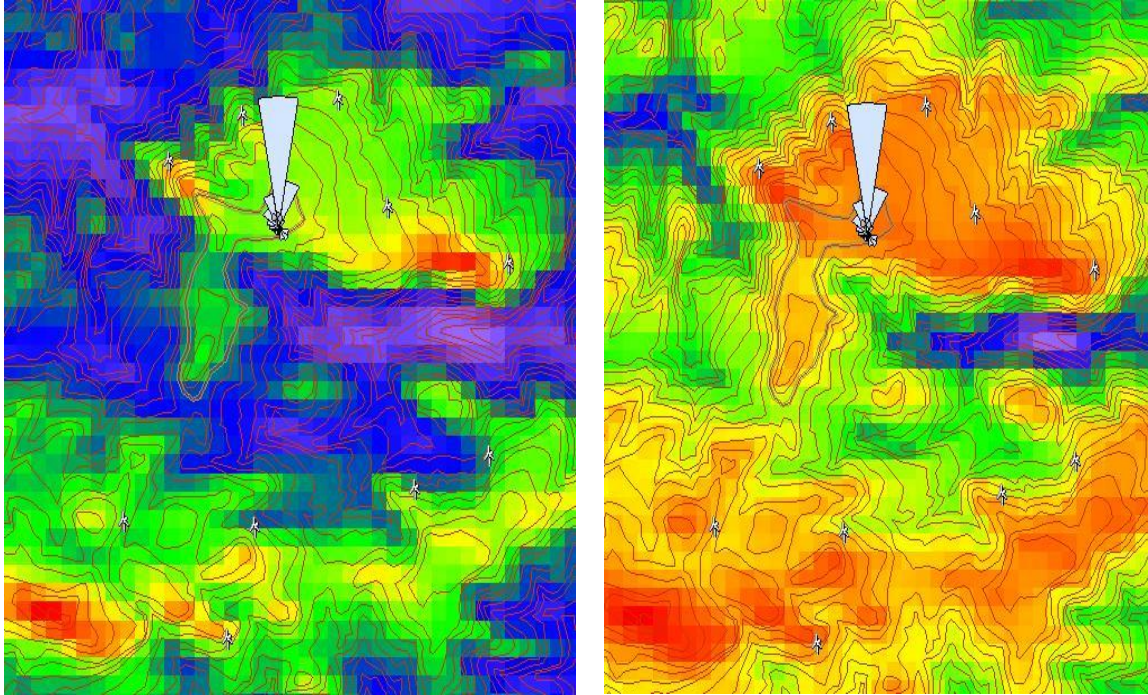
Σχήμα 5.10 : Σε αυτό το σχήμα απεικονίζεται μια λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση των ανεμογεννητριών λόγω μείωσης του υψόμετρου κατά 80m.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	d.RIX [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]
Turbine site 001	661664.9	3885041.0	444.0	23.5	-1.2	55.0	7.92	2.841	2.824
Turbine site 002	660183.9	3885293.0	407.0	25.9	1.2	55.0	8.28	2.971	2.965
Turbine site 003	660677.7	3885541.0	448.0	24.4	-0.3	55.0	7.89	2.874	2.863
Turbine site 004	661326.6	3885629.0	446.0	23.4	-1.3	55.0	7.89	2.887	2.877
Turbine site 005	660763.9	3883303.0	514.0	20.4	-4.3	55.0	7.39	2.585	2.557
Turbine site 006	662474.3	3884736.0	325.0	23.9	-0.7	55.0	7.94	2.833	2.826
Turbine site 007	661843.9	3883507.0	440.0	20.6	-4.0	55.0	7.50	2.614	2.581
Turbine site 008	662344.6	3883693.0	407.0	20.9	-3.8	55.0	6.86	2.284	2.259
Turbine site 009	660578.5	3882696.0	497.0	19.5	-5.1	55.0	7.68	2.716	2.653
Turbine site 010	659878.6	3883331.0	570.0	19.4	-5.3	55.0	7.27	2.535	2.514

Σχήμα 5.11 : Συνοπτικές πληροφορίες για όλες τις ανεμογεννήτριες του πάρκου.



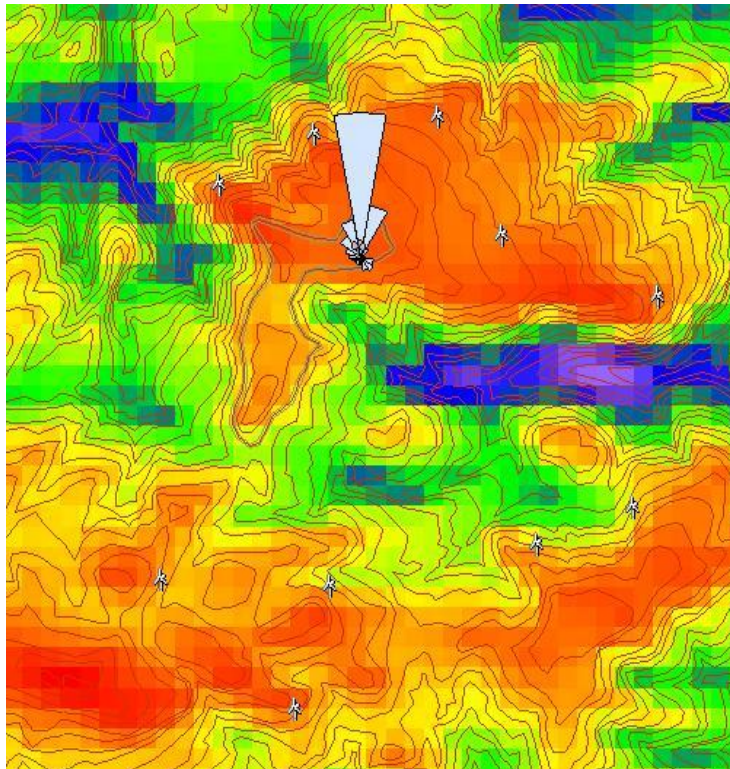
Μετά το πέρας της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών στις επιλεγμένες περιοχές του πάρκου και μετά από υπολογισμούς του προγράμματος, προέκυψε η ετήσια παραγωγή ενέργειας (Annual Energy Production) η οποία για τα δεδομένα του τόπου βρέθηκε να είναι 26.918 GWh. Στο σχήμα 5.12 απεικονίζεται η ετήσια παραγωγή ενέργειας, η πυκνότητα ισχύος αλλά και η μέση ταχύτητα του ανέμου.



**Σχήμα 5.12 :** Επάνω αριστερά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την πυκνότητα ισχύος της περιοχής.

Επάνω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με τη μέση ταχύτητα ανέμου της περιοχής.

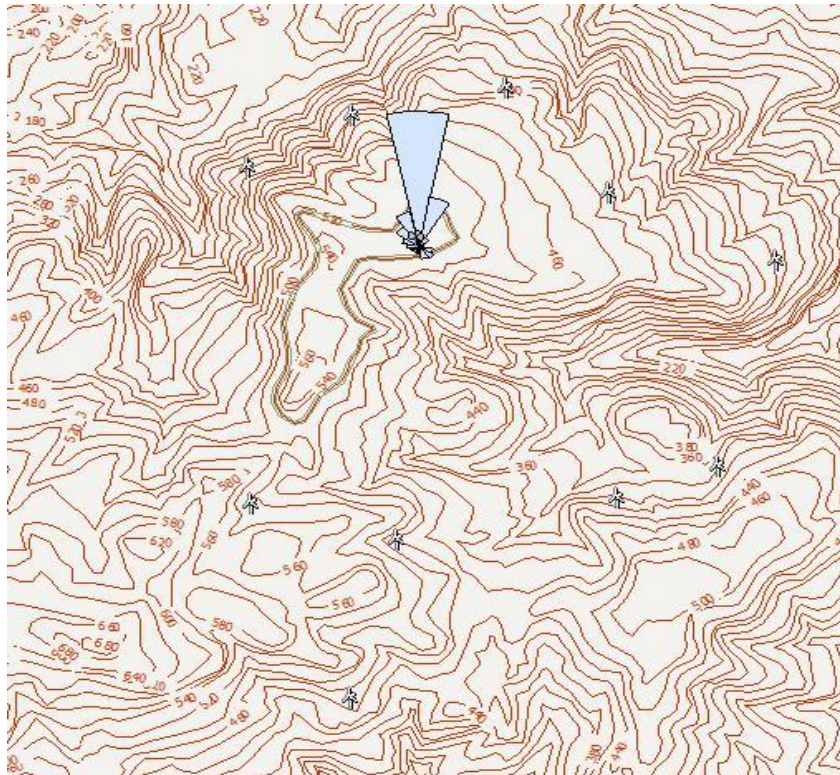
Κάτω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την ετήσια παραγωγή ενέργειας της περιοχής.



## 5.5 Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση (μείωση κατά 120m)

Αυτή είναι η τρίτη περίπτωση μείωσης του υψομέτρου της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών. Η μείωση ανέρχεται στα 120m και συνεπάγεται δυσμενέστερη απόδοση του αιολικού πάρκου (και ως εκ τούτου χαμηλότερη ετήσια παραγωγή ενέργειας η οποία παρουσιάζεται στη συνέχεια).

Η απεικόνιση των ανεμογεννητριών στο τοπίο της περιοχής, καθώς επίσης το υψόμετρο αλλά και οι διευθύνσεις του ανέμου φαίνονται στο σχήμα 5.13. Επίσης πληροφορίες σχετικά με την τοποθέτηση (σε συντεταγμένες), το υψόμετρο, τη μέση ταχύτητα καθώς επίσης και την ετήσια ενεργειακή παραγωγή κάθε ανεμογεννήτριας του αιολικού πάρκου, φαίνονται στο σχήμα 5.14.



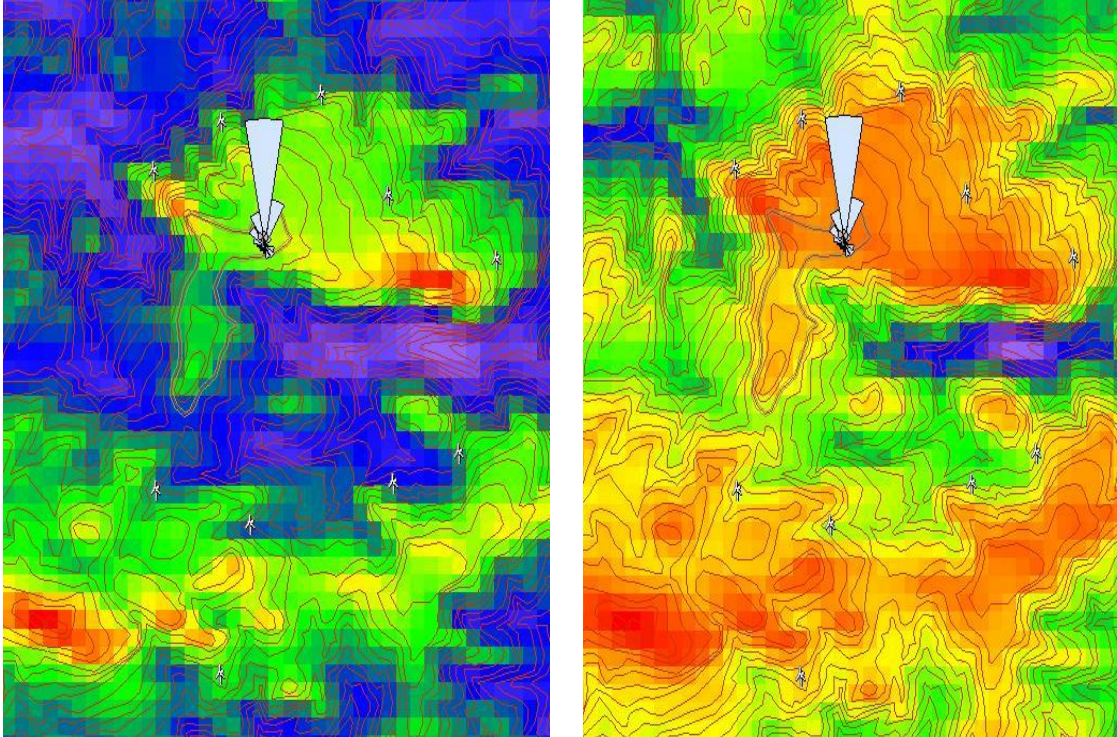
**Σχήμα 5.13 :** Σε αυτό το σχήμα απεικονίζεται μια λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση των ανεμογεννητριών λόγω μείωσης του υψομέτρου κατά 120m.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	d.RIX [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	661795.3	3885210.0	406.0	23.0	-1.7	55.0	7.51	2.630	2.619	0.44
Turbine site 002	660135.8	3885349.0	356.0	24.3	-0.3	55.0	7.62	2.668	2.659	0.33
Turbine site 003	660617.9	3885623.0	409.0	24.0	-0.6	55.0	7.62	2.706	2.697	0.33
Turbine site 004	661322.5	3885771.0	418.0	23.6	-1.0	55.0	7.79	2.832	2.823	0.34
Turbine site 005	660819.5	3883375.0	475.0	20.2	-4.4	55.0	6.52	2.080	2.054	1.29
Turbine site 006	662564.7	3884853.0	295.0	23.7	-1.0	55.0	7.41	2.591	2.585	0.23
Turbine site 007	661837.0	3883602.0	397.0	21.2	-3.4	55.0	6.49	2.066	2.036	1.44
Turbine site 008	662295.9	3883769.0	369.0	21.8	-2.8	55.0	6.50	2.088	2.060	1.34
Turbine site 009	660610.9	3882541.0	462.0	19.2	-5.5	55.0	7.31	2.529	2.482	1.85
Turbine site 010	660152.1	3883567.0	535.0	19.5	-5.2	55.0	6.89	2.306	2.278	1.22

**Σχήμα 5.14 :** Συνοπτικές πληροφορίες για όλες τις ανεμογεννήτριες του πάρκου.



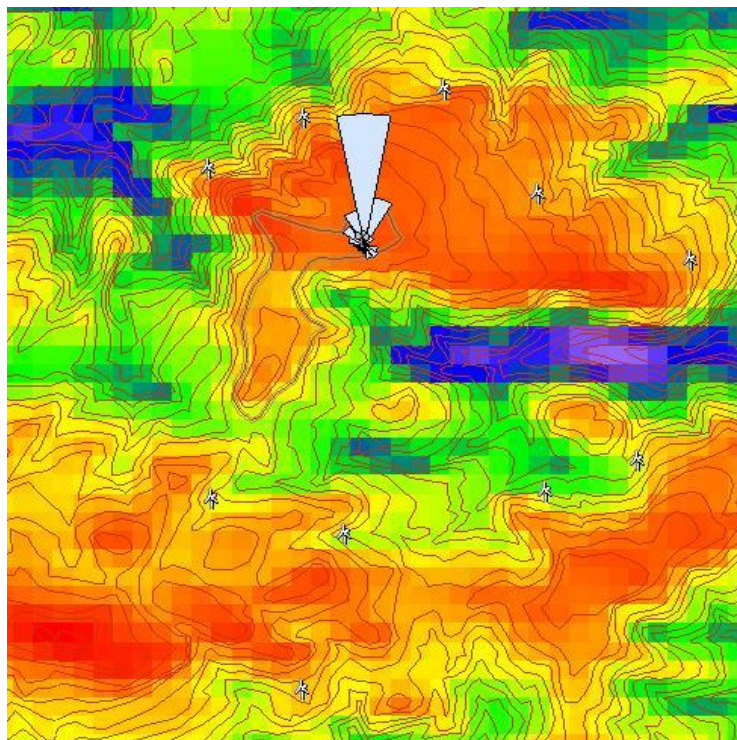
Μετά το πέρας της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών στις επιλεγμένες περιοχές του πάρκου και μετά από υπολογισμούς του προγράμματος, προέκυψε η ετήσια παραγωγή ενέργειας (Annual Energy Production) η οποία για τα δεδομένα του τόπου βρέθηκε να είναι 24.293 GWh. Στο σχήμα 5.15 απεικονίζεται η ετήσια παραγωγή ενέργειας, η πυκνότητα ισχύος αλλά και η μέση ταχύτητα του ανέμου.



**Σχήμα 5.15 :** Επάνω αριστερά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την πυκνότητα ισχύος της περιοχής.

Επάνω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με τη μέση ταχύτητα ανέμου της περιοχής.

Κάτω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την ετήσια παραγωγή ενέργειας της περιοχής.

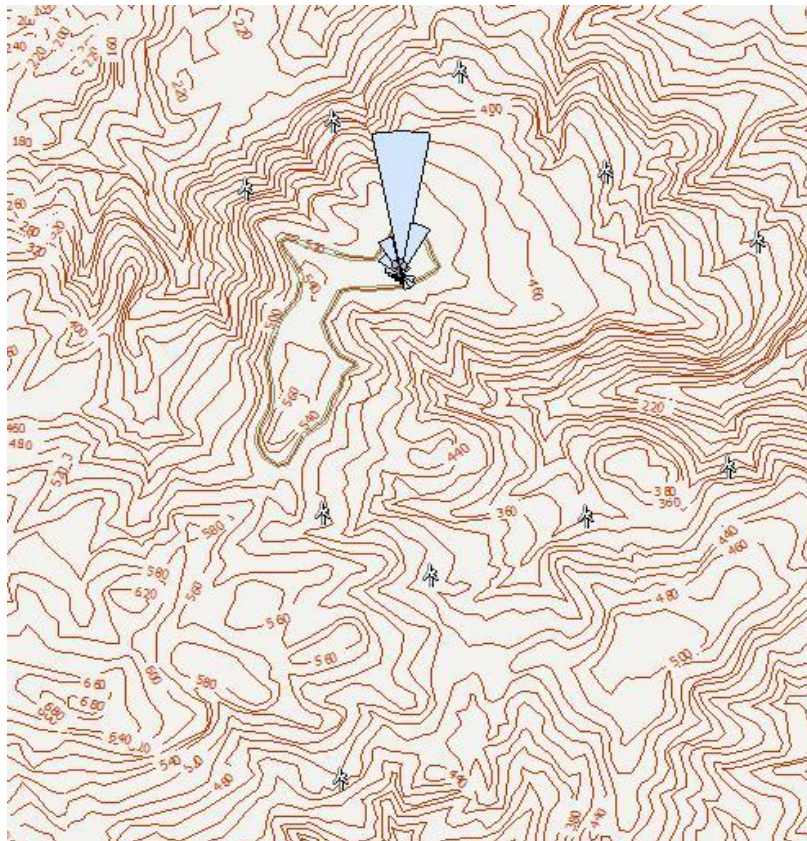




## 5.6 Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση (μείωση κατά 160m)

Αυτή είναι η τέταρτη περίπτωση μείωσης του υψόμετρου της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών. Η μείωση ανέρχεται στα 160m και συνεπάγεται δυσμενέστερη απόδοση του αιολικού πάρκου (και ως εκ τούτου χαμηλότερη ετήσια παραγωγή ενέργειας η οποία παρουσιάζεται στη συνέχεια).

Η απεικόνιση των ανεμογεννητριών στο τοπίο της περιοχής, καθώς επίσης το υψόμετρο αλλά και οι διευθύνσεις του ανέμου φαίνονται στο σχήμα 5.16. Επίσης πληροφορίες σχετικά με την τοποθέτηση (σε συντεταγμένες), το υψόμετρο, τη μέση ταχύτητα καθώς επίσης και την ετήσια ενεργειακή παραγωγή κάθε ανεμογεννήτριας του αιολικού πάρκου, φαίνονται στο σχήμα 5.17.



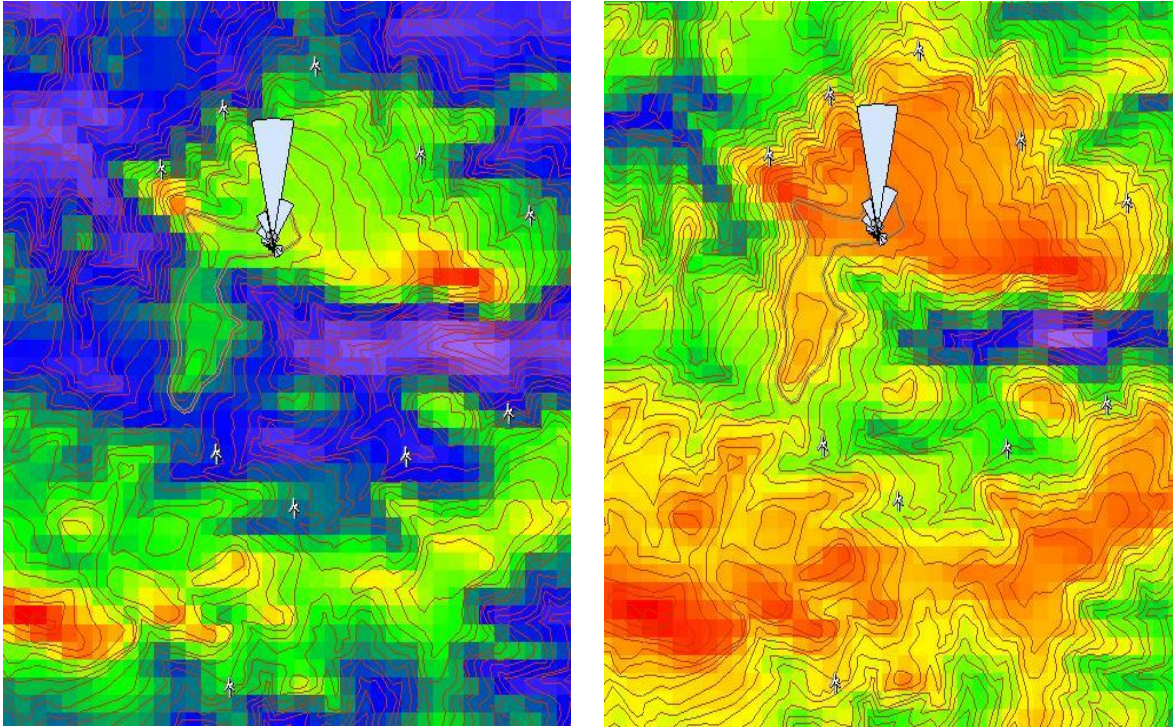
Σχήμα 5.16 : Σε αυτό το σχήμα απεικονίζεται μια λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση των ανεμογεννητριών λόγω μείωσης του υψόμετρου κατά 160m.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	d.RIX [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	661879.4	3885437.0	369.0	22.5	-2.2	55.0	7.34	2.554	2.543	0.42
Turbine site 002	660204.1	3885353.0	382.0	25.0	0.3	55.0	7.61	2.669	2.641	1.02
Turbine site 003	660606.9	3885692.0	371.0	24.4	-0.3	55.0	7.34	2.537	2.528	0.37
Turbine site 004	661199.1	3885935.0	365.0	22.5	-2.2	55.0	6.96	2.335	2.326	0.37
Turbine site 005	661065.5	3883452.0	432.0	19.7	-4.9	55.0	6.43	2.045	2.019	1.25
Turbine site 006	662586.8	3885099.0	267.0	22.2	-2.5	55.0	7.02	2.383	2.378	0.23
Turbine site 007	661783.1	3883740.0	350.0	21.8	-2.9	55.0	5.54	1.486	1.463	1.56
Turbine site 008	662445.1	3883984.0	335.0	22.4	-2.3	55.0	6.50	2.081	2.061	0.92
Turbine site 009	660645.8	3882447.0	426.0	18.3	-6.4	55.0	6.91	2.306	2.260	1.98
Turbine site 010	660561.2	3883757.0	482.0	19.8	-4.9	55.0	6.14	1.827	1.801	1.43

Σχήμα 5.17 : Συνοπτικές πληροφορίες για όλες τις ανεμογεννήτριες του πάρκου.



