

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي



BADJI MOKHTAR-ANNABA UNIVERSITY
UNIVERSITE BADJI MOKHTAR-ANNABA



جامعة باجي مختار - عنابه

Faculté Des Sciences De l'Ingéniorat

Année 2017

Département d'Electromécanique

THESE

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de DOCTORAT

***Optimisation Des Perturbations Des Eoliennes Dans la
Gèneration D'électricité Par Des Aèrogenerateurs à
Vitesse Variable***

Présentée par :

Melle : DALILA KHALFA

BENRETEM ADBELOUAHAB RAPPORTEUR PROF U.ANNABA

HEROUS LAZHER CO- RAPPORTEUR PROF U.ANNABA

DEVANT LE JURY

HADJADJ .A.ELIAS PRESIDENT PROF U.ANNABA

BELLAOUAR AHMED EXAMINATEUR PROF U.CONSTANTINE

CHAIB RACHID EXAMINATEUR PROF U.CONSTANTINE

BENCHOUIA NEDJM EDDINE EXAMINATEUR M.C.A U.SOUK-AHRAS

CHEGHIB HOCINE MEMBRE INVITE M.C.A U.ANNABA



Remerciements

Avant tout nous remercions Dieu le tout puissant de nous avoir donné le courage, la volonté, la patience, et la santé durant toutes ces années et que grâce à lui ce travail a pu être réalisé.

*Mes remerciements vont en particulier à mes deux directeurs de thèse, Monsieur **Benretem Abdelouahab** et Monsieur **Herous Lazher**. Vous avez été mes interlocuteurs privilégiés tout au long de ce travail. Vos conseils et vos encouragements ont été très bénéfiques pour moi. Cette thèse est aussi le fruit de vos multiples sacrifices. Trouvez ici, mes chers professeurs ma très grande reconnaissance. Merci aussi pour les moments agréables que nous avons passés ensemble.*

J'adresse mes remerciements à Messieurs :

***Bellaouar Ahmed**, professeur à l'Université de **Constantine**, Algérie,*

***Chaib Rachid**, professeur à l'Université de **Constantine**, Algérie,*

***Benchouia Nedjem Eddine**, Maître de Conférences « classe A » à l'Université de **Souk - Ahras**, Algérie,*

D'avoir accepté de rapporter sur ce travail et pour avoir bien voulu consacrer de leur temps à l'évaluer et à participer à ce jury.

*Je ne pourrais continuer ces remerciements sans me tourner vers mon Président du jury et notre enseignant le **professeur HAdjadj .A.Elias**, qui a bien voulu répondre favorablement à ma demande. Je vous remercie très sincèrement pour le grand honneur que vous m'avez fait de bien vouloir présider mon jury. Merci aussi d'avoir accepté de juger ce travail.*

À toutes les personnes, dont le nombre est très élevé pour les citer ici, qui ont contribué de près ou de loin directement ou indirectement à ce modeste travail.

*Enfin, je ne pourrais terminer ce remerciement sans une pensée à l'ensemble de mes enseignants et enseignantes qui sont à l'origine de tout mon savoir, et en particulier monsieur **Nassir Cheikchouk** qui est parti à la retraite et monsieur **Haddouche Ali** et ma meilleure amie, **madame Mounira Djemai** merci infiniment pour le soutien moral durant les moments difficiles que j'ai vécu .*

*Je remercie tout particulièrement toutes les personnes sans qui cette thèse n'aurait pas pu voir le jour, et en particulier mon cousin **Nour-Eddine** et mon collègue **Issam Meghlaoui** ...*

Merci à tous

Sommaire

Résumé.....	i
Abstract.....	ii
ملخص.....	iii
Introduction générale	1
Chapitre I. Etat de l'art et avancement technologique	4
❖ Elément de physique atmosphérique	4
I.1. Définition de l'atmosphère	4
I.2. Structure verticale de l'atmosphère	4
I.3. Couche limite atmosphérique	6
I.4. Stabilité atmosphérique :.....	7
I.5. Le climat.....	8
I.6. La météorologie	9
I.7. Le vent.....	9
I.8. Les vents géostrophiques.....	10
I.9. Les vents de surface.....	11
1.9. Les brises.....	12
A) Les brises de mer.....	12
B) Brises vents de montagne.....	13
1.10. La mesure du vent	13
1.11. La rose des vents	15
I.12. Avancement technologique.....	16
A. Introduction.....	16
B. Présentation générale	17
B.1. Historique.....	17
B.2. Situation actuelle	20
C. Description de l'éolienne.....	21
C.1. Définition	21
C.2. Composition d'une éolienne.....	21

C.3.Fonctionnement	22
D. Critères de choix de l'implantation d'une éolienne.....	22
D.1. La vitesse du vent.....	22
D.1. Altitude.....	24
D.2. Autres critères	24
E. Implantation	24
E.1. Sur la terre ferme :.....	24
E.2. Pleines mers.....	25
E.3. Villes	26
F. Etude technique	26
F.1. Types des éoliennes.....	26
Plus de 1 MW.....	29
F.2. Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne.....	29
F.3. Différentes phases de fonctionnement de l'éolienne à vitesse variable :	31
F.4. Différents systèmes de conversion électromagnétique de l'énergie éolienne à vitesse variable	33
F.5. La connexion au réseau.....	42
I.13 Conclusion	43
Chapitre II. Etablissement d'un gisement éolien des zones côtières Algériennes.....	44
II.1 Introduction.....	44
II.2 Etablissement de la composante moyenne V	46
II.2.1 Modèles D'ajustement.....	46
II.2.2 Distribution de Weibull	46
II.2.3 Distribution de Rayleigh.....	47
II.2.3. a Variation spatiale « Atlas de l'Algérie »	47
II.2.3. b Extrapolation Verticale De La Vitesse Du vent	47
II.2.3. c Applications	49
II.3. Etablissement de la composante turbulente	61
II.4. Conclusion	64
Chapitre III. Etablissement du gisement éolien de l'est Algérien.....	65
III.1. Introduction	65
III.2. Variation temporelle et spéciale du vent.....	66

III.3. Estimation des paramètres de Weibull.....	67
III.3.1. Méthode graphique.....	67
III.3.2. Méthode du maximum de vraisemblance.....	67
III.3.3. Méthode des Moments.....	68
III.3.4 Méthode empirique.....	68
III.4. variabilité spatiale.....	68
III.4.2. Direction du vent	69
III.4.3. Topographie	69
III.5. Résultats et discussions	69
III.5.1. Résultats de Paramètres de Weibull.....	69
III.5.2. Résultats de la rose du vent	73
III.6. Conclusion.....	77
Chapitre IV. Adéquation des lois d'extrapolation pour des sites différents	78
IV.1. Introduction	78
IV.2. Extrapolation de la vitesse du vent	79
IV.2.1. La loi Logarithmique.....	80
IV.2.2. La loi de puissance.....	81
IV.2.3. Loi de puissance 1/7	81
IV.2.4. Loi de puissance modifiée 1	81
IV.2.5. Loi de puissance modifiée 2	82
IV.2.6. Loi à coefficient variable.....	82
IV.2.7. Loi de Spera & Rechard.....	82
Le coefficient n peut être calculé en fonction de la rugosité et de la vitesse du vent de référence (Spera et Richards, 1979) [83].	82
IV.3. Distribution de Weibull.....	82
IV.4. Topographie des sites étudiés.....	83
IV.5. Résultats.....	85
IV.5.1. site fortement rugueux « rugosité $z_0 = 0.4 \text{ m}$ »	85
IV.5.2. site de rugosité moyenne « $z_0 = 0.2 \text{ m}$ »	91
IV.5.3. site faiblement rugueux de rugosité « $z_0 = 0.024 \text{ m}$ »	96
IV.5.4. Interpretation des resultats obtenus.....	101
IV.6. Conclusion	103

<i>V. Évaluation du potentiel énergétique éolien</i>	105
<i>V.1. Introduction</i>	105
<i>V.2. Modélisation de la puissance du vent</i>	105
<i>V.2.1. Puissance théorique moyenne incidente du vent</i>	105
<i>V.2.2. Puissance théorique maximale récupérable (Limite de Betz)</i>	105
<i>V.2.3. Puissance récupérable par une éolienne</i>	107
<i>V.2.4. Puissance utile</i>	109
<i>V.2.5. Estimation de l'énergie éolienne</i>	109
<i>V.3. Application</i>	110
<i>V.4. Conclusion</i>	113
<i>Conclusion Générale</i>	114
<i>Références Bibliographiques</i>	

Liste des figures

Chapitre I. Etat de l'art et avancement technologique

Figure 1. 1. Structure verticale de l'atmosphère.....	5	
Figure 1. 2. Vue schématique de la couche limite atmosphérique.....	7	
Figure 1. 3. Les vents géostrophiques.....	11	
Figure 1. 4. Les vents de surfaces.....	11	
Figure 1. 5. A : Brise de mer durant la journée; B : Brise de terre durant la nuit.....	12	
Figure 1. 6. Les brises vents de montagne.....	13	
Figure 1. 7. Anémomètre	Figure 1. 8. Girouette.....	14
Figure 1. 9. les mats de mesure et ballons sondes.....	14	
Figure 1. 10. La rose des vents.....	15	
Figure 1. 11. Schéma d'une éolienne de type aérogénérateur.....	22	
Figure 1. 12. éoliennes pleines mers.....	25	
Figure 1. 13. éolienne Savanius.....	27	
Figure 1. 14. Éolienne de Darrius.....	27	
Figure 1. 15. Photographie d'une éolienne à axe horizontal et d'un moulin à vent.....	28	
Figure 1. 16. Schéma d'une éolienne à axe horizontal amont.....	28	
Figure 1. 17. Schéma d'une éolienne à axe horizontal aval.....	29	
Figure 1. 18. Flux d'air sur un de pales profilent (Stall).....	29	
Figure 1. 19. Variation de l'angle de calage d'une pale.....	30	
Figure 1. 20. Influence de l'angle de calage sur le coefficient de puissance.....	31	
Figure 1. 21. Zones de fonctionnement avec contrôle de l'angle de calage (pitch control).....	32	
Figure 1. 22. Eolienne utilisant une MAS.....	35	
Figure 1. 23. Système éolien basé sur la machine synchrone.....	35	
Figure 1. 24. Machine asynchrone à rotor bobiné.....	36	
Figure 1. 25. Système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation.....	36	
Figure 1. 26. Modes de fonctionnement de la MADA.....	37	

Chapitre II. Etablissement d'un gisement éolien des zones côtières Algériennes

Figure 2. 1. Les composantes d'une éolienne.....	44
Figure 2. 2. Spectre énergétique de la vitesse du vent longitudinal « Ven Der Hoven ».....	45
Figure 2. 3. Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à « Z=10 m » en Algérie.....	48
Figure 2. 4. La cartographie de l'Algérie.....	49
Figure 2. 5. Courant de surface Prédominant.....	50
Figure 2. 6. Circulation et direction du vent (Mois de Janvier).....	51
Figure 2. 7. Circulation et direction du vent (Mois de Juillet).....	52
Figure 2. 8. Distribution de la pression moyenne (Saisons Froids).....	52
Figure 2. 9. Distribution de la pression moyenne (Saisons Chauds).....	53
Figure 2. 10. Fréquence de distribution de vent (Mois de Janvier).....	53
Figure 2. 11. Fréquence de distribution de vent (Mois d'Avril).....	54

Figure 2. 12. Fréquence de distribution de vent (Mois de Juillet).....	54
Figure 2. 13. Fréquence de distribution de vent (Mois d'Octobre).....	55
Figure 2. 14 « a, b ». Densité de probabilité Oran.....	56
Figure 2. 15 « a, b ». Densité de probabilité Alger.....	57
Figure 2. 16 « a, b ». Densité de probabilité Bejaia.....	58
Figure 2. 17 « a, b ». Densité de probabilité Annaba.....	59
Figure 2. 18. La densité spectrale de puissance en trois dimensions d'Ernst-Cathor. ($z = 50 \text{ m}$, $z_0 = 0,02 \text{ m}$).....	61
Figure 2. 19. Quelques causes de la non-homogénéité du vent incident sur la turbine.....	63

Chapitre III. Etablissement du gisement éolien de l'Est Algérien

Figure 3. 1. Densité de probabilité de la région d'Annaba.....	70	
Figure 3. 2. Densité de probabilité de la région d'Alger.....	71	
Figure 3. 3. Densité de probabilité de la région de Skikda.....	71	
Figure 3. 4. Densité de probabilité de la région de Chlef.....	72	
Figure 3. 5. Densité de probabilité de la région de Jijel.....	72	
Figure 3. 6. Densité de probabilité de la région d'Oran.....	73	
Figure 3. 7. Rose du vent « Annaba »	Figure 3. 8. Classe de distribution des F « Annaba ».....	74
Figure 3. 9. Rose du vent « Skikda »	Figure 3. 10. Classe de distribution.....	74
Figure 3. 11. Rose du vent « Jijel »	Figure 3. 12. Classe de distribution.....	75
Figure 3. 13. Rose du vent « Alger »	Figure 3. 14. Classe de distribution.....	76
Figure 3. 15. Rose du vent « Chlef »	Figure 3. 16. Classe de distribution	
des fréquences « Chlef ».....		76
Figure 3. 17. Rose du vent « Oran »	Figure 3. 18. Classe de distribution des fréquences « Oran.....	77

Chapitre IV. Adéquation des lois d'extrapolation pour trois sites météorologiques différents

Figure 4. 1. Site de Bejaia.....	84
Figure 4. 2. Les données réelles de site pour $z_0 = 0,4 \text{ m}$	84
Figure 4. 3. Les données réelles de site pour $z_0 = 0,2 \text{ m}$	85
Figure 4. 4. Les données réelles de site pour $z_0 = 0,024 \text{ m}$	85
Figure 4. 5. Distribution de probabilité pour toutes les altitudes de site $z_0 = 0,4 \text{ m}$	86
Figure 4. 6. Les données réelles et extrapolées de $z_1 = 17 \text{ m}$ à $z_2 = 30 \text{ m}$	87
Figure 4. 7. Les données réelles et extrapolées de $z_1 = 17 \text{ m}$ à $z_2 = 40 \text{ m}$	87
Figure 4. 8. La densité de probabilité réelle et extrapolée pour $z=30 \text{ m}$	88
Figure 4. 9. la densité de probabilité réelle et extrapolée pour $z=40 \text{ m}$	88
Figure 4. 10. Distribution de probabilité pour toutes les altitudes avec $z_0 = 0,2 \text{ m}$	91
Figure 4. 11. Les données mensuelles réelles et extrapolées de $z_1 = 3 \text{ m}$ à $z_2 = 20 \text{ m}$	92
Figure 4. 12. Les données mensuelles réelles et extrapolées de $z_1 = 3 \text{ m}$ à $z_3 = 40 \text{ m}$	92
Figure 4. 13. La densité de probabilité réelle et extrapolée pour $z=20 \text{ m}$	93
Figure 4. 14. La densité de probabilité réelle et extrapolée pour $z=40 \text{ m}$	93
Figure 4. 15. Distribution de probabilité pour toutes les altitudes.....	96
Figure 4. 16. Les données mensuelles réelles et extrapolées de $z_1 = 30 \text{ m}$ à $z_2 = 40 \text{ m}$	97

Figure 4. 17. Les données mensuelles réelles et extrapolées de $z_1 = 30$ m à $z_3 = 50$ m..... 97
Figure 4. 18. La densité de probabilité réelle et extrapolée pour $z=40$ m 97
Figure 4. 19. La densité de probabilité réelle et extrapolée pour $z=50$ m 98

Chapitre V

Figure 5. 1.Représentation du tube de courant du vent au passage sur une éolienne.....106
Figure 5. 2.Courbe de puissance énergétique d'une éolienne en fonction des vitesses du vent [87].....107

Liste des tableaux

Chapitre I. Etat de l'art et avancement technologique

Tableau 1. 1. Classification des turbines éoliennes	29
Tableau 1. 2: Principaux types de machines électriques utilisées dans la construction des éoliennes	40
Tableau 1. 3: Comparaison du volume et du poids du système éolien pour différents types de générateurs.....	42
Tableau 1. 4: Comparaison du volume et du poids du système éolien pour différents types de générateurs.....	42

Chapitre II. Etablissement d'un gisement éolien des zones côtières Algériennes

Tableau 2. 1.Vitesse moyenne de la région d'Oran.....	57
Tableau 2. 2. Vitesse moyenne de la région d'Alger	58
Tableau 2. 3 .Vitesse moyenne de la région de Bejaia	59
Tableau 2. 4. Vitesse moyenne de la région d'Annaba.....	60
Tableau 2. 5. Longueur de rugosité z_0 pour différents types de sites.....	62

Chapitre III. Etablissement du gisement éolien de l'Est Algérien

Tableau 3.1 . Les paramètres de Weibull annuelles de toutes les régions étudiées	70
--	----

Chapitre IV. Adéquation des lois d'extrapolation pour trois sites météorologiques différents

Tableau 4.1 . Classe et Longueur de rugosité «Association danoise des fabricants d'éoliennes.....	79
Tableau 4. 2 .Les paramètres statistiques de site pour $z_0 = 0.4$ m.....	86
Tableau 4. 3. Résultats et comparaison entre les données réelles et extrapolées de $z_1 = 17$ m à $z_2 = 30$ m.....	89
Tableau 4. 4. Résultats et comparaison entre les données réelles et extrapolées de $z_1 = 17$ m à $z_3 = 40$ m.....	90
Tableau 4. 5 .Les paramètres statistiques de site pour $z_0 = 0.2$ m.....	91
Tableau 4. 6.Résultats et comparaison entre les données réelles et extrapolées de $z_1 = 3$ m à $z_3 = 20$ m.....	94
Tableau 4. 7.Résultats et comparaison entre les données réelles et extrapolées de $z_1 = 3$ m à $z_3 = 40$ m	94
Tableau 4. 8. Les paramètres statistiques de site pour $z_0 = 0.024$ m.....	96
Tableau 4. 9. Résultats et comparaison entre les données réelles et extrapolées de $z_1 = 30$ m à $z_2 = 40$ m.....	99
Tableau 4. 10. Résultats et comparaison entre les données réelles et extrapolées de $z_1 = 30$ m à $z_3 = 50$ m.....	100

Chapitre V

Tableau 5. 1. Puissance théorique moyenne selon les différentes distributions.	105
Tableau 5. 2 .Estimation des paramètres énergétiques pour les différents sites étudiés.....	111

Résumé

Les exigences des consommateurs d'énergie électrique tant en quantité « puissance demandée de plus en croissance » qu'en qualité « continuité de service et sécurité » ont conduit à des besoins planétaires considérables en énergie électrique.

Face à cette demande, toujours croissante de nos jours, les pays industrialisés ont massivement fait appel aux centrales nucléaires. Cette source d'énergie présente l'avantage indéniable de ne pas engendrer de pollution atmosphérique contrairement aux centrales thermiques ; mais le risque d'accident nucléaire ; le traitement et l'enfouissement des déchets sont des problèmes bien réels qui rendent cette énergie peu attractive pour les générations futures. Pour faire face à ces différents problèmes, les pays se tournent de plus en plus vers l'utilisation de sources d'énergie propres et renouvelables. En effet, ces pays se sont engagés à moyen terme, à augmenter dans leur production d'énergie électrique la part d'énergie d'origine renouvelable.

Cette énergie est l'objet de notre étude ; en termes de définitions, de développement théorique, et de modélisation.

Dans les travaux de thèse, nous avons montré d'une part qu'il faut faire une étude météorologique et percevoir les zones fortement ventées à des altitudes bien déterminées avant l'implantation des éoliennes en raison de produire le maximum d'énergie électrique.

D'autre part, le choix d'une éolienne pour un site donné est une opération très importante. Il est conseillé de faire une étude approfondie sur les caractéristiques de l'aérogénérateur et du site d'implantation avant toute installation d'un parc éolien pour bien choisir le système le mieux adapté aux besoins énergétiques. Nos efforts se sont principalement dirigés vers la compréhension des caractéristiques du régime du vent et la détermination des éléments de base nécessaires pour le dimensionnement des systèmes éoliens les plus adaptés aux sites météorologiques répartis sur l'ensemble du territoire algérien.

Ce travail de recherche consiste à l'étude d'une phase au préalable, permettant d'apporter une aide efficace, à tous ceux qui ont à prendre des décisions concernant la planification et la réalisation de projets à énergie éolienne.

Mots clés : *optimisation, gisement éolien, profil de vent variable, extrapolation, loi de Weibull.*

Abstract

The requirements of electricity power, in quantity "asked more and growing Power " and in quality "Continuity in service and security» has led to global needs considerable power.

Meet this demand, growing today; industrialized countries have overwhelmingly called for nuclear power plants. This energy source has the undeniable advantage not because air pollution unlike thermal power plants, but the risk of nuclear accident; treatment and burial waste are real problems that make this energy unattractive for future generations. To address these problems; countries are turning increasingly to the use sources of clean and renewable energy.

Indeed, these countries are committed to medium term, to increase their power generation; the share of energy from renewable sources.

In the thesis work, we showed in the first place to do study weather areas and collect strong sales at altitudes well-defined before implantation because of the wind turbines to produce as much electricity.

This energy is the subject of our study, in terms of definition, theoretical development, and modeling.

In the thesis work, we have shown that, on the one hand, a meteorological study must be carried out and the highly windy zones must be perceived at well-defined altitudes before the wind turbines are installed because they produce the maximum amount of electrical energy.

On the other hand, the choice of a wind turbine for a given site is a very important operation. It is advisable to do a thorough study of the characteristics of the wind turbine and the site of installation before any installation of a wind farm in order to choose the system best adapted to the energy needs. Our efforts were mainly directed towards the understanding of the characteristics of the wind regime and the determination of the basic elements necessary for the sizing of the wind systems most adapted to meteorological sites distributed throughout the Algerian territory.

This research work consists of the study of a phase in advance, to provide effective assistance, to all those who have to make decisions concerning the planning and implementation of Wind Energy projects.

Keywords: optimization, wind power, wind profile variable, extrapolation, Weibull Law.