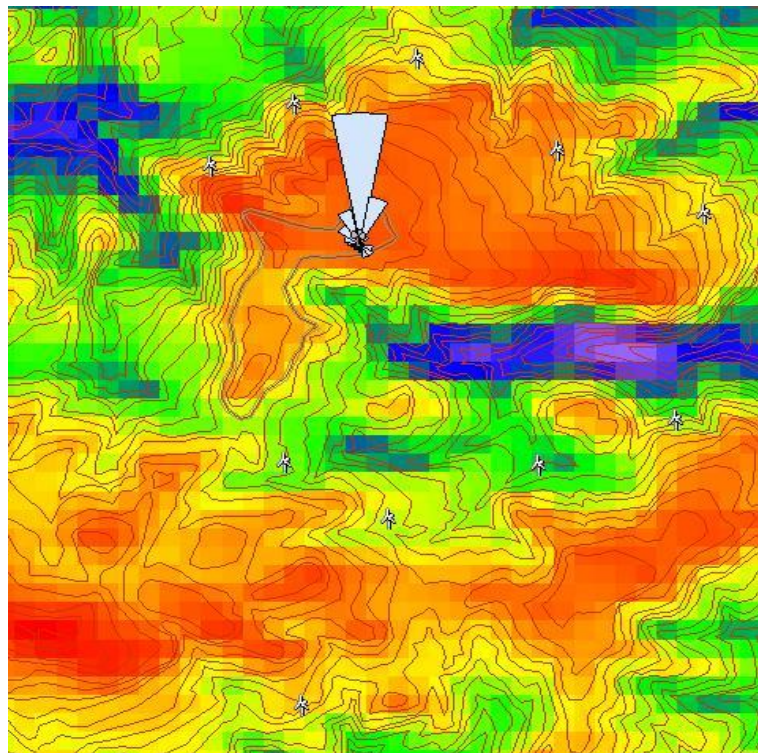
Μετά το πέρας της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών στις επιλεγμένες περιοχές του πάρκου και μετά από υπολογισμούς του προγράμματος, προέκυψε η ετήσια παραγωγή ενέργειας (Annual Energy Production) η οποία για τα δεδομένα του τόπου βρέθηκε να είναι 22.022 GWh. Στο σχήμα 5.18 απεικονίζεται η ετήσια παραγωγή ενέργειας, η πυκνότητα ισχύος αλλά και η μέση ταχύτητα του ανέμου.



**Σχήμα 5.18 :** Επάνω αριστερά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την πυκνότητα ισχύος της περιοχής.

Επάνω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με τη μέση ταχύτητα ανέμου της περιοχής.

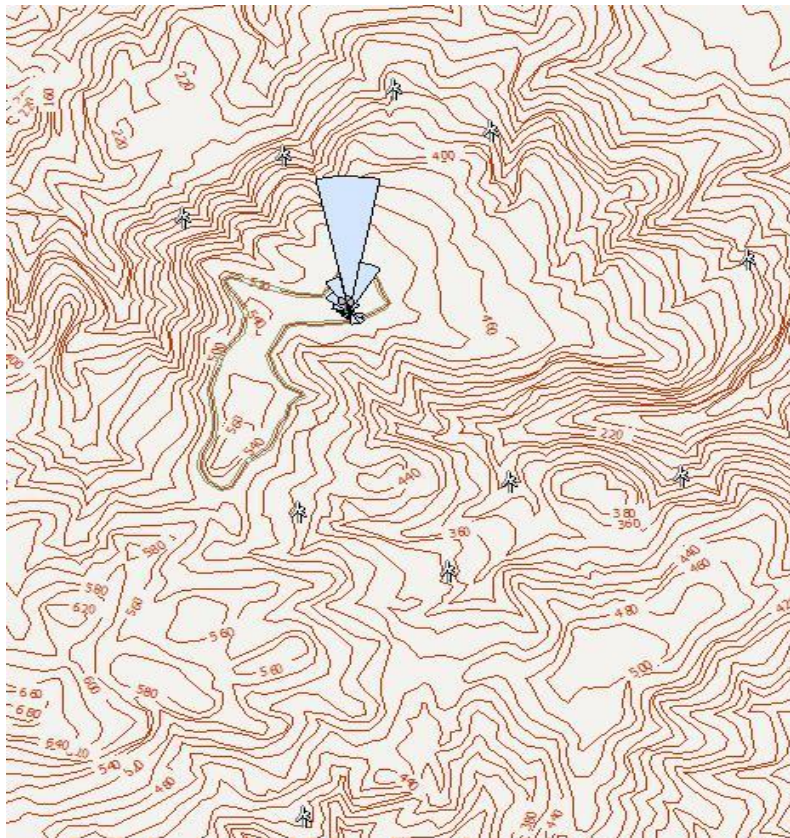
Κάτω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την ετήσια παραγωγή ενέργειας της περιοχής.



## 5.7 Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση (μείωση κατά 200m)

Αυτή είναι η πέμπτη περίπτωση μείωσης του υψόμετρου της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών. Η μείωση ανέρχεται στα 200m και συνεπάγεται δυσμενέστερη απόδοση του αιολικού πάρκου (και ως εκ τούτου χαμηλότερη ετήσια παραγωγή ενέργειας η οποία παρουσιάζεται στη συνέχεια).

Η απεικόνιση των ανεμογεννητριών στο τοπίο της περιοχής, καθώς επίσης το υψόμετρο αλλά και οι διευθύνσεις του ανέμου φαίνονται στο σχήμα 5.19. Επίσης πληροφορίες σχετικά με την τοποθέτηση (σε συντεταγμένες), το υψόμετρο, τη μέση ταχύτητα καθώς επίσης και την ετήσια ενεργειακή παραγωγή κάθε ανεμογεννήτριας του αιολικού πάρκου, φαίνονται στο σχήμα 5.20.



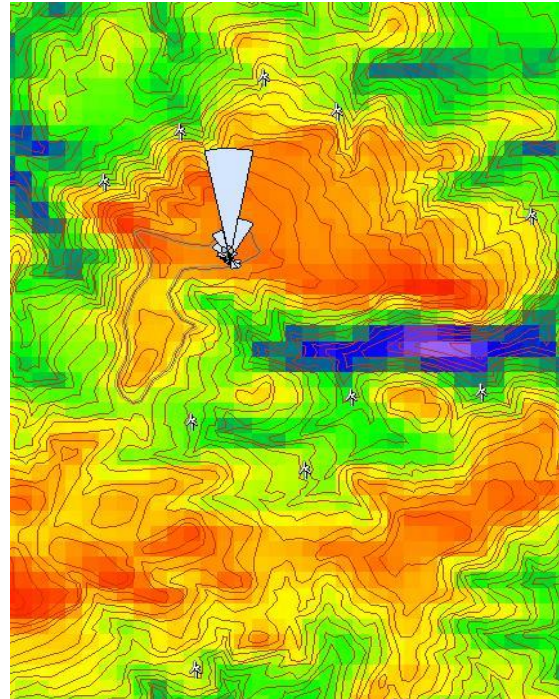
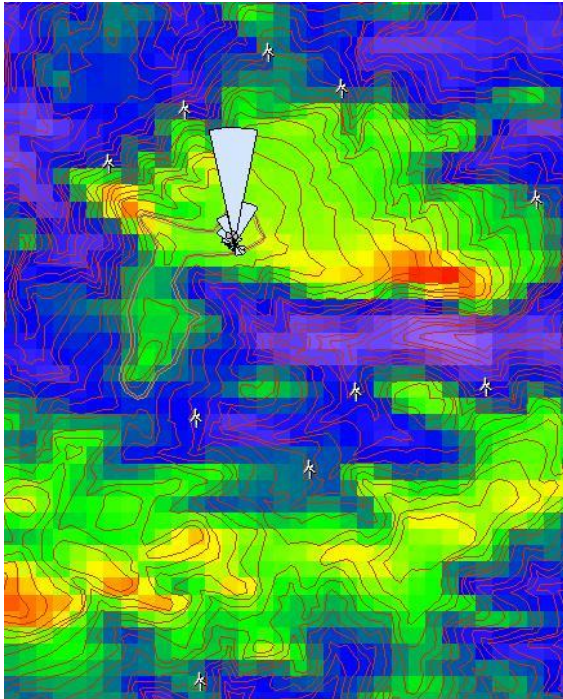
Σχήμα 5.19 : Σε αυτό το σχήμα απεικονίζεται μια λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση των ανεμογεννητριών λόγω μείωσης του υψόμετρου κατά 200m.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	d.RIX [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	661561.9	3885886.0	332.0	21.6	-3.1	55.0	6.74	2.213	2.197	0.71
Turbine site 002	660184.2	3885422.0	334.0	24.3	-0.3	55.0	6.69	2.184	2.158	1.15
Turbine site 003	660627.6	3885754.0	341.0	24.4	-0.2	55.0	6.75	2.201	2.174	1.21
Turbine site 004	661121.9	3886103.0	323.0	21.6	-3.1	55.0	6.68	2.155	2.143	0.57
Turbine site 005	661365.4	3883556.0	394.0	19.9	-4.8	55.0	6.39	2.030	1.965	3.21
Turbine site 006	662706.1	3885202.0	238.0	22.3	-2.3	55.0	6.90	2.323	2.319	0.16
Turbine site 007	661646.6	3884033.0	310.0	23.6	-1.1	55.0	5.52	1.531	1.515	0.99
Turbine site 008	662413.8	3884062.0	292.0	22.9	-1.8	55.0	5.81	1.696	1.673	1.33
Turbine site 009	660720.0	3882265.0	380.0	18.7	-6.0	55.0	6.75	2.213	2.177	1.61
Turbine site 010	660697.4	3883873.0	452.0	21.5	-3.2	55.0	5.84	1.633	1.608	1.5

Σχήμα 5.20 : Συνοπτικές πληροφορίες για όλες τις ανεμογεννήτριες του πάρκου.



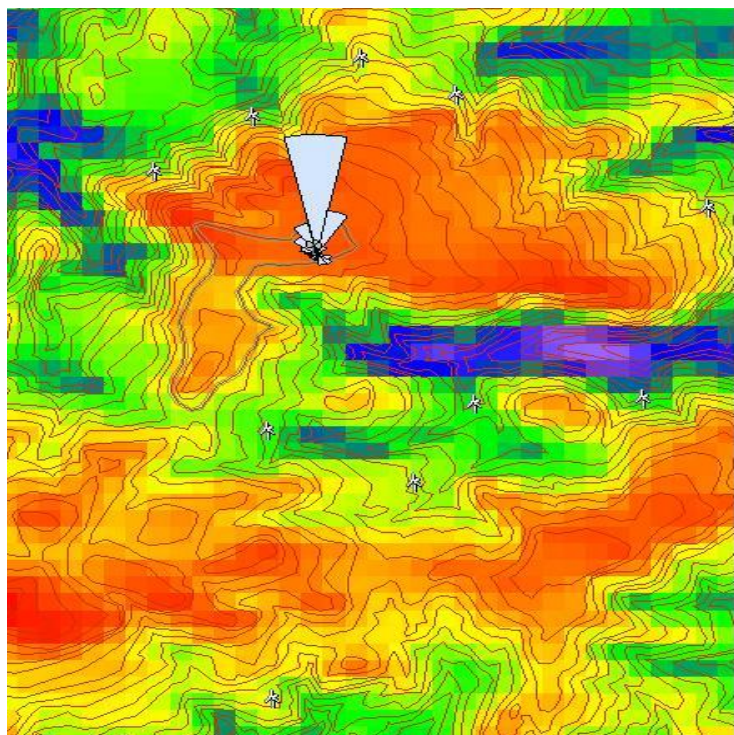
Μετά το πέρας της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών στις επιλεγμένες περιοχές του πάρκου και μετά από υπολογισμούς του προγράμματος, προέκυψε η ετήσια παραγωγή ενέργειας (Annual Energy Production) η οποία για τα δεδομένα του τόπου βρέθηκε να είναι 19.931 GWh. Στο σχήμα 5.21 απεικονίζεται η ετήσια παραγωγή ενέργειας, η πυκνότητα ισχύος αλλά και η μέση ταχύτητα του ανέμου.



**Σχήμα 5.21 :** Επάνω αριστερά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την πυκνότητα ισχύος της περιοχής.

Επάνω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με τη μέση ταχύτητα ανέμου της περιοχής.

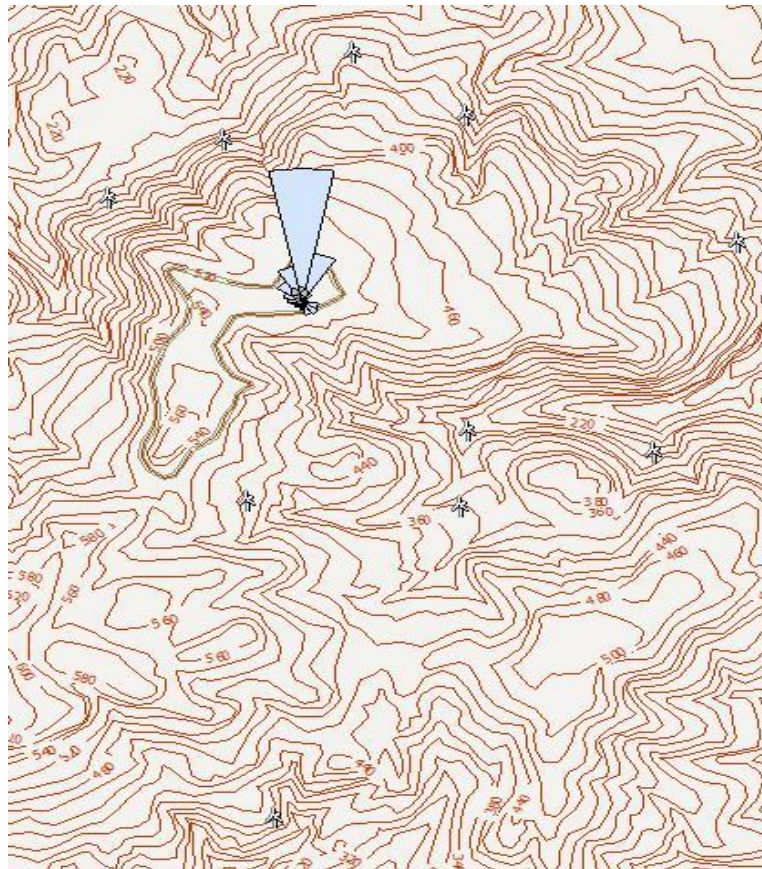
Κάτω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την ετήσια παραγωγή ενέργειας της περιοχής.



## 5.8 Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση (μείωση κατά 240m)

Αυτή είναι η έκτη περίπτωση μείωσης του υψόμετρου της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών. Η μείωση ανέρχεται στα 240m και συνεπάγεται δυσμενέστερη απόδοση του αιολικού πάρκου (και ως εκ τούτου χαμηλότερη ετήσια παραγωγή ενέργειας η οποία παρουσιάζεται στη συνέχεια).

Η απεικόνιση των ανεμογεννητριών στο τοπίο της περιοχής, καθώς επίσης το υψόμετρο αλλά και οι διευθύνσεις του ανέμου φαίνονται στο σχήμα 5.22. Επίσης πληροφορίες σχετικά με την τοποθέτηση (σε συντεταγμένες), το υψόμετρο, τη μέση ταχύτητα καθώς επίσης και την ετήσια ενεργειακή παραγωγή κάθε ανεμογεννήτριας του αιολικού πάρκου, φαίνονται στο σχήμα 5.23.



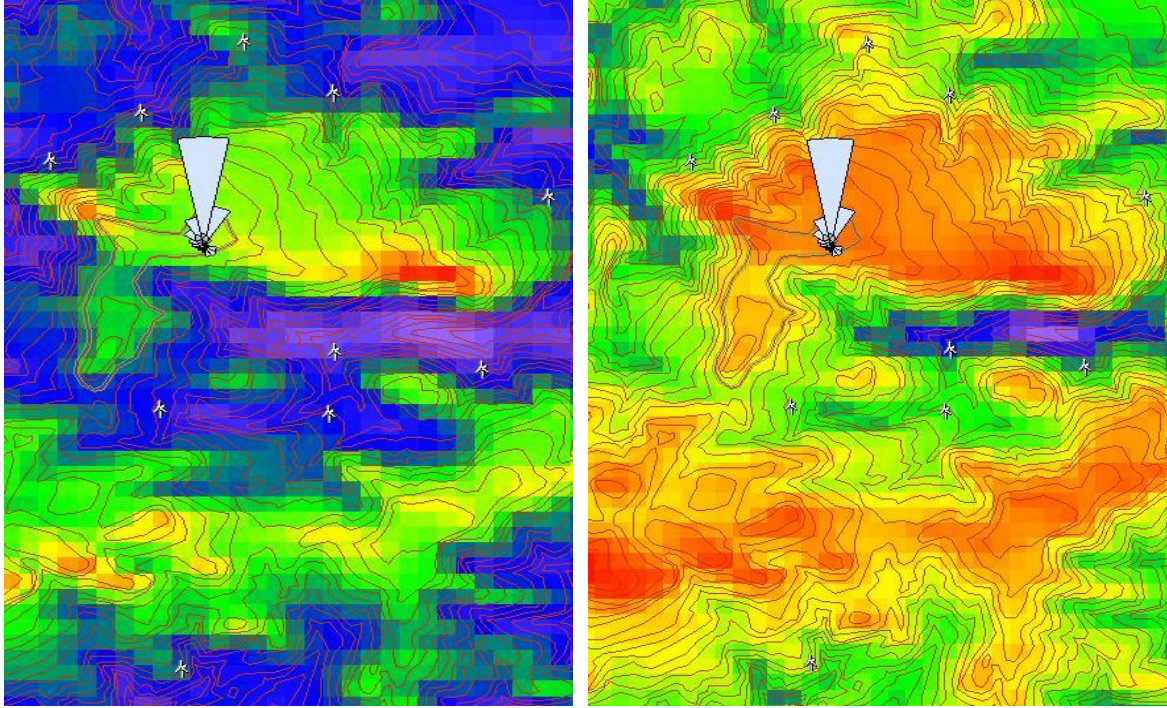
Σχήμα 5.22 : Σε αυτό το σχήμα απεικονίζεται μια λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση των ανεμογεννητριών λόγω μείωσης του υψόμετρου κατά 240m.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RDX [%]	DR [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	661606.8	3885923.0	289.0	21.4	-3.2	55.0	6.18	1.872	1.861	0.62
Turbine site 002	660117.5	3885486.0	286.0	23.5	-1.2	55.0	6.09	1.844	1.825	1.01
Turbine site 003	660594.8	3885794.0	310.0	23.0	-1.7	55.0	6.41	2.002	1.971	1.59
Turbine site 004	661136.3	3886261.0	288.0	20.4	-4.3	55.0	6.86	2.266	2.260	0.27
Turbine site 005	661584.7	3883843.0	343.0	22.0	-2.7	55.0	5.81	1.679	1.613	3.92
Turbine site 006	662743.9	3885246.0	210.0	21.0	-3.6	55.0	6.56	2.134	2.130	0.15
Turbine site 007	661615.1	3884242.0	275.0	24.1	-0.6	55.0	4.80	1.128	1.113	1.36
Turbine site 008	662393.7	3884131.0	255.0	23.5	-1.2	55.0	5.29	1.414	1.387	1.89
Turbine site 009	660812.8	3882178.0	340.0	18.8	-5.9	55.0	6.27	1.954	1.924	1.51
Turbine site 010	660697.4	3883873.0	452.0	21.5	-3.2	55.0	5.84	1.633	1.611	1.3

Σχήμα 5.23 : Συνοπτικές πληροφορίες για όλες τις ανεμογεννήτριες του πάρκου.



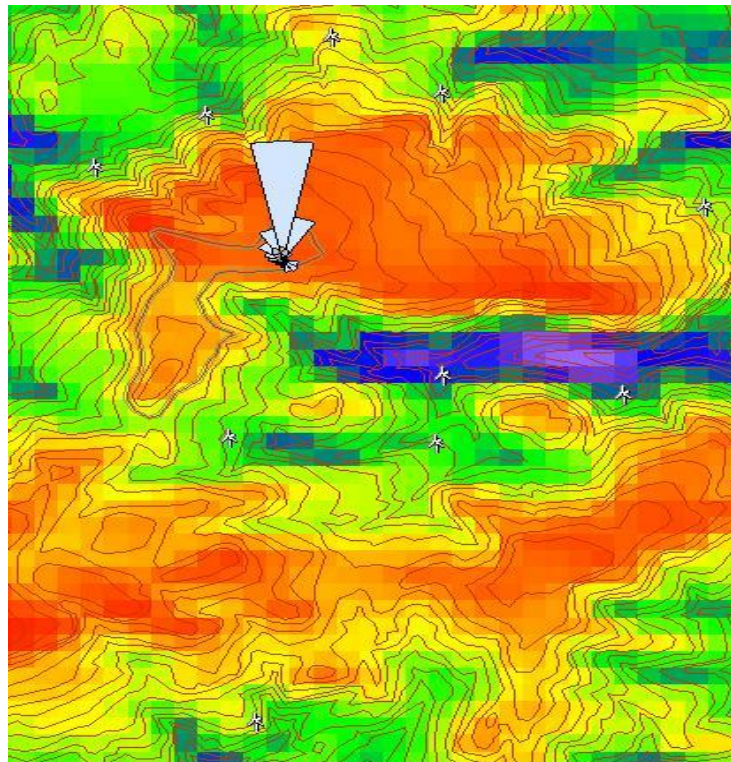
Μετά το πέρας της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών στις επιλεγμένες περιοχές του πάρκου και μετά από υπολογισμούς του προγράμματος, προέκυψε η ετήσια παραγωγή ενέργειας (Annual Energy Production) η οποία για τα δεδομένα του τόπου βρέθηκε να είναι 17.696 GWh. Στο σχήμα 5.24 απεικονίζεται η ετήσια παραγωγή ενέργειας, η πυκνότητα ισχύος αλλά και η μέση ταχύτητα του ανέμου.



**Σχήμα 5.24 :** Επάνω αριστερά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την πυκνότητα ισχύος της περιοχής.

Επάνω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με τη μέση ταχύτητα ανέμου της περιοχής.

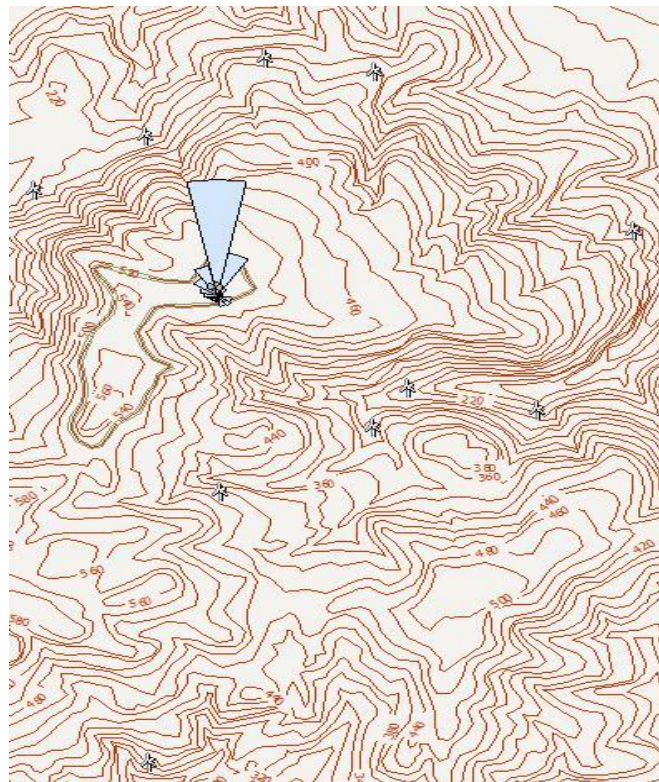
Κάτω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την ετήσια παραγωγή ενέργειας της περιοχής.



## 5.9 Τοποθέτηση με την ελάχιστη αποδοτικότητα (μείωση κατά 280m)

Αυτή είναι η έβδομη και τελευταία περίπτωση μείωσης του υψομέτρου της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών, από τα 540m που ήταν αρχικά το υψόμετρο του πάρκου έφτασε να είναι σε αυτή την περίπτωση στα 240m . Η μείωση ανέρχεται στα 280m και εδώ συναντάται η πιο δυσμενής απόδοση καθώς επίσης και η χαμηλότερη ετήσια παραγωγή ενέργειας.

Η απεικόνιση των ανεμογεννητριών στο τοπίο της περιοχής, καθώς επίσης το υψόμετρο αλλά και οι διευθύνσεις του ανέμου φαίνονται στο σχήμα 5.25. Επίσης πληροφορίες σχετικά με την τοποθέτηση (σε συντεταγμένες), το υψόμετρο, τη μέση ταχύτητα καθώς επίσης και την ετήσια ενεργειακή παραγωγή κάθε ανεμογεννήτριας του αιολικού πάρκου, φαίνονται στο σχήμα 5.26.



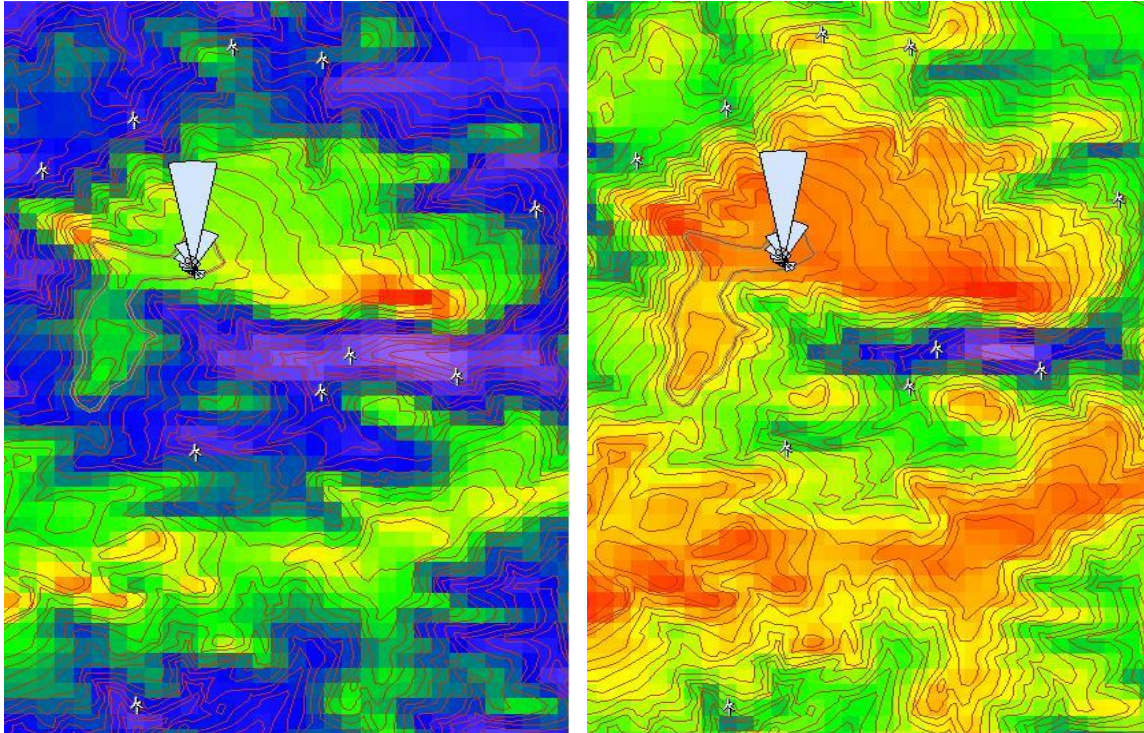
Σχήμα 5.25 : Σε αυτό το σχήμα απεικονίζεται η λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση των ανεμογεννητριών λόγω μείωσης του υψομέτρου κατά 280m.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	661646.2	3886308.0	242.0	18.5	-6.1	55.0	6.49	2.069	2.059	0.49
Turbine site 002	660082.4	3885577.0	238.0	22.9	-1.8	55.0	5.38	1.442	1.419	1.61
Turbine site 003	660595.2	3885917.0	232.0	22.4	-2.3	55.0	5.27	1.346	1.314	2.41
Turbine site 004	661143.6	3886394.0	257.0	19.7	-5.0	55.0	6.93	2.316	2.307	0.37
Turbine site 005	661636.1	3884115.0	298.0	23.9	-0.8	55.0	5.49	1.536	1.488	3.17
Turbine site 006	662834.4	3885328.0	173.0	19.9	-4.8	55.0	6.18	1.918	1.914	0.17
Turbine site 007	661798.6	3884359.0	238.0	25.3	0.6	55.0	4.06	0.776	0.764	1.62
Turbine site 008	662392.6	3884222.0	215.0	23.2	-1.5	55.0	4.51	0.960	0.937	2.37
Turbine site 009	660613.1	3882056.0	297.0	18.4	-6.3	55.0	5.33	1.376	1.352	1.72
Turbine site 010	660935.4	3883724.0	433.0	21.3	-3.4	55.0	6.23	1.909	1.889	1.05

Σχήμα 5.26 : Συνοπτικές πληροφορίες για όλες τις ανεμογεννήτριες του πάρκου.



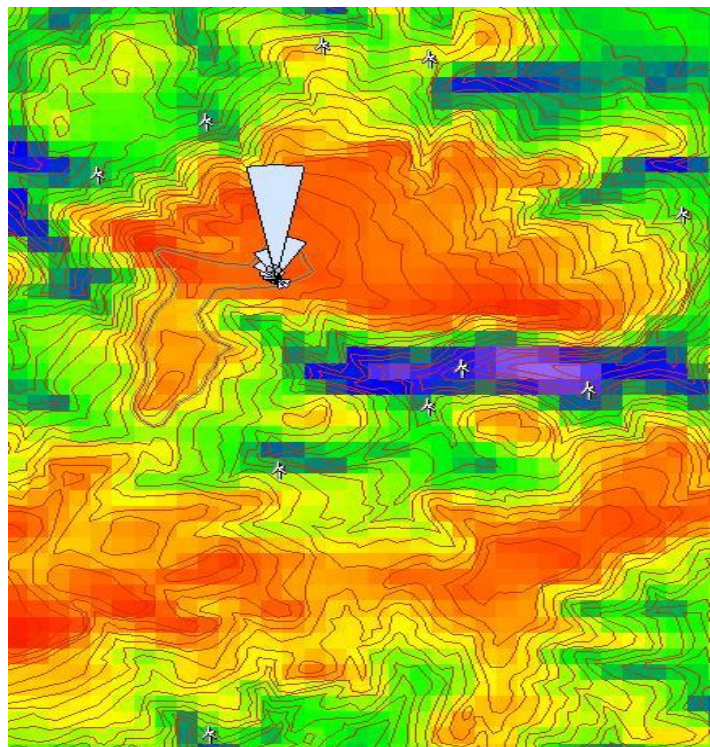
Μετά το πέρας της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών στις επιλεγμένες περιοχές του πάρκου και μετά από υπολογισμούς του προγράμματος, προέκυψε η ετήσια παραγωγή ενέργειας (Annual Energy Production) η οποία για τα δεδομένα του τόπου βρέθηκε να είναι 15.443 GWh. Στο σχήμα 5.27 απεικονίζεται η ετήσια παραγωγή ενέργειας, η πυκνότητα ισχύος αλλά και η μέση ταχύτητα του ανέμου.



**Σχήμα 5.27 :** Επάνω αριστερά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την πυκνότητα ισχύος της περιοχής.

Επάνω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με τη μέση ταχύτητα ανέμου της περιοχής.

Κάτω δεξιά : Απεικόνιση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών σε σχέση με την ετήσια παραγωγή ενέργειας της περιοχής.





## 6.0 Μελέτη Της Επίδρασης Του Πλήθους Και Της Διασποράς Των Ανεμογεννητριών Στην Ποιότητα Της Παραγόμενης Ισχύος

### 6.1 Εισαγωγή

Σκοπός αυτού του κεφαλαίου, είναι να μελετηθεί λεπτομερώς η επίδραση των ονομαστικών ισχύων των ανεμογεννητριών που είναι εγκατεστημένες σε ένα πάρκο, στην διακύμανση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο από αυτό. Στην παρούσα μελέτη, θα εξεταστούν πέντε περιπτώσεις όπου ανά περίπτωση θα μεταβάλλεται η ονομαστική ισχύς όλων των ανεμογεννητριών που απαρτίζουν το εκάστοτε αιολικό πάρκο, διατηρώντας τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ σε (σχεδόν) σταθερά επίπεδα, και θα λαμβάνεται μια ωριαία χρονοσειρά ισχύος ως ένδειξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τους. Κατόπιν, οι προαναφερθείσες χρονοσειρές θα συγκρίνονται με τη χρήση στατιστικών εργαλείων όπως η Διακύμανση και η Τυπική Απόκλιση και θα εξάγονται τα ανάλογα συμπεράσματα.

Για λόγους πιο ολοκληρωμένης μελέτης, πέρα από μία ωριαία χρονοσειρά ισχύος σε κάθε πάρκο, έχουν εξομοιωθεί και οι πέντε περιπτώσεις αιολικών πάρκων με τη βοήθεια του λογισμικού WAsP και έχει εξαχθεί για κάθε ένα από αυτά η ετήσια παραγωγή ενέργειας του. Η εγκατεστημένη ισχύς του κάθε αιολικού πάρκου ορίστηκε στα 8.5 MW. Όμως, λόγω των ονομαστικών τιμών της ισχύος των επιμέρους ανεμογεννητριών που έχουν εγκατασταθεί, η τιμή 8.5 MW προσεγγίστηκε όσο το δυνατόν εγγύτερα, για αυτό το λόγο, η τοποθέτηση των ανεμογεννητριών σε κάθε πάρκο δεν έγινε με μόνο στόχο την αποδοτικότερη τοποθέτηση τους αλλά εστιάστηκε και στην ετήσια παραγωγή ενέργειας, ώστε αυτή, να κυμαίνεται από 29.161 GWh έως 29.195 GWh με αποτέλεσμα να διατηρηθεί μία ομοιομορφία μεταξύ των πάρκων. Κρίνεται σκόπιμο για την καλύτερη κατανόηση της μελέτης, η πρότερη παρουσίαση των πέντε αιολικών πάρκων και της ετήσιας παραγωγής ενέργειας τους όπως αυτά έχουν εξομοιωθεί στο WAsP και ακολούθως η παρουσίαση της χρονοσειράς ανέμου και ισχύος για την πρώτη ανεμογεννήτρια από κάθε πάρκο, και τελικά η παρουσίαση της συνολικής χρονοσειράς ισχύος κάθε πάρκου μαζί με στατιστικά στοιχεία προερχόμενα από την επεξεργασία των χρονοσειρών.

### 6.2 Αιολικό πάρκο απαρτιζόμενο από V29

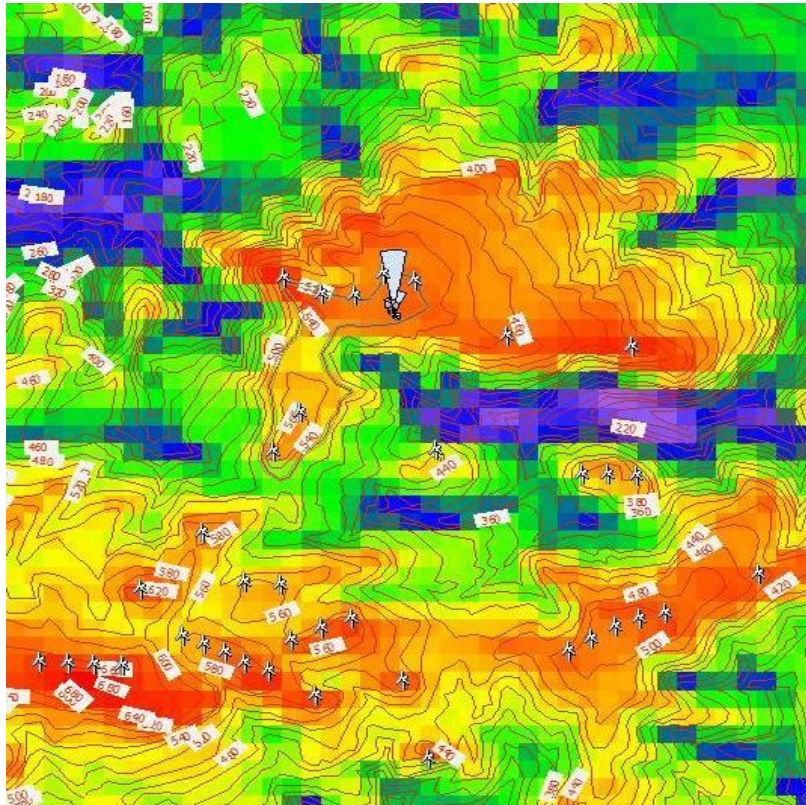
Για την δημιουργία του πρώτου πάρκου χρησιμοποιήθηκαν 38 ανεμογεννήτριες τύπου V29 της Vestas. Η αρχιτεκτονική σύμφωνα με την οποία δημιουργείται ένα αιολικό πάρκο έχει αναλυθεί στα κεφάλαια 4 και 5, εδώ αρκεί να αναφερθεί ότι η διάμετρος της συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας είναι  $D=29$  m, αυτό σημαίνει ότι όπου τοποθετήθηκαν σε σειρά ανεμογεννήτριες, η μεταξύ τους απόσταση ήταν κατ



ελάχιστο  $L=2.5 \cdot D=72.5$  m ενώ όταν τοποθετήθηκαν κάθετα η ελάχιστη απόσταση τους ήταν  $L=7 \cdot D=203$  m.

Η ονομαστική ισχύς κάθε ανεμογεννήτριας αυτού του τύπου είναι 225 kW, κατά συνέπεια η εγκατεστημένη ισχύς αυτού του πάρκου είναι 8.55 MW, αυτό σημαίνει ότι η εγκατεστημένη ισχύς σε αυτήν την περίπτωση υπερβαίνει τον στόχο που τέθηκε στα 8.5 MW κατά 50 kW. Η ετησίως παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια (ΑΕΡ) σε αυτήν την περίπτωση βρέθηκε να είναι  $ΑΕΡ=29.195$  GWh.

Η απεικόνιση της τοποθέτησης του συνόλου των ανεμογεννητριών, της μορφολογίας του εδάφους, των διευθύνσεων του ανέμου αλλά και της ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζονται στο σχήμα 6.1.



Σχήμα 6.1 : Χωροθέτηση πάρκου απαρτιζόμενο από ανεμογεννήτριες V29.

### 6.3 Αιολικό πάρκο απαρτιζόμενο από V39

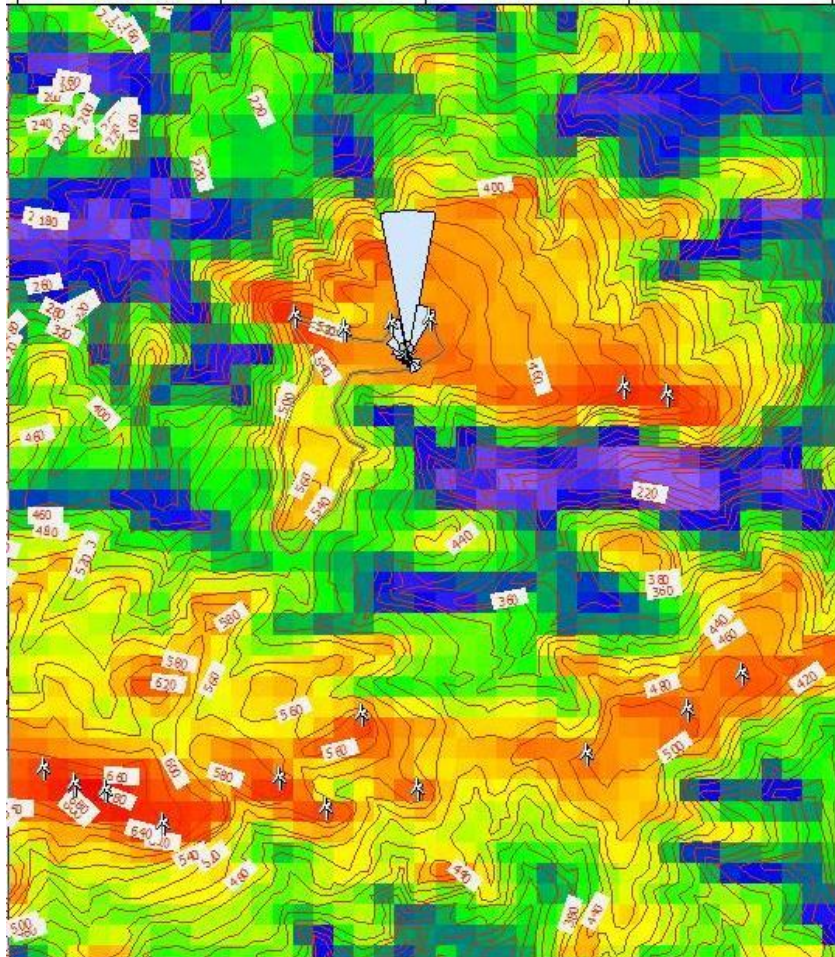
Για την δημιουργία του δεύτερου πάρκου χρησιμοποιήθηκαν 17 ανεμογεννήτριες τύπου V39. Όπως και στην παράγραφο 6.2, αναφέρεται ότι η διάμετρος της συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας είναι  $D=39$  m, γι' αυτό, όπου τοποθετήθηκαν σε σειρά ανεμογεννήτριες, η μεταξύ τους απόσταση ήταν κατ' ελάχιστο  $L=2.5 \cdot D=92.5$  m ενώ όταν τοποθετήθηκαν κάθετα η ελάχιστη απόσταση τους ήταν  $L=7 \cdot D=273$  m.

Η ονομαστική ισχύς κάθε ανεμογεννήτριας αυτού του τύπου είναι 500 kW, κατά συνέπεια η εγκατεστημένη ισχύς αυτού του πάρκου είναι 8.5 MW, αυτό σημαίνει ότι η εγκατεστημένη ισχύς σε αυτήν την περίπτωση ταυτίζεται με τον στόχο που



τέθηκε (8.5 MW). Η ετησίως παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια (ΑΕΡ) σε αυτήν την περίπτωση βρέθηκε να είναι ΑΕΡ=29.181 GWh.

Η απεικόνιση της τοποθέτησης του συνόλου των ανεμογεννητριών, της μορφολογίας του εδάφους, των διευθύνσεων του ανέμου αλλά και της ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζονται στο σχήμα 6.2.



Σχήμα 6.2 : Χωροθέτηση πάρκου απαρτιζόμενο από ανεμογεννήτριες V39.

#### 6.4 Αιολικό πάρκο απαρτιζόμενο από V52

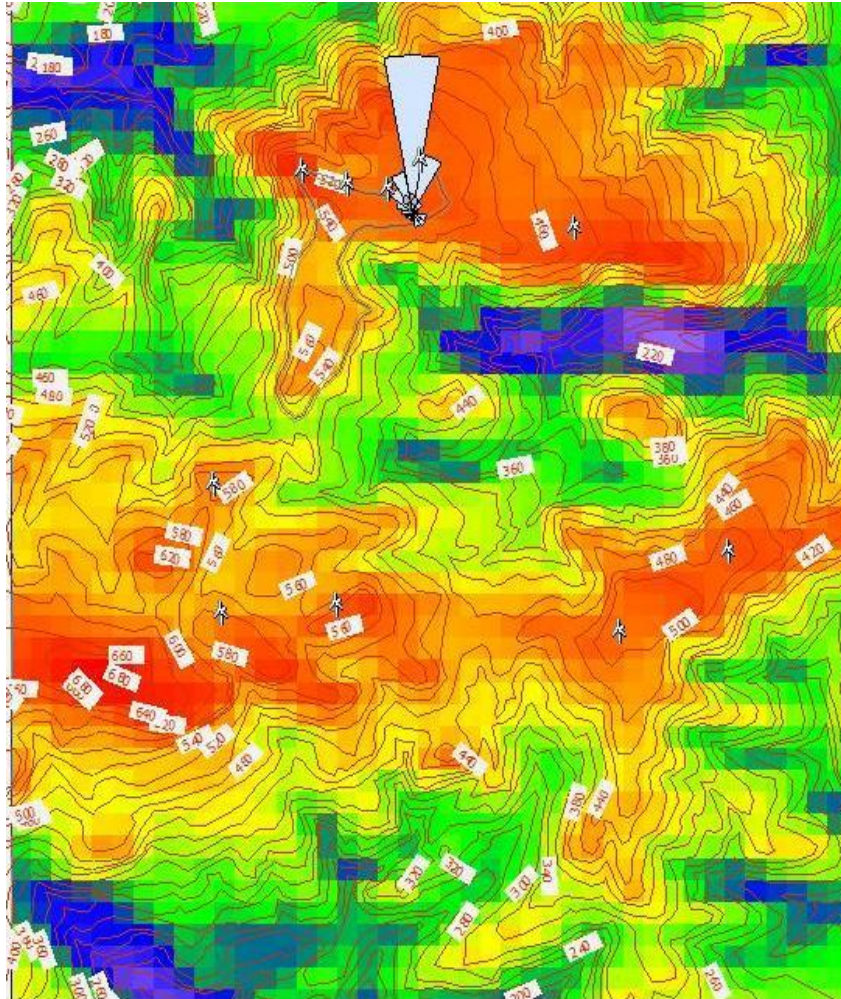
Το πάρκο αυτό διαθέτει 10 ανεμογεννήτριες V52 (Vestas). Η διάμετρος των φτερών της V52 είναι  $D=52$  m, ως εκ τούτου, η τοποθέτηση σε σειρά στο πάρκο συνεπάγεται ελάχιστη απόσταση μεταξύ τους  $L=2.5 \cdot D=130$  m ενώ η τοποθέτηση κάθετα στο πάρκο απαιτεί ελάχιστο  $L=7 \cdot D=364$  m.

Η ονομαστική ισχύς κάθε ανεμογεννήτριας αυτού του τύπου είναι 850 kW, κατά συνέπεια η εγκατεστημένη ισχύς αυτού του πάρκου είναι 8.5 MW, αυτό σημαίνει ότι η εγκατεστημένη ισχύς σε αυτήν την περίπτωση ταυτίζεται με τον στόχο που



τέθηκε (8.5 MW). Η ετησίως παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια (ΑΕΡ) σε αυτήν την περίπτωση βρέθηκε να είναι ΑΕΡ=29.179 GWh.

Η απεικόνιση της τοποθέτησης του συνόλου των ανεμογεννητριών, της μορφολογίας του εδάφους, των διευθύνσεων του ανέμου αλλά και της ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζονται στο σχήμα 6.3.



Σχήμα 6.3 : Χωροθέτηση πάρκου απαρτιζόμενο από ανεμογεννήτριες V52.

## 6.5 Αιολικό πάρκο απαρτιζόμενο από V80

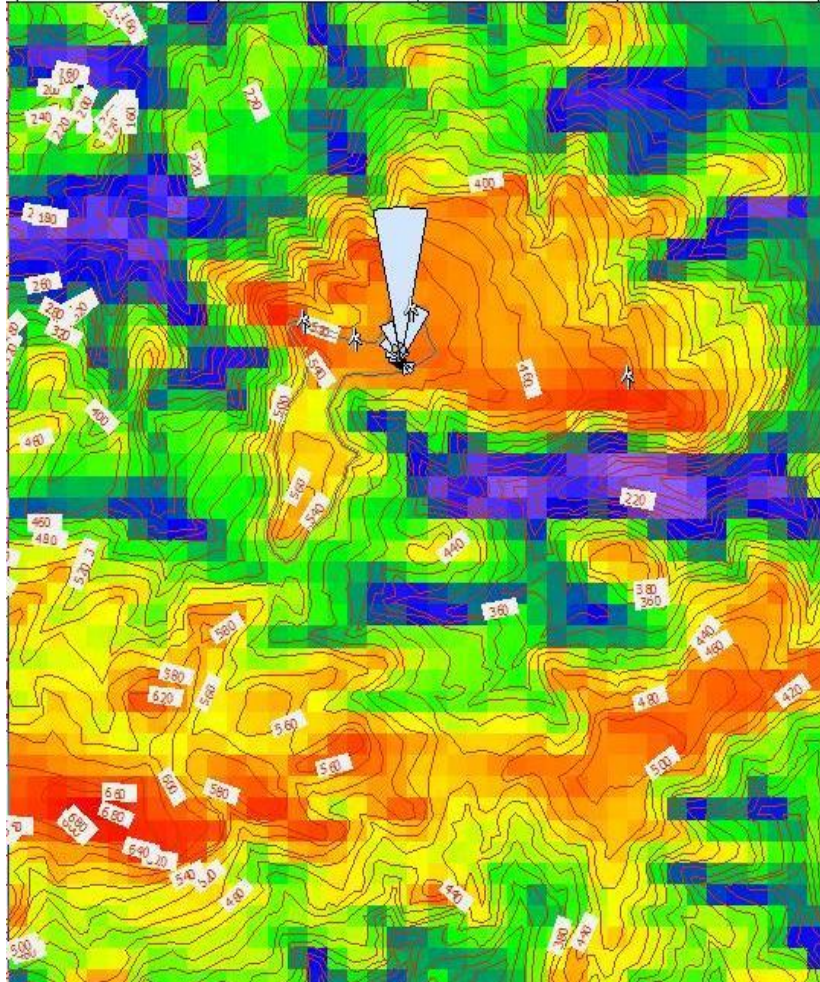
Σε αυτήν την περίπτωση στο WASP, τοποθετήθηκαν 4 ανεμογεννήτριες τύπου V80 της Vestas. Η διάμετρος της συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας είναι  $D=80$  m, αυτό σημαίνει ότι όπου τοποθετήθηκαν σε σειρά ανεμογεννήτριες, η μεταξύ τους απόσταση ήταν κατ ελάχιστο  $L=2.5 \cdot D=200$  m ενώ εάν επρόκειτο να τοποθετηθούν κάθετα η ελάχιστη απόσταση μεταξύ τους θα ήταν  $L=7 \cdot D=560$  m.