ملخص

متطلبات المستهلكين من الكهرباء سواء من حيث الكمية "طلب متزايد و مستمر " أو من حيث نوعية "الاستمرارية في الخدمة أدت إلى الاحتياجات العالمية الكبيرة للطاقة.

تلبية لهذا الطلب، المتنامي في يومنا هذا استخدمت البلدان الصناعية بشدة محطات الطاقة النووية. مصدر هذه الطاقة لديه ميزة لا يمكن إنكارها لا تسبب تلوث الهواء خلافا لمحطات توليد الطاقة الحرارية؛ لكن مخاطر وقوع حادث نووي؛ علاج والدفن النفايات هي المشاكل الحقيقية التي تجعل من هذه الطاقة غير نافعة للأجيال المقبلة. لمعالجة هذه المشاكل ؛ لهذا لجأت البلدان بشكل متزايد إلى استخدام مصادر الطاقة النظيفة والمتجددة.

في الواقع، عمدت هذه البلدان على المدى المتوسطة، لزيادة إنتاجها من الطاقة ذات المصادر المتجددة. في هذه الأطروحة، أظهرنا في المقام الأول ضرورة للقيام بدراسة الطقس و تعيين المناطق القوية الرياح على ارتفاعات محددة قبل وضع تربيينات الرياح بغرض إنتاج الكهرباء بكمية كبيرة هذه الطاقة هي موضوع دراستنا ؛ من حيث التعريف، وتطوير النظرية، والنمذجة.

وقد أظهرنا في دراسة الأطروحة من جهة أنه يجب إجراء دراسة للأرصاء الجوية، ويجب النظر إلى مناطق الرياح العالية على ارتفاعات محددة جيدا قبل وضع توربينات الرياح لإنتاج الحد الأقصى من الطاقة الكهربائية.

و من ناحية أخرى، اختيار توربينات الرياح لموقع معين هو عملية هامة جدا. ومن المستحسن القيام بدراسة شاملة عن خصائص توربينات الرياح وموقع التثبيت قبل تركيب حقل انتاج الطاقة الكهربائية عن طريق الرياح و لاختيار متطلبات الطاقة نظام أكثر ملائمة.

وقد وجهت جهودنا أساسا نحو فهم خصائص نظام الرياح وتحديد العناصر الأساسية اللازمة لتحجيم أنظمة الرياح الأكثر تكيفا مع مواقع الأرصاد الجوية الموزعة في جميع أنحاء الأراضي الجزائرية.

هذا العمل البحثي يتكون من دراسة مرحلة في وقت مبكر، لتقديم مساعدة فعالة، لجميع أولئك الذين لديهم لاتخاذ القرارات المتعلقة بتخطيط وتنفيذ مشاريع طاقة الرياح.

الكلمات الرئيسية: طاقة الرياح, طاقة الرياح, طاقة الرياح متغيرة, قانون Weibull

Introduction générale

La consommation d'énergie, dans le courant du siècle dernier, a considérablement augmenté à cause de l'industrialisation massive. Les prévisions des besoins en énergie pour les années à venir ne font que confirmer, voire amplifier, cette tendance, notamment compte tenu de l'évolution démographique et du développement de certaines zones géographiques, en Afrique en particulier.

D'une part, les gisements des ressources énergétiques traditionnelles, d'origines principalement fossiles, ne peuvent être exploités que pour quelques décennies, ce qui laisse présager d'une situation de pénurie énergétique au niveau mondial de façon imminente.

D'autre part, les déchets des centrales nucléaires posent d'autres problèmes en termes de pollution des déchets radioactifs, du démantèlement prochain des vieilles centrales et du risque industriel.

Pour subvenir aux besoins en énergie de la société actuelle, il est nécessaire de trouver des solutions adaptées et de les diversifier. Actuellement, il y a principalement deux façons possibles d'agir. La première est de diminuer la consommation des récepteurs d'énergie et d'augmenter la productivité des centrales énergétiques en améliorant respectivement leur efficacité.

Une deuxième méthode consiste à trouver et développer de nouvelles sources d'énergie. Des recherches sont en cours dans le domaine de la fusion des noyaux atomiques qui, éventuellement, pourraient être une solution énergétique du futur, mais l'avenir de cette filière et encore moins son avènement ne sont pas assurés.

Dans l'immédiat, nous disposons de ressources en énergie renouvelable inépuisables, que nous sommes en mesure d'exploiter de plus en plus facilement et proprement.

Néanmoins, longtemps négligées, les techniques d'extraction de la puissance de ces ressources demandent des recherches & développements plus approfondis visant à fiabiliser, baisser les coûts « de fabrication, d'usage et de recyclage » et à augmenter l'efficacité énergétique.

Dans ce contexte général, notre étude s'intéresse à la filière éolienne qui semble une des plus prometteuses avec un taux de croissance mondial très élevé, même si l'Algérie reste « à la traîne » dans ce secteur par rapport à d'autres pays.

Au niveau de notre pays, l'Algérie occupe une superficie de 2 381 741 km². Cela donne à l'Algérie l'avantage de posséder les diverses sources d'énergie renouvelables comme l'énergie solaire et l'énergie éolienne, cette dernière ; elle a commencé à voir la lumière, et l'état algérien a

lancé un programme ambitieux, où l'achèvement de plusieurs projets liés à l'énergie éolienne « à la wilaya d'Adrar ; une grande station d'une ferme éolienne a été mis en place suite à une étude du site d'Adrar ».

C'est dans ce contexte que nous voulons explorer d'autres sites qui ont un potentiel important de l'énergie éolienne en Algérie pour créer et installer d'autres stations.

- Un état de l'art des énergies renouvelables est présenté en premier lieu de ce document « chapitre 1 ». Quelques informations montrent l'importance et l'évolution dans le temps de la production renouvelable mondiale. Dans ce cadre, la technologie éolienne est alors abordée et développée. Les méthodes de description du gisement éolien sont données, ce qui est un des facteurs du choix de la configuration de la chaîne éolienne. Quelques exemples, habituellement utilisés à l'échelle industrielle.
- on s'intéresse dans le deuxième chapitre au gisement énergétique de la vitesse du vent qui présente l'élément primordial dans la chaîne de production éolienne ; en se basant sur des données statistiques de la vitesse du vent des zones côtières algériennes offertes par « Admiralty Sailing Direction » ; en raison d'obtenir un gisement météorologique pour ces zones côtières ; et aussi évaluer la vitesse du vent moyenne pour diverse altitude on vue de prévoir le lieu et la hauteur la plus adéquate pour l'implantation des aérogénérateurs, aussi étudier l'influence du profil de vent, établis de façon Statistique, sur la performance de la chaîne éolienne ; et obtenir un modèle basé sur des informations statistiques pour la représentation temporelle de la vitesse du vent.
- Le troisième chapitre est consacré au calcul des paramètres de distribution de Weibull des zones côtières de l'Est algérien ; la méthodologie que nous mettons en œuvre pour le calcul des paramètres de l'énergie éolienne a été basée sur l'étude de la météorologie sur une période de 11 ans avec un taux de prélèvement journalier. En premier lieu, les informations du Météo sont données par le département de direction et force du vent " Aéroport Alger «, ces données ont une bonne couverture des observations sur le territoire, les régions concernées dans cette étude sont : Annaba, Skikda, Jijel, Chlef et Oran. Afin de trouver un endroit approprié, il est nécessaire de connaître la distribution spatiale du vent. Pour cette raison et pour les données d'allocation améliorées, les fréquences de la direction du vent sont présentées dans ce travail par une rose du vent.

- Les lois d'extrapolation ont été trouvées pour fournir la meilleure représentation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur, en évitant l'installation des tours élevées, ou même des appareils plus coûteux tels que le : LIDAR et SODAR. Les modèles proposés sont basés sur des relations implicites des théories qui déterminent le profil vertical du vent. Dans le quatrième chapitre, on a essayé de répondre à la question de recherche abordée dans des études précédentes, où certains modèles d'extrapolation ont été testés et comparés par extrapolation des ressources énergétiques à des hauteurs différentes, d'où on a choisi d'étudier trois sites différents et hors la gamme de rugosité habituelle [0.03 ÷ 0.1].
- En réalité, la réalisation d'une centrale éolienne doit tenir compte de la ressource du vent. Donc, l'étude du gisement est une composante fondamentale d'un projet éolien : c'est elle qui détermine le productible annuel et qui permet au porteur de projet d'établir son business plan. Une erreur de quelques pourcentages dans l'évaluation du potentiel éolien peut avoir des conséquences désastreuses sur la rentabilité future du projet. L'objectif du cinquième chapitre est consacré à l'étude de la viabilité des gisements et au choix des paramètres des systèmes éoliens les plus adaptés aux sites météorologiques avec différentes rugosités.
- Enfin, une conclusion générale faisant un bref résumé des principaux résultats du travail et ouvrant quelques perspectives termine cette étude.

Chapitre I. État de l'art et avancement technologique

❖ Élément de physique atmosphérique

I.1. Définition de l'atmosphère

L'atmosphère est la couche d'air qui entoure la Terre. C'est une enveloppe de gaz et de poussières microscopiques. L'atmosphère terrestre est constituée de plusieurs couches de gaz et de particules en suspension, d'environ 500 km d'épaisseur que la Terre retient à sa surface. Sa densité et sa température diminuent avec l'altitude. Seule la couche la plus basse de l'atmosphère (15 km) renferme des êtres vivants et se trouve brassée par les courants atmosphériques à l'origine des phénomènes climatiques. Du point de vue physique, l'atmosphère obéit aux mêmes lois que l'eau puisqu'il s'agit d'un fluide. Cependant, la densité de l'atmosphère est plus faible que celle de l'eau ; de même, la capacité calorifique de l'air est bien inférieure à celle de l'eau.

I.2. Structure verticale de l'atmosphère

L'atmosphère est divisée en plusieurs couches d'importance variable : leurs limites ont été fixées selon les discontinuités dans les variations de la température en fonction de l'altitude de bas en haut :

- **la troposphère** : la température décroît avec l'altitude (de la surface du globe à 8-15 km d'altitude) ; l'épaisseur de cette couche varie entre 13 et 16 km à l'équateur, mais entre 7 et 8 km aux pôles. Elle contient 80 à 90 % de la masse totale de l'air et la quasi-totalité de la vapeur d'eau. C'est la couche où se produisent les phénomènes météorologiques (nuages, pluies, etc.) et les mouvements atmosphériques horizontaux et verticaux (convection thermique, vents).
- **la stratosphère** : la température croît avec l'altitude jusqu'à 0 °C (de 8-15 km d'altitude à 50 km d'altitude) ; elle abrite une bonne partie de la couche d'ozone ;
- **la mésosphère** : la température décroît avec l'altitude (de 50 km d'altitude à 80 km d'altitude) jusqu'à -80 °C.
- **la thermosphère** : la température croît avec l'altitude (de 80 km d'altitude à 350-800 km d'altitude).
- l'exosphère : de 350-800 km d'altitude à 50 000 km d'altitude.

La figure 1.1 décrit en détail la structure verticale de l'atmosphère.

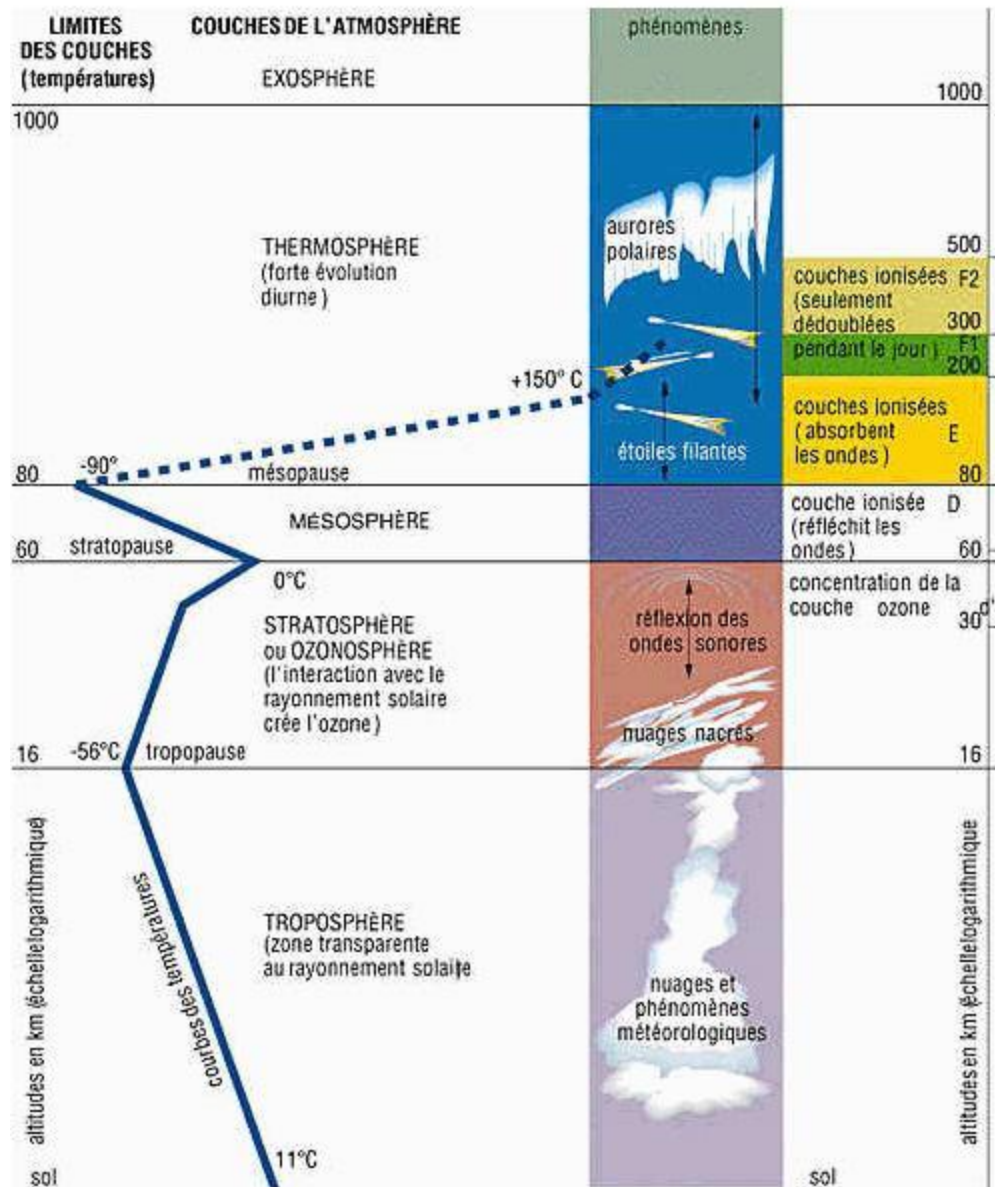


Figure 1. 1. Structure verticale de l'atmosphère

L'air qui constitue l'atmosphère terrestre est un mélange de gaz et de particules solides ou liquides, concentrés dans la troposphère. Dans cette région, le déplacement de l'air, par rapport à la surface terrestre, appelé vent, résulte de l'équilibre entre les forces en présence.

Pour un observateur à l'arrêt par rapport au sol.

1.3. Couche limite atmosphérique

La couche limite atmosphérique [1], dont l'épaisseur est d'environ 1000m, est la couche qui contient 10% du recouvrement de la masse d'air totale et où le déplacement d'air est régi par le gradient de pression. Elle est contrôlée et modifiée partiellement par le frottement aérodynamique de la surface et l'importance de la stratification de la densité d'air qui résulte des différences de températures entre la surface du sol et l'air ambiant.

Cette couche est fonction de plusieurs paramètres tels que :

- la vitesse du vent.
- la rugosité des sols.
- l'ensoleillement variable suivant les lieux et l'heure de la journée.

Près de la surface terrestre, la présence du sol perturbe l'écoulement de l'air et crée une forte turbulence (vent) alors que dans l'atmosphère libre, l'air sous l'action des forces de pression et de Coriolis est uniforme, horizontal et sa vitesse est constante (vent géostrophique). La couche limite atmosphérique (CLA), peut être divisée en deux sous couches (figure 1.2) à savoir la couche limite de surface (CLS) et la couche limite d'Eckermann.

La couche limite de surface, dont l'épaisseur varie entre 50 et 100 m, est la partie basse de la CLA.

Elle est en contact direct avec la surface terrestre. Dans cette région, les effets de la force de Coriolis sont négligeables devant les effets dynamiques engendrés par les frottements au sol ainsi que par la stratification thermique de l'air.

Elle peut être départagée en deux sous-couches :

- Une sous-couche inférieure située au-dessus du sol où les forces de frottement sont prédominantes, par rapport à la stratification thermique de l'air. Dans ce cas, le mouvement de l'air est turbulent et est directement lié à la rugosité du sol.
- La seconde sous-couche se situe juste au dessus de la première. Les effets de frottement y sont négligeables devant la stratification thermique de l'air.

La couche d'Eckermann est la partie supérieure de la CLA. Dans cette zone, la structure du champ de vent est influencée par les frottements sur la surface, la stratification thermique et la force de Coriolis. Si l'altitude augmente, les forces de frottements deviennent négligeables devant

la force de Coriolis. La direction du vent subit donc une rotation « vers l'est dans l'hémisphère Nord » et s'aligne à son sommet avec le vent géostrophique.

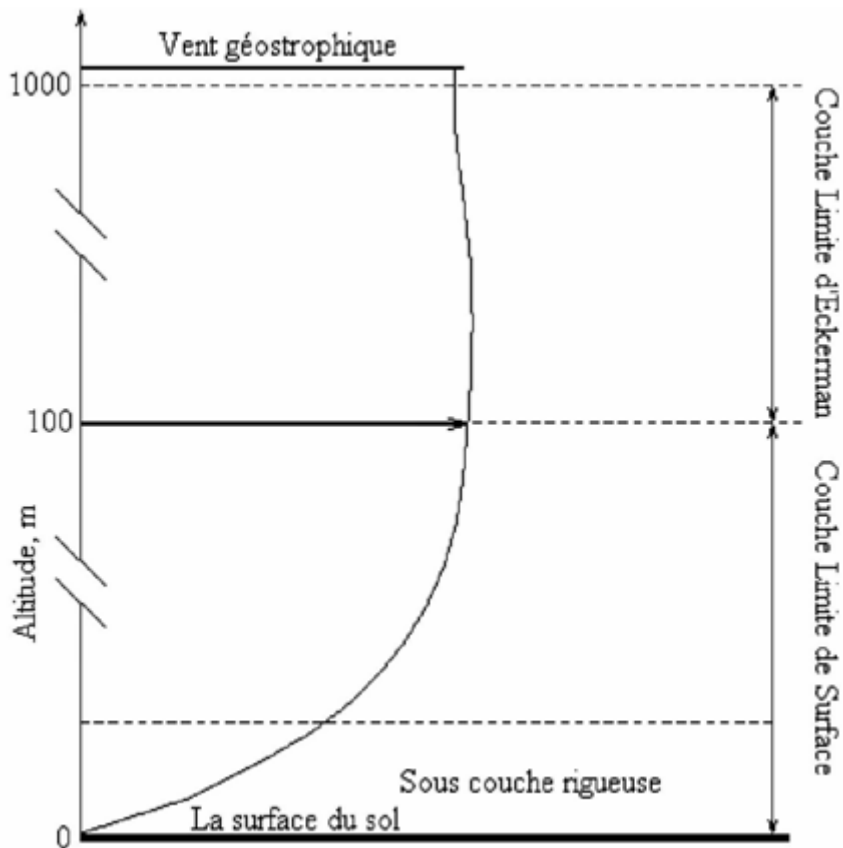


Figure 1. 2. Vue schématique de la couche limite atmosphérique

1.4. Stabilité atmosphérique

Dans la couche limite de surface, la force de Coriolis est négligeable et l'écoulement de l'air est régi par des turbulences d'origine, [2] :

- Mécanique : les turbulences sont générées par la proximité du sol qui modifie le profil de la vitesse du vent par la présence d'obstacle ou de discontinuité au sol.
- Thermique : les turbulences sont générées par la distribution de la température, due essentiellement aux différences de température résultant du réchauffement et du refroidissement échange radiatif quotidien de la terre ainsi que de l'écoulement de l'air entre les régions chaudes et froides.

On distingue ainsi trois cas :

- **Conditions atmosphériques instables** [3] Elles interviennent lorsque la température de l'air décroît plus vite que le gradient adiabatique des masses d'air. En s'élevant, ces masses se refroidissent moins vite que l'air environnant. Elles continuent alors à s'élever et sont remplacées par d'autres masses d'air provenant de la couche supérieure. Le mouvement de l'air est fortement turbulent. Elles se manifestent durant la journée et spécialement pendant le lever du soleil.

- **Les conditions neutres** [4] Elles interviennent lorsque le gradient de température et le gradient adiabatique sont du même ordre. Ceci implique qu'il n'y a aucune turbulence d'origine thermique. C'est le cas lorsque le temps est nuageux ou par vent fort. Dans ce cas, la turbulence mécanique domine la turbulence d'origine thermique.

- **Les conditions stables** [5] Elles interviennent lorsque la température de l'air décroît moins vite que le gradient adiabatique des masses d'air. Dans ce cas, elles ont tendance à redescendre vers le sol du fait de leur refroidissement rapide, ce qui entraîne la diminution de la turbulence. La chaleur est rayonnée loin dans l'espace hors atmosphère et la terre est alors plus froide que l'air de recouvrement. Ces conditions se manifestent particulièrement pendant la nuit quand il y a peu de nuages ou quand les vents sont plutôt faibles.

1.5. Le climat

Le climat correspond à la distribution statistique des conditions atmosphériques dans une région donnée pendant une période de temps donnée. Il se distingue de la météo qui désigne le temps dans un futur à court terme et dans des zones déterminées.

La détermination du climat est effectuée à l'aide de moyennes établies à partir de mesures statistiques annuelles et mensuelles sur des données atmosphériques locales: température, précipitations, ensoleillement, humidité, vitesse et direction du vent [6].

Sont également pris en compte leur récurrence ainsi que les phénomènes exceptionnels. Ceci s'appuie sur des relevés météorologiques historiques, comme sur des mesures relevées par satellite, mais aussi l'épaisseur du manteau neigeux, le recul des glaciers, l'analyse chimique de l'air emprisonné dans la glace, etc.