Η ονομαστική ισχύς κάθε ανεμογεννήτριας αυτού του τύπου είναι 2.0 MW, κατά συνέπεια η εγκατεστημένη ισχύ αυτού του πάρκου είναι 8.0 MW, αυτό σημαίνει ότι η εγκατεστημένη ισχύς σε αυτήν την περίπτωση υπολείπεται του στόχο



που τέθηκε στα 8.5 MW κατά 500 kW. Η ετησίως παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια (ΑΕΡ) σε αυτήν την περίπτωση βρέθηκε να είναι ΑΕΡ=29.190 GWh.

Η απεικόνιση της τοποθέτησης του συνόλου των ανεμογεννητριών, της μορφολογίας του εδάφους, των διευθύνσεων του ανέμου αλλά και της ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζονται στο σχήμα 6.4.



Σχήμα 6.4 : Χωροθέτηση πάρκου απαρτιζόμενο από ανεμογεννήτριες V80.

## 6.6 Αιολικό πάρκο απαρτιζόμενο από V90

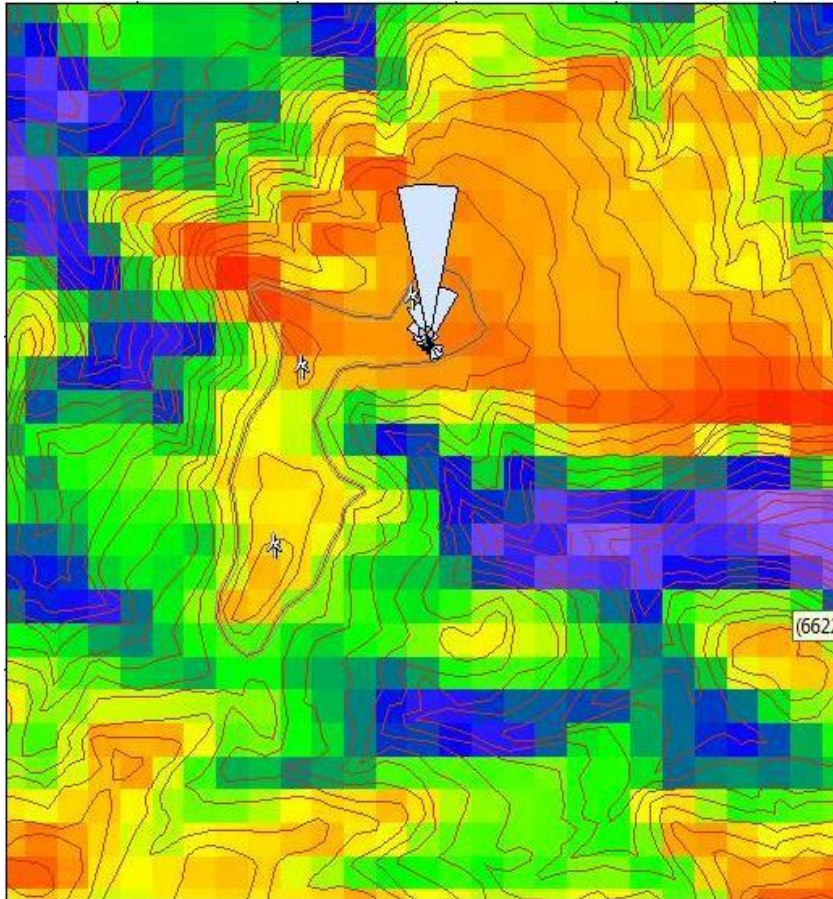
Η τελευταία εφαρμογή πάρκου στο WAsP αφορά 3 ανεμογεννήτριες τύπου V90, κατασκευασμένες από την προαναφερθείσα στις προηγούμενες παραγράφους εταιρία . Η διάμετρος πτερών αυτής της ανεμογεννήτριας είναι  $D=90$  m, γι' αυτό στην εν σειρά τοποθέτηση ανεμογεννητριών στο πάρκο, η μεταξύ τους απόσταση ήταν κατ ελάχιστο  $L=2.5*D=225$  m ενώ όπου τοποθετήθηκαν κάθετα, η ελάχιστη απόσταση τους ήταν  $L=7*D=630$  m.

Η ονομαστική ισχύς κάθε ανεμογεννήτριας αυτού του τύπου είναι 3.0 MW, κατά συνέπεια η εγκατεστημένη ισχύς αυτού του πάρκου είναι 9.0 MW, αυτό σημαίνει ότι η εγκατεστημένη ισχύς σε αυτήν την περίπτωση υπερβαίνει τον στόχο



που τέθηκε στα 8.5 MW κατά 500 kW. Η ετησίως παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια (ΑΕΡ) σε αυτήν την περίπτωση βρέθηκε να είναι ΑΕΡ=29.161 GWh.

Η απεικόνιση της τοποθέτησης του συνόλου των ανεμογεννητριών, της μορφολογίας του εδάφους, των διευθύνσεων του ανέμου αλλά και της ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζονται στο σχήμα 6.5.



Σχήμα 6.5 : Χωροθέτηση πάρκου απαρτιζόμενο από ανεμογεννήτριες V90.

## 6.7 Δημιουργία χρονοσειράς ισχύος πάρκου V29

Για να καταστεί δυνατή η λήψη μίας ωριαίας χρονοσειράς συνολικής ισχύος που θα αντιπροσωπεύει το αιολικό πάρκο όπως παρουσιάστηκε στην παράγραφο 6.2, και στη συνέχεια να γίνουν οι ανάλογες παρατηρήσεις, ακολουθεί μια αλληλουχία ενεργειών προκειμένου να δημιουργηθεί μία τέτοια αντιπροσωπευτική χρονοσειρά μιας και το WASP δεν παρέχει αυτή τη δυνατότητα (παρόλο που η είσοδος του προγράμματος απαιτεί χρονοσειρά ανέμου, στις επιλογές των αποτελεσμάτων δεν ανήκει η λήψη χρονοσειράς ισχύος).

Στο σημείο αυτό θα πρέπει να αναφερθεί, ότι η είσοδος των μαθηματικών πράξεων που θα οδηγήσουν μετά από αλληπάλληλη επεξεργασία στην επιθυμητή χρονοσειρά ισχύος, έχουν σαν είσοδο τους τον συντελεστή μορφής (shape parameter) ο οποίος συμβολίζεται με "k", τον συντελεστή κλίμακας (scale parameter) ο οποίος συμβολίζεται με "A" και την μέση ταχύτητα του ανέμου (mean



wind speed) η οποία συμβολίζεται με “U” της καμπύλης πιθανοτήτων Weibull για την πρώτη ανεμογεννήτρια του αιολικού πάρκου. Επιλέγει η πρώτη ανεμογεννήτρια του πάρκου λόγω του ότι είναι η πρώτη που θα συναντήσει το μέτωπο του ανέμου καθώς ο άνεμος θα φτάνει στο πάρκο (η επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου είναι Βόρεια). Θα πρέπει να επισημανθεί, ότι η Weibull της πρώτης ανεμογεννήτριας προέκυψε μετά από την υλοποίηση της μελέτης της παραγράφου 6.2. η οποία χρησιμοποιεί πραγματικά μετρημένο και όχι τεχνητό αιολικό δυναμικό.

Το εναρκτήριο βήμα για τον προσδιορισμό της επιθυμητής χρονοσειράς ισχύος, είναι να δημιουργηθεί μια χρονοσειρά Weibull στο MATLAB από αυτή του WASP. Οι εξισώσεις που περιγράφουν την καμπύλη πιθανοτήτων και την αντίστοιχη της χρονοσειρά Weibull όπως εφαρμόστηκαν στην παρούσα μελέτη είναι οι ακόλουθες:

$$f_n(u_n, k_n, A_n) = \frac{k_n}{A_n} \cdot \left(\frac{u_n}{A_n}\right)^{k_n-1} \cdot e^{-\left(\frac{u_n}{A_n}\right)^{k_n}}, n = 1, \dots, N \quad \text{Εξίσωση 1}$$

$$Z_n = \left( {}_1X_n^2 + {}_2X_n^2 \right)^{(1/k_n)} \quad \text{Εξίσωση 2}$$

$$\sigma_n^2 = \frac{A_n^{k_n}}{2} \quad \text{Εξίσωση 3}$$

$$\Delta T_n = \frac{d_n}{U} \quad \text{Εξίσωση 4}$$

Όπου η Εξίσωση 1, είναι αυτή που περιγράφει γενικά μια καμπύλη πιθανοτήτων Weibull για ένα συντελεστή μορφής ένα συντελεστή κλίμακας και ένα εύρος ανέμου ( $u_n$ ). Στην συγκεκριμένη περίπτωση, για την πρώτη V29 του πάρκου,  $k=1.81$ ,  $A=9.9$  m/s και  $U=7.45$  m/s.

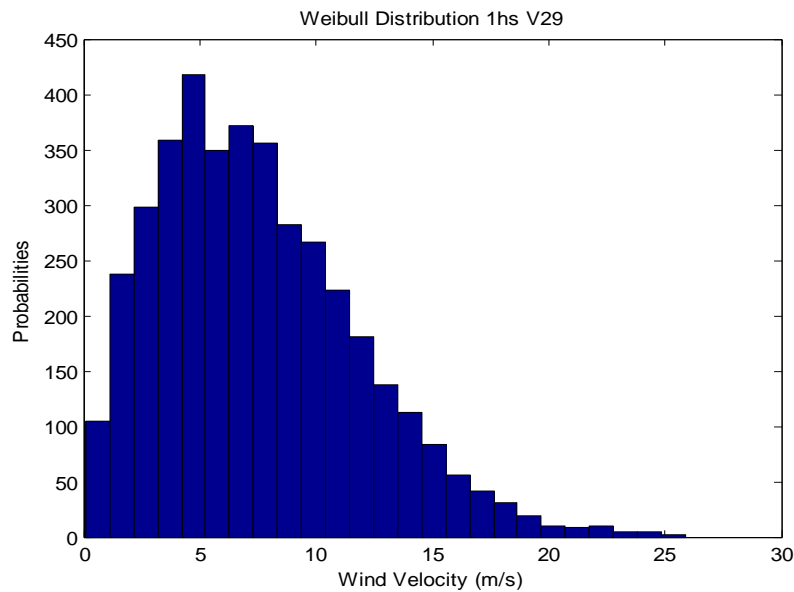
Η καμπύλη πιθανοτήτων για την πρώτη V29 του πάρκου φαίνεται στο σχήμα 6.6. Το σύνολο των παρατηρήσεων του ανέμου που εμφανίζονται σε αυτή την κατανομή είναι για μία ώρα (μία παρατήρηση ανά δευτερόλεπτο) συν την χρονική καθυστέρηση ( $\Delta T$ ) που εισάγεται λόγω της μέσης ταχύτητας του ανέμου και της απόστασης μεταξύ των ανεμογεννητριών του πάρκου και υπακούει στην Εξίσωση 4.

Όπου  $d_n$  είναι η απόσταση μεταξύ της πρώτης και των υπολοίπων ανεμογεννητριών του πάρκου (για τον εαυτό της είναι 0), ενώ  $U$  είναι η μέση τιμή του ανέμου όπως βρέθηκε από τη Weibull της πρώτης V29 του WASP. Όπως φαίνεται και από τη συνάρτηση της, η χρονική καθυστέρηση είναι ένα γραμμικά μεταβαλλόμενο μέγεθος.

Η μέγιστη χρονική καθυστέρηση που παρατηρείται στην τελευταία ανεμογεννήτρια σε σχέση με την επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου (για  $d_{38}=2740$  m από την πρώτη) όπως υπολογίστηκε και εισήχθη στους υπολογισμούς είναι



$\Delta T=368$  sec, άρα η χρονοσειρά ανέμου που θα πρέπει να παραχθεί πρέπει να έχει  $3600+368=3968$  μετρήσεις (μια για κάθε δευτερόλεπτο).



Σχήμα 6.6 : Καμπύλη πιθανοτήτων Weibull της πρώτης V29.

Θα πρέπει να επισημανθεί ότι για να ληφθεί χρονοσειρά Weibull με τα ίδια χαρακτηριστικά της καμπύλης πιθανοτήτων (σχήμα 6.6) θα πρέπει να χρησιμοποιηθούν οι Εξισώσεις 2 και 3. Η Εξίσωση 3, προσδιορίζει τη διακύμανση που θα έχει η χρονοσειρά Weibull και προκύπτει αντικαθιστώντας τους δοθέντες συντελεστές κλίμακας και μορφής (ειλημμένους από την πρώτη V29). Η Εξίσωση 2, περιγράφει γενικώς μία κανονική (Gauss) χρονοσειρά, που όμως εάν οι τυχαία δημιουργημένοι πίνακες  ${}_1X$  και  ${}_2X$  υπακούουν σε μέση τιμή 0 και τυπική απόκλιση που υπολογίστηκε από την προαναφερθείσα διακύμανση της Εξίσωσης 3, τότε αυτή η χρονοσειρά δεν είναι μια κανονική χρονοσειρά αλλά μια χρονοσειρά Weibull.

Για να μπορέσει όμως να προσομοιωθεί ο άνεμος που φτάνει σε κάθε ανεμογεννήτρια του πάρκου την ίδια χρονική στιγμή (38 περιπτώσεις), δεν είναι ακριβές να ληφθεί η ίδια χρονοσειρά ανέμου για όλες τις ανεμογεννήτριες για τους παρακάτω λόγους:

- Λόγω της απόστασης κάθε ανεμογεννήτριας από την πρώτη, το χρονικό διάστημα που χρειάζεται ο άνεμος για να φτάσει από την πρώτη ανεμογεννήτρια σε μία άλλη είναι πεπερασμένο και ανάλογο της ταχύτητας του (αν και όπως είναι ευνόητο διατηρείται μια συσχέτιση).
- Η μορφολογία του εδάφους διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στον άνεμο που πνέει στο πάρκο, εάν το ανάγλυφο ή η τραχύτητα είναι έντονα, τότε κατ'επέκταση και οι μεταβολές στον άνεμο αλλά και στην τύρβη του θα είναι ανάλογες.





Κυρίως για τους προαναφερθέντες λόγους, κρίνεται σκόπιμο να μεταβληθεί η χρονοσειρά ανέμου της πρώτης ανεμογεννήτριας, μένοντας αμετάβλητη μόνο στην ίδια ανεμογεννήτρια και αλλάζοντας σε όλες τις άλλες κατ αναλογία.

Αυτό επιτυγχάνεται με την δημιουργία μίας νέας χρονοσειράς η οποία υπακούει στην κανονική κατανομή (και προστίθεται ως θόρυβος στη βασική). Αυτή η νέα χρονοσειρά, θα πρέπει να περιέχει όσα στοιχεία έχει και η χρονοσειρά Weibull (δηλαδή 3968 για την περίπτωση V29) και μέση τιμή 0. Όσο για την τυπική της απόκλιση, αυτή θα αποτελείται από το γινόμενο μεταξύ της μέσης τιμής της βασικής χρονοσειράς Weibull επί την δυσμενέστερη τυπική απόκλιση του πάρκου των V29 όπως αυτή προκύπτει μετά από υπολογισμούς βάσει της μορφολογίας του πάρκου.

Ο προσδιορισμός της τυπικής απόκλισης για το παρόν αιολικό πάρκο επιτυγχάνεται κάνοντας χρήση της μεθόδου των τριών, δηλαδή εάν η τυπική απόκλιση για απόσταση 2140 m είναι 20% τότε στα 2740 m είναι 25.61%. Αυτές οι τιμές τυπικής απόκλισης συνυπολογίστηκαν πέρα από την απόσταση που αναφέρθηκε και με βάση την τραχύτητα και την ένταση της τύρβης της περιοχής.

Στη συνέχεια, η τυπική απόκλιση που υπολογίστηκε για την τελευταία V29 (δυσμενέστερη περίπτωση) εφαρμόστηκε γραμμικά σε κάθε χρονοσειρά θορύβου με βάση την απόσταση που είναι εγκατεστημένη η εκάστοτε ανεμογεννήτρια. Η μεταβολή της τυπικής απόκλισης για κάθε ανεμογεννήτρια περιγράφεται από την Εξίσωση 5.

$$TA_n = \frac{d_n}{d_{\max}} \cdot TA_{\max}$$

Εξίσωση 5

Όπου,  $d_n$  είναι η απόσταση της εκάστοτε ανεμογεννήτριας από την πρώτη (ανεμογεννήτρια αναφοράς) και  $d_{\max}$  είναι η απόσταση της τελευταίας ανεμογεννήτριας από την πρώτη V29 ανεμογεννήτρια.

Αμέσως μετά, δημιουργείται μια νέα χρονοσειρά η οποία αποτελείται από την βασική χρονοσειρά ανέμου (της πρώτης V29) και σε κάθε σημείο της έχει προστεθεί κάθε σημείο της χρονοσειράς θορύβου προσαρμοσμένη στην απόσταση που βρίσκεται η συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια. Αυτό σημαίνει πρακτικά ότι έχουν δημιουργηθεί 38 νέες χρονοσειρές ανέμου κάθε μια από τις οποίες φέρει τη βασική χρονοσειρά ανέμου (από την πρώτη V29) εμπλουτισμένη κατά τον θόρυβο που της αντιστοιχεί με 3968 στοιχεία. Όμως λόγω της ταχύτητας του ανέμου και των άλλων παραγόντων που επηρεάζουν την διάδοση του ανέμου, θα πρέπει και οι 38 νέες χρονοσειρές να κοπούν στα τμήματα που τους αναλογούν ώστε για τα ίδια 3600 δευτερόλεπτα (1 ώρα) σε όλο το πάρκο, η χρονοσειρά που αντιστοιχεί σε κάθε ανεμογεννήτρια να είναι αντιπροσωπευτική της θέσης της στο πάρκο (απόσταση, μέση ταχύτητα ανέμου, ανάγλυφο, τραχύτητα).

Όπως περιγράφεται και στη σχετική βιβλιογραφία, η επιφάνεια του ρότορα της ανεμογεννήτριας καθώς και τα δυναμικά χαρακτηριστικά της (αδράνεια), συντελούν στην εξομάλυνση (φιλτράρισμα) των ταχέων διακυμάνσεων της ταχύτητας του αέρα. Το φαινόμενο αυτό προσομοιώνεται με χρήση ενός κατάλληλα υπολογισμένου χαμηλοπερατού φίλτρου. Το φίλτρο που τοποθετήθηκε περιγράφεται από την Εξίσωση 6.



$$G(s) = \frac{T_{W1}s + 1}{T_{W2}s + 1} \quad \text{Εξίσωση 6}$$

Ο υπολογισμός των  $T_{W1}$  και  $T_{W2}$  για επίλυση της Εξίσωσης 6 πραγματοποιείται με βάση τις δύο παρακάτω εξισώσεις.

$$T_{W1_n} = \frac{\frac{D_{Vn}}{D_{V80}}}{2} \cdot T_{W1_{V80}} \quad \text{Εξίσωση 7}$$

$$T_{W2_n} = \frac{\frac{D_{Vn}}{D_{V80}}}{2} \cdot T_{W2_{V80}} \quad \text{Εξίσωση 8}$$

Όπου,  $T_{W1_{V80}}=0.9$  ,  $T_{W2_{V80}}=3.3$  και  $D_{V80}/2=37.5$ . Οπότε με βάση τα προαναφερθέντα μεγέθη και τις Εξισώσεις 7 και 8 για την V29 προκύπτει  $T_{W1}=0.35$  και  $T_{W2}=1.28$ . Συνεπώς θα γίνει αντικατάσταση στην Εξίσωση 6 και θα προσδιοριστεί πλήρως η συνάρτηση μεταφοράς ούτως ώστε να χρησιμοποιηθεί για το φιλτράρισμα της βασικής χρονοσειράς ανέμου εμπλουτισμένης με θόρυβο. Αυτό το φιλτράρισμα θα επαναληφθεί και στις 38 περιπτώσεις των χρονοσειρών ανέμου του πάρκου (όσες και οι ανεμογεννήτριες) και τελικά θα προκύψουν 38 νέες φιλτραρισμένες χρονοσειρές ανέμου οι οποίες και θα χρησιμοποιηθούν για τον υπολογισμό της χρονοσειράς ισχύος για κάθε V29 που είναι εγκατεστημένη στο πάρκο. Ενδεικτική της όλης διεργασίας που περιγράφηκε παραπάνω, είναι η ωριαία χρονοσειρά ανέμου για την πρώτη V29 που συναντά το μέτωπο του ανέμου (προκύπτει από σχήμα 6.1) και απεικονίζεται στο σχήμα 6.7.

Στη συνέχεια, η χρονοσειρά ανέμου όπως έχει επεξεργαστεί και προσαρμοστεί για κάθε ανεμογεννήτρια που είναι εγκατεστημένη στο πάρκο  $u_n(t)$ , εισήχθη στην Εξίσωση 9 και με τη βοήθεια της Εξίσωσης 10, προέκυψε η ωριαία χρονοσειρά ηλεκτρικής ισχύος για κάθε ανεμογεννήτρια.

$$P_{e_n}(t) = k_n \cdot u_n(t) \quad \text{Εξίσωση 9}$$

$$k_n = \frac{P_{N_n}}{(u_{N_n})^3} \quad \text{Εξίσωση 10}$$

Στην περίπτωση της V29, η ονομαστική ισχύ  $P_N$  της ανεμογεννήτριας είναι 225 kW ενώ η ονομαστική ταχύτητα  $u_N$  στην οποία την αποδίδει είναι τα 14 m/s. Κατά



συνέπεια, από την Εξίσωση 10 προκύπτει ότι  $k=0.0820$  kW/m/s. Η ωριαία χρονοσειρά ισχύος για την πρώτη ανεμογεννήτρια του πάρκου απεικονίζεται στο σχήμα 6.8.