1.6. La météorologie

est l'étude des phénomènes atmosphériques tels que les nuages, les dépressions et les précipitations [7].

C'est une discipline qui traite principalement de la mécanique des fluides appliquée à l'air, mais qui fait usage de différentes autres branches de la physique et de la chimie. Elle permet donc d'établir des prévisions météorologiques en s'appuyant sur des modèles mathématiques à court comme à long terme. Elle est également appliquée pour la prévision de la qualité de l'air, pour les changements climatiques et pour l'étude dans plusieurs domaines de l'activité humaine (construction, trafic aérien, etc.).

1.7. Le vent

L'air dont se compose l'atmosphère est un mélange de gaz et de particules solides ou liquides, concentrés dans la troposphère, exerce sur la terre une pression, appelée pression atmosphérique. Sur la surface de la terre, la pression atmosphérique n'est pas la même partout.

Il existe des secteurs où règnent une basse pression et des secteurs où règne une haute pression. L'air froid, plus lourd, descend, créant une zone de haute pression (HP). Inversement, l'air chaud, plus léger, monte naturellement dans les couches hautes de l'atmosphère avec pour conséquence la création d'une zone de basse pression (BP). La différence de pression entre ces deux masses d'air est à l'origine du vent. L'air contenu dans la haute pression a tendance à s'engouffrer dans la basse pression qui l'avoisine.

Le vent provient du déplacement d'une masse d'air de la haute vers la basse pression. Plus la haute pression est proche de la basse pression, plus le vent est fort [8].

Dans cette région [9], le déplacement de l'air par rapport à la surface terrestre, appelé vent, résulte de l'équilibre entre les forces en présence. Pour un observateur à l'arrêt par rapport au sol, il existe quatre forces majeures qui agissent sur une partie élémentaire d'air :

- **La force gravitationnelle** : Conséquence de l'attraction mutuelle des corps, cette force intervient à cause de la grande masse de la terre. Elle est dirigée vers le centre de la terre.

- **la force due au gradient de pression** : Dirigées des hautes pressions vers les basses pressions, ces forces sont dues au gradient de pression résultant de l'échauffement inégal de l'air suivant les latitudes, la nature des sols et la répartition des océans et des continents. Les forces de pression sont à l'origine du déplacement des masses d'air.
- **la force de Coriolis** : Cette force est le résultat de la rotation de la terre autour de son axe et est perpendiculaire à la vitesse du vent. Elle intervient dans les déplacements atmosphériques en raison de la faiblesse des forces contribuant à mettre l'air en mouvement.
- les forces de frottement : Ces forces traduisent la friction turbulente de l'air avec le sol. Elles interviennent dans la couche limite atmosphérique. La force gravitationnelle et la force du gradient de pression sont les deux forces qui peuvent initier un mouvement de l'air. Leurs actions se font ressentir près du sol dans une zone appelée couche limite atmosphérique.

1.8. Les vents géostrophiques

On les appelle aussi les vents globaux, sont le produit d'écart de température et de variations de pression. Car Le soleil réchauffe les régions situées autour de l'équateur, à latitude 0, bien plus qu'il ne réchauffe les autres parties du globe. Ayant une densité plus faible que l'air froid, l'air chaud s'élève jusqu'à une altitude d'environ 10 km. Ensuite, il s'étend vers le Nord et le Sud. Si la terre ne tournait pas, les courants d'air iraient jusqu'aux pôles Nord et Sud avant de redescendre (suite au refroidissement) et de retourner à l'équateur mais l'air s'élève à l'équateur, s'étendant vers le nord et le sud dans la haute atmosphère. Dans les deux hémisphères, à approximativement 30 degrés de latitude, la force de Coriolis empêche les courants d'air d'aller beaucoup plus loin. L'air commençant de redescendre à cette latitude, il se crée une zone de haute pression (appelée aussi un anticyclone).

Lorsque l'air s'élève à l'équateur, il se crée au niveau du sol une zone de basse pression attirant des masses d'air du Nord et du Sud. Aux deux pôles, des anticyclones se produisent suite au refroidissement de l'air retenant la force de Coriolis.

La surface du sol n'influe que peu sur la direction et la vitesse de ces vents. On les trouve à des hauteurs supérieures à 1.000 m au-dessus du niveau du sol. Leurs vitesses peuvent être mesurées en utilisant des ballons-sondes.

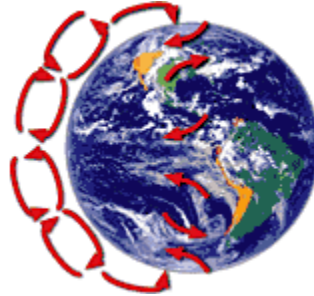


Figure 1. 3. Les vents géostrophiques

1.9. Les vents de surface

Jusqu'à environ 100 m de hauteur, l'influence de la surface du sol sur les vents est importante. Ainsi, comme nous allons voir par la suite, la rugosité du terrain ainsi que les obstacles naturels ou artificiels peuvent freiner les vents. À cause de la rotation de la terre, les directions des vents près de la surface diffèrent également un peu de celles des vents géostrophiques (cf. la force de Coriolis).

En matière d'énergie éolienne, ce sont les vents de surface et leur capacité énergétique qui présentent le plus grand intérêt.

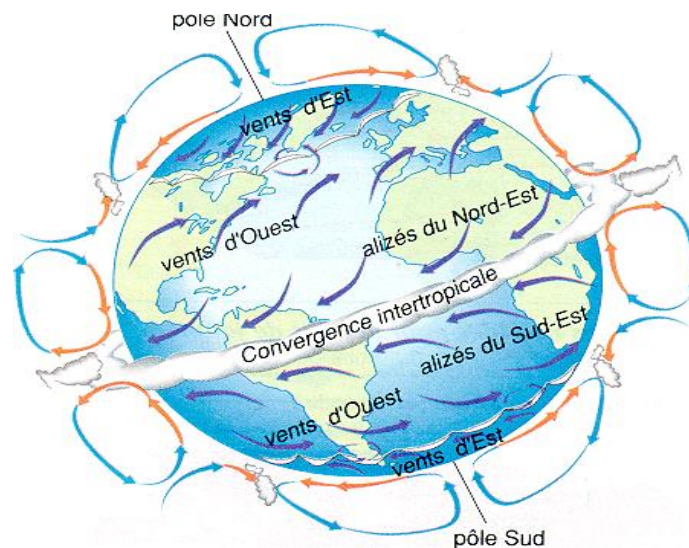


Figure 1. 4. Les vents de surface

1.9. Les brises

Il existe deux types de brises : les brises de littoral et les brises de montagne. Elles sont toutes les deux dues à l'apparition d'un gradient de température sur une courte distance résultant d'un réchauffement inégal de la surface. Dans la journée, la terre se réchauffe plus rapidement que la mer, et le fond des vallées plus rapidement que les cimes. La nuit, la mer se refroidit moins vite que la terre et les vallées moins vite que les cimes.

A) Les brises de mer

En cours de journée, la terre se réchauffe plus rapidement que la mer, ce qui provoque un soulèvement de l'air chaud qui s'étend ensuite vers la mer. Ainsi, une dépression se crée près de la surface de la terre, attirant l'air froid provenant de la mer. On parle alors d'une brise de mer. Au crépuscule, il se produit souvent une période calme, les températures sur terre et sur mer étant plus au moins égales.

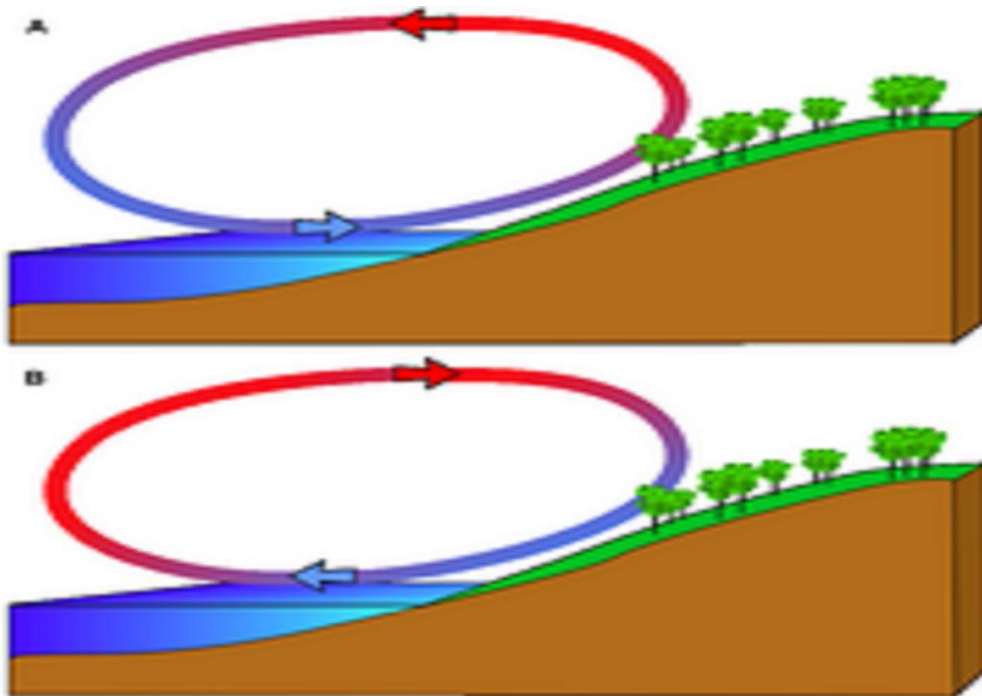


Figure 1. 5. A : Brise de mer durant la journée; B : Brise de terre durant la nuit [7].

La nuit venue, le vent commence à souffler dans le sens inverse. En général, la vitesse de cette brise de terre est moins forte que celle de la brise de mer étant donné que la différence de température entre la terre et la mer est moins importante la nuit.

B) Brises des vents de montagne

Les régions montagneuses donnent naissance à beaucoup de phénomènes climatologiques intéressants. La brise de vallée en est un exemple. Elle se produit sur les versants exposés au Sud dans l'hémisphère Nord (au Nord dans l'hémisphère Sud). Le réchauffement des versants et de l'air avoisinant fait tomber la densité de l'air. En conséquence, l'air commence à s'élever vers le sommet de la montagne, produisant ce que l'on appelle une brise montante. La nuit, le phénomène s'inverse et une brise descendante se produit.

Si le creux d'une vallée est en pente, on peut observer l'effet dit de canyon, les vents montant et descendant le long des versants qui entourent la vallée.

Les vents s'écoulant le long des versants des montagnes peuvent être très violents. Comme exemple, on peut citer le sirocco soufflant du Sud du Sahara vers la Méditerranée ainsi que le phénomène de Foehn que l'on trouve dans les Alpes.

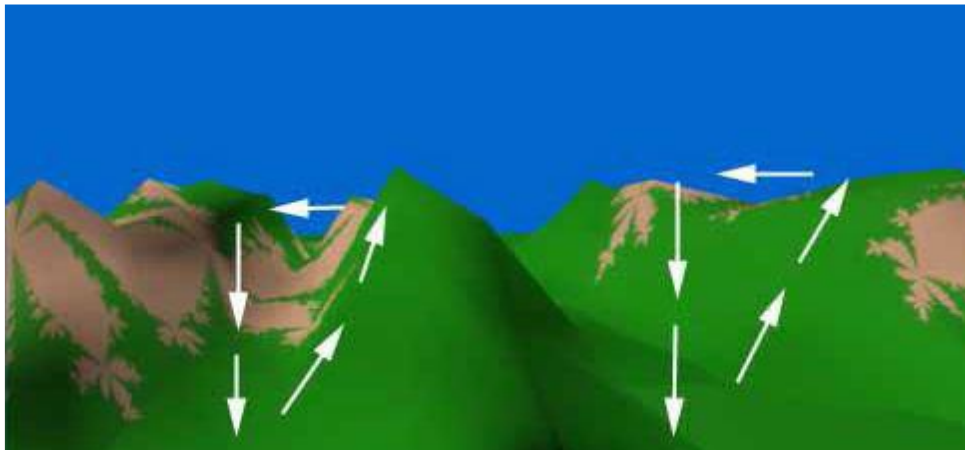


Figure 1. 6. Les brises vents de montagne [6]

1.10. La mesure du vent

La vitesse du vent est mesurée par un instrument appelé anémomètre. Celui-ci est composé de petites spatules fixées autour d'un axe vertical [10]. Il doit à la fois être assez sensible pour détecter la plus légère des brises, et assez résistant pour ne pas se détériorer sous la contrainte des

éléments. Il est conçu de manière à ce que la rotation des coupelles soit proportionnelle à la vitesse du vent.

La direction du vent est quant à elle donnée par une girouette qui s'oriente dans le sens du vent. Lorsque l'on indique la direction d'un vent, c'est celle d'où il provient. Ainsi, un vent d'Est ira d'Est en Ouest. L'anémomètre et la girouette sont utilisés sur les mâts de mesure et sur les bouées.



Figure 1. 7. Anémomètre



Figure 1. 8. Girouette

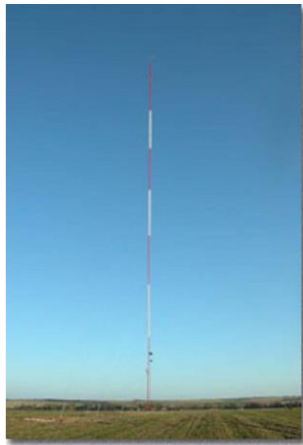


Figure 1. 9. les mats de mesure et ballons sondes

Pour mesurer les vents d'altitude, en vitesse comme en direction, on utilise des ballons sondes. On suit la localisation de ces ballons à l'aide de radars ou du système GPS, puis on déduit de l'évolution de leur trajectoire la vitesse et la direction du vent dans la zone où ils se trouvent.

Les mâts de mesure ont l'avantage de fournir une information réelle sur le vent en un point donné, mais ils présentent de nombreux inconvénients pour établir des cartes éoliennes.

Tout d'abord, d'un point de vue économique, ils sont d'une part chers « entre 15 000 euros sur terre et 750 000 euros en mer », d'autant plus qu'il doit y en avoir un en chaque point qui nous intéresse. D'autre part-ils nécessitent d'attendre au minimum un an, voire plus, pour obtenir des données complètes, ce qui augmente considérablement le prix de l'étude. D'un point de vue physique, les mesures fournies par un mât ne sont représentatives que d'une faible zone autour de celui-ci. La taille de cette zone représentée diminue très rapidement dès que l'on s'éloigne d'un terrain plat et lisse.

1.11. La rose des vents

Les mesures de vents peuvent être présentées à l'aide d'une rose des vents. Une rose des vents est un peu comme un compas de navigation qui divise l'horizon en secteurs angulaires. Pour chaque secteur, sont présentés :

- La fréquence du vent, c'est à dire le pourcentage du temps durant lequel le vent souffle dans ce secteur.
- La vitesse moyenne du vent multiplié par sa fréquence.
- La puissance disponible dans le vent.

Plus la valeur est importante, plus le secteur est représenté par un grand rayon depuis le centre de la rose.

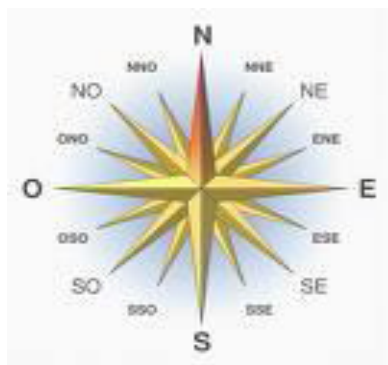


Figure 1. 10. La rose des vents

Les roses des vents diffèrent d'une région à une autre. Elles constituent en fait une sorte d'empreinte climatologique. Cependant, les roses des vents pour ces deux régions avoisinantes sont souvent très similaires. Pour cette raison, ce sera souvent suffisamment sûr de déterminer les

directions du vent en interpolant les roses établies pour les villes voisines ; c.-à-d. en prenant la moyenne des résultats enregistrés. Cependant, de telles estimations s'avéreront souvent insuffisantes s'il s'agit de terrains complexes « régions montagneuses et côtières, entre autres ». Dans tous les cas, la rose des vents indique la distribution relative des directions du vent et non pas la vitesse réelle du vent. Afin de mesurer celle-ci il faut se servir d'un anémomètre.

Le vent est un mouvement de l'atmosphère. Ces mouvements de masses d'air sont provoqués par deux phénomènes se produisant simultanément : un réchauffement inégalement réparti de la surface de la planète par l'énergie solaire et la rotation de la planète. Les vents sont une source d'énergie renouvelable provenant du déplacement d'une masse d'air de la haute vers la basse pression. Plus la haute pression est proche de la basse pression, plus le vent est fort.

Deux données sont intéressantes dans la connaissance du vent : sa vitesse et sa direction. Pour les connaître en un endroit donné, on peut soit effectuer des mesures physiquement, soit les estimer en les calculant numériquement grâce à des modèles mathématiques.

1.12. Avancement technologique

A. Introduction

Il n'y a pas que le monde industrialisé qui utilise l'énergie éolienne. Des pays en développement, comme la Chine et l'Inde, ont tous les leviers industriels nécessaires pour construire leurs propres éoliens.

D'autres pays en développement, qui voient leurs besoins énergétiques augmenter, sont également en position de tirer profit de cette source d'énergie renouvelable.

Le développement fulgurant de l'énergie éolienne tient au fait qu'elle est devenue rentable, et qu'il existe chez certaines nations une réelle volonté de favoriser le développement de l'énergie renouvelable. Plus fiable, productive et économique, la technologie éolienne est arrivée à maturité.

La Chine, par exemple, construit quelques 10 000 petites éoliennes chaque année.

Même si ces turbines produisent peu d'énergie, elles rendent d'importants services.

Un kilowattheure d'électricité produit en Inde rend dix fois plus de services qu'un même kW produit en Indiana, aux États-Unis.

Deux génératrices éoliennes de 10 kilowatts peuvent fournir de l'eau potable à 4000 personnes au Maroc, alors qu'en Amérique du Nord, elles ne pourraient fournir l'électricité et le

chauffage qu'à deux maisons. Grâce à ces deux mêmes génératrices, les habitants d'Ain Tolba n'ont plus à parcourir plusieurs kilomètres pour puiser leur eau.

Les pays en développement se tournent de plus en plus vers l'énergie éolienne et solaire pour combler à moindre coût les besoins énergétiques des régions rurales. Les 12 petites éoliennes des îles de la Désirade au large de la Guadeloupe -première centrale éolienne des Caraïbes- fournissent maintenant 70 % de l'électricité des îles, autrefois alimentées aux combustibles fossiles.

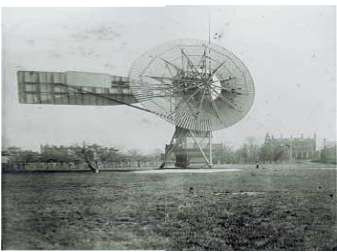
B. Présentation générale




B.1. Historique

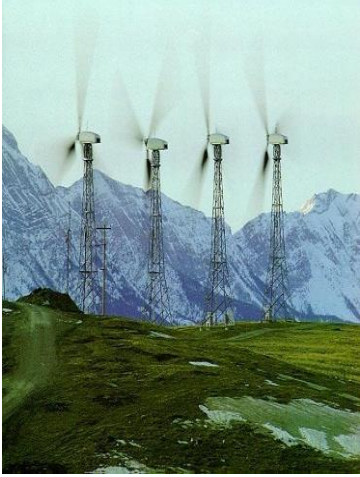

Le mot « éolienne » vient du grec « Éole », le dieu des vents. Le terme signifie également « rapide », « vif » ou « inconstant ».


Depuis l'Antiquité, les moulins à vent convertissent l'énergie éolienne en énergie mécanique. De nos jours, on trouve encore des éoliennes couplées à des pompes à eau, soit pour irriguer des zones sèches, soit pour assécher des zones humides.

L'industrie de l'énergie éolienne est en constante évolution, en témoignent les événements qui jalonnent son histoire. Nous présentons ici un bref historique :

Date	Image	Description
1888		<p>Durant l'hiver de 1887-88, Brush construisit ce qui est aujourd'hui considérée comme la première éolienne à fonctionnement automatique destinée à la production d'électricité.</p> <p>Cette éolienne était une géante - la plus grande au monde - avec un diamètre de rotor de 17 m et 144 pales fabriquées en bois de cèdre.</p> <p>Malgré la taille géante de l'éolienne, la puissance de sa génératrice était seulement de 12 kW. Cela est dû au fait que l'efficacité des éoliennes à rotation lente n'est pas particulièrement grande.</p>
1897		<p>Paul La Cour (1846-1908), l'inventeur danois Paul La Cour découvre que des turbines à rotation rapide composées d'un nombre moins grand de pales génèrent davantage d'électricité que des turbines plus lentes composées de nombreuses pales. Cette découverte lui</p>

		permet de mettre au point les premières éoliennes conçues à partir des principes modernes d'aérodynamique. Elles produisent 25 kilowatts grâce à des rotors à quatre pales et affichent une plus grande efficacité.
1942		<p>Cette éolienne F.L. Smidth, située à l'île de Bogoe et construite en 1942, ressemble à une machine danoise typique. Elle faisait partie d'un système éolien-diesel qui couvrait la totalité des besoins en électricité de l'île.</p> <p>Aujourd'hui, l'aspect de sa tour en béton serait sans doute sujet de discussion, mais cette éolienne jouait effectivement un rôle important dans le programme de recherche sur l'énergie éolienne, initié dans les années 1950 au Danemark.</p>
1956		<p>Construite en 1956-57 par Johannes Juul pour la compagnie d'électricité SEAS et installée sur la côte de Gedser dans le sud du Danemark, l'éolienne de Gedser d'une puissance de 200 kW fut une vraie innovation.</p> <p>C'était une éolienne tripale face au vent, dotée d'un système d'orientation électromécanique et d'une génératrice asynchrone. Elle introduisit une toute nouvelle conception des éoliennes modernes, bien que son rotor haubané semble un peu démodé aujourd'hui.</p> <p>Cette éolienne était contrôlée par décrochage aérodynamique, et Johannes Juul inventa des freins aérodynamiques d'urgence situés à l'extrémité des pales et actionnés par la force centrifuge en cas de survitesse. C'est plus au moins le même système que l'on utilise aujourd'hui sur les éoliennes modernes à pas fixe.</p>
1960		Des inventeurs comme Ulrich Hutter en Allemagne mettent au point des plans élaborés de turbines à axe horizontal. Ces turbines sont dotées de pales en fibre de verre et possèdent un angle d'attaque ajustable afin d'en augmenter l'efficacité.
1971		Le premier parc d'éoliennes en mer débute ses activités au large du Danemark. Ce parc a une capacité de cinq mégawatts.