Το τελικό στάδιο της μελέτης του πάρκου με τις ανεμογεννήτριες V29, προβλέπει τον υπολογισμό της συνολικής χρονοσειράς ωριαίας ισχύς η οποία εγχέεται στο δίκτυο και δεν είναι τίποτα άλλο παρά το άθροισμα των επιμέρους χρονοσειρών των εγκατεστημένων ανεμογεννητριών το οποίο υπακούει στην Εξίσωση 11.

$$Pe_A(t) = Pe_1(t) + Pe_2(t) + \dots + Pe_n(t), \text{ όπου } n = 38 \quad \text{Εξίσωση 11}$$

Για να καταστεί δυνατή η σύγκριση των συνολικών χρονοσειρών ωριαίας ισχύος από όλα τα αιολικά πάρκα που δημιουργήθηκαν (πέντε περιπτώσεις), σε κάθε συνολική χρονοσειρά ωριαίας ισχύος βρέθηκε η διακύμανση και η τυπική απόκλιση. Κρίθηκε σκόπιμο αυτά τα δύο μεγέθη να ανοιχτούν στο ανά μονάδα σύστημα (pu) με βασική ισχύ την εγκατεστημένη ισχύ του εκάστοτε πάρκου, ώστε η σύγκριση τους να είναι περιεκτικότερη. Στην περίπτωση των V29, με αλλά και χωρίς το φίλτρο στη χρονοσειρά του ανέμου η διακύμανση και η τυπική απόκλιση της συνολικής χρονοσειράς ωριαίας ισχύος του πάρκου βρέθηκαν να είναι:

Χωρίς Φίλτρο:

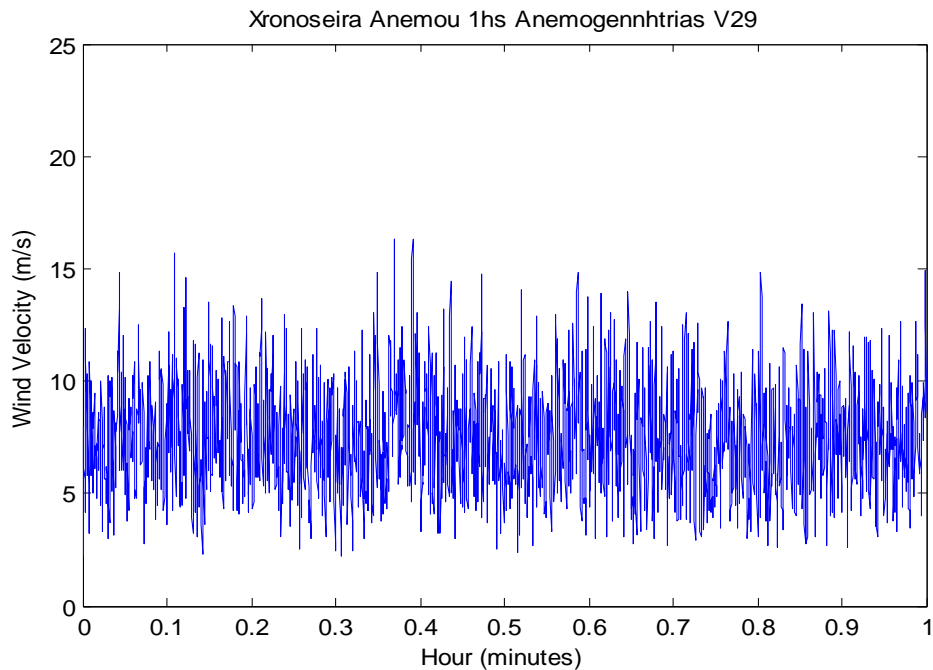
Διακύμανση : 0.0029 pu

Τυπική Απόκλιση: 0.0536 pu

Με Φίλτρο:

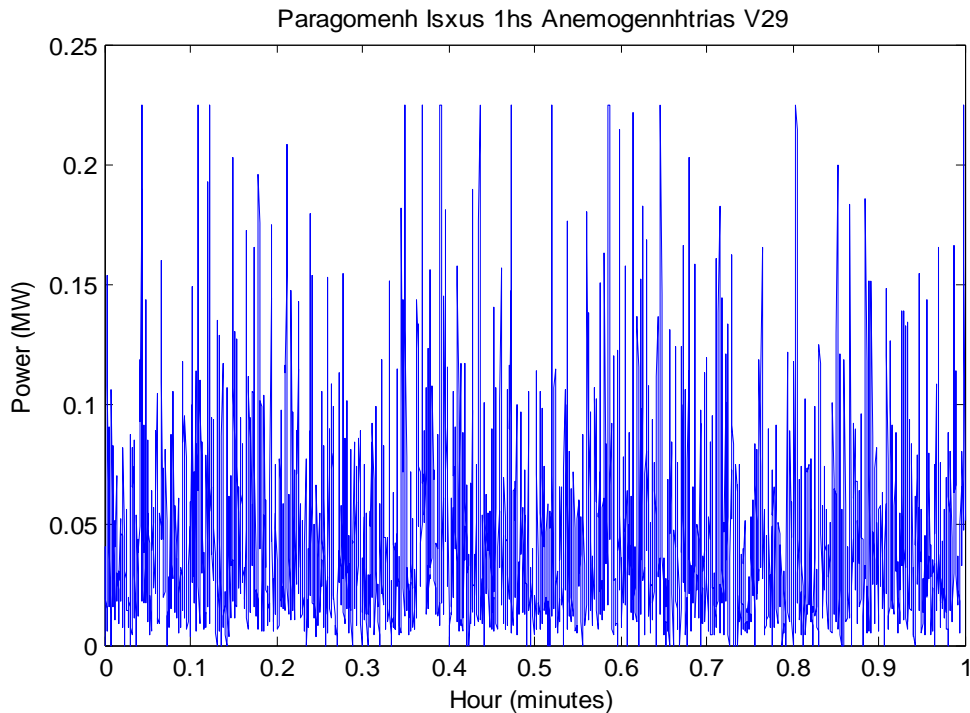
Διακύμανση:0.0015 pu

Τυπική Απόκλιση:0.0388 pu



Σχήμα 6.6 : Τελική ωριαία χρονοσειρά ανέμου στην πρώτη V29 μετά από επεξεργασία.





Σχήμα 6.7 : Χρονοσειρά ισχύος στην πρώτη V29 του πάρκου.

## 6.8 Δημιουργία χρονοσειράς ισχύος πάρκου V39

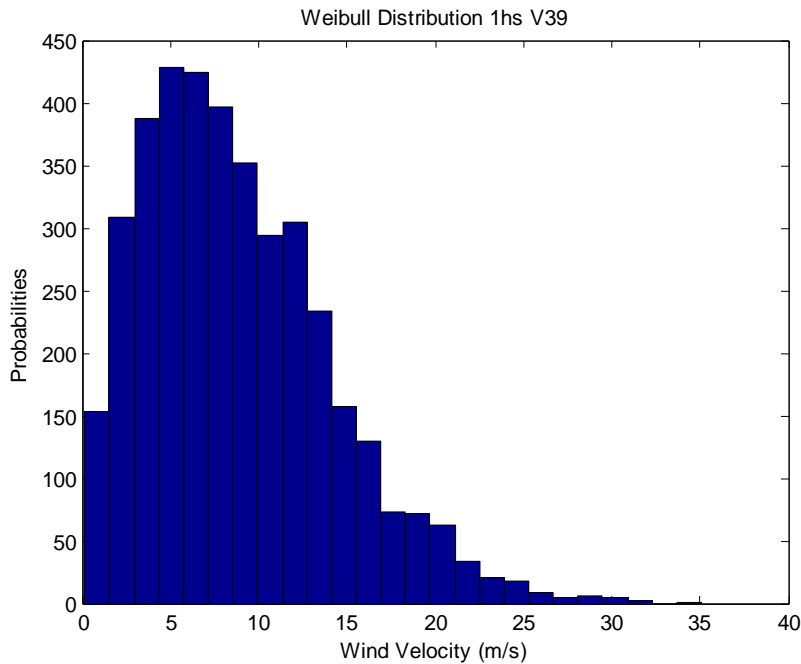
Για να προσδιοριστεί η χρονοσειρά συνολικής ισχύος του πάρκου με εγκατεστημένες τις V39 (περιγραφή πάρκου στην παράγραφο 6.3) θα πρέπει να ακολουθηθεί η ίδια διαδικασία όπως αυτή διατυπώθηκε στην αμέσως προηγούμενη παράγραφο για την περίπτωση των V29. Λόγω της λεπτομερούς ανάλυσης της προηγούμενης παραγράφου, εδώ η διαδικασία θα αναφερθεί πιο συνοπτικά.

Η αρχική είσοδος στο MATLAB ώστε να δημιουργηθεί η κατανομή πιθανοτήτων Weibull και η αντίστοιχη χρονοσειρά Weibull για την συνέχιση της διαδικασίας, είναι η μέση ταχύτητα του ανέμου, ο συντελεστής κλίμακας και ο συντελεστής μορφής της πρώτης V39 όπως αυτή ορίζεται από την επικρατούσα διεύθυνση του ανέμου. Οι παραπάνω παράμετροι ειλημμένοι από το WASP και εισηγμένοι στο MATLAB είναι  $k=1.74$ ,  $A=9.9$  m/s και  $U=8.81$  m/s. Οι εξισώσεις που χρειάζονται τις προαναφερθείσες τιμές είναι η Εξίσωση 1, Εξίσωση 2 και Εξίσωση 3.

Όμως αυτές οι τιμές δεν είναι αρκετές για να μπορέσει να δημιουργηθεί η χρονοσειρά Weibull με κατάλληλο αριθμό στοιχείων, αυτό που θα πρέπει να συμπληρωθεί είναι ένας πίνακας με τις αποστάσεις κάθε ανεμογεννήτριας σε σχέση με την πρώτη. Από εκεί, και με τη βοήθεια της Εξίσωσης 4 προσδιορίστηκε η μεγαλύτερη χρονική καθυστέρηση ή αλλιώς  $\Delta T$  (ο χρόνος που απαιτείται για να φτάσει ο άνεμος από ένα σημείο σε ένα άλλο) και η ανεμογεννήτρια στην οποία εντοπίστηκε δεν θα μπορούσε να ήταν άλλη από την τελευταία (με την μεγαλύτερη απόσταση από την πρώτη). Οπότε, σύμφωνα με τα προαναφερθέντα και επειδή



πρέπει να κατασκευαστεί χρονοσειρά ανέμου διάρκειας μίας ώρας με παρατηρήσεις ανά δευτερόλεπτο, το πλήθος των στοιχείων που χρειάζονται στην παρούσα περίπτωση είναι  $3600+277=3877$ . Το πλήθος των στοιχείων της Weibull είναι αυτό επειδή η απόσταση της τελευταίας ανεμογεννήτριας από την πρώτη είναι 2443 m. Η κατανομή πιθανοτήτων Weibull όπως αυτή έχει χρησιμοποιηθεί στους υπολογισμούς απεικονίζεται στο σχήμα 6.8.



Σχήμα 6.8: Καμπύλη πιθανοτήτων Weibull της πρώτης V39.

Όπως έχει διατυπωθεί και αναλυθεί στην προηγούμενη παράγραφο, δεν είναι δυνατόν να ληφθεί η ίδια χρονοσειρά ανέμου για όλες τις ανεμογεννήτριες του πάρκου. Αυτό που θα πρέπει να συμβεί, είναι ο υπολογισμός 17 χρονοσειρών (όσες και οι ανεμογεννήτριες του πάρκου) που να ενσωματώνουν τις διαφορές του ανέμου από το ένα σημείο στο άλλο μέσα στο ίδιο πάρκο. Για να συμβεί κάτι τέτοιο, πρέπει να υπολογιστεί μία νέα χρονοσειρά και να προστεθεί στην αρχική ως θόρυβος λαμβανομένης υπόψη και της απόστασης. Για να δημιουργηθεί μια κατάλληλη χρονοσειρά υπολογίστηκε η τυπική απόκλιση για την τελευταία ανεμογεννήτρια (δυσμενέστερη περίπτωση) και στη συνέχεια εισήχθη στον υπολογισμό της νέας χρονοσειράς. Το μήκος αυτής της νέας χρονοσειράς είναι ίσο με το μήκος της χρονοσειράς Weibull ενώ η μέση της τιμή είναι μηδέν.

Στη συνέχεια, δημιουργήθηκαν 17 νέες χρονοσειρές οι οποίες αποτελούν το άθροισμα της βασικής χρονοσειράς ανέμου Weibull συν τη χρονοσειρά θορύβου προσαρμοσμένη στην εκάστοτε απόσταση της ανεμογεννήτριας (η προσαρμογή έγινε σύμφωνα με την Εξίσωση 5).

Κυρίως λόγω της ταχύτητας του ανέμου αλλά και άλλων παραγόντων που επηρεάζουν την διάδοση του ανέμου, θα πρέπει και οι 17 νέες χρονοσειρές να κοπούν στα τμήματα που τους αναλογούν ώστε για τα ίδια 3600 δευτερόλεπτα (1



ώρα) σε όλο το πάρκο, η χρονοσειρά που αντιστοιχεί σε κάθε ανεμογεννήτρια να είναι αντιπροσωπευτική της θέσης της στο πάρκο (απόσταση, μέση ταχύτητα ανέμου, ανάγλυφο, τραχύτητα). Για παράδειγμα, η πρώτη ανεμογεννήτρια θα αρχίζει από την χρονική στιγμή 278 (278 παρατηρήσεις) και θα σταματάει τη χρονική στιγμή 3877, ενώ η τελευταία ανεμογεννήτρια θα αρχίζει από το 1 και θα φτάνει έως το 3600.

Οι τιμές των παραμέτρων  $T_{w1}$  και  $T_{w2}$  που πρέπει να προσδιοριστούν για την συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια ώστε να λειτουργήσει το φίλτρο της Εξίσωσης 6, υπολογίζονται με βάση τις Εξισώσεις 7 και 8. Μετά από τις απαιτούμενες πράξεις, οι τιμές που προέκυψαν είναι  $T_{w1}=0.47$  και  $T_{w2}=1.72$ . Η χρήση του φίλτρου, όπως χρησιμοποιήθηκε και για τις V29 αλλά και τώρα για τις V39 είναι σημαντική, ώστε να εξαλειφτεί η έντονη διακύμανση η οποία από τις χρονοσειρές ανέμου θα περνούσε και στις χρονοσειρές ισχύος. Άρα, το αποτέλεσμα στην έξοδο του φιλτραρίσματος είναι, 17 νέες χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου, οι οποίες βασίζονται στη βασική χρονοσειρά Weibull της πρώτης V39 αλλά και στην χρονοσειρά του θορύβου, κομμένες ώστε να αντικατοπτρίζουν την θέση της κάθε ανεμογεννήτριας στο πάρκο και εξομαλυμένες ώστε η ισχύ που θα παραχθεί από κάθε ανεμογεννήτρια να περιέχει λιγότερες διακυμάνσεις.

Η εξομαλυμένη χρονοσειρά ανέμου για την πρώτη V39 όπως θα χρησιμοποιηθεί στη συνέχεια για τον υπολογισμό της ωριαίας χρονοσειράς ισχύος της πρώτης ανεμογεννήτριας απεικονίζεται στο σχήμα 6.9. Η διαδικασία του υπολογισμού της χρονοσειράς ισχύος κάθε ανεμογεννήτριας επιτελείται με τη χρήση της εξομαλυμένης χρονοσειράς ανέμου όπως έχει προκύψει στην έξοδο του φίλτρου. Αυτός ο άνεμος εισέρχεται στην Εξίσωση 9 και με τον πρότερο υπολογισμό της Εξίσωσης 10 προσδιορίζεται η ωριαία χρονοσειρά ισχύος για κάθε ανεμογεννήτρια V39 (17 ωριαίες χρονοσειρές ισχύος). Η ονομαστική ισχύς της V39 είναι 500 kW, ενώ η ταχύτητα ανέμου για την οποία αποδίδει την ονομαστική της ισχύ είναι τα 15 m/s, οπότε το αποτέλεσμα της Εξίσωσης 10 είναι  $k=0.1481$  kW/m/s. Η ωριαία χρονοσειρά ισχύος για την πρώτη V39 του πάρκου παρουσιάζεται στο σχήμα 6.10.

Δεν απομένει πια παρά ο υπολογισμός της συνολικής χρονοσειράς ωριαίας ισχύος για το παρόν αιολικό πάρκο. Αυτό επιτυγχάνεται με τη χρήση της Εξίσωσης 11 όπου σύμφωνα με την οποία, η συνολική χρονοσειρά ισχύος, προκύπτει σαν άθροισμα της επιμέρους χρονοσειράς ισχύος κάθε ανεμογεννήτριας που είναι εγκατεστημένη στο πάρκο.

Όπως και στην προηγούμενη παράγραφο, έτσι και εδώ προσδιορίζονται η τυπική απόκλιση αλλά και η διακύμανση της συνολικής χρονοσειράς ωριαίας ισχύος ανοιγμένες στο ανά μονάδα σύστημα με βασική ισχύ τα 8.5 MW. Ο προσδιορισμός τους γίνεται τόσο χωρίς το φίλτρο όσο και με φίλτρο.

Χωρίς Φίλτρο:

Διακύμανση : 0.0076 pu

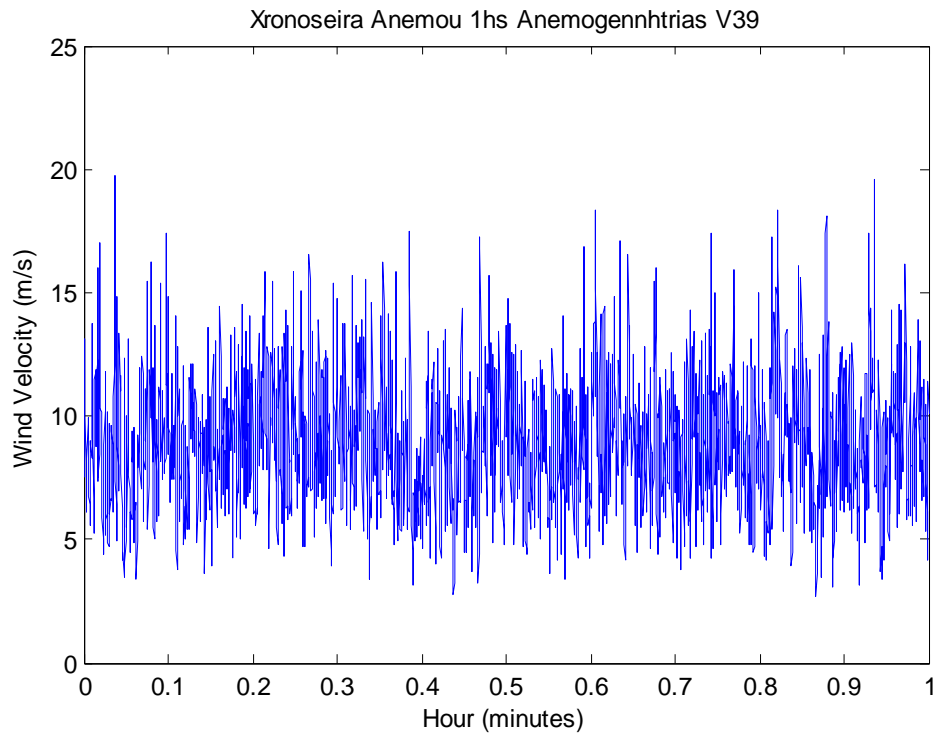
Τυπική Απόκλιση: 0.0873 pu

Με Φίλτρο:

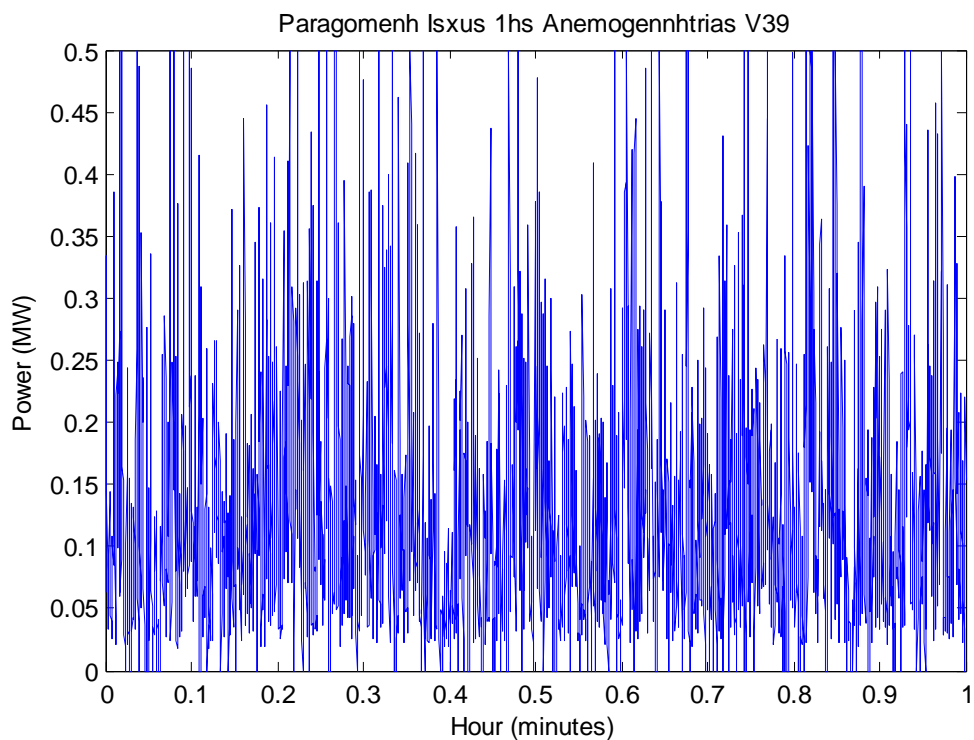
Διακύμανση:0.0040 pu

Τυπική Απόκλιση:0.0629 pu





Σχήμα 6.9 : Τελική ωριαία χρονοσειρά ανέμου στην πρώτη V39 μετά από επεξεργασία.



Σχήμα 6.10 : Χρονοσειρά ισχύος στην πρώτη V39 του πάρκου.

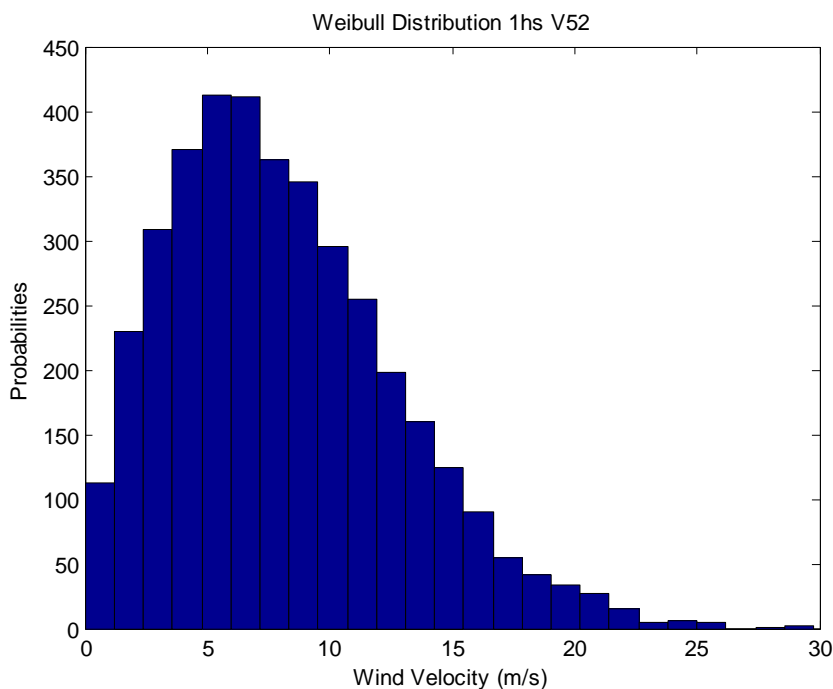


## 6.9 Δημιουργία χρονοσειράς ισχύος πάρκου V52

Για τον προσδιορισμό της συνολικής χρονοσειράς ωριαίας ισχύος πάρκου με 10 ανεμογεννήτριες V52 και συνολική εγκατεστημένη ισχύ 8.5 MW (πάρκο παραγράφου 6.4) θα πρέπει να τροφοδοτηθεί το MATLAB με τις παραμέτρους που περιγράφουν την Weibull της πρώτης V52 που συναντά το μέτωπο του ανέμου καθώς φτάνει στο πάρκο. Αυτές οι τιμές είναι  $A=9.1$  m/s  $k=1.84$  και  $U=8.08$  m/s.

Ακολούθως, οι παραπάνω τιμές εφαρμόζονται στην Εξίσωση 1 και προκύπτει η καμπύλη πιθανοτήτων Weibull όπως αυτή εμφανίζεται στην πρώτη V52 του WAsP. Χρησιμοποιώντας τις ίδιες τιμές και στις Εξισώσεις 2 και 3, προκύπτει μία χρονοσειρά ανέμου Weibull που είναι η αντίστοιχη της κατανομής Weibull.

Το μέγεθος της προαναφερθείσας χρονοσειράς, εξαρτάται από την απόσταση της τελευταίας V52 που συναντά το μέτωπο του ανέμου σε σχέση με την πρώτη. Η μεγαλύτερη απόσταση στο παρόν πάρκο, βρέθηκε να είναι 2140 m, η αντικατάσταση αυτής της απόστασης και της μέσης τιμής του ανέμου στην Εξίσωση 4 επιστρέφουν πόσα παραπάνω στοιχεία θα πρέπει να διαθέτει η χρονοσειρά Weibull ώστε τμήματα της να μπορούν να περιγράψουν τον ωριαίο άνεμο που δέχονται όλες οι ανεμογεννήτριες για την ίδια ώρα. Με άλλα λόγια,  $\Delta T=265$  second, οπότε η ωριαία χρονοσειρά Weibull θα έχει 3600 στοιχεία (μία μέτρηση ανά δευτερόλεπτο) συν 265 στοιχεία, δηλαδή το συνολικό μήκος της Weibull πρέπει να περιέχει 3865 παρατηρήσεις. Η καμπύλη πιθανοτήτων Weibull που περιγράφει την χρονοσειρά Weibull όπως περιγράφηκε παραπάνω απεικονίζεται στο σχήμα 6.11.



Σχήμα 6.11 : Καμπύλη πιθανοτήτων Weibull της πρώτης V52.