<p>1980</p>		<p>L'éolienne de Tvind de 2 MW .Une grande exception de la règle générale de petites éoliennes fut l'éolienne de Tvind de 2 MW, une machine assez novatrice -. La machine est une éolienne sous le vent munie d'un rotor de 54 m et fonctionnant à vitesse variable avec une génératrice synchrone et raccordement indirect au réseau par de l'électronique de puissance. L'éolienne est toujours en service.</p> <p>Le marché des éoliennes commerciales se transforme. Les petites machines de un à 25 kilowatts utilisées principalement pour l'agriculture font place à des parcs d'éoliennes capables de produire plus de 50 kilowatts et sont reliés au réseau électrique.</p>
<p>2001</p>		<p>le développement de la méthode d'évaluation des ressources éoliennes employée dans l'Atlas éolien européen fut un facteur extrêmement important pour la baisse du coût du kWh.</p> <p>Sur la photo, vous voyez des éoliennes Nordtank de 55 kW (43K, JPEG) situées d'une façon créative sur une jetée de la ville danoise d'Ebeltoft. La rayure en rouge des extrémités des pales ne se fait plus depuis qu'on a découvert que les oiseaux n'entrent pas non plus dans les rotors non rayés.</p> <p>La capacité de production d'énergie éolienne augmente de 37 pour cent pour passer à environ 24 800 mégawatts.</p>
<p>2003</p>		<p>Vue de l'extérieur, cette éolienne ressemble tant à la machine NEG Micon 1500 qu'il faudra la voir lorsqu'elle est complètement arrêtée (avec les pales tournées en dehors du vent) pour remarquer la différence : étant une éolienne à pas variable, l'angle des pales du rotor peut être varié, alors que son cousin, le modèle de 1.500 kW, est une éolienne à pas fixe.</p> <p>À la fin de 2003, les États-Unis (avec plus de 6 300 mégawatts) et l'Europe sont aux premiers rangs en ce qui concerne le développement et l'exploitation de l'énergie éolienne. Avec plus de 28 000 mégawatts, l'Europe détient</p>

		<p>maintenant 70 pour cent de la capacité éolienne mondiale. Cette performance est due en partie à des lois visant à encourager sa croissance en Allemagne, au Danemark et en Espagne.</p> <p>L'Allemagne occupe le premier rang au chapitre de l'énergie éolienne avec une capacité de plus de 14 000 mégawatts. L'industrie éolienne de ce pays emploie 35 000 personnes et fournit 3,5 pour cent de l'électricité.</p> <p>C'est au Danemark que l'on retrouve la plus grande proportion d'électricité générée par le vent (plus de 20 pour cent). Les manufacturiers danois détiennent près de 40 pour cent du marché mondial des éoliennes.</p>
<p>2004</p>		<p>La capacité mondiale d'énergie éolienne dépasse les 39 000 mégawatts.</p>
<p>2016</p>		<p>En 2016, la puissance totale installée en énergie éolienne augmenté 54,6 GW (contre plus de 60 GW en 2015) pour atteindre un total de 486,8 GW fin 2016. La production électrique éolienne en 2016 était évaluée pour 2015, selon les sources, de 3 % de la production électrique mondiale soit 841 TWh, à 4 % production électrique mondiale soit 950 TWh.</p>

B.2. Situation actuelle

Les nouvelles exigences sur le développement durable conduisent les Etats à remettre en cause des méthodes de production d'énergie et à augmenter la part des énergies renouvelables dans la production. Le protocole de Kyoto engage les pays signataires à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre.

Cet accord a participé à l'émergence de politiques nationales de développement de l'éolien et d'autres énergies également car les éoliennes n'émettent pas de dioxyde de carbone.

Trois facteurs ont contribué à rendre la solution éolienne plus compétitive :

- ✓ Les nouvelles connaissances et le développement de l'électronique de puissance.
- ✓ L'amélioration des performances en aérodynamique pour la conception des turbines éoliennes.
- ✓ Le financement des Etats pour l'implantation de nouvelles éoliennes.

Aujourd'hui la part des énergies renouvelables est faible dans la production d'électricité mondiale. On peut en conclure que le potentiel des filières énergétiques renouvelables est sous-exploité. Cependant, les améliorations technologiques ont favorisé l'installation de l'énergie éolienne qui n'a pas cessé d'augmenter ces dernières années suivant une évolution exponentielle avec un taux de croissance de 25 % en 2003.

C. Description de l'éolienne

C.1. Définition

Une éolienne transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Soit cette énergie est utilisée directement comme dans les éoliennes de pompage ou les anciens moulins à vent. Soit elle est transformée en électricité via une génératrice. Dans ce cas, on parle d'aérogénérateurs.

Deux utilisations différentes sont possibles

La principale est le couplage de l'aérogénérateur sur le réseau. C'est la filière où, jusqu'à présent, le plus de recherches et d'expériences ont été réalisées car c'est la plus performante.

La seconde est l'utilisation de l'installation en tant que groupe électrogène éolien. Dans ce cas, on vise surtout les régions isolées.

C.2. Composition d'une éolienne

Une éolienne comprend six composants principaux « voir figure 1.11 »:

- ✓ Un rotor servant à convertir de façon aérodynamique l'énergie éolienne en énergie mécanique sur un arbre tournant lentement.
- ✓ Une boîte de vitesses servant à accroître la vitesse de l'arbre du rotor pour le générateur.
- ✓ Un générateur produisant de l'électricité. Dans certains cas, des générateurs de conception spéciale pouvant fonctionner à la vitesse de l'arbre du rotor sans aucune boîte de vitesses.
- ✓ Une boîte de vitesses servant à accroître la vitesse de l'arbre du rotor pour le générateur.
- ✓ Un générateur produisant de l'électricité. Dans certains cas, des générateurs de conception spéciale pouvant fonctionner à la vitesse de l'arbre du rotor sans aucune boîte de vitesses.

- ✓ Un système de commande et de protection servant à optimiser le rendement et à conserver la machine en état de fonctionnement dans des limites sécuritaires.
- ✓ Une tour qui permet de placer le rotor à une hauteur élevée au-dessus du sol, où la vitesse du vent est supérieure et les effets des obstacles locaux sont moindres.
- ✓ Une base qui soutient l'éolienne, quelquefois à l'aide de haubans Un système de commande et de protection servant à optimiser le rendement et à conserver la machine en état de fonctionnement dans des limites sécuritaires.
- ✓ Une tour qui permet de placer le rotor à une hauteur élevée au-dessus du sol, où la vitesse du vent est supérieure et les effets des obstacles locaux sont moindres.
- ✓ Une base qui soutient l'éolienne, quelquefois à l'aide de haubans

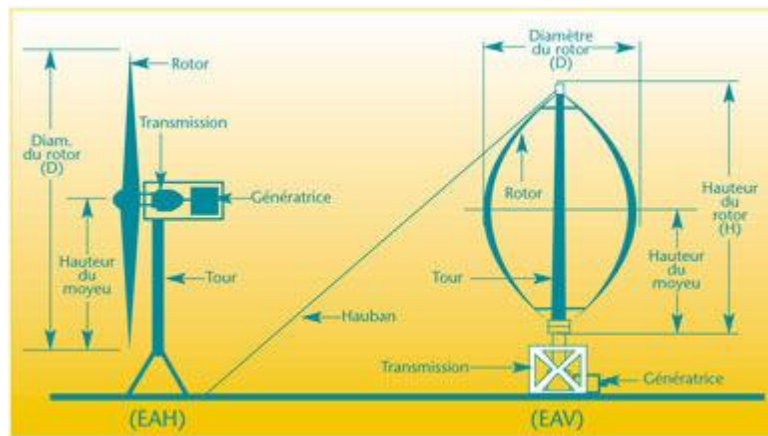


Figure 1. 11. Schéma d'une éolienne de type aérogénérateur [11]

C.3.Fonctionnement

Une éolienne permet de récupérer l'énergie cinétique du vent, pour produire le plus souvent de l'électricité.

D. Critères de choix de l'implantation d'une éolienne

D.1. La vitesse du vent

L'efficacité d'une éolienne dépend de son emplacement. En effet, la puissance fournie augmente avec le cube de la vitesse du vent et les sites sont choisis en fonction de la permanence de vents de force suffisante. Un site avec des vents d'environ 30 km/h de moyenne sera environ 8 fois plus productif qu'un autre site avec des vents de 15 km/h de moyenne.

Un autre critère important pour le choix du site est la constance de la vitesse et de la direction du vent, autrement dit la turbulence du vent. En effet, en règle générale, les éoliennes sont

utilisables quand la vitesse du vent est supérieure à une valeur comprise entre 10 et 20 km/h, sans toutefois atteindre des valeurs excessives qui conduiront soit à la destruction de l'éolienne, soit à des coûts de construction et de maintenance prohibitifs. La vitesse du vent doit donc être comprise le plus souvent possible entre ces deux valeurs pour un fonctionnement optimal de l'éolienne. De même, l'axe de rotation de l'éolienne doit rester la majeure partie du temps parallèle à la direction du vent. Même avec un système d'orientation de la nacelle performant, il est donc préférable d'avoir une direction de vent la plus stable possible pour obtenir un rendement optimal.

Certains sites à proximité d'obstacles sont ainsi à proscrire car le vent y est trop turbulent « arbres, bâtiments, escarpements... ».

De manière empirique, on trouve les sites propices à l'installation d'éoliennes en observant les arbres et la végétation. Le site est intéressant s'ils sont constamment courbés par les vents.

Les implantations industrielles utilisent une carte de la vitesse des vents, ou des données accumulées par une station météorologique proche.

Certains sites bien spécifiques sont particulièrement propices à un bon rendement :

- ✓ L'effet tunnel ou effet Venturi: au niveau des cols, entre deux montagnes comme entre deux grands bâtiments, le vent est souvent plus fort. L'air est comprimé entre les montagnes ou les bâtiments.

Pour garder un débit d'air constant, la vitesse augmente donc considérablement. De plus, le vent garde généralement une direction constante. Ces lieux sont donc très appropriés pour les éoliennes. Ils sont cependant le plus souvent des surfaces restreintes et il est difficile d'y placer une grande quantité d'éoliennes.

- ✓ Suivant le même principe, l'air est comprimé au sommet des collines et le vent y est donc accéléré. Il est tout de même important que les flancs de la colline soient en pente douce et sans escarpements susceptibles de provoquer des turbulences néfastes au fonctionnement de l'éolienne.

- ✓ La mer et les lacs sont aussi des emplacements de choix : il n'y a aucun obstacle au vent, et donc, même à basse altitude, les vents ont une vitesse importante. La proximité d'une côte escarpée, en revanche, créera également des turbulences à éviter

D.1. Altitude

L'altitude est un critère indéniable pour l'implantation des éoliennes. Ainsi, celles qui sont installées sur les côtes ou en bordure de mer bénéficient de vents puissants et réguliers, car la surface de l'eau ne constitue pas un obstacle « faible rugosité », et parce que la différence de température mer/terre favorise des vents thermiques.

D.2. Autres critères

D'autres critères sont pris en compte pour le choix du site.

- ✓ La nature du sol : il doit être suffisamment résistant pour supporter les fondations de l'éolienne.
- ✓ L'accessibilité du site pendant le montage de l'éolienne (passage de poids lourds) doit également être assurée à des coûts raisonnables.
- ✓ La connexion au réseau électrique doit être peu coûteuse. Pour cela, les petites fermes d'éoliennes sont le plus souvent situées à proximité d'une ligne électrique afin de diminuer le coût de raccordement qui est directement fonction de la distance. Pour les grosses fermes éoliennes, le réseau doit être en mesure de supporter l'énergie produite, et son renforcement est parfois nécessaire. Le raccordement est encore plus coûteux pour les éoliennes offshore, c'est pourquoi les éoliennes sont placées à proximité des côtes.
- ✓ Les éoliennes peuvent avoir un impact sur les oiseaux « collision, dégradation de l'habitat... ». Même si les éoliennes de dernière génération sont relativement silencieuses, une étude de l'impact sonore sur les habitations est effectuée avant l'implantation des parcs éoliens. En fonction du résultat, cette implantation peut être modifiée afin de respecter la réglementation « émergence maximale de 5 dB le jour et 3 dB la nuit ». La distance entre les éoliennes et les habitations est généralement de 300 m. À environ 500 m, elles sont inaudibles ou par le bruit du vent.

E. Implantation

E.1. Sur la terre ferme :

Dans une installation éolienne, il est préférable de placer la génératrice sur un mât à une hauteur de plus de 10 m jusqu'à environ 100 m, de façon à capter des vents plus forts. Dans les zones où le relief est très complexe, il est possible de doubler la quantité d'énergie produite en

déplaçant l'installation de seulement quelques dizaines de mètres. C'est pour cela que l'on étudie et on modélise bien souvent les vents avant l'installation d'éoliennes [11].

L'énergie éolienne est aisément exploitable dans les grandes plaines Nord-Américaines, dans les plaines centrales eurasiennes, ainsi que sur la cime de certaines chaînes de montagnes. Les sites soumis aux tempêtes sont également propices aux éoliennes. Mais le plus important potentiel d'énergie éolienne se situe dans les océans, et particulièrement au 40e parallèle sud.

E.2. Pleines mers



Figure 1. 12.éoliennes en pleines mers [12]

À condition qu'elles soient implantées assez loin de la côte, les éoliennes en pleine mer (offshore) entraînent moins d'impact sur le paysage. L'installation d'éoliennes en mer est beaucoup plus coûteuse qu'à terre : les mâts doivent être étudiés pour résister à la force des vagues et du courant, la protection contre la corrosion (particulièrement importante du fait des embruns) doit être renforcée, l'implantation en mer nécessite des engins spécialisés, le raccordement électrique implique des câbles sous-marins coûteux et fragiles, et la moindre opération de maintenance peut nécessiter de gros moyens. En revanche, une éolienne offshore peut fournir jusqu'à 5 Mégawatt « à comparer aux éoliennes terrestres limitées à 3 MW dans des sites bien ventés ». Dans les zones où la mer est peu profonde « par exemple au Danemark », il est assez simple de les installer, et elles ont un bon rendement. L'ensemble des éoliennes « en pleine mer ou terrestres » du Danemark produit, début 2006, 23 % de l'électricité nécessaire au pays.

Ce pays est un leader et précurseur dans la construction et l'utilisation de l'énergie éolienne, avec un projet lancé dans les années 1970 pour produire la moitié de l'énergie du pays de cette

manière. Alors que les États-Unis ont perdu tout intérêt dans les éoliennes lors de la chute des cours du baril après la crise des années 1970, le Danemark a poursuivi ses efforts, et est finalement devenu le premier exportateur mondial de grandes turbines, qui produisent entre 0,66 et 3 MW chacune.

Le parc éolien de Vindeby, le premier parc éolien en mer au monde, a été construit en 1991 par le fabricant danois Bonus (devenu Siemens Wind power). Le parc de Nysted, un des projets les plus récents, est aujourd'hui le plus puissant parc éolien offshore avec 72 éoliennes et une puissance maximale de 165,6 MW.

E.3. Villes

En environnement urbain, où il est difficile d'obtenir de puissants flux d'air, de plus petits équipements peuvent être utilisés pour faire tourner des systèmes à bas voltage. Des éoliennes sur un toit fonctionnant dans un système d'énergie distribuée permettent d'alléger les problèmes d'acheminement, de l'énergie et de pallier les pannes de courant. De petites installations telles que des routeurs **Wi-Fi** peuvent être alimentées par une éolienne qui recharge une petite batterie.

F. Étude technique

F.1. Types des éoliennes

F.1.1. Selon l'axe

Il existe différents profils d'éoliennes. On distingue deux grands types :

Les éoliennes à axe vertical et les éoliennes à axe horizontal.

Que l'éolienne soit du premier ou du deuxième type, il s'agit de générer un couple moteur pour entraîner la génératrice.

❖ Éolienne à axe vertical

Les pylônes des éoliennes à axe vertical sont courts, entre 0,1 et 0,5 fois la hauteur du rotor. Cela permet de placer tout le dispositif de conversion de l'énergie « génératrice, multiplicateur, ...etc. » au pied de l'éolienne, facilitant ainsi les opérations de maintenance. De plus, il n'est pas nécessaire d'utiliser un dispositif d'orientation du rotor comme pour les éoliennes à axe horizontal. Cependant, les vents sont faibles à proximité du sol, ce qui induit un moins bon rendement car l'éolienne subit les turbulences du vent. De plus, ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage et le mât subit de fortes contraintes mécaniques. Pour ces raisons, de nos jours, les constructeurs d'éoliennes privilégient les éoliennes à axe horizontal.

Les deux types de structures d'éoliennes à axe vertical les plus répandues reposent sur les principes de traînée différentielle ou de la variation cyclique d'incidence :

- ✓ Le rotor de Savonius dont le fonctionnement est basé sur le principe de La traînée différentielle. Les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes. Il en résulte un couple entraînant la rotation de l'ensemble

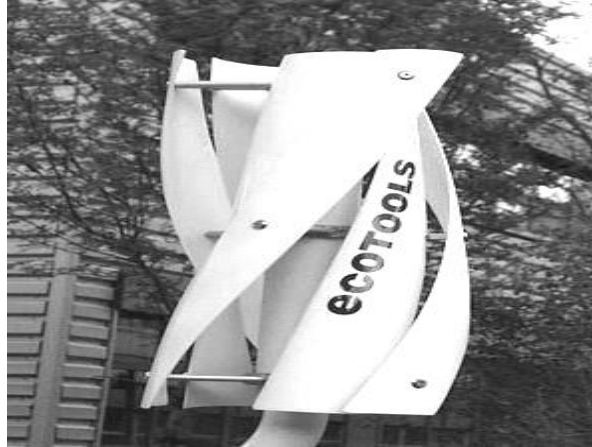


Figure 1. 13. éolienne Savanius [12]

Le rotor de Darrius est basé sur le principe de la variation cyclique d'incidence. Un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles, est soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif.

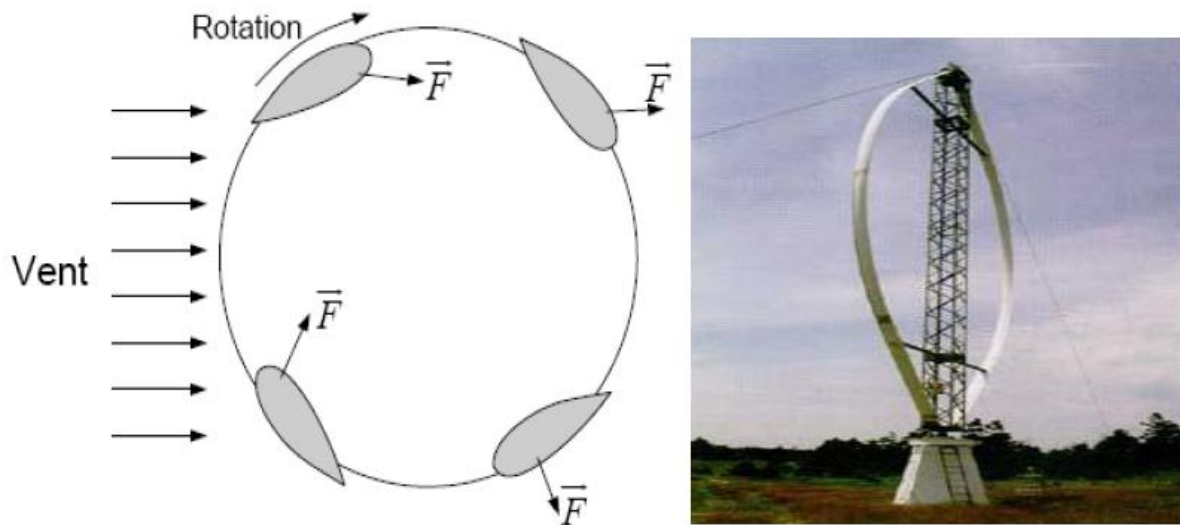


Figure 1. 14. Éolienne de Darrius

❖ *Éolienne à axe horizontal*

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur le principe des moulins à vent. Elles sont constituées d'une à trois pales profilées aérodynamiquement.

Le plus souvent le rotor de ces éoliennes est tripale, car trois pâles constituent un bon compromis entre le coefficient de puissance, le coût et le schéma du rotor de Savonius vitesse de rotation du capteur éolien ainsi que l'aspect esthétique par rapport aux bipales.

Les éoliennes à axe horizontal sont les plus employées car leur rendement aérodynamique est supérieur à celui des éoliennes à axe vertical, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et ont un coût moins important.



Figure 1. 15. Photographie d'une éolienne à axe horizontal et d'un moulin à vent

Il existe deux catégories d'éoliennes à axe horizontal

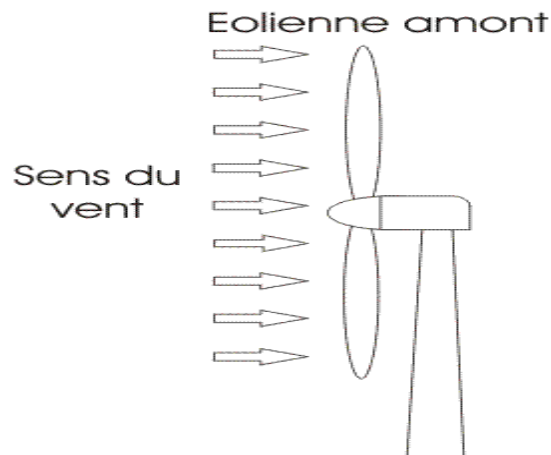


Figure 1. 16. Schéma d'une éolienne à axe horizontal amont

- ✓ Amont : le vent souffle sur le devant des pâles en direction de la nacelle. Les pâles sont rigides, et le rotor est orienté selon la direction du vent par un dispositif.

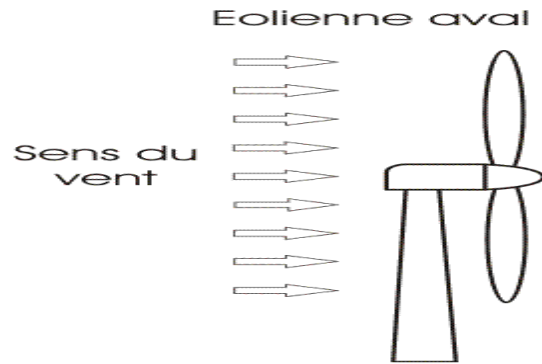


Figure 1. 17. Schéma d'une éolienne à axe horizontal aval

✓ Aval : le vent souffle sur l'arrière des pales en partant de la nacelle. Le rotor est flexible, auto orientable.

Le tableau 1 propose une classification de ces turbines selon la puissance qu'elles délivrent et le diamètre de leur hélice.

Tableau 1. 1. Classification des turbines éoliennes

Échelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40 kW
Moyenne	12 à 45 m	40 kW à 1 MW
Grande	46 m et plus	Plus de 1 MW

F.2. Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne

F.2.1. Système à décrochage aérodynamique "Stall"

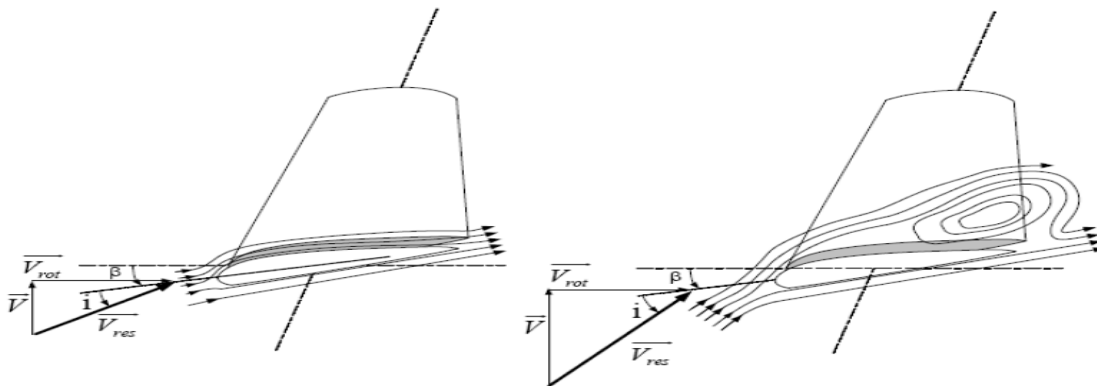


Figure 1. 18. Flux d'air sur une des pales profilées (Stall)

La plupart des éoliennes connectées au réseau électrique nécessitent une vitesse de rotation fixe pour des raisons de cohérence de fréquence avec le réseau. Le système de limitation de vitesse le plus simple et le moins coûteux est un système de limitation naturelle (intrinsèque à la

forme de la pale) dit "Stall". Il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Lorsque l'angle d'incidence i devient important, c'est à dire lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale V_n , l'aspiration créée par le profil de la pale n'est plus optimale ce qui entraîne des turbulences à la surface de la pale « Figure 1.18 » et par conséquent une baisse du coefficient de puissance. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation. Ce système est simple et relativement fiable, mais il manque de précision, car il dépend de la masse volumique de l'air et de la rugosité des pales, donc de leur état de propreté. Il peut, dans certains cas, être amélioré en autorisant une légère rotation de la pale sur elle-même (système "Stall actif") permettant ainsi de maximiser l'énergie captée pour les faibles vitesses de vent. Pour les fortes vitesses de vent, la pale est inclinée de façon à diminuer l'angle de calage β et renforcer ainsi l'effet "Stall" de la pale. La répercussion des variations de la vitesse des vents sur le couple mécanique fourni par l'éolienne est ainsi moins importante [13].

F.2.1. Système d'orientation des pales "pitch"

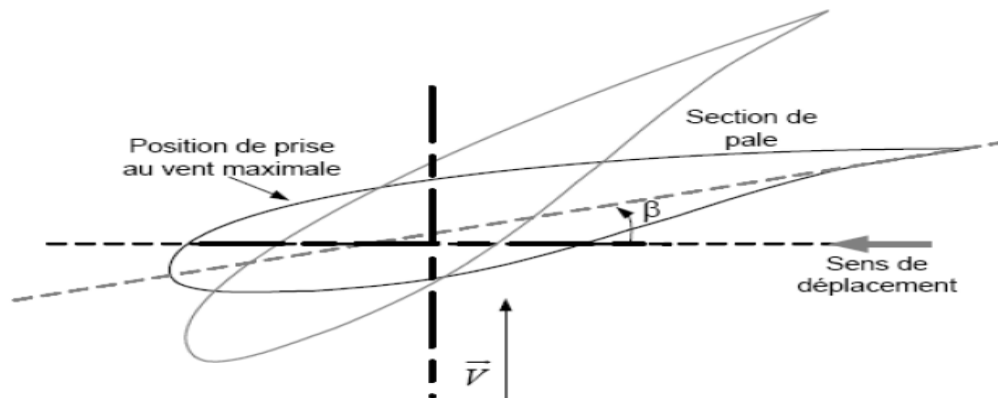


Figure 1. 19. Variation de l'angle de calage d'une pale

Il utilise la variation de l'angle de calage des pales « figure 1.19 ». En variant l'angle d'incidence de la pale, on modifie le rapport entre les composantes de portance et de traînage.

L'angle d'incidence optimal conduit à la puissance maximale disponible.

La caractéristique $C_p(\lambda, \beta)$ est directement liée à l'aérodynamisme des pales. La figure I.12 montre l'évolution de la caractéristique d'une éolienne en fonction de β . Plus l'angle de calage sera important, moins la turbine captera l'énergie cinétique du vent. Les pales sont face au vent pour des vents faibles afin d'en extraire le maximum de puissance jusqu'à la vitesse nominale du vent. Elles s'inclinent pour atteindre la position « drapeau » à la vitesse du vent maximale.

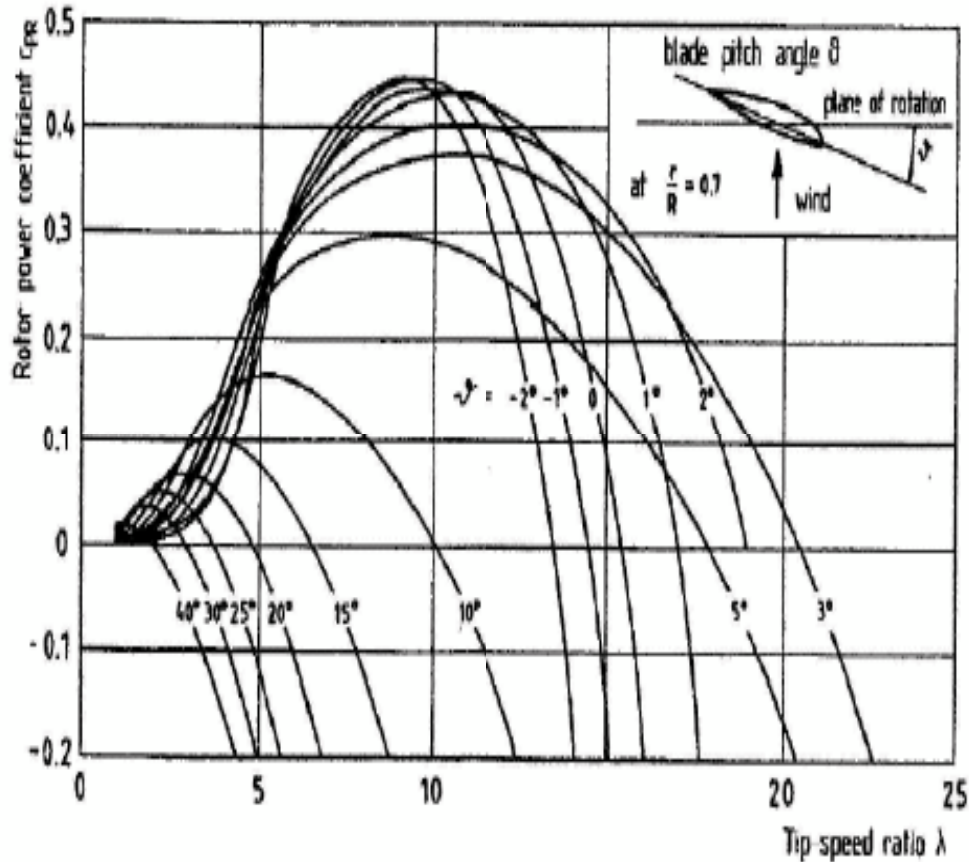


Figure 1. 20. Influence de l'angle de calage sur le coefficient de puissance

Si le vent est trop faible, la turbine n'est pas entraînée. Les pales sont immobiles. Un anémomètre mesure la vitesse du vent et dès qu'elle est assez élevée, l'angle des pales va se fixer sur une valeur qui permet de démarrer la turbine et rester constant tant que la puissance nominale de la génératrice n'est pas atteinte. Puis, si le vent est trop élevé, on fait varier l'angle des pales pour ralentir la machine et limiter la puissance pour ne pas dépasser la valeur nominale.

F.3. Différentes phases de fonctionnement de l'éolienne à vitesse variable :

Il y a trois zones de fonctionnement d'une éolienne intégrant une machine ou une génératrice asynchrone à vitesse variable MADA pour un fonctionnement à charge partielle ou à pleine charge. Ces zones sont représentées sur la figure 1.21.

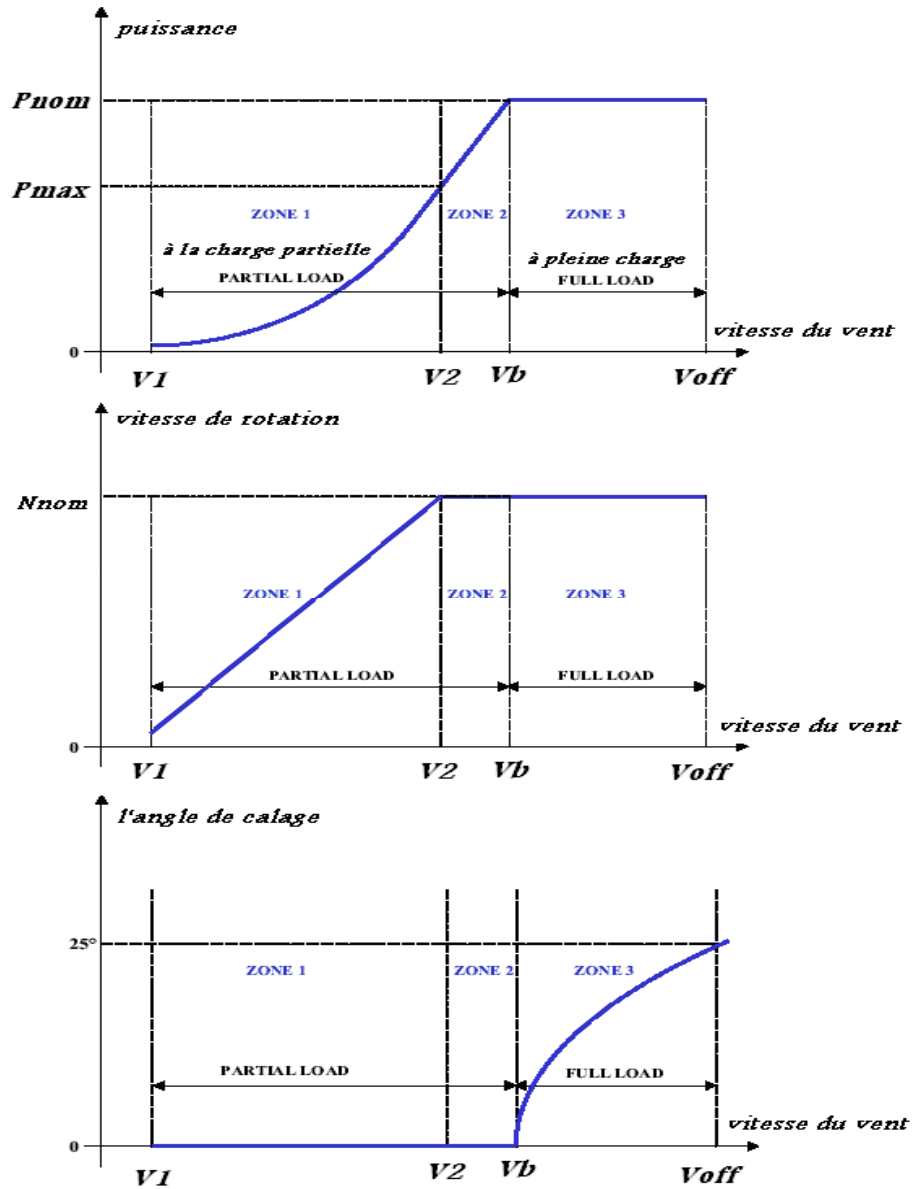


Figure 1. 21. Zones de fonctionnement avec contrôle de l'angle de calage (pitch control)

Le fonctionnement à charge partielle vise à optimiser dans un premier temps la conversion énergétique jusqu'à limitation de la vitesse de rotation. Dans ce mode de fonctionnement, l'angle de calage des pales β est fixe. On distingue alors deux zones [14,15 ,16]:

- ZONE 1 (λ_{opt} , $C_{p_{max}}$, $\beta = 0$) : dans cette zone que l'on nomme charge partielle 1, on cherche à extraire le maximum de puissance du vent. Le contrôle vise à faire varier la vitesse de rotation de l'éolienne de manière à rester aux alentours de λ_{opt} .

Comme l'angle de calage est fixe, le coefficient de puissance de l'éolienne est alors égal à sa valeur maximale $C_{p_{max}}$

- ZONE 2 (N_{nom} , $\beta = 0$) : cette zone fait toujours partie du mode de fonctionnement en charge partielle. On la nomme d'ailleurs charge partielle 2. Mais cette fois-ci on ne peut plus faire varier la vitesse de rotation de la machine car elle a atteint sa valeur nominale. La conversion énergétique ne peut donc plus être optimale et on va "dégrader" le coefficient de vitesse spécifique de l'éolienne.

Nous avons fixé l'angle de calage à 0° pour toute la zone de fonctionnement en charge partielle.

ZONE 3 (N_{nom} , P_{nom}) : dans cette dernière zone, la vitesse de rotation est toujours égale à sa valeur nominale mais cette fois la puissance délivrée par l'éolienne a atteint sa valeur nominale.

Pour le fonctionnement à charge partielle, il faut maintenir constante la puissance électrique produite à sa valeur nominale en agissant sur l'angle de calage. On distingue une seule zone. Mais, pour le contrôle à pleine charge la puissance produite est constante et égale à sa valeur nominale en modifiant l'angle de calage des pales.

F.4. Différents systèmes de conversion électromagnétique de l'énergie éolienne à vitesse variable

Il existe plusieurs types de machines électriques qui peuvent jouer le rôle de génératrice dans un système aérogénérateur qui demande des caractéristiques très spécifiques. Certaines machines typiquement utilisées dans les constructions éoliennes sont décrites dans les paragraphes suivant en tenant compte de leurs spécificités. Les machines à induction et particulièrement la MADA sont devenues de plus en plus populaires pour la production d'énergie électrique à partir du vent.

Actuellement, le système éolien à vitesse variable, basé sur une MADA, est le plus utilisé dans les fermes terrestres [17, 18,19].

F.4.1. Avantages des éoliennes fonctionnant à vitesse variable

La configuration soit électrique ou mécanique d'un aérogénérateur a une influence sur son fonctionnement. Le fait qu'une éolienne est à vitesse fixe ou à vitesse variable dépend par exemple de ces configurations. On entend par vitesse variable le fait que la vitesse de rotation du rotor peut être variable en fonction de la vitesse du vent. Inversement, une éolienne fonctionnant à vitesse constante implique une vitesse de rotation constante du rotor quelque soit la vitesse du vent.

Les principaux avantages des éoliennes à vitesse variable comparés à ceux à vitesse fixe sont les suivants:

- les éoliennes à vitesse variable augmentent la plage de fonctionnement, notamment aux faibles vitesses de vent
- elles nécessitent un système d'orientation des pales simple. En effet, la possibilité de contrôler la vitesse du générateur via le couple électromagnétique permet de réduire le rôle du système d'orientation des pales, qui interviendra essentiellement pour limiter la vitesse de la turbine et la puissance générée en présence de vitesses de vent élevées. En conséquence, pour de faibles vitesses de vent, l'angle d'orientation des pales devient fixe
- elles réduisent les efforts mécaniques, par conséquent, le taux de vieillissement des éléments est réduit aussi
- une réduction des fluctuations et flickers

Globalement, les éoliennes fonctionnant à vitesse variable permettent une meilleure exploitation de la puissance du vent et une bonne adaptation au réseau électrique.

La distinction entre les éoliennes peut se faire aussi par transmission avec ou sans multiplicateur.

Cet élément est intégré entre l'hélice et le générateur, il à le rôle de multiplication de la vitesse de rotation afin d'adapter la vitesse de la génératrice et celle de la turbine. On peut prendre la transmission directe comme un avantage pour le système de conversion éolienne.

F.4.2. Machine asynchrone à cage (MAS)

Les machines électriques asynchrones sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses.

Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité et dans une très grande échelle des puissances. Elles sont aussi les moins exigeantes en termes d'entretien.

Une topologie consiste à relier directement une MAS à cage d'écureuil au réseau. Un multiplicateur est associé à la machine et une batterie de condensateurs assure sa magnétisation. La vitesse de rotation peut alors être faiblement variable, limitée par le glissement maximum de la MAS. L'avantage de cette architecture est sa simplicité et son faible coût [20].

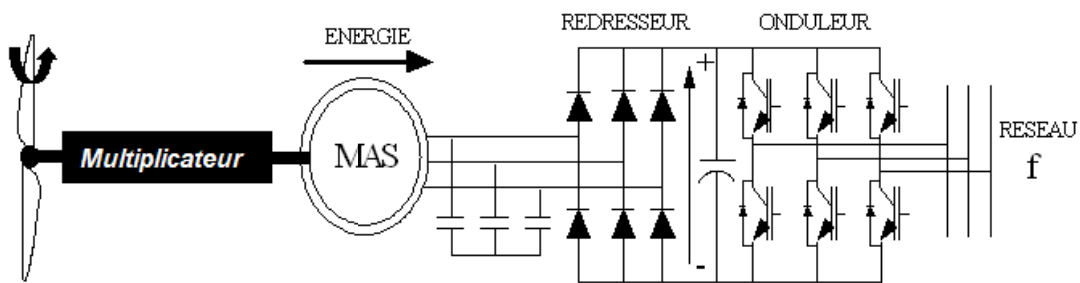


Figure 1. 22. Éolienne utilisant une MAS

F.4.3. Machine synchrone « MS »

C'est ce type de machine qui est utilisé dans la plupart des procédés traditionnels de production d'électricité, notamment dans ceux à très grande puissance : « centrales thermiques, hydrauliques ou nucléaires ». Lorsque ce type de machine est directement connecté au réseau, sa vitesse de rotation est fixe et proportionnelle à la fréquence du réseau. En conséquence de cette grande rigidité de la connexion générateur - réseau, les fluctuations du couple capté par l'aéroturbine se propagent sur tout le train de puissance, jusqu'à la puissance électrique produite. C'est pourquoi les machines synchrones ne sont pas utilisées dans les aérogénérateurs directement connectés au réseau.

Elles sont par contre utilisées lorsqu'elles sont connectées au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance.

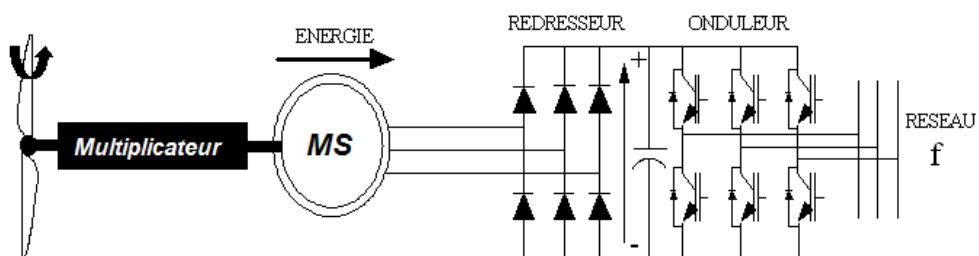


Figure 1. 23. Système éolien basé sur la machine synchrone

Dans la configuration précédente « figure 1.23 », la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de la machine sont découplées. Cette vitesse peut par conséquent varier de sorte à optimiser le rendement aérodynamique de l'éolienne et amortir les fluctuations du couple dans le train de puissance [21].

F.4.4. Machine asynchrone à double alimentation « MADA »

La machine asynchrone à double alimentation (MADA) avec rotor bobiné présente un stator triphasé identique à celui des machines asynchrones classiques et un rotor contenant également un bobinage triphasé accessible par trois bagues munies de contacts glissants. Intégrée dans un système éolien, la machine a généralement son stator connecté au réseau et l'énergie rotorique varie selon différents systèmes décrits ci-dessous. Les convertisseurs utilisés sont alors dimensionnés pour une fraction de la puissance nominale de la machine. Le surcoût engendré par la présence de bobinages au rotor est alors compensé par l'économie réalisée sur le convertisseur.