Όπως φαίνεται και από το σχήμα 6.11, ολοκληρώθηκε η διαδικασία δημιουργίας χρονοσειράς (ανέμου) Weibull, όμως αυτή η χρονοσειρά αντιστοιχεί στην πρώτη ανεμογεννήτρια και δεν είναι αντιπροσωπευτικό να χρησιμοποιηθεί και για τις υπόλοιπες εννέα ανεμογεννήτριες του πάρκου. Για αυτό το λόγο, δημιουργήθηκε μία νέα χρονοσειρά η οποία υπακούει στην κανονική κατανομή ώστε να εμπλουτισθεί η χρονοσειρά Weibull με αυτή ώστε να αντικατοπτριστεί η διαφορετική θέση στην οποία βρίσκεται κάθε ανεμογεννήτρια μέσα στο πάρκο.

Η μέση τιμή της κανονικής χρονοσειράς ελήφθη μηδέν, το μέγεθος της είναι ίσο με αυτό της χρονοσειράς Weibull (ώστε να είναι δυνατό το άθροισμα κάθε στοιχείου της μίας χρονοσειράς με κάθε στοιχείο της άλλης) και η τυπική της απόκλιση είναι ίση με το γινόμενο της δυσμενέστερης τυπικής απόκλισης που βρέθηκε για την τελευταία ανεμογεννήτρια του πάρκου επί την μέση τιμή της δημιουργηθείσας χρονοσειράς Weibull. Η δυσμενέστερη τυπική απόκλιση που υπολογίστηκε για την τελευταία ανεμογεννήτρια είναι 0.20 ή 20% και υπολογίστηκε χρησιμοποιώντας την μέθοδο των τριών όπως περιγράφηκε στις προηγούμενες παραγράφους.

Το επόμενο στάδιο είναι να προστεθεί η βασική χρονοσειρά ανέμου Weibull της πρώτης ανεμογεννήτριας με τη μόλις δημιουργηθείσα χρονοσειρά θορύβου ώστε να προκύψει μία νέα χρονοσειρά ανέμου ικανή να αντιπροσωπεύει την θέση κάθε ανεμογεννήτριας μέσα στο πάρκο. Για να καταστεί αυτό δυνατό, πραγματοποιήθηκε η πρόσθεση των χρονοσειρών, όμως η χρονοσειρά θορύβου προσαρμόστηκε στη θέση κάθε ανεμογεννήτριας χρησιμοποιώντας την Εξίσωση 5. Με άλλα λόγια, δημιουργήθηκαν εννέα νέες χρονοσειρές ανέμου συν την βασική χρονοσειρά ανέμου (Weibull) για την πρώτη ανεμογεννήτρια.

Οι χρονοσειρές ανέμου που δημιουργήθηκαν μόλις, περιέχουν 3865 παρατηρήσεις, το επιθυμητό είναι να περιέχουν 3600 παρατηρήσεις (1 ώρα), για να συμβεί αυτό θα πρέπει όλες οι χρονοσειρές να κοπούν σε κατάλληλα χρονικά διαστήματα τα οποία εξαρτώνται από την θέση κάθε ανεμογεννήτριας στο πάρκο. Για παράδειγμα, η χρονοσειρά της πρώτης ανεμογεννήτριας θα ξεκινήσει από την παρατήρηση 266 και θα φτάσει μέχρι την 3865 ενώ η χρονοσειρά της δεύτερης ανεμογεννήτριας θα ξεκινήσει από την παρατήρηση 260 και θα φτάσει μέχρι την παρατήρηση 3859.

Το τελικό στάδιο στην επεξεργασία των 10 χρονοσειρών του πάρκου, είναι να φιλτραριστούν ώστε να περιοριστούν οι μεγάλες διακυμάνσεις του ανέμου και κατά συνέπεια και της ισχύος. Η εξίσωση που περιγράφει τη διαδικασία του φιλτραρίσματος είναι η Εξίσωση 6. Για να προσδιοριστεί πλήρως η εξίσωση και να είναι επιλύσιμη θα πρέπει να προσδιοριστούν τα  $T_{w1}$  και  $T_{w2}$  οι τιμές των οποίων δύνονται από τις Εξισώσεις 7 και 8 αντίστοιχα. Για την ανεμογεννήτρια V52  $T_{w1}=0.62$  και  $T_{w2}=2.29$  και αφού αυτά είναι γνωστά, οι επεξεργασμένες χρονοσειρές με το θόρυβο φιλτράρονται και προκύπτουν δέκα τελικές φιλτραρισμένες χρονοσειρές ανέμου οι οποίες θα χρησιμοποιηθούν για τον υπολογισμό της συνολικής χρονοσειράς ωριαίας ισχύος. Ενδεικτικά παρουσιάζεται η φιλτραρισμένη χρονοσειρά ανέμου της πρώτης V52 του πάρκου στο σχήμα 6.12.

Ο υπολογισμός της συνολικής χρονοσειράς ωριαίας ισχύος του πάρκου V52 πραγματοποιείται με αντίστοιχο τρόπο όπως στις προηγούμενες παραγράφους.



Δηλαδή, αρχικά προσδιορίζεται η ονομαστική ισχύς της ανεμογεννήτριας  $P_N=850$  kW και στη συνέχεια η τιμή του ανέμου για την οποία αποδίδει αυτή την ισχύ  $u_N=16$  m/s. Οπότε η Εξίσωση 10 έχει ικανοποιηθεί πλήρως. Αυτό, που γίνεται στη συνέχεια είναι η εισαγωγή των τιμών ανέμου κάθε χρονοσειράς στην Εξίσωση 10 και η εξαγωγή μίας ωριαίας χρονοσειράς ισχύος, αυτό επαναλαμβάνεται για δέκα φορές αφού και οι ανεμογεννήτριες του πάρκου είναι δέκα. Ενδεικτικά παρουσιάζεται στο σχήμα 6.13 η ωριαία χρονοσειρά ισχύος για την πρώτη V52 του πάρκου.

Μετά τον προσδιορισμό την ωριαίας χρονοσειράς ισχύος των επιμέρους ανεμογεννητριών, εφαρμόζεται η Εξίσωση 10 και ακολούθως προκύπτει η συνολική χρονοσειρά ωριαίας ισχύος του πάρκου.

Για να μπορέσουν να συγκριθούν πόσο έντονες είναι οι μεταβολές στην συνολική χρονοσειρά ωριαίας ισχύος για κάθε αιολικό πάρκο με τη χρήση ή μη του φίλτρου, χρησιμοποιήθηκαν τα στατιστικά εργαλεία διακύμανση και τυπική απόκλιση και μάλιστα ανοιγμένα στο ανά μονάδα σύστημα, με βασική ισχύ την τιμή της εγκατεστημένης ισχύος του πάρκου ( $P_b=8.5$  MW).

Χωρίς Φίλτρο:

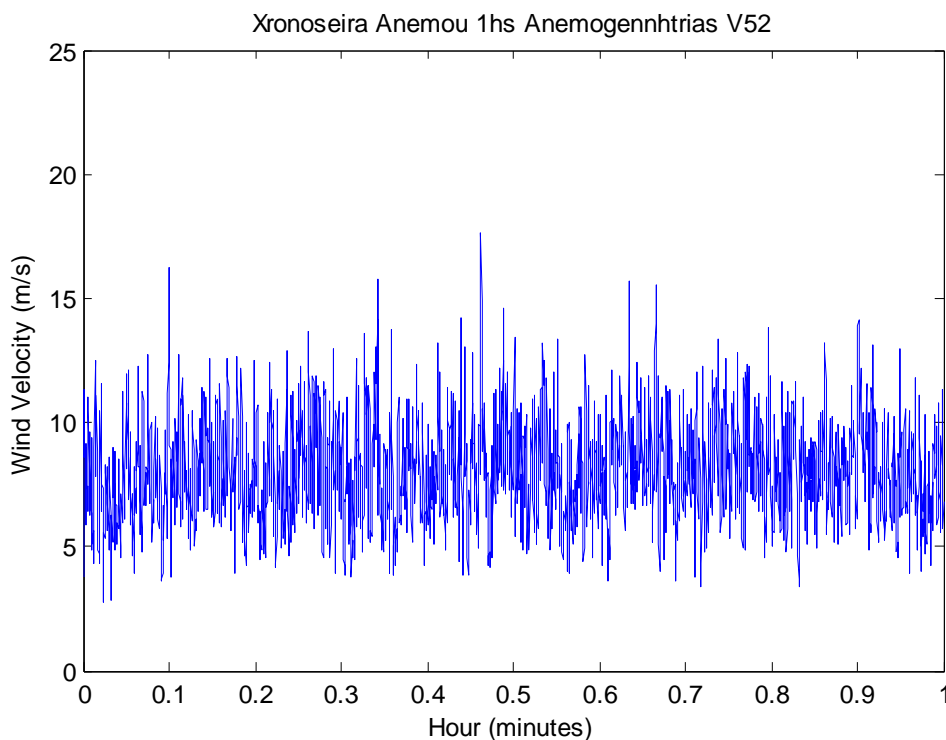
Διακύμανση : 0.0089 pu

Τυπική Απόκλιση: 0.0943 pu

Με Φίλτρο:

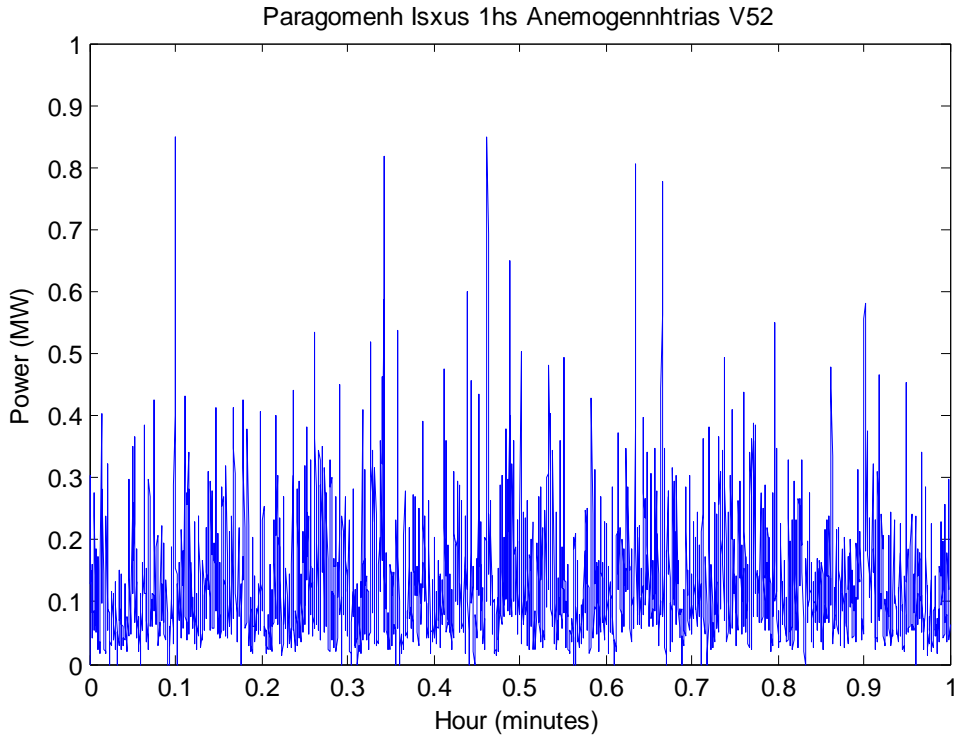
Διακύμανση:0.0015 pu

Τυπική Απόκλιση:0.0391 pu



Σχήμα 6.12 : Τελική ωριαία χρονοσειρά ανέμου στην πρώτη V52 μετά από επεξεργασία.





Σχήμα 6.13 : Χρονοσειρά ισχύος στην πρώτη V52 του πάρκου.

## 6.10 Δημιουργία χρονοσειράς ισχύος πάρκου V80

Η παρούσα παράγραφος περιγράφει τη διαδικασία για τη λήψη της συνολικής χρονοσειράς ισχύος για το αιολικό πάρκο που έχει δημιουργηθεί στο WASP και περιγράφεται στην παράγραφο 6.5.

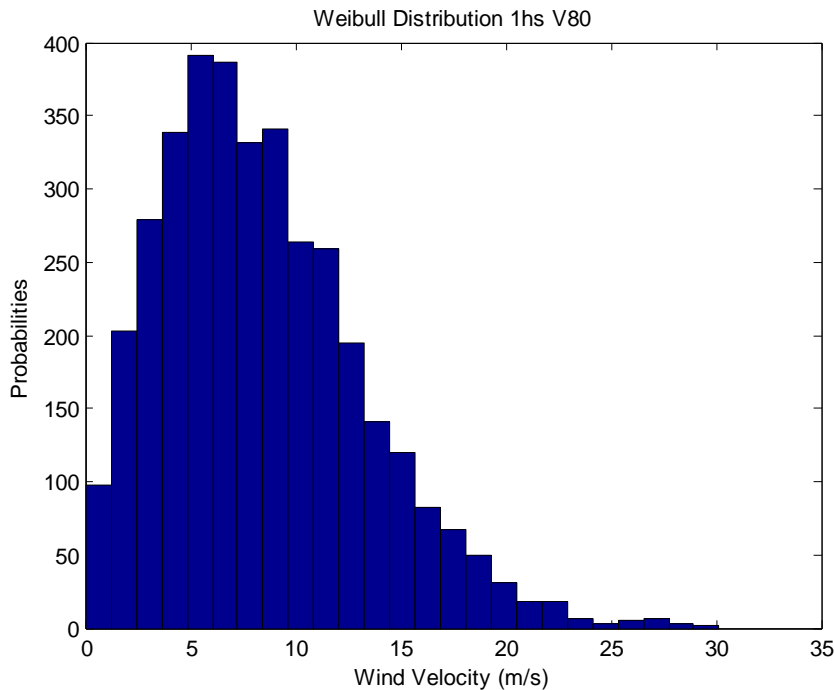
Οι αρχικές είσοδοι που εισάγονται στο MATLAB, είναι  $A=9.4$  m/s,  $k=1.83$  και  $U=8.35$  m/s. Αυτοί οι παράμετροι αντιστοιχούν στην πρώτη από τις τέσσερις V80 που φτάνει το μέτωπο του ανέμου. Η Εξίσωση 1 είναι υπεύθυνη για την δημιουργία της καμπύλης πιθανοτήτων Weibull όπως αυτή εμφανίζεται στο WASP στην ανεμογεννήτρια από την οποία ελήφθησαν οι παράμετροι.

Κατόπιν προσδιορίζεται η διακύμανση από την Εξίσωση 2 (χρησιμοποιώντας τις παραμέτρους κλίμακας και μορφής) και το αποτέλεσμα στη συνέχεια εφαρμόζεται στην Εξίσωση 3 με αποτέλεσμα να δημιουργηθεί μία χρονοσειρά ανέμου Weibull. Η συγκεκριμένη χρονοσειρά Weibull έχει άμεση σχέση με την καμπύλη πιθανοτήτων Weibull της πρώτης ανεμογεννήτριας του WASP αφού αυτής της κατανομής οι παράμετροι ελήφθησαν για τη δημιουργία της χρονοσειράς ανέμου.

Το μήκος της χρονοσειράς Weibull που δημιουργήθηκε, είναι ανάλογο της απόστασης της τελευταίας ανεμογεννήτριας σε σχέση με την πρώτη. Η απόσταση μεταξύ αυτών των δύο ανεμογεννητριών βρέθηκε να είναι 314 m και με δεδομένη την μέση ταχύτητα του ανέμου, η Εξίσωση 4 αποφαίνεται ότι η μέγιστη χρονική καθυστέρηση είναι  $\Delta T=38$  second. Αυτό σημαίνει ότι η χρονοσειρά Weibull για να έχει επαρκεί στοιχεία για μία ώρα για όλες τις ανεμογεννήτριες του πάρκου, θα πρέπει να περιέχει  $3600+38=3638$  παρατηρήσεις. Η καμπύλη πιθανοτήτων Weibull



από την οποία προέρχεται η χρονοσειρά ανέμου Weibull παρουσιάζεται στο σχήμα 6.14.



Σχήμα 6.14 : Καμπύλη πιθανοτήτων Weibull της πρώτης V80.

Μετά ολοκλήρωση της δημιουργίας της χρονοσειράς ανέμου Weibull για την πρώτη V80, θα πρέπει να δημιουργηθούν ακόμη τρεις χρονοσειρές ανέμου (μία για κάθε ανεμογεννήτρια) για τους λόγους που αναλύθηκαν στις προηγούμενες παραγράφους. Αυτό θα συμβεί με τη βοήθεια, μίας νέας χρονοσειράς η οποία προέρχεται από κανονική κατανομή πιθανοτήτων και η οποία θα έχει μέση τιμή μηδέν, μήκος ίδιο με αυτό της χρονοσειράς Weibull (3638 στοιχεία) και τυπική απόκλιση που είναι ίση με το γινόμενο της μέσης τιμής της χρονοσειράς Weibull επί την δυσμενέστερη τυπική απόκλιση (η οποία εντοπίζεται στην τελευταία ανεμογεννήτρια του πάρκου) και είναι  $T.A. = 0.0293$  ή 2.93%.

Αυτή η κανονική (Gauss) χρονοσειρά που έχει δημιουργηθεί, θα προστεθεί ως θόρυβος πάνω στην βασική χρονοσειρά ανέμου. Λόγω του ότι στο συγκεκριμένο πάρκο υπάρχουν 3 ανεμογεννήτριες πλην της αναφοράς, θα πρέπει να κατασκευαστούν 3 χρονοσειρές βασισμένες στην βασική χρονοσειρά ανέμου και εμπλουτισμένες με θόρυβο ώστε να προσομοιωθεί η θέση που είναι τοποθετημένη κάθε μια στο πάρκο. Για να τροποποιηθεί κατάλληλα (ανάλογα με τη θέση που βρίσκεται η ανεμογεννήτρια στο πάρκο) η χρονοσειρά με το θόρυβο, θα πρέπει να χρησιμοποιηθεί η Εξίσωση 5.

Θα πρέπει να σημειωθεί ότι όλες οι χρονοσειρές ανέμου που δημιουργήθηκαν περιέχουν 3638 στοιχεία (παρατηρήσεις). Για αυτό το λόγο, θα πρέπει να κοπεί κατάλληλα κάθε χρονοσειρά ανέμου ώστε αυτό που θα απομείνει να είναι αντιπροσωπευτικό της θέσης της στο πάρκο. Για παράδειγμα η πρώτη ανεμογεννήτρια θα πρέπει να αρχίζει από το 39 και να σταματάει στο 3968 ώστε να



περιέχει παρατηρήσεις μίας ώρας (μία παρατήρηση ανά δευτερόλεπτο), η δεύτερη ανεμογεννήτρια θα πρέπει να αρχίζει από το 32 και να σταματάει στο 3631 ώστε και αυτή να περιέχει 3600 παρατηρήσεις ή αλλιώς παρατηρήσεις μίας ώρας.

Μετά και την κατάλληλη κοπή των αρχικών χρονοσειρών και τη δημιουργία άλλων, αντιπροσωπευτικών ως προς τη θέση κάθε ανεμογεννήτριας, αυτές οι χρονοσειρές θα πρέπει να φιλτραριστούν ώστε να περιοριστούν όσο το δυνατόν οι διακυμάνσεις τους. Η εξίσωση που διέπει τη διεργασία του φιλτραρίσματος είναι η Εξίσωση 6. Αυτό το φίλτρο είναι πρώτου βαθμού και για να μπορέσει να λειτουργήσει θα πρέπει να βρεθούν οι τιμές των  $T_{W1}$  και  $T_{W2}$  οι οποίες προσδιορίζονται από τις Εξισώσεις 6 και 7 αντίστοιχα. Για την ανεμογεννήτρια V80 οι τιμές αυτές βρέθηκαν να είναι  $T_{W1}=0.94$  και  $T_{W2}=3.43$  και ο τρόπος που προσδιορίζονται είναι σε πλήρη αντιστοιχία με τον προσδιορισμό τους στην παράγραφο 6.7. Η φιλτραρισμένη χρονοσειρά ανέμου για την πρώτη V80 που συναντάει το μέτωπο του ανέμου στο πάρκο απεικονίζεται στο σχήμα 6.15.

Στη συνέχεια, σειρά έχει ο υπολογισμός της συνολικής χρονοσειράς ωριαίας ισχύος του πάρκου, όμως για να μπορέσει να καταστεί αυτό δυνατό, θα πρέπει πρώτα να υπολογιστούν οι επιμέρους χρονοσειρές ωριαίας ισχύος για κάθε εγκατεστημένη V80 (4 χρονοσειρές). Θα πρέπει να σημειωθεί, ότι η ονομαστική ισχύς της συγκεκριμένης ανεμογεννήτριας είναι  $P_N=2$  MW, και η ονομαστική ταχύτητα για την οποία αποδίδει αυτή την ισχύ είναι  $u_N=16$  m/s. Αυτές οι παράμετροι είναι απαραίτητοι για την ικανοποίηση της Εξίσωσης 10.

Αφού ικανοποιηθεί η Εξίσωση 10, και προσδιοριστεί η παράμετρος  $k$  για τη συγκεκριμένη ανεμογεννήτρια, θα εισαχθούν οι τέσσερις τροποποιημένες χρονοσειρές ανέμου στην Εξίσωση 10 ώστε να υπολογιστούν τέσσερις αντίστοιχες χρονοσειρές ωριαίας ισχύος (μια για κάθε ανεμογεννήτρια). Η χρονοσειρά ωριαίας ισχύος για την πρώτη ανεμογεννήτρια, απεικονίζεται στο σχήμα 6.16.

Χρησιμοποιώντας την υπολογισμένη χρονοσειρά ισχύος για κάθε ανεμογεννήτρια προκύπτει η συνολική χρονοσειρά ωριαίας ισχύος για ολόκληρο το πάρκο με τη χρήση της Εξίσωσης 11 (άθροισμα των επιμέρους χρονοσειρών ισχύων όλων των V80).

Για να μπορέσουν οι μεταβολές της συνολικής χρονοσειράς ισχύος που υπολογίστηκε να συγκριθούν με τις υπόλοιπες χρονοσειρές των αντίστοιχων πάρκων, προσδιορίστηκε η διακύμανση και η τυπική απόκλιση. Λόγω της διαφοράς στην εγκατεστημένη ισχύ μεταξύ των αιολικών πάρκων (σαν συνέπεια της ονομαστικής ισχύς κάθε ανεμογεννήτριας) κρίθηκε σωστό να ανοιχτεί η διακύμανση και η τυπική απόκλιση στο ανά μονάδα σύστημα ( $\rho u$ ) και ως βασική ισχύ για το παρόν πάρκο ελήφθη  $P_b=8$  MW. Τα δύο στατιστικά μεγέθη όπως υπολογίστηκαν με και χωρίς το φίλτρο παρουσιάζονται παρακάτω.