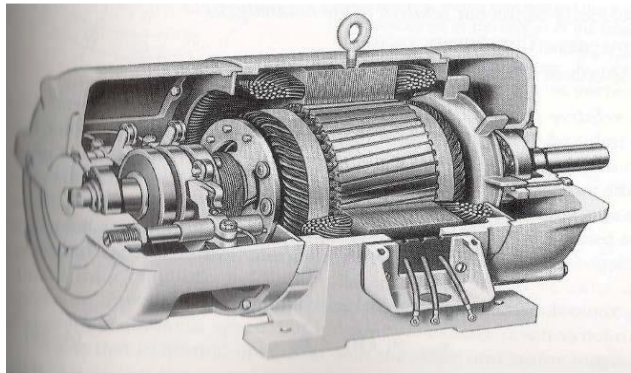


Figure 1. 24. Machine asynchrone à rotor bobiné [22]

Ces machines sont un peu plus complexes que des machines asynchrones à cage avec lesquelles elles ont en commun de nécessiter un multiplicateur de vitesse. Leur robustesse est légèrement diminuée par la présence de système à bagues et balais, mais le bénéfice du fonctionnement à vitesse variable est un avantage suffisant pour que de très nombreux fabricants (Vestas, Gamesa,...).

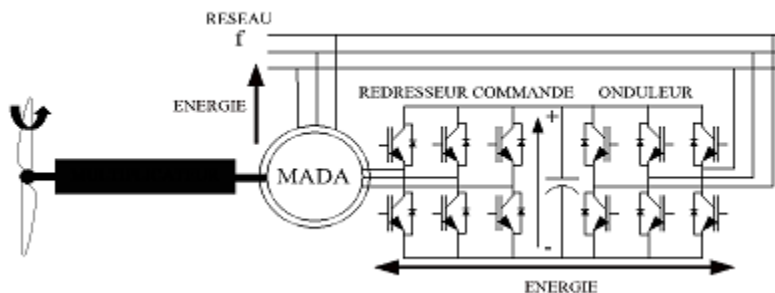


Figure 1. 25. Système éolien basé sur la machine asynchrone double alimentation

F.4.4.1. Mode de fonctionnement de la MADA

Le stator est directement connecté au réseau et le rotor est alimenté par un onduleur. Comme la machine asynchrone classique, la MADA permet de fonctionner en moteur ou en générateur, mais la grande différence réside dans le fait que pour la MADA, ce n'est plus la vitesse de rotation qui impose le mode de fonctionnement moteur ou générateur [23].

Effectivement, une machine à cage doit tourner en dessous de sa vitesse de synchronisme pour être en moteur et au dessus pour être en générateur. Ici, c'est la commande des tensions rotoriques qui permet de gérer le champ magnétique à l'intérieur de la machine, offrant ainsi la possibilité de fonctionner en hyper ou hypo synchronisme aussi bien en mode moteur qu'en mode générateur. Nous allons présenter successivement ces différents modes de fonctionnement « figure 1.26 ».

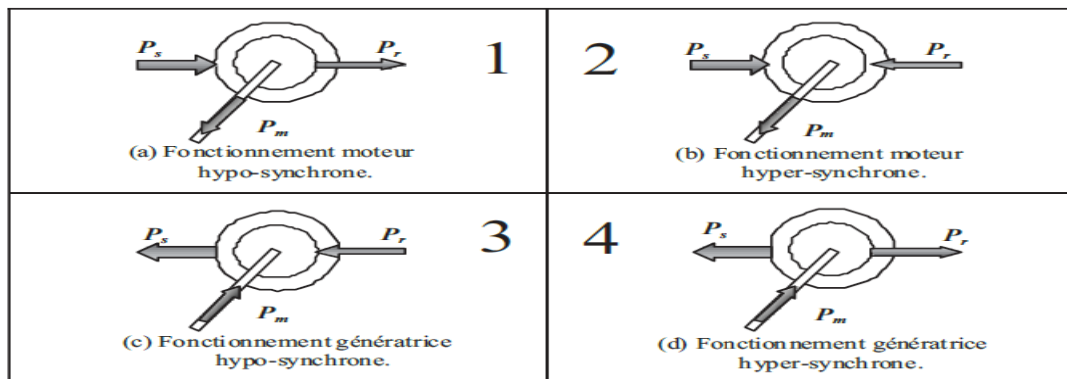


Figure 1. 26. Mode de fonctionnement de la MADA.

1) Fonctionnement en mode moteur hypo synchrone:

La « figure 1.26, a » montre que la puissance est fournie par le réseau au stator et la puissance de glissement transite par le rotor pour être réinjectée au réseau. On a donc un fonctionnement moteur au dessous de la vitesse de synchronisme. La machine asynchrone à cage classique peut fonctionner ainsi, mais la puissance de glissement est alors dissipée en pertes Joule dans le rotor.

2) Fonctionnement en mode moteur hyper synchrone:

La « figure 1.26, b » montre que la puissance est fournie par le réseau au rotor. On a donc un fonctionnement moteur au dessus de la vitesse de synchronisme. La machine asynchrone à cage ne peut pas avoir ce fonctionnement.

3) Fonctionnement en mode génératrice hypo synchrone:

La « figure 1.26, c » montre que la puissance est fournie au réseau par le stator. La puissance de glissement est aussi fournie par le stator. On a donc un fonctionnement générateur en dessous

de la vitesse de synchronisme. La machine asynchrone classique ne peut pas avoir ce mode de fonctionnement.

4) Fonctionnement en mode générateur hyper synchrone:

La « figure 1.26, d » montre que la puissance est alors fournie au réseau par le stator et la puissance de glissement est récupérée via le rotor pour être réinjectée au réseau. On a donc un fonctionnement générateur au dessus de la vitesse de synchronisme. La machine asynchrone à cage classique peut avoir ce mode de fonctionnement, mais dans ce cas, la puissance de glissement est dissipée en pertes Joule dans le rotor.

On peut remarquer que la MADA a deux principaux avantages sur la machine à cage classique:

La production de puissance électrique quelle que soit la vitesse de rotation (hypo ou hyper synchronisme) et la récupération de la puissance de glissement. La machine est capable donc de débiter une puissance allant de 0,7 à 1,3 fois la puissance nominale.

Nous citons quelques avantages et inconvénients de la génératrice à double alimentation lors de son fonctionnement à vitesse variable.

- Avantages de la MADA dans la production éolienne

Durant la dernière décennie, le marché des générateurs éoliens à vitesse variable s'est orienté vers des puissances supérieures à 1 MW notamment pour tirer le maximum du gisement éolien sur le site d'implantation. Ces générateurs utilisent souvent la « MADA » comme génératrice étant donné ses avantages.

En effet, la variation de la vitesse acceptable pour un fonctionnement stable de la MADA est de $\pm 30\%$ (correspondant à la valeur du glissement g) autour de la vitesse de synchronisme, ceci va limiter la puissance circulant dans le circuit rotorique à $|g \cdot P_s|$

De ce fait, les convertisseurs statiques utilisés sont dimensionnés pour faire transiter uniquement la puissance de glissement, c'est-à-dire au maximum 30% de la puissance nominale de la machine. Par ailleurs, les éoliennes à base de la MADA procurent ainsi plusieurs avantages:

- Les convertisseurs statiques utilisés sont moins volumineux, moins coûteux, nécessitant ainsi un système de refroidissement moins lourd. Ils génèrent moins de perturbations comparativement aux convertisseurs utilisés pour les éoliennes à base de machine asynchrone à cage ou à aimants permanents [24].

- Les pertes liées aux convertisseurs statiques sont diminuées et le rendement du système de génération est amélioré.

- Le dimensionnement des filtres est réduit et, de ce fait, leur coût s'en trouve amoindri.

- Le facteur de puissance peut être réglé, car la génératrice peut être contrôlée pour fonctionner de façon similaire à un alternateur synchrone [25].

En effet, les puissances active et réactive peuvent être contrôlées de façon indépendante grâce au convertisseur connecté au rotor de la MADA [26,27].

- Contrairement à la machine à cage, la mesure des courants au stator et au rotor est accessible, donnant ainsi une plus grande flexibilité et précision au contrôle du flux et du couple électromagnétique.

- Inconvénients de la MADA

- Machine plus volumineuse que celle à cage, généralement elle est plus longue à cause des balais.

- Le prix de la machine est plus important que celui de la machine à cage.

- Elle nécessite une maintenance, ce qui va augmenter le coût d'exploitation.

F.4.5. Machine synchrone à aimants permanents (MSAP)

Les éoliennes basées sur les génératrices soit asynchrone ou à rotor bobiné présentent l'inconvénient de nécessiter un système de bagues et de balais pour la MADA et un multiplicateur pour les deux types, induisant des coûts significatifs de maintenance, en particulier pour les projets offshore situés en milieu salin. Pour limiter ces inconvénients, certains constructeurs ont développé des éoliennes basées sur des machines synchrones à grand nombre de paires de pôles et couplées directement à la turbine, évitant ainsi le multiplicateur. Si de plus la génératrice est équipée d'aimants permanents, le système de bagues et de balais est éliminé. L'inconvénient de cette structure, est qu'elle nécessite pour sa connexion au réseau des convertisseurs de puissance dimensionnés pour la puissance nominale de la génératrice. Cet inconvénient est cependant un avantage du point de vue de contrôle de l'éolienne. En effet, l'interfaçage avec le réseau peut être entièrement contrôlé via le convertisseur connecté à ce réseau, tandis que le convertisseur connecté à la génératrice permet de contrôler la puissance générée par celle-ci en limitant le pitch control à une fonction de sécurité par grand vent.

Les machines à courant continu présentent une excellente marge de variation de la vitesse de rotation, une commande simple et une excellente capacité de surcharge, mais elles sont chères et ont un grand poids [28].

Les générateurs à réluctances variables sont des machines mécaniquement robustes. Ils ont de plus un bon rendement à toutes les vitesses et une large marge de variation de la vitesse de rotation et leur commande est simple [29].

Un autre type de générateur, est le générateur asynchrone doublement alimenté au stator. Ce dernier n'est pas encore complètement au point, mais aurait un avantage sur les MADA à rotor bobiné, puisqu'il n'a pas de bagues, élément des machines asynchrones à rotor bobiné demandant une certaine maintenance. Ces types de machines pourraient être un candidat pour de futures éoliennes.

Nous avons présenté les quatre grandes familles des générateurs utilisés (jusqu'à maintenant) en production de l'énergie électrique par les éoliennes. Des facteurs techniques et économiques fixent le choix du type de machine pour chaque application. Ce choix dépend dans la plupart du temps de la catégorie de la puissance (petite ou grande puissance) et de la manière de fonctionnement de la chaîne de conversion (autonome ou non autonome, à vitesse fixe ou variable). Il y a des cas où ce choix dépend de l'environnement. Le tableau I.3 montre quelques prototypes disponibles dans le marché éolien. Ils sont destinés principalement aux applications de grande puissance.

Tableau 1. 2 . Principaux types de machines électriques utilisées dans la construction des éoliennes [30]

<i>Générateur</i>	<i>transmission</i>	<i>convertisseur</i>	<i>puissance</i>	<i>société</i>
<i>MADA</i>	<i>Avec multiplicateur</i>	<i>Une partie de la puissance totale</i>	<i>1.5MW, 3MW, 5MW</i>	<i>Sinovel</i>
			<i>2MW, 2.6MW, 3MW</i>	<i>Vestas</i>
			<i>1.5MW</i>	<i>GE Wind</i>
			<i>0.85, 2MW, 2.5MW</i>	<i>Gamesa</i>
			<i>2.4MW, 2MW, 2.5MW</i>	<i>Nordex</i>
			<i>1.0MW, 1.5MW, 3.0MW, 3.3MW</i>	<i>Dong Fang</i>
			<i>2MW, 3MW, 6MW</i>	<i>RE power</i>
			<i>2.1MW</i>	<i>Suzlon</i>
<i>MSAP</i>			<i>3.3MW</i>	<i>Vestas</i>

	<i>Avec multiplicateur</i>	<i>Sur le flux de la puissance « TP »</i>	<i>2.5MW</i>	<i>GE Wind</i>
			<i>3.0MW</i>	<i>Winwind</i>
	<i>Sans multiplicateur</i>		<i>4.5MW, 5.0MW</i>	<i>Gamesa</i>
			<i>8.0MW</i>	<i>Vestas</i>
			<i>4.0MW</i>	<i>GE Wind</i>
			<i>3MW, 6MW</i>	<i>Siemens Wind</i>
<i>MAS</i>	<i>Avec multiplicateur</i>	<i>« TP »</i>	<i>3MW, 6MW</i>	<i>Sinovel</i>
<i>MS</i>	<i>Avec multiplicateur</i>	<i>« TP »</i>	<i>0.8MW – 7.58MW</i>	<i>Enercon</i>

De nombreux travaux de recherche (articles et ouvrages) ont été menés sur l'utilisation des machines électriques dans la production d'électricité. Quelques travaux effectués se sont intéressés à la comparaison des différents types de ces machines, pour des applications éoliennes.

En 2002, SCHULZ a comparé les performances d'une génératrice doublement alimentée à celle d'une génératrice asynchrone de même puissance (1.5 MW) pour une application éolienne. L'auteur a étudié la qualité de la puissance fournie par ces deux générateurs. Il a trouvé qu'il n'y pas de grandes différences entre les deux génératrices. La seule différence est au niveau des harmoniques, où la génératrice asynchrone doublement alimentée présente un nombre plus important à cause du convertisseur au rotor [31].

Dans son article, H. Polinder [32] en 2006 a fait une comparaison quantitative entre quelques convertisseurs électromécaniques traditionnels. Cette étude expérimentale consiste à étudier le coût et le rendement énergétique de toute la chaîne de conversion éolienne associée à ces types de convertisseurs. La comparaison a été faite à une puissance nominale de 3 MW et sous les mêmes conditions.

Le même auteur a trouvé que la MADA présente une bonne solution pour la production de l'énergie éolienne. C'est le type de générateurs qui a donné un meilleur compromis entre le coût et le rendement énergétique de toute la chaîne de conversion éolienne.

En 2007, A. Jamal [33] a présenté une étude comparative entre les quatre types de machines électriques utilisées dans l'industrie éolienne. L'auteur a exposé les configurations électriques possibles pour le fonctionnement à vitesse variable. Il a ensuite discuté le coût des convertisseurs

électroniques utilisés pour chacune de ces configurations. Il a enfin cité les principaux avantages et inconvénients de ces types de machines.

Dans son article, M. Cheng [34] s'est basé sur les résultats trouvés par [33] et a ajouté le générateur asynchrone à la liste de comparaison. Les résultats de cette comparaison sont représentés sur les deux tableaux (I.4 et I.5).

Tableau 1. 3. Comparaison du volume et du poids du système éolien pour différents types de générateurs

	MAS	MADA	MS	MSAP/ Sans multiplicateur	MSAP/ Avec multiplicateur
Volume de générateur	0.95	1	5.5	5	2
Poids de générateur	0.95	1	6	4.5	1.3
Volume de système	0.9	1	1.1	1.1	1.1
Poids de système	0.9	1	1.1	1.1	1.1

Tableau 1. 4. Comparaison du volume et du poids du système éolien pour différents types de générateurs

	MAS	MADA	MS	MSAP/ Sans multiplicateur	MSAP/ Avec multiplicateur
Cout de systèmes	0.9	1	1.13	1.06	1.02
Poids de générateur	0.8	1	1.02	1.04	1.02
Volume de système	0.89	1	0.9	0.98	1

Récemment, la technologie éolienne s'est orientée vers l'utilisation des turbines du vent à grandes puissances; ce qui a augmenté la part de la MADA dans le marché éolien.

F.5. La connexion au réseau

Le réseau de distribution impose la stabilité de la tension et de la fréquence. Il faut donc gérer les phases transitoires de fonctionnement de l'éolienne, telles que le démarrage, l'arrêt ou l'absorption de rafales. Un démarrage progressif de l'éolienne à l'aide des thyristors est alors envisagé. Ces thyristors jouent le rôle d'interrupteurs assurant une connexion ou une déconnexion graduelle au réseau. Ces interrupteurs peuvent aussi être des disjoncteurs de dérivation. Les éoliennes doivent être rependues à certaines règles pour satisfaire aux exigences techniques de raccordement au réseau, Actuellement.

Différents composants sont installés lors de la connexion de l'éolienne:

- Le transformateur élévateur de tension : Les générateurs de turbine d'éolienne ont en général une tension de sortie de l'ordre de 690 (V). Le transformateur permet d'élever la tension pour le raccord au réseau de distribution, « par exemple 20 (kV) ». Actuellement, il n'y a pas d'éolienne directement connectée sur le réseau de transport.
- Les batteries de condensateurs : Pour les systèmes de conversion éolienne se basant sur la machine asynchrone, améliorer le facteur de puissance de l'installation peut s'améliorer en connectant au réseau trois batteries monophasées de condensateurs couplées en triangle. En mode autonome, les batteries de condensateurs deviennent indispensables pour la magnétisation de la machine asynchrone. Ces batteries ne sont pas obligatoires pour la MADA.

1.13 Conclusion

Une brève description du domaine des énergies éoliennes a été présentée dans ce chapitre.

Quelques principales notions sur la technologie éolienne ont été données concernant principalement, les différents types de turbines du vent utilisées avec des courbes caractérisant leurs principes de fonctionnement. Une étude aérodynamique des turbines à axe horizontal a été faite.

Ensuite, le potentiel éolien de l'Algérie est présenté. L'état de l'énergie éolienne dans le monde pendant ces dernières années a été présenté aussi. Enfin, nous avons donné un aperçu sur la conversion électromécanique et les différents types de machines utilisées et leurs influences sur les plans technique et économique des aérogénérateurs.

Chapitre II. Établissement d'un gisement éolien des zones côtières algériennes

II.1 Introduction

Ce chapitre explique comment générer une série temporelle du champ non-homogène de vitesse de vent incident sur la turbine. Une partie de cette méthode est utilisée dans la représentation simplifiée de l'interaction entre le vent et la turbine. Le vent vu par un élément de pale est aussi examiné.

Le vent est la raison d'être des aérogénérateurs. C'est l'entrée du système qu'on étudie. L'énergie cinétique contenue dans le vent est récupérée en partie, transformée en énergie mécanique par le biais de la turbine, puis en énergie électrique grâce au générateur.

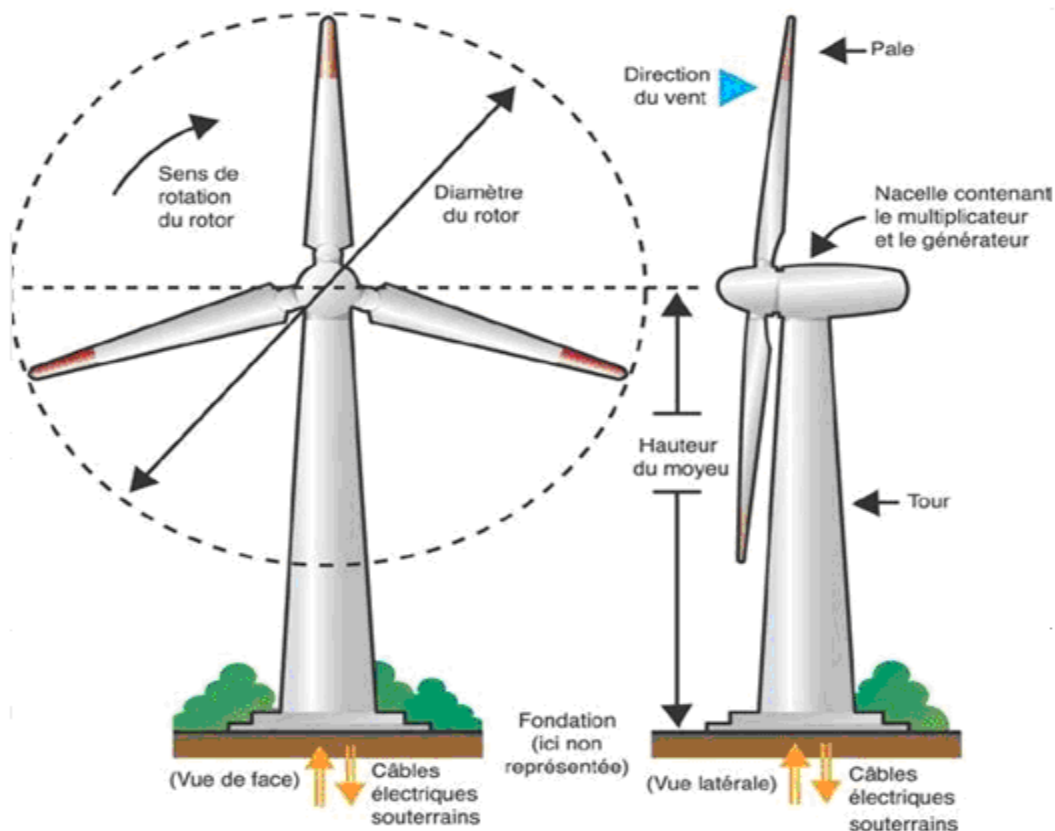


Figure 2. 1. Les composantes d'une éolienne

Il faut donc cerner quelles sont les caractéristiques du vent que l'on souhaite modéliser. Les variations spatiales vont du kilomètre à la fraction de mètre et celles dans le temps de deux à trois mois. On s'intéressera ici surtout aux fluctuations du vent très localisées.

Compte tenu des objectifs de cette thèse, on peut définir les intervalles de temps et d'espace sachant que le vent que l'on souhaite exprimer est :

- ✓ Le vent incident sur l'air balayé par le rotor.
- ✓ Le vent représenté dans un intervalle de temps de quelques minutes au plus.