Χωρίς Φίλτρο:

Διακύμανση : 0.0223  $\rho u$

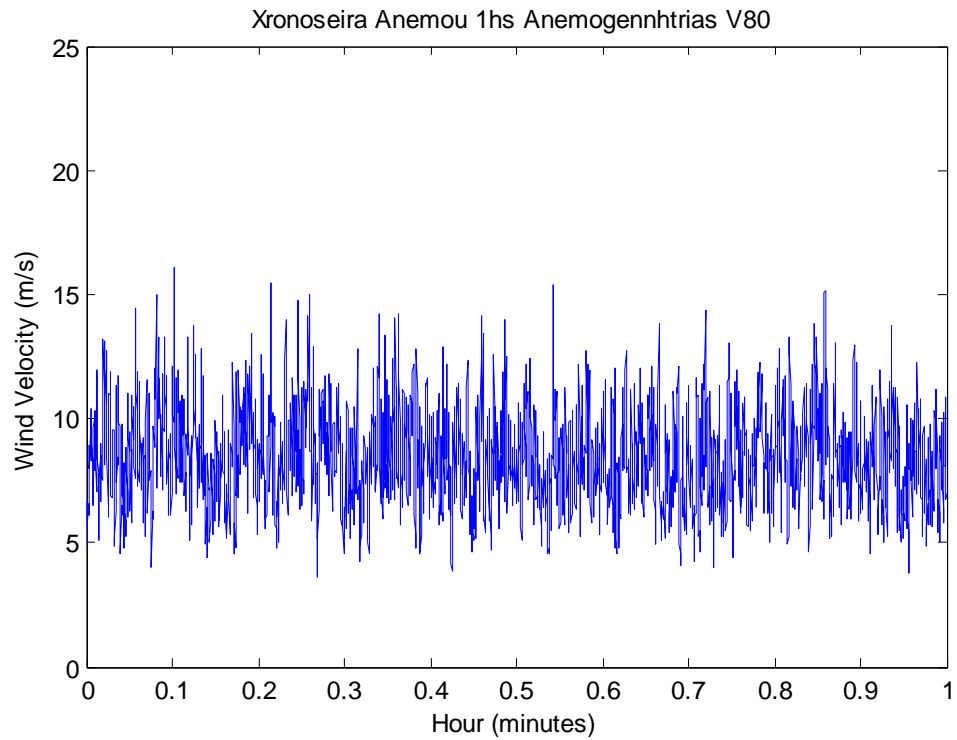
Τυπική Απόκλιση: 0.1492  $\rho u$

Με Φίλτρο:

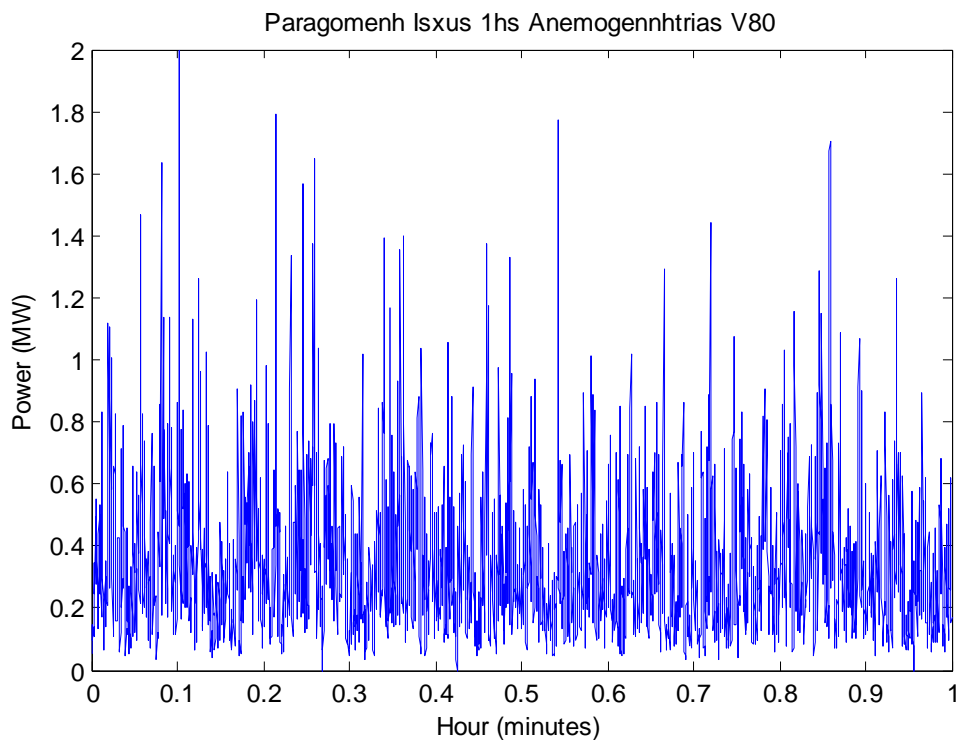
Διακύμανση:0.0037  $\rho u$

Τυπική Απόκλιση:0.0608  $\rho u$





Σχήμα 6.15 : Τελική ωριαία χρονοσειρά ανέμου στην πρώτη V80 μετά από επεξεργασία.



Σχήμα 6.16 : Χρονοσειρά ισχύος στην πρώτη V80 του πάρκου.

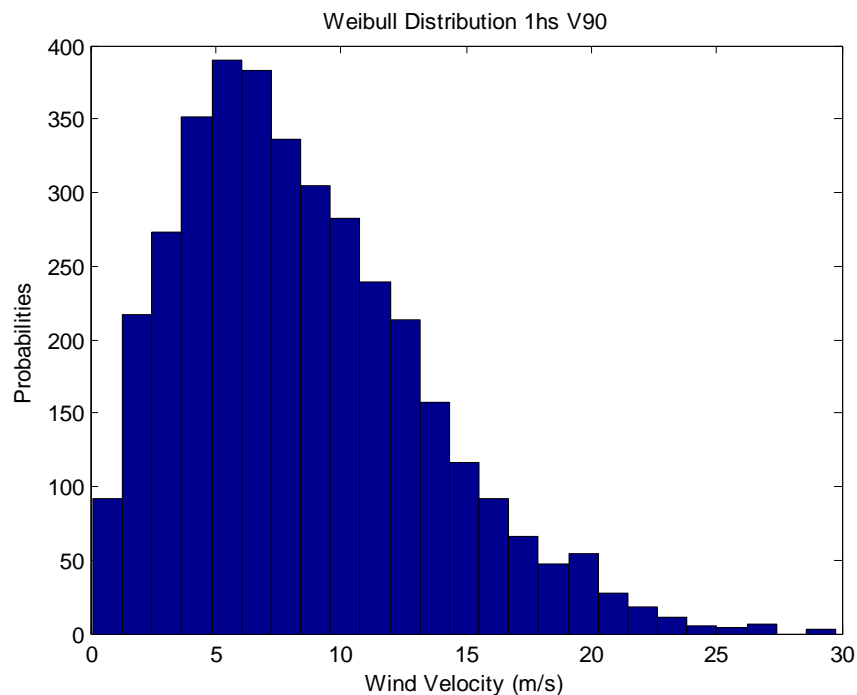


## 6.11 Δημιουργία χρονοσειράς ισχύος πάρκου V90

Η διαδικασία που τηρήθηκε στις προηγούμενες παραγράφους για τον προσδιορισμό της συνολικής χρονοσειράς ωριαίας ισχύος θα επαναληφθεί και για το πάρκο με τις ανεμογεννήτριες V90 (περιγραφή σχεδιασμού πάρκου παράγραφος 6.6).

Η είσοδος σε αυτήν την περίπτωση για το MATLAB εισημμένη από την πρώτη V90 που συναντά το μέτωπο του ανέμου είναι  $A=9.5$  m/s  $k=1.83$  και  $U=8.42$  m/s. Η εισαγωγή αυτών των παραμέτρων στην Εξίσωση 1 έχει σαν αποτέλεσμα τον προσδιορισμό της καμπύλης πιθανοτήτων Weibull.

Στη συνέχεια, και με τη χρήση των Εξισώσεων 2 και 3 προσδιορίστηκε η χρονοσειρά Weibull που υπακούει στους προαναφερθέντες παραμέτρους. Το πλήθος των στοιχείων (παρατηρήσεις) από τα οποία αποτελείται η χρονοσειρά Weibull είναι 3689 και προσδιορίστηκαν από την απόσταση (748 m) της τελευταίας ανεμογεννήτριας από την οποία θα περάσει το μέτωπο του ανέμου και την Εξίσωση 4. Η καμπύλη πιθανοτήτων Weibull της οποίας η χρονοσειρά χρησιμοποιείται στους υπολογισμούς παρουσιάζεται στο σχήμα 6.17.



Σχήμα 6.18: Καμπύλη πιθανοτήτων Weibull της πρώτης V90.

Αφού βρέθηκε η χρονοσειρά ανέμου Weibull για την πρώτη V90, θα πρέπει να προσδιοριστούν ακόμα δύο χρονοσειρές ανέμου για τις άλλες δύο ανεμογεννήτριες που είναι εγκατεστημένες στο πάρκο. Αυτό θα συμβεί, χρησιμοποιώντας μία χρονοσειρά που προέρχεται από κανονική κατανομή με μέση τιμή μηδέν, πλήθος στοιχείων ίσο με την χρονοσειρά Weibull (για να μπορεί να προστεθεί κάθε σημείο της μίας χρονοσειράς με κάθε στοιχείο της άλλης χρονοσειράς), και τυπική απόκλιση ίση με το γινόμενο της μέσης τιμής της χρονοσειράς Weibull επί την



δυσμενέστερη τυπική απόκλιση για την τελευταία ανεμογεννήτρια του πάρκου. Η τιμή της δυσμενέστερης τυπικής απόκλισης βρέθηκε 0.0699 ή 6.99% με τη χρήση της μεθόδου των τριών όπως περιγράφηκε αναλυτικά στην παράγραφο 6.7.

Στη συνέχεια δημιουργούνται δύο νέες χρονοσειρές ο οποίες περιέχουν όσα στοιχεία περιέχει και η Weibull της πρώτης V90 και αποτελούνται από το άθροισμα κάθε στοιχείου της χρονοσειράς Weibull συν κάθε στοιχείο της χρονοσειράς θορύβου. Εδώ θα πρέπει να σημειωθεί ότι, κάθε στοιχείο της χρονοσειράς θορύβου έχει προσαρμοσθεί στην θέση που βρίσκεται η ανεμογεννήτρια της συγκεκριμένης χρονοσειράς στο πάρκο με τη χρήση της Εξίσωσης 5.

Λόγω της χωρικής κατανομής των ανεμογεννητριών στο πάρκο, θα πρέπει να ληφθούν συγκεκριμένα τμήματα των δύο νέων χρονοσειρών που δημιουργήθηκαν αλλά και ένα τμήμα της βασικής χρονοσειράς Weibull που αυτό αντιστοιχεί στην πρώτη V90.

Αφού ολοκληρωθεί η διαδικασία τμήσης όλων των χρονοσειρών δεν μένει παρά να εισαχθούν και οι τρεις στο φίλτρο για τον περιορισμό των διακυμάνσεων τους και κατά συνέπεια τον περιορισμό των διακυμάνσεων της χρονοσειράς ισχύος κάθε ανεμογεννήτριας. Η εξίσωση που περιγράφει τη λειτουργία του φίλτρου είναι η Εξίσωση 6 όμως πρώτα πρέπει να προσδιοριστούν οι παράγοντες  $T_{W1}$  και  $T_{W2}$  από τις Εξισώσεις 7 και 8 κατ αντιστοιχία. Οι τιμές των παραγόντων βρέθηκαν να είναι  $T_{W1}=1.06$  και  $T_{W2}=3.87$ . Ενδεικτικά παρουσιάζεται στο σχήμα 6.19 η τελική χρονοσειρά ανέμου της πρώτης V90 που θα χρησιμοποιηθεί για τον προσδιορισμό της ωριαίας χρονοσειράς ισχύος της.

Το τελικό στάδιο για τον προσδιορισμό της συνολικής χρονοσειράς ωριαίας ισχύος για το πάρκο με V90, είναι ο υπολογισμός των επιμέρους ισχύων για κάθε ανεμογεννήτρια. Καταρχήν, πρέπει να υπενθυμιστεί ότι η ονομαστική ισχύς της V90 είναι 3 MW ενώ η ταχύτητα για την οποία την αποδίδει είναι 15 m/s. Οπότε από την Εξίσωση 10 προκύπτει ότι  $k=0.8889$  kW/m/s.

Στη συνέχεια το αποτέλεσμα της Εξίσωσης 10 αντικαθίσταται στην Εξίσωση 9 και με τις στιγμιαίες τιμές ανέμου της κάθε χρονοσειράς, υπολογίζεται η ωριαία χρονοσειρά ισχύος για κάθε ανεμογεννήτρια. Η ωριαία χρονοσειρά ισχύος της πρώτης V90 παρουσιάζεται στο σχήμα 6.20. Ο αριθμός των χρονοσειρών ισχύος θα είναι τρεις (όσες και οι ανεμογεννήτριες) και έπειτα, το άθροισμα των επιμέρους χρονοσειρών θα προσδιορίσει την συνολική χρονοσειρά ωριαίας ισχύος όπως ορίζεται από την Εξίσωση 11.

Για να μπορούν να συγκριθούν οι διακυμάνσεις στην χρονοσειρά της συνολικής ισχύος του παρόντος πάρκου με τις διακυμάνσεις των άλλων χρονοσειρών των υπολοίπων πάρκων, υπολογίστηκε η διακύμανση και η τυπική απόκλιση της χρονοσειράς και ανοίχτηκε στο ru με ισχύ βάσης τα 9 MW. Ακολούθως παρατίθενται οι τιμές των στατιστικών εργαλείων, τόσο με φίλτρο όσο και χωρίς.

Χωρίς Φίλτρο:

Διακύμανση : 0.0372 ru

Τυπική Απόκλιση: 0.1928 ru

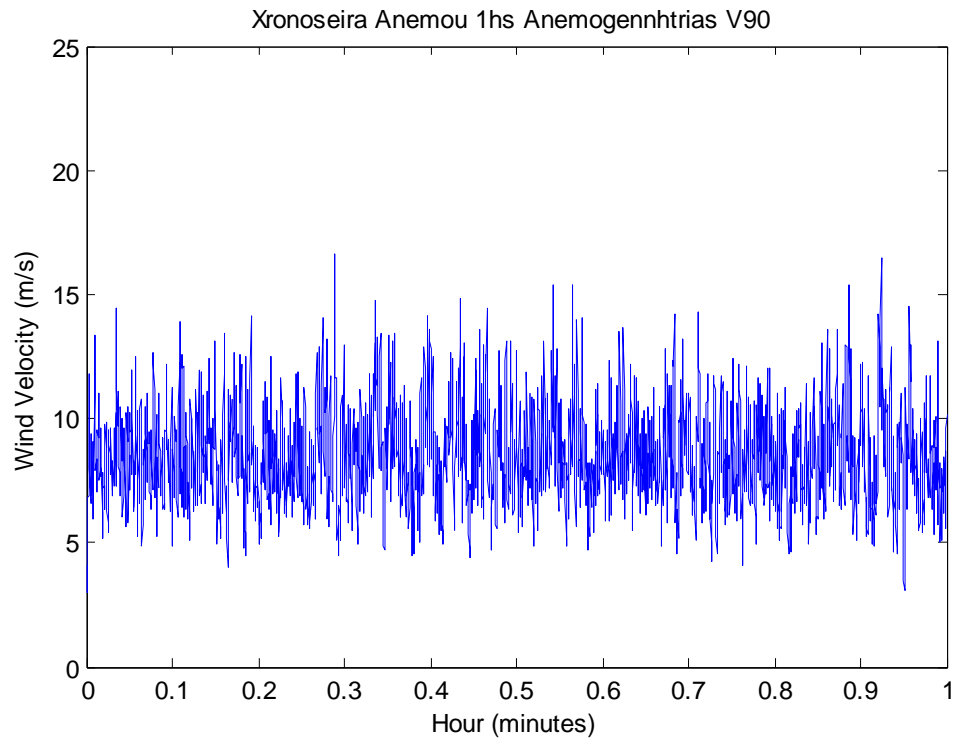
Με Φίλτρο:

Διακύμανση:0.0066 ru

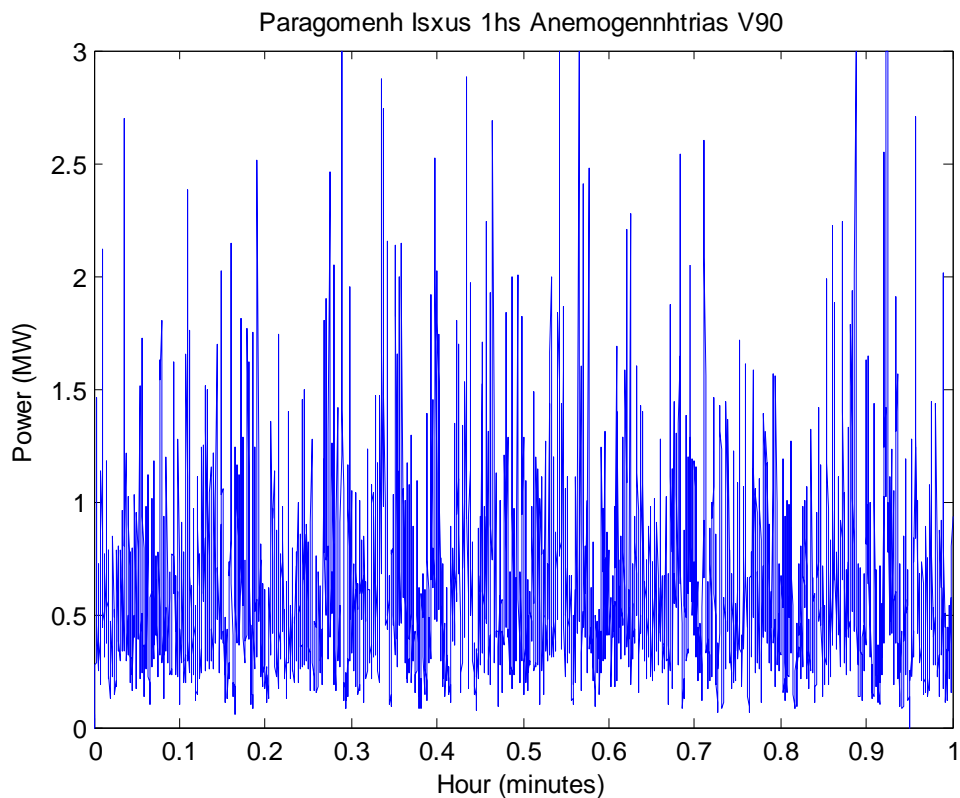
Τυπική Απόκλιση:0.081 ru







Σχήμα 6.19 : Τελική ωριαία χρονοσειρά ανέμου στην πρώτη V90 μετά από επεξεργασία.

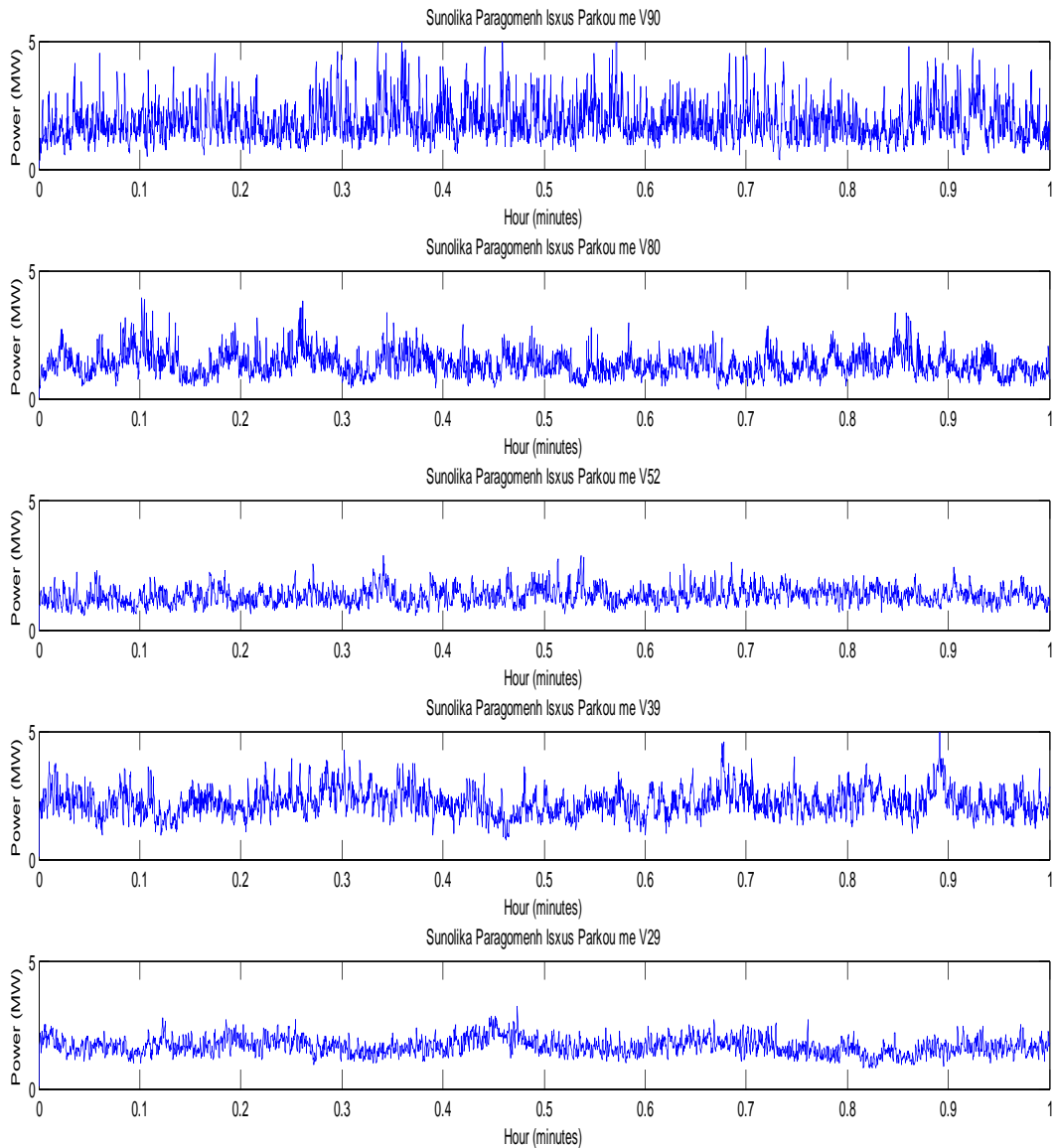


Σχήμα 6.20 : Χρονοσειρά ισχύος στην πρώτη V90 του πάρκου.



## 6.12 Παρουσίαση αποτελεσμάτων

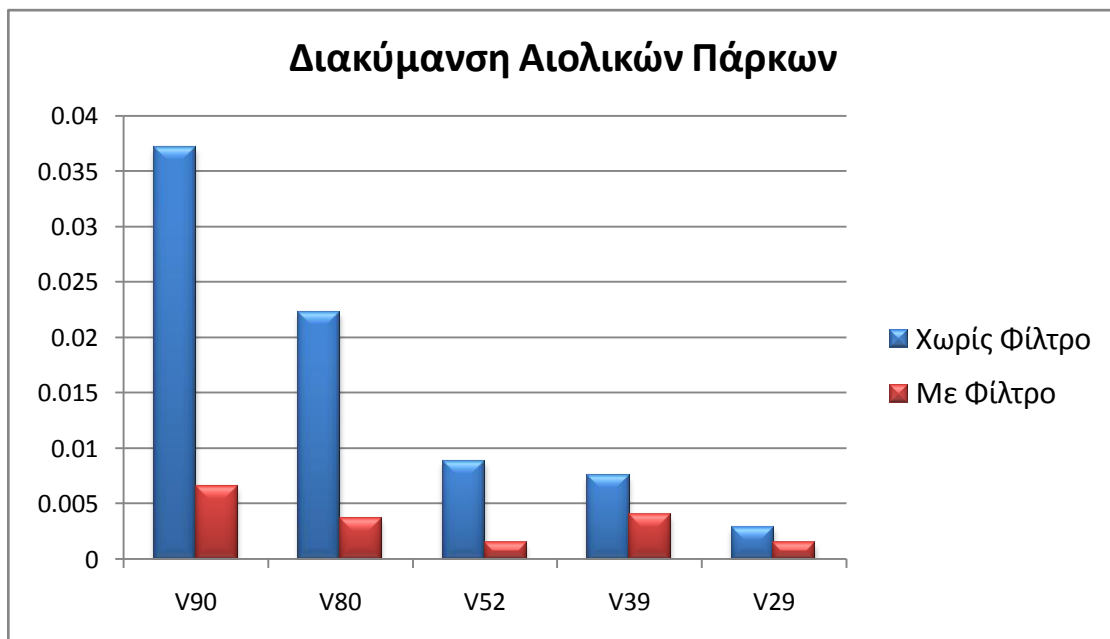
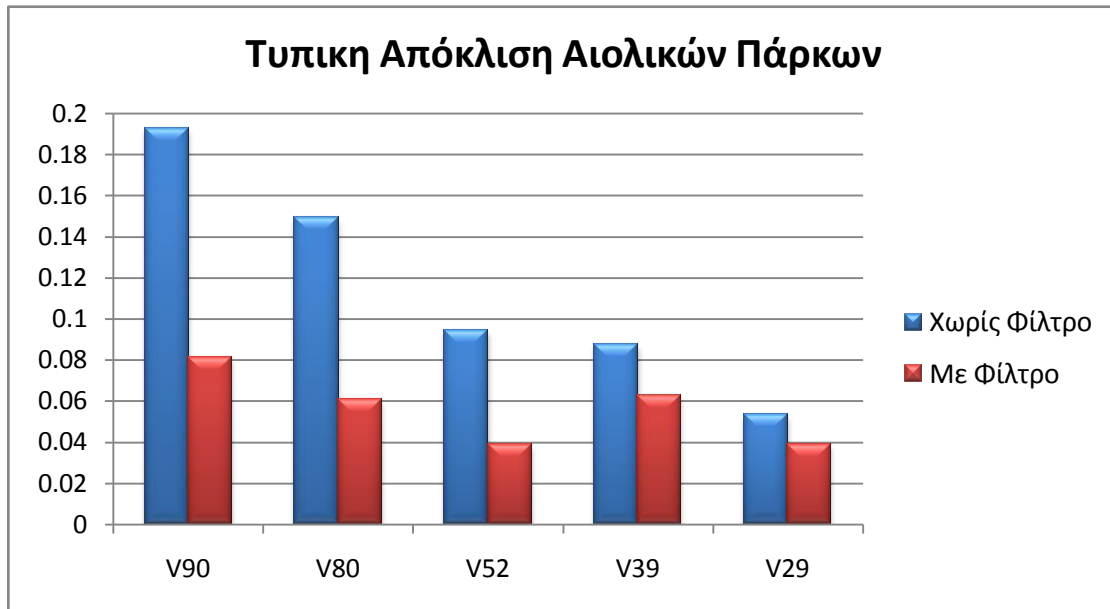
Οι συνολικές χρονοσειρές ωριαίας ισχύος, όπως υπολογίστηκαν για τα αιολικά πάρκα με εγκατεστημένες V90, V80, V52, V39 και V29 παρουσιάζονται στο σχήμα 6.21.