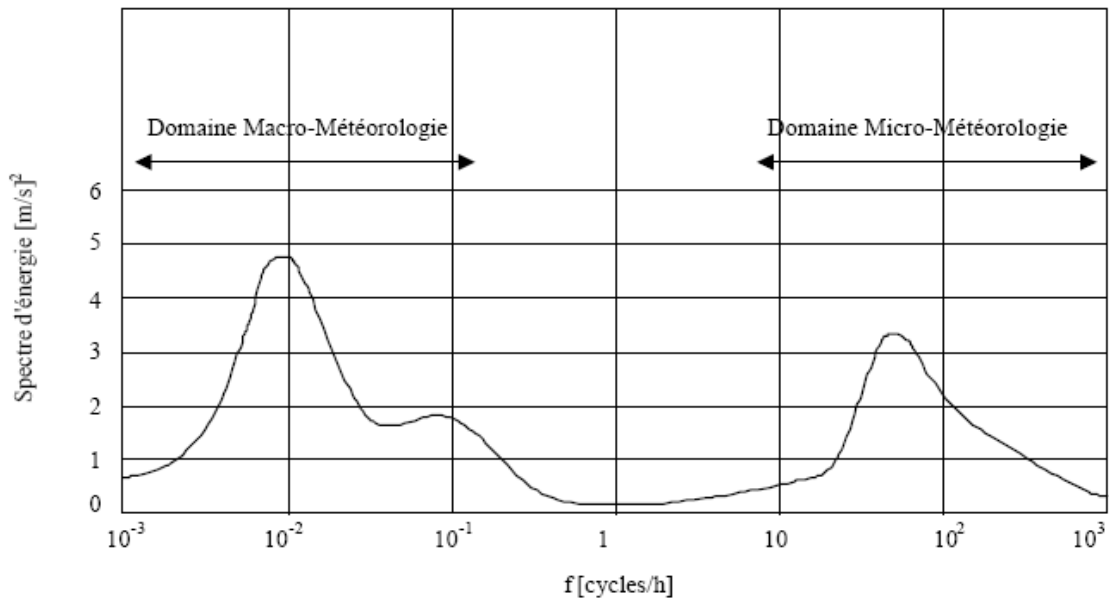


Figure 2. 2. Spectre énergétique de la vitesse du vent longitudinal « Ven Der Hoven » [35]

Le vent est une grandeur stochastique, même si certaines de ces caractéristiques sont déterministes. On ne peut pas le représenter par des expressions exclusivement déterministes.

Ce sont avant tout des paramètres statistiques qui le définissent : « c'est pour cette raison qu'on s'intéresse dans la partie qui suit au gisement éolien dans les zones côtières algériennes pour établir la vitesse moyenne du vent, en se basant sur les lois statistiques connues ».

La vitesse du vent en un point peut être décomposée en une composante moyenne, variant lentement, et des fluctuations. [36]

$$V(t) = V + v(t) + V(z) \quad (2.1)$$

Où la valeur initiale moyenne de la vitesse du vent V est une valeur constante et $v(t)$ et $V(z)$ sont en fonction du temps

II.2 Établissement de la composante moyenne V

II.2.1 Modèles d'ajustement

De part la forme des nuages de points obtenus, les études de modélisation de la distribution des vitesses du vent ont été orientées vers des modèles associant puissance et exponentielle. Les modèles usuels étant :

- ✓ la distribution de Weibull,
- ✓ la distribution hybride de Weibull,
- ✓ la distribution de Rayleigh,

II.2.2 Distribution de Weibull

Le modèle le plus utilisé pour traduire la variation des vitesses de vent est la loi de distribution de Weibull, sa densité de probabilité se présente sous la forme suivante [37] :

$$f(V) = \left(\frac{k}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{C}\right)^k\right) \quad (2.2)$$

En assimilant les fréquences aux probabilités, la densité de probabilité $f(V)$ représente la distribution en fréquences des vitesses mesurées. k et C sont des paramètres appelés communément les paramètres de Weibull. Le paramètre k « facteur de forme » est sans dimension et caractérise la forme de la distribution de fréquence alors que C détermine la qualité du vent « facteur d'échelle », Ce dernier a la dimension d'une vitesse.

La détermination de ces paramètres permet la connaissance de la distribution des vents pour un site donné. Le traitement peut se faire directement ou en passant par les fréquences par classes en considérant les moyennes.

La fonction de répartition est donnée par :

$$f(V \leq V_x) = \int_0^{V_x} f(V) dV = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V_x}{C}\right)^k\right) \quad (2.3)$$

$$f(V \geq V_x) = \int_{V_x}^{\infty} f(V) dV = \exp\left(-\left(\frac{V_x}{C}\right)^k\right)$$

II.2.3 Distribution de Rayleigh

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull pour le cas où le facteur de forme k est égal à 2.

Sa densité de probabilité est donnée par :

$$f(V) = 2 \frac{V}{C^2} \exp\left(-\left(\frac{V}{C}\right)^2\right) \quad (2.4)$$

Toutefois, la distribution de Weibull classique « fonction de deux paramètres » est la plus indiquée.

L'utilisation de ces deux paramètres permet l'évaluation d'un nombre important de propriétés de la distribution, d'où une meilleure caractérisation des sites.

II.2.3. a Variation spatiale « Atlas de l'Algérie »

Un grand nombre de pays ont établi leurs atlas éoliens. Mis à part l'Atlas américain [38], ces atlas sont généralement établis à l'aide du logiciel Wasp développé par le Laboratoire Risø au Danemark qui permet, à partir des données mesurées au sol, d'établir une interpolation spatiale tout en prenant en considération les conditions du sol, à savoir, la topographie, la rugosité et les obstacles. Les résultats obtenus sont ensuite extrapolés à l'aide de la loi de puissance à 25 et 60m et permettent ainsi de connaître l'évolution de la vitesse du vent à des altitudes représentant un intérêt énergétique (hauteur de l'hélice, hauteur d'un édifice.....) [39].

Une autre approche porte sur l'utilisation d'un modèle qui, à partir de données mesurées à 3000 m d'altitude par radiosondage, permet une interpolation horizontale avec un pas choisi. On introduit par la suite l'influence des paramètres rencontrés au sol tels que la rugosité et l'altitude par l'extrapolation vers le sol du champ de vitesses obtenu initialement en considérant les conditions neutres de stabilité. Parmi les modèles développés, on peut citer celui d'AILOS, [9, 10] qui s'adapte bien aux régions accidentées. Ce dernier a été testé en Algérie et a fait l'objet de plusieurs travaux [40, 41,42]

II.2.3. b Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Les premiers travaux portant sur la détermination des formules d'extrapolation de la vitesse du vent d'un niveau z_1 à z_2 ont été effectués par Justus C.G. et A.S. Mikhaïl qui étudient la variation de la vitesse du vent ainsi que les paramètres de Weibull en 1976, [43,44].

*- **Loi de puissance 1/7**: La loi de puissance qui permet l'extrapolation verticale de la vitesse du vent d'un niveau z_1 à un niveau z_2 , se met sous la forme :

$$V_2 = V_1 \times (z_2 / z_1)^{1/7} \quad (2.5)$$

*- **Extrapolation des paramètres de weibull** :

$$k_2 / k_1 = \left[1 - 0.088 \ln(z_1 / 10) / 1 - 0.881 \ln\left(z_2 / 10\right) \right] \quad (2.6)$$

$$C_2 / C_1 = \left(z_2 / z_1 \right)^m \quad (2.7)$$

$$\text{Avec } m = \left[0.37 - 0.0881 \ln(C_1) / 1 - 0.0881 \ln\left(z_1 / 10\right) \right] \quad (2.8)$$

- les études montrent qu'en Algérie, on a un régime de vent modéré « 2 à 6 m sec⁻¹, voir carte des vents ». Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau, particulièrement sur les Hauts Plateaux. et pour notre application, on s'intéresse aux zones côtières algériennes « Oran, Alger, Bejaia et Annaba ».

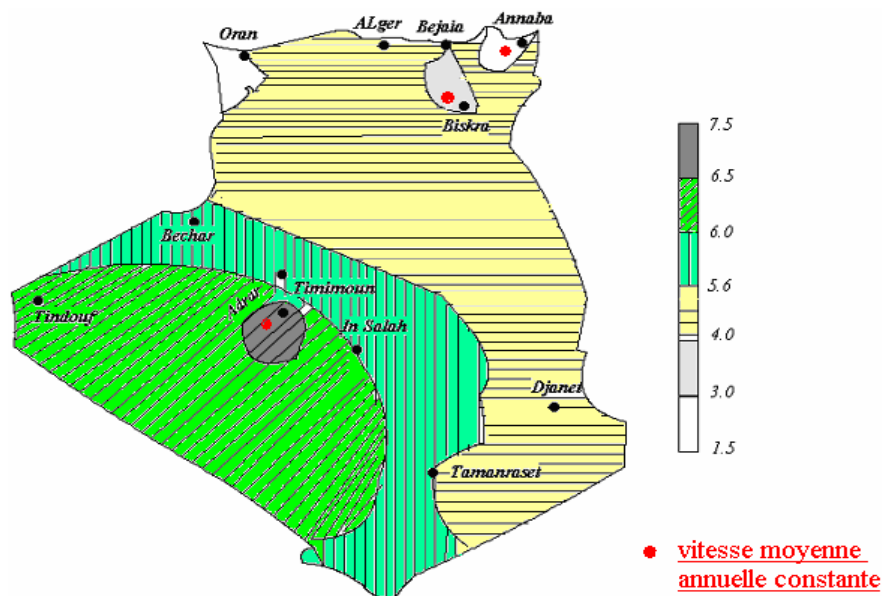


Figure 2. 3. Carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à « Z=10 m » en Algérie [45]

II.2.3. c Applications

L'étude topographique présentée par « Admiralty Sailing Direction, Mediterranean pilot » [46] à travers les années « 1966-1999 » ; nous a permis de prendre des informations pratiques sur les conditions climatiques et bien précisément le vent des zones côtières de divers pays ; on s'intéresse seulement dans ce travail aux zones côtières algériennes telles que « Oran ; Alger ; Bejaia ; Annaba » « voir figure 2.4 »

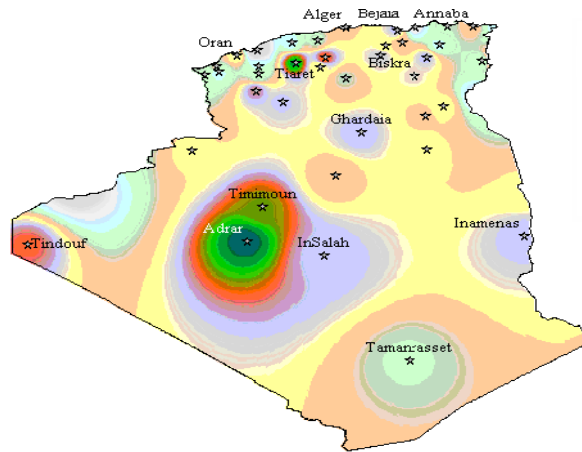


Figure 2. 4.La cartographie de l'Algérie

L'emplacement des régions climatiques est présenté dans la figure 2.5, La vitesse du vent a tendance à être plus haute en mer et en régions côtières que sur les zones internes. La topographie a un effet marqué sur les conditions locales.

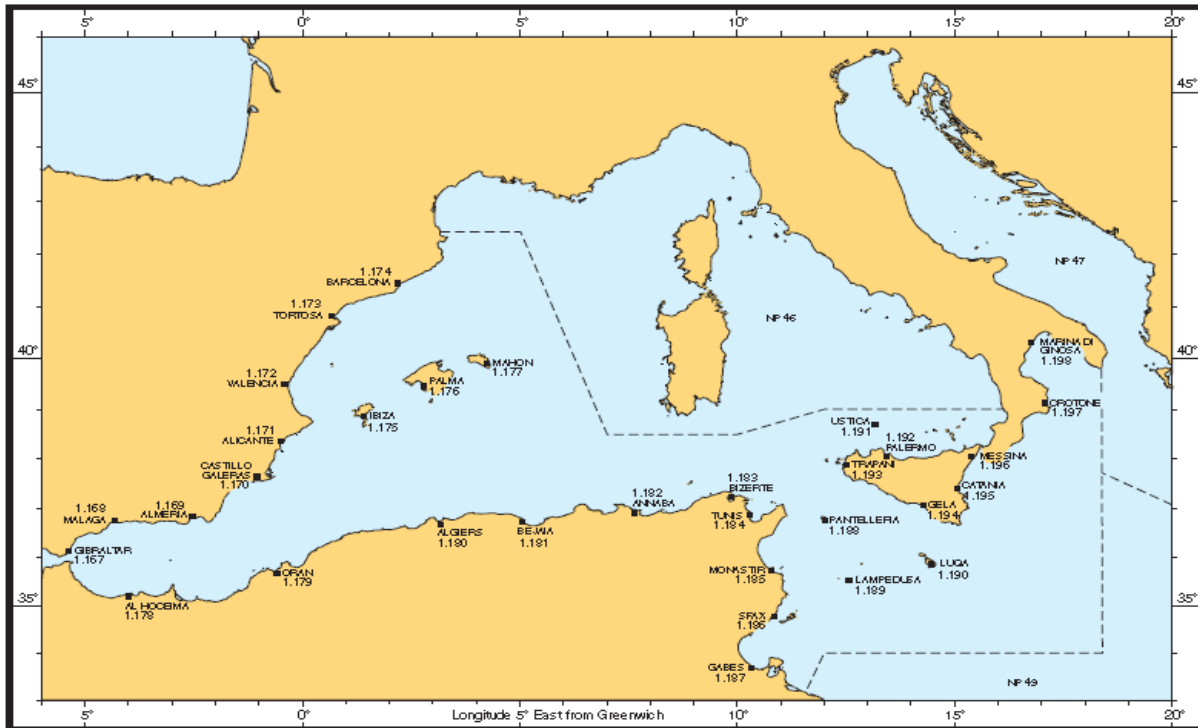


Figure 2. 5. Courant de surface prédominant

Les figures (2.6 ,2.7) montrent les statistiques de la circulation générale et la direction du vent sur le support méditerranéen pour les mois de janvier et juillet pour la période de « 1966 à 1999 », les directions du vent varient, en particulier en hiver, et peuvent provoquer un changement à l'ensemble du courant et son taux moyen selon la force du vent, sa direction et sa régularité.

a. Distribution moyenne de la pression

Les figures (2.8 ,2.9) montrent la distribution de la pression moyenne typique pour les saisons froides et chaudes; la pression est habituellement inférieure sur la mer méditerranéenne que sur les zones environnantes, Les modèles de la distribution de la pression moyenne sont très variables et peuvent changer d'une façon marquée de jour en jour, c'est en particulièrement dans les saisons froides.

a. Distribution moyenne du vent

Les figures (2.10 ,2.11, 2.12, et 2.13) montrent la fréquence de distribution du vent pour plusieurs régions en janvier, avril, juillet et octobre. Dans les régions côtières ces vents sont en grande partie contrôlés par la distribution de la pression générale de la région à 20m de la

topographie de côte, où ils sont souvent la raison de modifications locales considérables à la force du vent et à la direction.

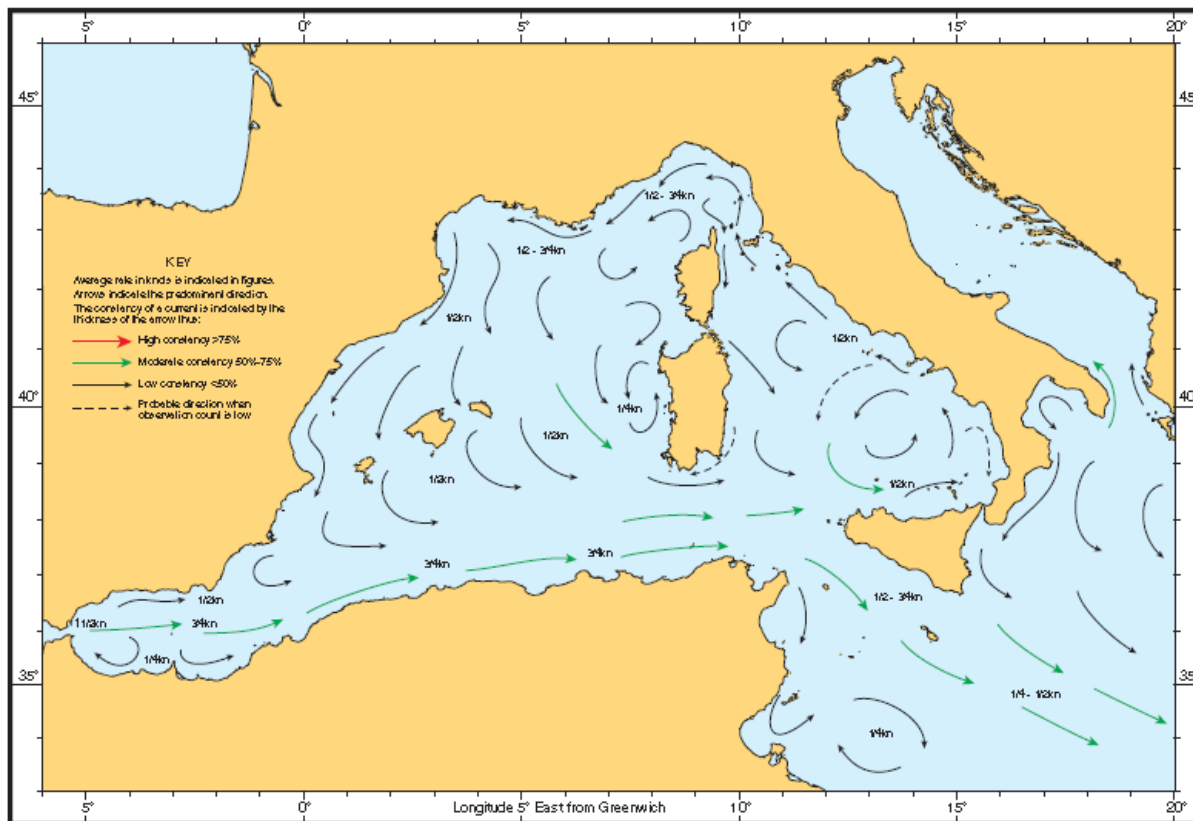


Figure 2. 6. Circulation et direction du vent (mois de janvier)

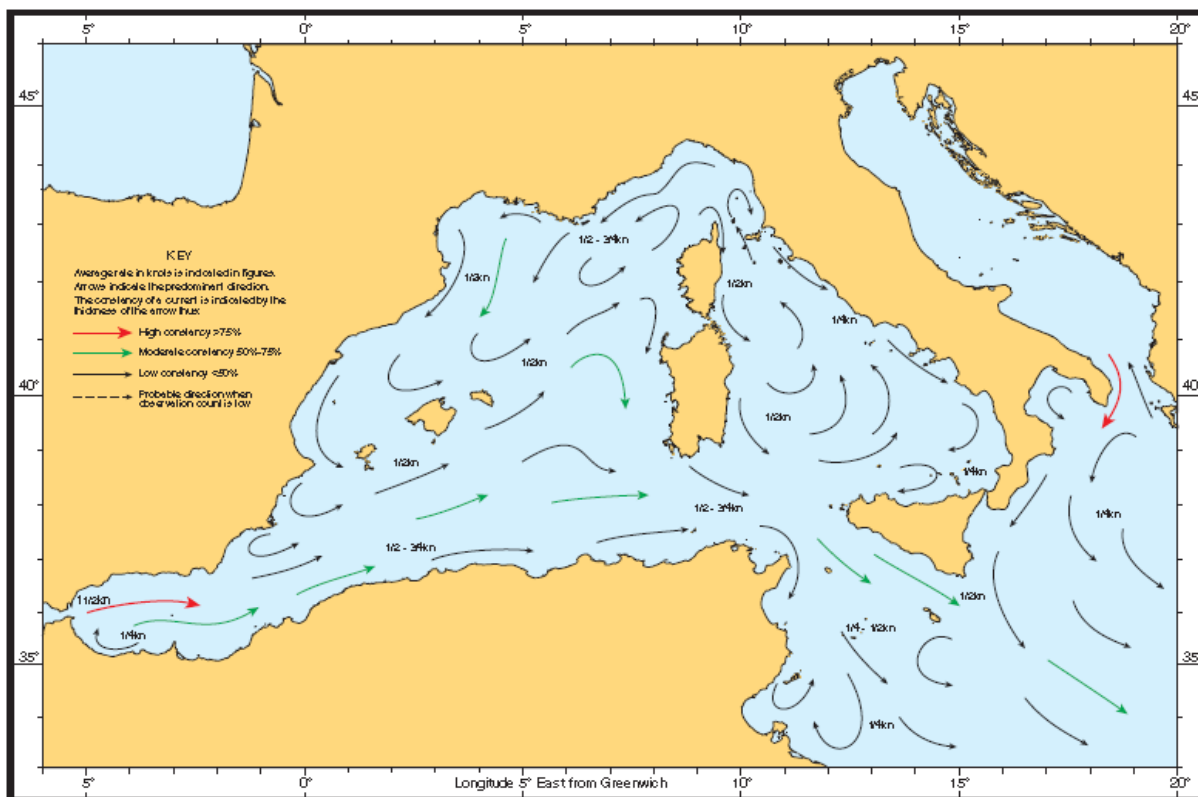


Figure 2. 7. Circulation et direction du vent (mois de juillet)