**Σχήμα 6.21 :** Συνολική χρονοσειρά ωριαίας ισχύος για κάθε αιολικό πάρκο (με V90, V80, V52, V39, V29 από πάνω προς τα κάτω).

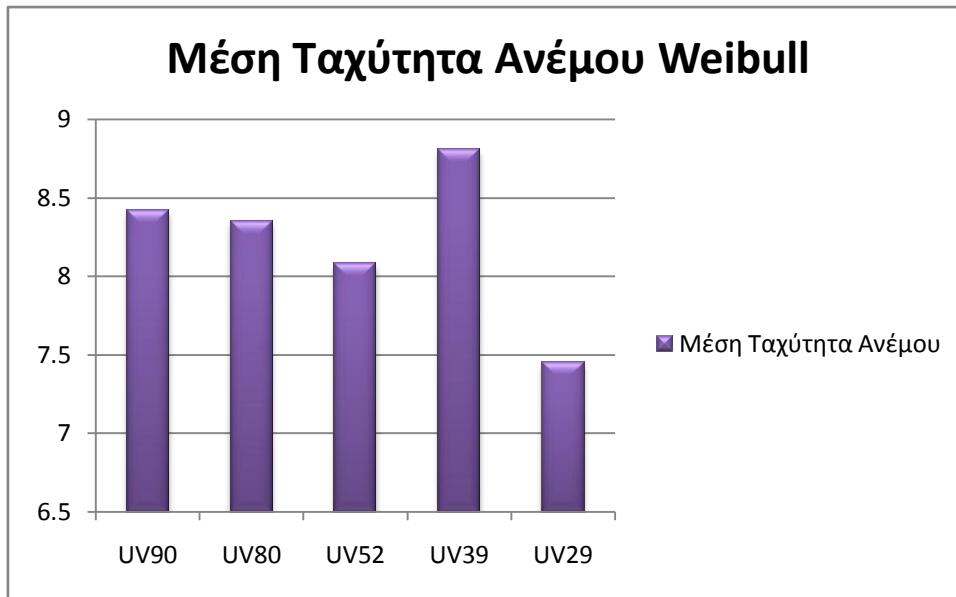


Ακολουθούν τα γραφήματα της τυπικής απόκλισης και της διακύμανσης στο σχήμα 6.22 ενώ το γράφημα της μέσης τιμής της ταχύτητας του ανέμου παρουσιάζεται στο σχήμα 6.23. Τα γραφήματα του σχήματος 6.22 προέκυψαν τόσο με φίλτρο όσο και χωρίς, από τις χρονοσειρές συνολικής ωριαίας ισχύος.



**Σχήμα 6.22 :** **Επάνω :** Παρουσιάζεται η τυπική απόκλιση, όπως υπολογίστηκε από τις συνολικές χρονοσειρές ισχύος για κάθε πάρκο. **Κάτω :** Παρουσιάζεται η διακύμανση όπως υπολογίστηκε από τις συνολικές χρονοσειρές ισχύος για κάθε πάρκο.





**Σχήμα 6.23 :** Το γράφημα παρουσιάζει τις μέσες τιμές των ταχυτήτων του ανέμου, όπως ελήφθησαν από την εκάστοτε χρονοσειρά Weibull της πρώτης ανεμογεννήτριας, του εκάστοτε αιολικού πάρκου.

Αρχίζοντας από την παρουσίαση των στατιστικών μεγεθών, μπορούν να διαπιστωθούν κυρίως τρία πράγματα.

Το πρώτο είναι, ότι η επίδραση της εξομάλυνσης (μέσω του φίλτρου) υπήρξε σημαντικά δραστική, αυτό αντικατοπτρίζεται από την σημαντική μεταβολή της τυπικής απόκλισης και της διακύμανσης από την κατάσταση χωρίς φίλτρο στην κατάσταση με φίλτρο. Ιδιαίτερα δραστικό εμφανίζεται το φίλτρο συγκεκριμένα σε ανεμογεννήτριες με υψηλή ονομαστική ισχύ όπως η V90, η V80 και η V52. Αυτό οφείλεται κυρίως στα κατασκευαστικά χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών, δηλαδή όσο αυξάνεται η ονομαστική ισχύς μίας ανεμογεννήτριας τόσο αυξάνεται και η διάμετρος των πτερών, το πάχος του ρότορα (άρα και το βάρος του) , κ.α. με αποτέλεσμα να εμφανίζεται υψηλότερη αδράνεια (σε σχέση με ανεμογεννήτριες χαμηλότερης ονομαστικής ισχύος) η οποία δεν μπορεί να υπερνικηθεί από τις μικρές διακυμάνσεις του ανέμου και κατά συνέπεια αυτό λειτουργεί σαν ένα φιλτράρισμα των διακυμάνσεων στην χρονοσειρά της ισχύος που θα παράγει.

Η δεύτερη διαπίστωση που μπορεί να γίνει, είναι η υψηλότερη τιμή στην τυπική απόκλιση και στη διακύμανση της ανεμογεννήτριας V39 σε σχέση με την αμέσως μεγαλύτερη της V52. Αυτή η διαπίστωση αντιβαίνει σε αυτό που ειπώθηκε μόλις παραπάνω όμως συμβαίνει κατ'εξάιρεση και οφείλεται στην θέση που είναι τοποθετημένη μέσα στο πάρκο. Δηλαδή, όπως φαίνεται στο γράφημα του σχήματος 6.23, η μέση τιμή ανέμου σε αυτή την ανεμογεννήτρια είναι αρκετά υψηλότερη από τις μέσες τιμές του ανέμου των άλλων ανεμογεννητριών και σε αυτό το γεγονός οφείλεται η φαινομενική καταπάτηση του κανόνα όπως διατυπώθηκε στην προηγούμενη παράγραφο. Αναφέρεται η λέξη «φαινομενική», επειδή εάν η ταχύτητα της πρώτης V39 ήταν στο ίδιο επίπεδο με αυτές των άλλων



ανεμομηχανών, τότε ο κανόνας θα απεικονιζόταν στα γραφήματα της τυπικής απόκλισης και της διακύμανσης.

Το τρίτο πράγμα που μπορεί να διατυπωθεί για τα γραφήματα, είναι η κοινή μορφή που λαμβάνουν και τα τρία γραφήματα ιδιαίτερα στην περίπτωση με φίλτρο παρόλο που και τα τρία εξετάζουν διαφορετική παράμετρο. Στην περίπτωση χωρίς φίλτρο, δεν επιτυγχάνεται πλήρης ταύτιση μεταξύ των γραφημάτων.

Όσο για τις συνολικές χρονοσειρές ισχύος των αιολικών πάρκων, είναι εμφανής η μείωση στις διακυμάνσεις της χρονοσειράς με την μείωση της ονομαστικής ισχύος των ανεμογεννητριών που έχουν εγκατασταθεί κατά περίπτωση, το αντίθετο θα συμβεί στις διακυμάνσεις της χρονοσειράς ισχύος με την αύξηση της ονομαστικής ισχύος των ανεμογεννητριών, αυτό σημαίνει ότι τα μεγέθη διακύμανση και ονομαστική ισχύς είναι ανάλογα. Στην περίπτωση της χρονοσειράς V39, λόγω της υψηλής τυπικής απόκλισης και διακύμανσης, οι διακυμάνσεις στην συνολική χρονοσειρά ωριαίας ισχύος παραμένουν σε σχετικά υψηλά επίπεδα σε σχέση με την ονομαστική της ισχύ για λόγους που αναλύθηκαν παραπάνω.



## 7.0 Συμπεράσματα - Σύνοψη

### 7.1 Εισαγωγή

Σύμφωνα με τα όσα αναφέρθηκαν κατά τη διάρκεια της παρουσίασης των κεφαλαίων της παρούσας πτυχιακής εργασίας, κρίνεται σκόπιμο να αναφερθούν συνοπτικά τα σπουδαιότερα συμπεράσματα τα οποία εξήχθησαν.

### 7.2 Κεφάλαιο 2

Στο κεφάλαιο 2, φάνηκε ότι ο τύπος ανεμογεννήτριας που φέρει διπλής τροφοδοσίας επαγωγική γεννήτρια (DFIG) είναι ο πιο αποδοτικός σε σχέση με τους άλλους δύο τύπους (AC) που εξετάστηκαν, αφού πέρα από την υψηλότερη παραγωγή ενέργειας στις περισσότερες περιοχές ανέμου μπορεί και κάνει διαχείριση της αέργου ισχύος, αυτό πρακτικά σημαίνει ότι έχει ευεργετική δράση για το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας αφού μπορεί να φορτίσει τις γραμμές με περισσότερη ενεργό ισχύ. Επίσης οι απώλειες του στάτη είναι μειωμένες σημαντικά αφού ένα μέρος της ισχύος μεταφέρεται μέσω του δρομέα (~30%).

Στην περίπτωση που η τάση του δικτύου στο οποίο θα συνδεθεί το πάρκο είναι DC, η αποδοτικότερη τοπολογία περιλαμβάνει μια γεννήτρια παραμένουτος μαγνητισμού σε σειρά με μία ανορθωτική γέφυρα διόδων και στη συνέχεια ένα μετατροπέα DC-DC τύπου boost. Η ονομαστική τάση της γεννήτριας πρέπει να είναι 10 kV ενώ η τάση διασύνδεσης του πάρκου στο δίκτυο 40 kV. Σύμφωνα με τα συμπεράσματα του κεφαλαίου 2, με τη χρήση αυτής της τοπολογίας μειώνονται σημαντικά οι απώλειες στη γέφυρα και στο μετατροπέα (λόγω υψηλής τάσης και χαμηλής έντασης) και επίσης παρατηρείται υψηλότερη παραγωγή ισχύος σε όλο το φάσμα των ταχυτήτων ανέμου σε σχέση με τις υπόλοιπες τοπολογίες που παρουσιάζονται.

### 7.3 Κεφάλαιο 3

Μπορεί η αιολική ενέργεια να είναι μια “πράσινη” μορφή ενέργειας και μάλιστα από τις πιο διαδεδομένες όμως η απορρόφηση της πράσινης kWh από τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας είναι μια σύνθετη διαδικασία. Όταν εγχέεται αιολική ενέργεια στο εκάστοτε δίκτυο, αυτό συνεπάγεται αύξηση του λειτουργικού κόστους του δικτύου, μείωση της ευστάθειας του και περιπλοκότητα στη διαδικασία ανάλυσης ροής φορτίου.

Όσον αφορά την αύξηση του λειτουργικού κόστους αλλά και την αποκατάσταση της ευστάθειας του δικτύου, εντάσσονται μονάδες οι οποίες λειτουργούν ως στρεφόμενη εφεδρεία (40-60 % ονομαστικής λειτουργίας) διότι σε περίπτωση απρόβλεπτης μείωσης της αιολικής παραγωγής θα πρέπει να συνεχίσει να εξυπηρετείται το φορτίο. Η λειτουργία των επιπρόσθετων θερμικών μονάδων



συνεπάγεται αύξηση στην κατανάλωση καυσίμου και κατά συνέπεια αύξηση του ειδικού κόστους ενέργειας ( $k_w$ ) που αυτό οδηγεί τελικά, σε περεταίρω αύξηση του κόστους διάθεσης της ηλεκτρικής ενέργειας ( $K$ ), τα παραπάνω μεγέθη εκφράζονται από την παρακάτω Εξίσωση:

$$K = k_p \cdot P + k_w \cdot W$$

Όπου,  $k_p$  είναι το ειδικό κόστος ισχύος,  $P$  είναι η εγκατεστημένη ισχύς και  $W$  είναι η ενέργεια. Πέρα από το κόστος καυσίμου, θα πρέπει να εκτιμηθούν και οι επιπτώσεις της επιπρόσθετης εκπομπής  $CO_2$  στην ατμόσφαιρα, το γεγονός αυτό, πέρα από επιβάρυνση του περιβάλλοντος μπορεί να προκαλέσει και οικονομικά πρόστιμα στην εκάστοτε εταιρία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας η οποία μπορεί να ξεπεράσει το όριο εκπομπών  $CO_2$  που της αναλογεί.

Λόγω της διεσπαρμένης παραγωγής (όπως αντιμετωπίζεται ένα αιολικό πάρκο για το διαχειριστή του συστήματος) θα πρέπει να βρεθεί η κατάλληλη διαδρομή για να μεταφερθεί η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τα αιολικά πάρκα προς τους καταναλωτές, αυτή η διαδικασία μπορεί να είναι εξαιρετικά επίπονη όσο αυξάνεται το μέγεθος του δικτύου αλλά και όσο πλησιάζουν οι γραμμές μεταφοράς το όριο φόρτισης τους αλλά και τα άλλα στοιχεία του δικτύου τις ονομαστικές τιμές τους.

Αντιμέτωπη των παραπάνω συνεπειών από την διείσδυση της αιολικής ενέργειας σε ένα δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο περιορισμός της επιτρεπόμενης διείσδυσης αιολικής ισχύος (και κατά συνέπεια μείωση των μονάδων εφεδρείας), διασπορά των αιολικών πάρκων μέσα σε μία ευρύτερη περιοχή με ταυτόχρονη αύξηση του πλήθους τους, ούτως ώστε να επιτυγχάνεται φιλτράρισμα των διακυμάνσεων της ισχύος του ενός πάρκου με τις διακυμάνσεις της ισχύος του άλλου πάρκου.

## 7.4 Κεφάλαιο 5

Αυτό που φάνηκε ξεκάθαρα και πρέπει να σημειωθεί είναι η μείωση της ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (ΑΕΡ) ανάλογα με την μείωση της υψομετρικής τοποθέτησης των ανεμογεννητριών κατά περίπτωση. Ο πίνακας 7.1 παρουσιάζει την μεταβολή του ΑΕΡ σαν συνάρτηση της υψομετρικής τοποθέτησης των ανεμογεννητριών.

	Αποδοτικότητα	Ετήσια Παραγωγή Ενέργειας (GWh)
Μείωση Υψομέτρου (Βήμα 40m) ↓	Μέγιστη αποδοτικότητα	30.542
	Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση 1	29.375
	Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση 2	26.918
	Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση 3	24.293
	Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση 4	22.022
	Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση 5	19.931
	Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση 6	17.696
	Λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση 7	15.443

**Πίνακας 7.1 :** Ετήσια παραγωγή ενέργειας (ΑΕΡ) σαν συνάρτηση της τοποθέτησης των ανεμογεννητριών.

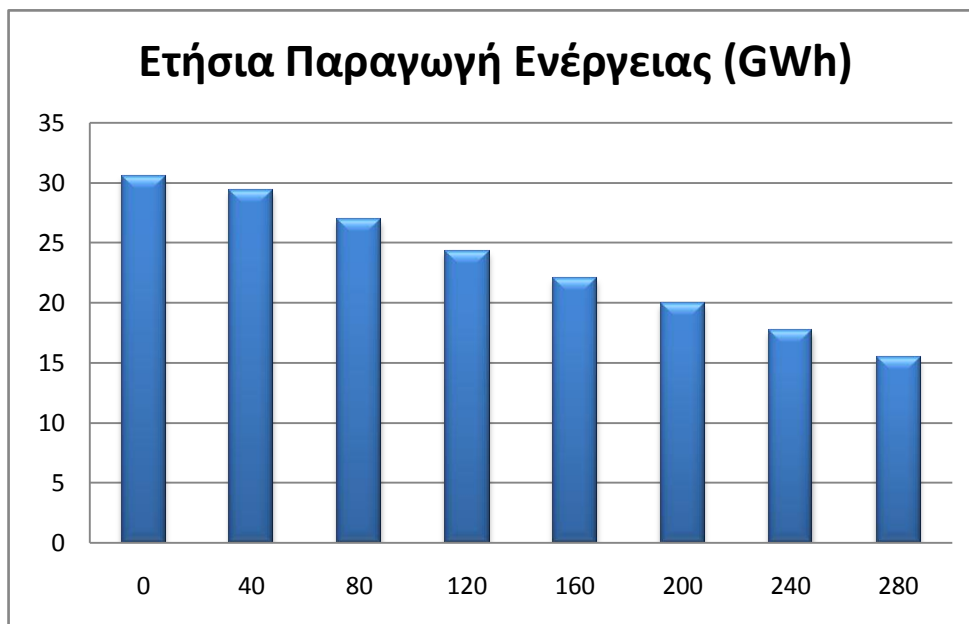


Το σχήμα 7.1 αντικατοπτρίζει τον πίνακα 7.1 ώστε να εξαχθούν ευκολότερα συμπεράσματα. Είναι εμφανές, ότι η τιμή του ΑΕΡ κυμαίνεται από τη μέγιστη τιμή ( $AEP_{max}$ ) έως  $\approx \frac{1}{2} \cdot AEP_{MAX}$  από την αποδοτικότερη τοποθέτηση έως την λιγότερο αποδοτική τοποθέτηση αντίστοιχα.

Επίσης είναι εμφανής μια κανονικοποίηση της μείωσης της ετησίως παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας με τη μεταβολή του υψομέτρου και κυμαίνεται ως ακολούθως  $2,1 GWh \leq AEP \leq 2,6 GWh$ . Αυτή η κανονικοποίηση ισχύει εν μέρει μόνο στην πρώτη περίπτωση δηλαδή, όταν οι ανεμογεννήτριες αλλάζουν θέση από την τοποθέτηση με τη μέγιστη αποδοτικότητα στην αμέσως επόμενη. Αυτό συμβαίνει λόγω της εγγύτητας των χαρακτηριστικών του ανέμου στις δύο τοποθετήσεις ώστε η μεταβολή δεν επηρεάζει σημαντικά την ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης, αυτό που μπορεί να επισημανθεί για το γράφημα του σχήματος 7.1 είναι, ότι η μείωση του ΑΕΡ ακολουθεί τη μορφή μίας ευθείας με αρνητική κλίση της οποίας η γενική μορφή περιγράφεται από την παρακάτω Εξίσωση:

$$AEP = \alpha \cdot dl - \beta$$

Όπου  $\alpha$  και  $\beta$  είναι σταθερά ενώ  $dl$  είναι η μετατόπιση της θέσης των ανεμογεννητριών (m).



Σχήμα 7.1 : Ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (GWh) σαν συνάρτηση της μείωσης του υψομέτρου της τοποθέτησης του συνόλου των ανεμογεννητριών (βήμα 40 m).

## 7.5 Κεφάλαιο 6

Με την προσομοίωση του φαινομένου της εξομάλυνσης της «φαινόμενης» ταχύτητας του ανέμου λόγω των κατασκευαστικών χαρακτηριστικών της





ανεμογεννήτριας στις χρονοσειρές ανέμου προέκυψε ότι όσο μεγαλύτερη είναι η επιφάνεια που καταλαμβάνουν οι έλικες μίας ανεμογεννήτριας τόσο ισχυρότερο φιλτράρισμα επιτυγχάνεται στην χρονοσειρά ανέμου. Αυτό πρακτικά συμβαίνει, λόγω της διαφορετικότητας του ανέμου που σαρώνει την επιφάνεια που καταλαμβάνουν οι έλικες της ανεμογεννήτριας, δηλαδή όσο μεγαλύτερη είναι η διάμετρος της ανεμογεννήτριας, τόσο περισσότερες υψηλές τιμές ανέμου θα “εγκλωβιστούν” μέσα στην επιφάνεια ενώ το ίδιο θα συμβεί και για χαμηλές ταχύτητες ανέμου. Πρακτικά αυτό λειτουργεί ως φίλτρο στις διακυμάνσεις της χρονοσειράς ανέμου της εκάστοτε ανεμογεννήτριας. Όπως είναι αντιληπτό, όσο αυξάνεται η ονομαστική ισχύς της ανεμογεννήτριας, τόσο θα αυξάνεται και το μέγεθος της κατασκευαστικά, άρα τόσο καλύτερο φιλτράρισμα θα επιτυγχάνεται. Επίσης όσο μεγαλύτερη είναι η ανεμογεννήτρια και κατά συνέπεια και η αδράνεια της (κυρίως λόγω βάρους) τόσο χαμηλότερη επίδραση έχουν οι μικρές διακυμάνσεις του ανέμου πάνω της, οπότε το μεγάλο βάρος και ο όγκος μίας ανεμογεννήτριας λειτουργούν ως δύο φίλτρα.

Στον αντίποδα, όσο μικραίνει η ονομαστική ισχύς των ανεμογεννητριών που απαρτίζουν ένα πάρκο (ενώ η εγκατεστημένη ισχύς παραμένει σταθερή), τόσο μειώνονται οι διακυμάνσεις στην συνολική χρονοσειρά ισχύος του πάρκου σε σχέση με την χρονοσειρά ισχύος που δημιουργήθηκε από ανεμογεννήτριες υψηλότερης ονομαστικής ισχύος. Αυτό είναι άκρως επιθυμητό, καθώς επιδιώκεται μείωση των διακυμάνσεων της εγχεόμενης ισχύος στο δίκτυο και μάλιστα οι έντονες διακυμάνσεις στη χρονοσειρά συνολικής ισχύος του πάρκου, είναι και ένα από τα βασικότερα μειονεκτήματα της αιολικής ενέργειας. Ο λόγος για τον οποίο επιτυγχάνονται οι χαμηλότερες διακυμάνσεις με τη χρήση ανεμογεννητριών χαμηλότερης ονομαστικής ισχύος είναι, ότι λόγω του πλήθους τους, πρέπει να διασπαρθούν σε ευρύτερη περιοχή μέσα στο πάρκο με αποτέλεσμα η διαφορετικότητα του ανέμου μέσα στο πάρκο να πραγματοποιεί εξομάλυνση των έντονων διακυμάνσεων και ως συνέπεια να επιτυγχάνεται η επιθυμητή μείωση των διακυμάνσεων στη χρονοσειρά ισχύος.



## Βιβλιογραφία

- ⌘ P.F. Correia, J. M. Ferreira de Jesus, “Simulation of correlated wind speed and power variates in wind parks ”, IST Technical University of Lisbon, D.E.E.C. Av. Rovisco Pais,1049-001 Lisbon, Portugal
- ⌘ Hannele Holttinen, “A Multi-Turbine Power Curve Approach”, RISO National Laboratory, Denmark
- ⌘ Stefan Lundberg, “Wind Farm Configuration and Energy Efficiency Studies-Series DC versus AC Layouts”, department of energy and environment, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden 2006
- ⌘ M.H. Albadi, E.F. El-Saadany, “Overview of wind power intermittency impacts on power systems”, Dept of Electrical and Computer Engineering, University of Waterloo, Canada
- ⌘ J.G. Slootweg, W.L. Kling, “Modeling of Large Wind Farms in Power System Simulations”, Electrical Power Systems Laboratory, Faculty of IT and Systems, Delft University of Technology, P.O. Box 5031, 2600 GA Delft, The Netherlands
- ⌘ Mohan, Undeland, Robbins, “Ηλεκτρονικά Ισχύος”, Έκδοση Β’, Εκδόσεις Α. ΤζιόλαΕ. Θεσσαλονίκη
- ⌘ Δ. Λαμπρίδης, Π. Ντοκόπουλος, Γ. Παπαγιάννης, “Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας”, Τόμος Α’, Εκδόσεις Ζήτη