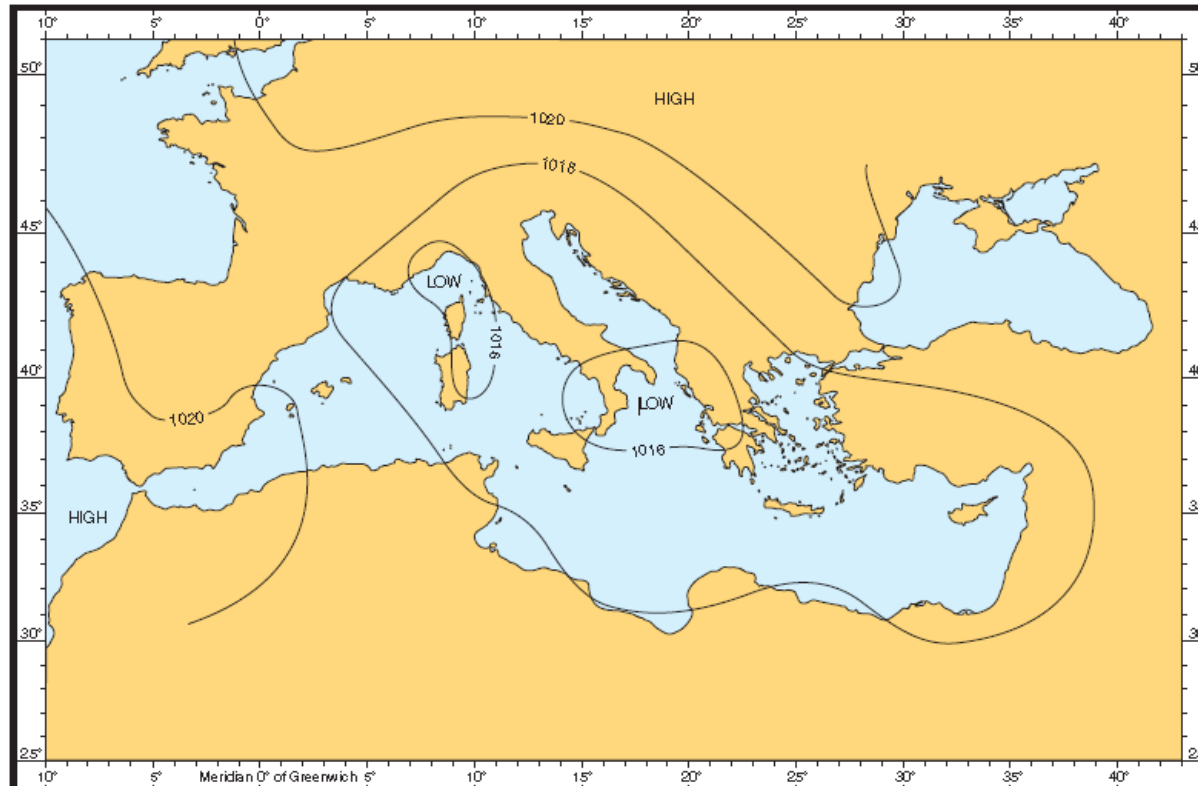


Figure 2. 8. Distribution de la pression moyenne (saisons froides)

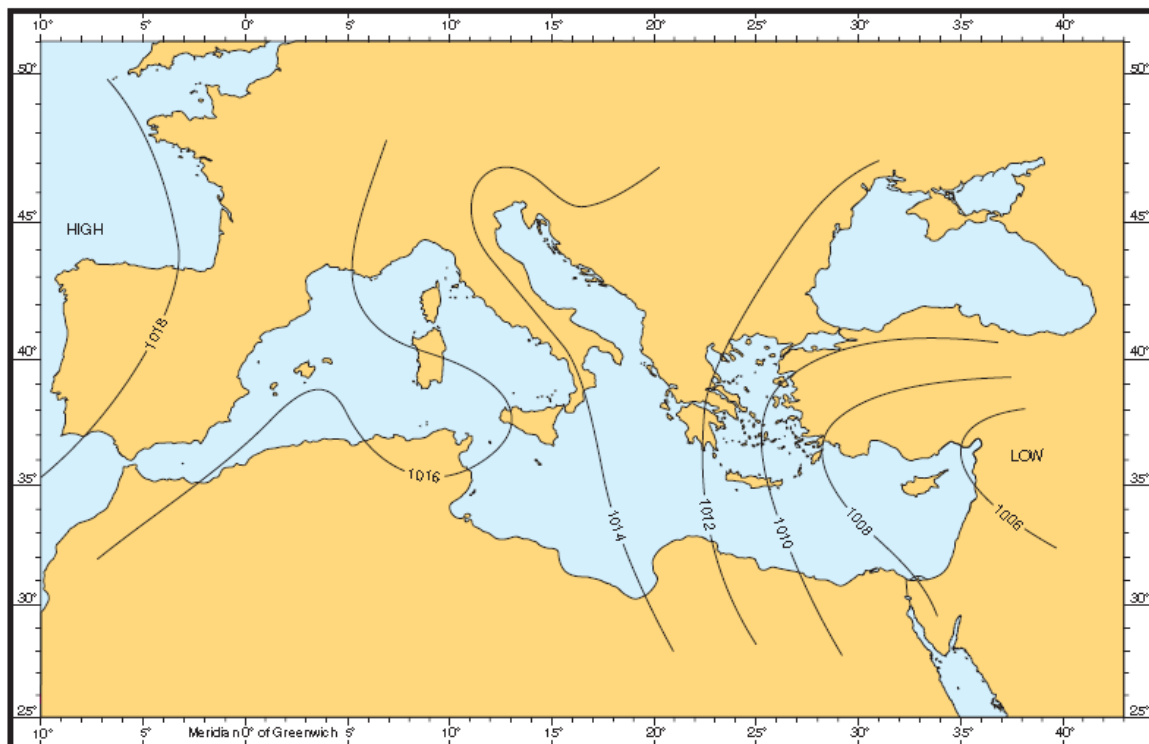


Figure 2. 9. Distribution de la pression moyenne (saisons chaudes)

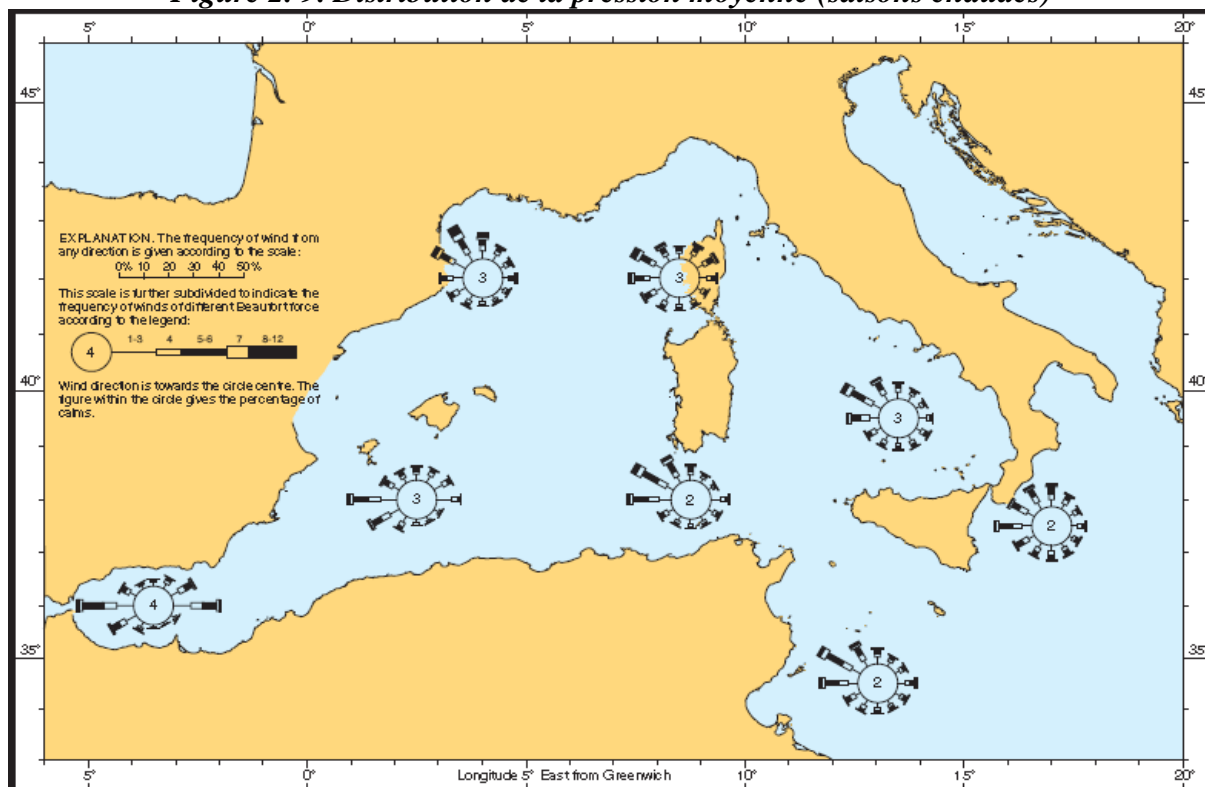


Figure 2. 10. Fréquence de distribution de vent (mois de janvier)

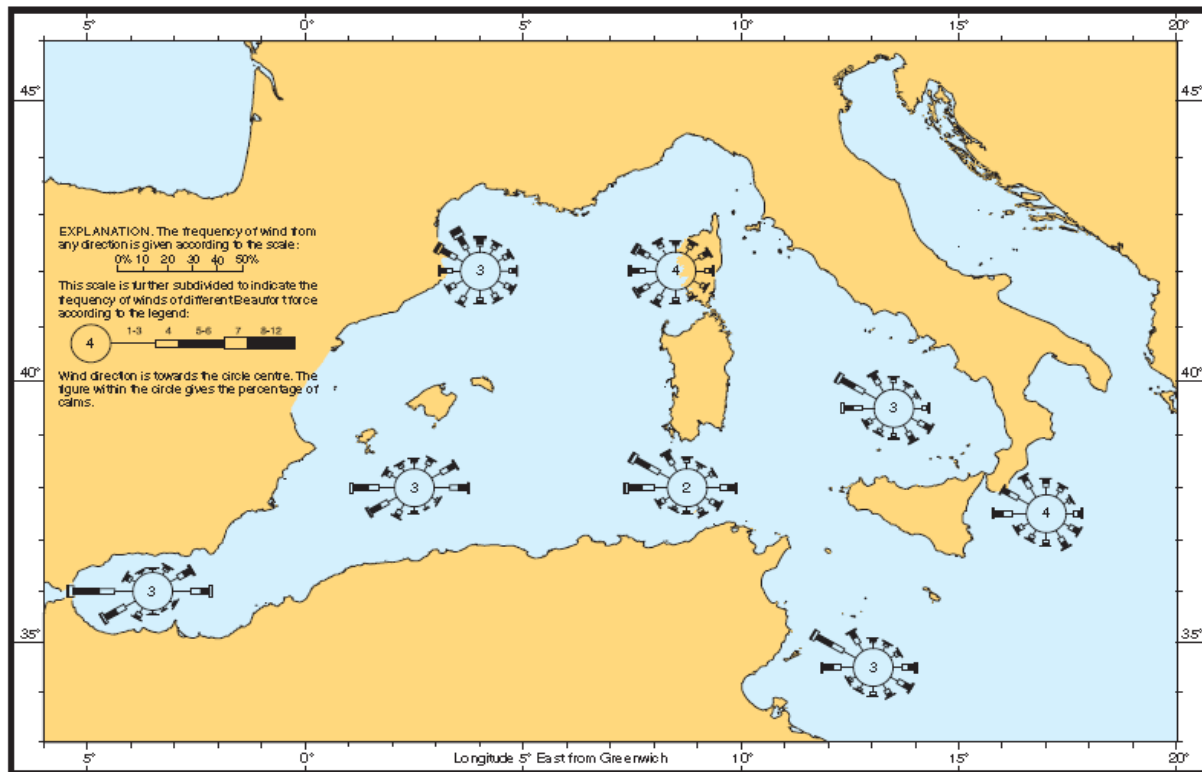


Figure 2. 11. Fréquence de distribution de vent (mois d'avril)

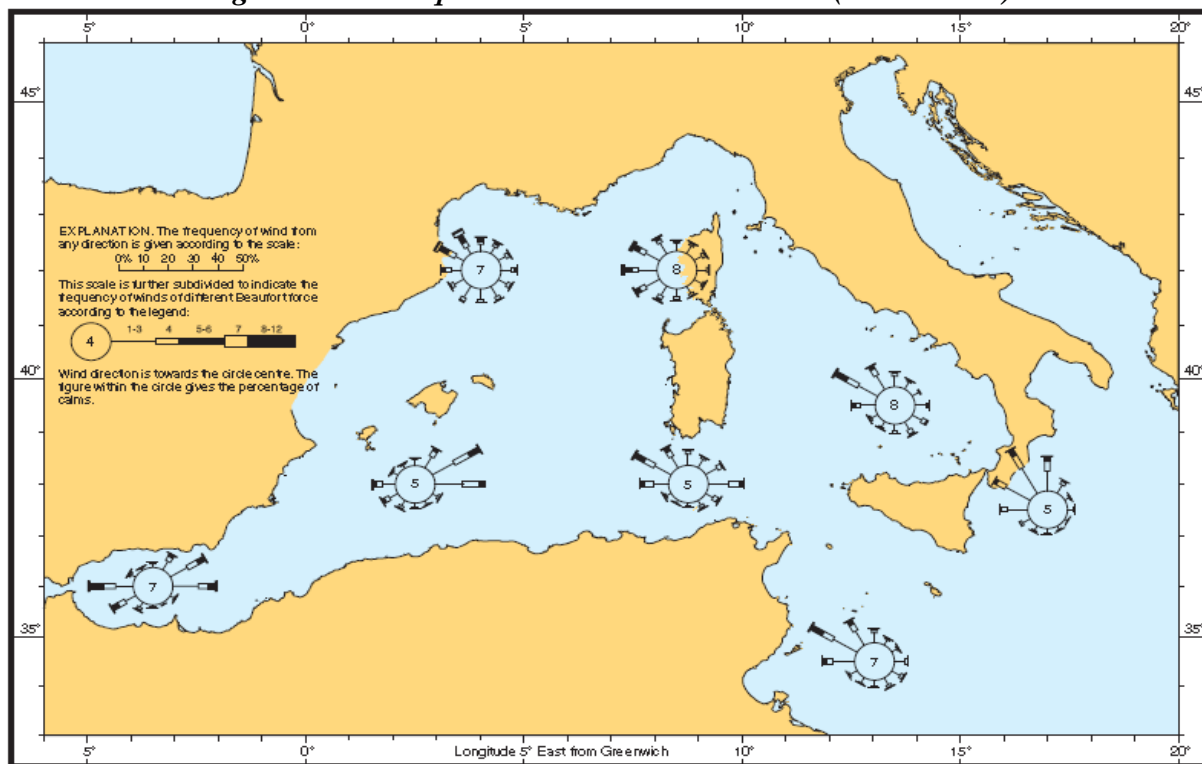


Figure 2. 12. Fréquence de distribution de vent (mois de juillet)

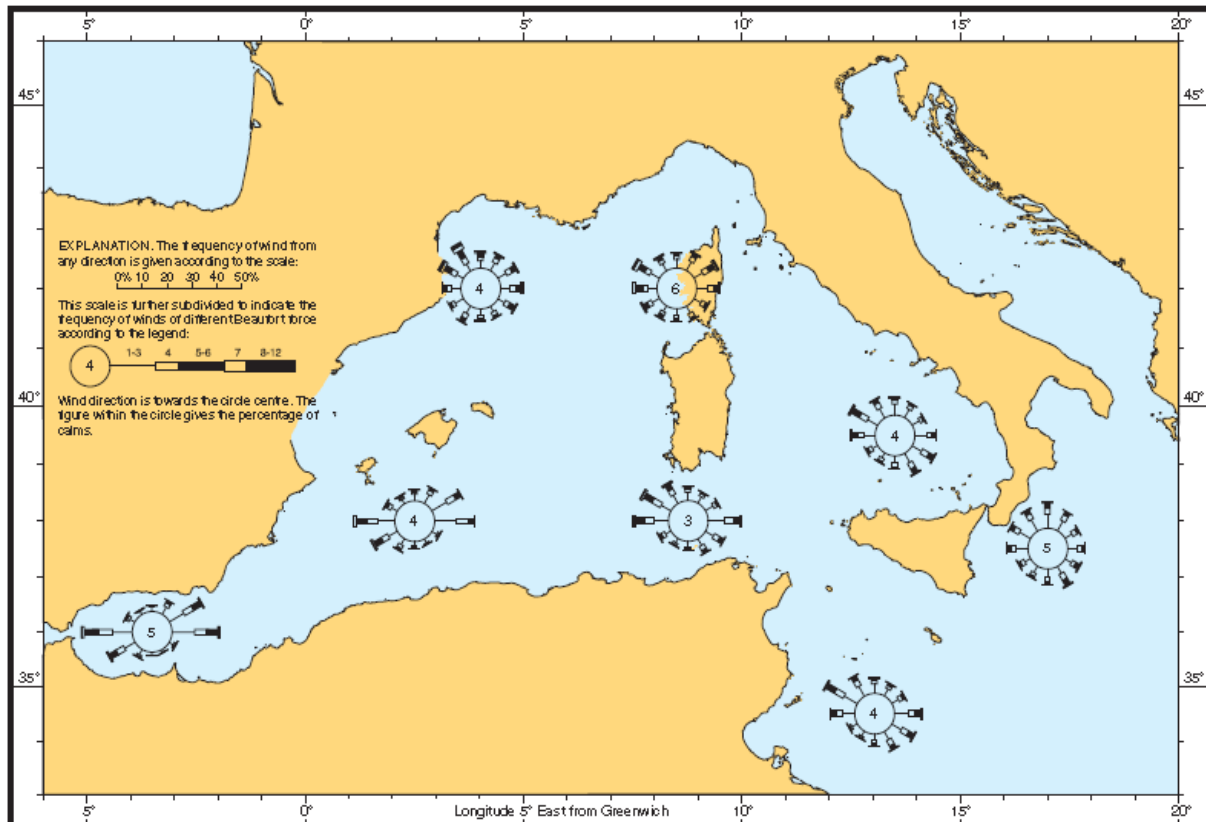


Figure 2. 13. Fréquence de distribution de vent (mois d'octobre)

Toutefois, la détermination des caractéristiques éoliennes d'un site à une hauteur normalisée du sol est insuffisante pour le dimensionnement d'un système éolien. Aussi, attendu que les données vents fournies par les services météorologiques sont généralement mesurées à une hauteur standard du sol, « souvent 10m », les recherches se sont orientées vers l'extrapolation des paramètres à la hauteur de l'axe de l'éolienne. Nombre de relations empiriques ont ainsi été développées. La théorie de similitude, établie par Monin et Obukov en 1955, constitue la base de tous les travaux sur le profil du vent et l'extrapolation verticale de la vitesse. Les données fournies par « admiralty sailing direction, Mediterranean pilot » permettront l'établissement des cartes des vitesses moyennes des zones côtières algériennes particulièrement ventées. Ainsi localisées, elles feront l'objet d'une étude détaillée par projection de données relevées à $z=10$, 25 , et 50m d'altitude.

L'intérêt de l'établissement de la fonction « $f(t)$:densité de probabilité » est de voir comment se distribuent les vitesses autour de la valeur moyenne. si la courbe de densité est symétrique, elle

correspond à une distribution normale. et les valeurs estimées sont acceptées avec une bonne proportion.

Les vitesses du vent sont prise à la région d'Oran à 90m d'altitude à 7 :00h du matin au cours des années « 1966-1999 » ; La vitesse moyenne annuelle estimée à 90m est de 2 m sec^{-1} ; la courbe de densité de probabilité est presque symétrique autour de la valeur moyenne ; les calculs appliqués aux données statistiques pour l'estimation de la vitesse moyenne à 50m donne aussi une allure symétrique de densité de probabilité autour de $V_{\text{moy}}=2 \text{ m sec}^{-1}$; tandis que pour $z=10\text{m}$ et $z=25\text{m}$; la densité de probabilité est une fonction symétrique autour de la vitesse moyenne qui prend la valeur 0.5 m sec^{-1}

Pour les mesures effectuées à 13 :00h ; on trouve que la vitesse moyenne est de 6 m sec^{-1} à l'altitude de 90m ; on estime que la vitesse moyenne à 50m est de 5 m sec^{-1} ; à 25m est de 4 m sec^{-1} ; et à 10m elle est 3 m sec^{-1} , l'allure de densité de probabilité est toujours symétrique autour de la valeur moyenne « voir figure 2.14 « a, b » »

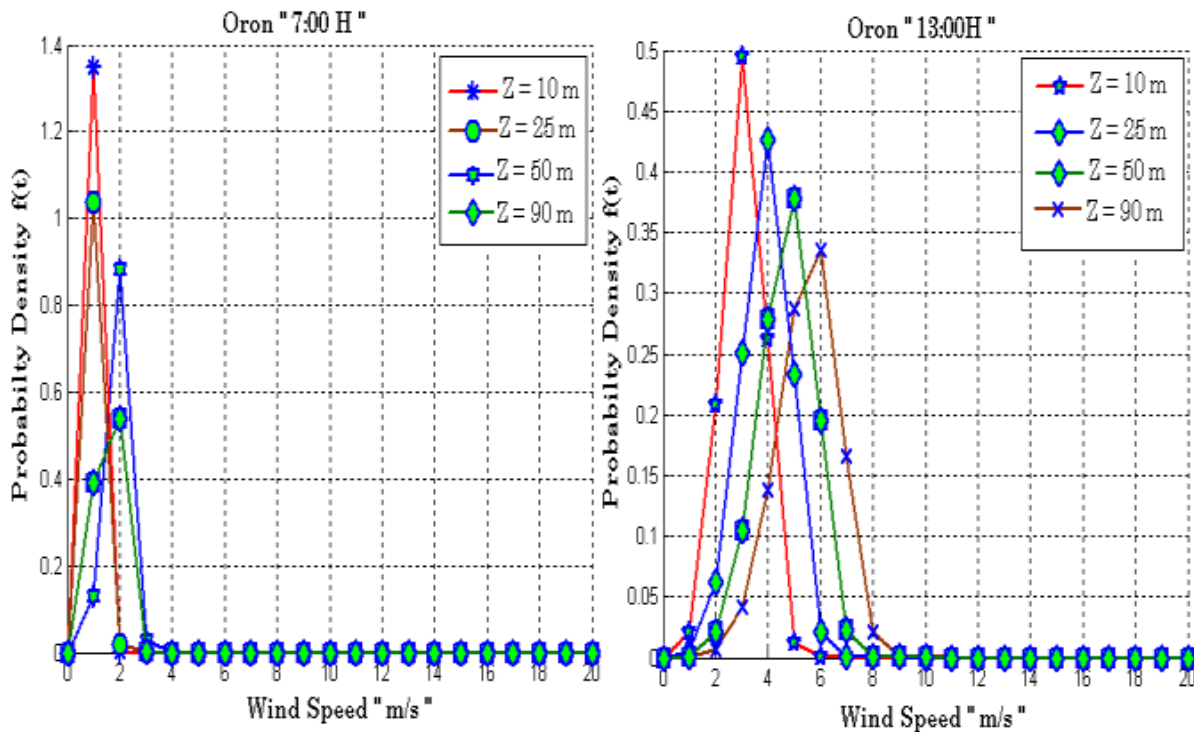


Figure 2. 14 « a, b ». La densité de probabilité d'Oran

La vitesse moyenne d'estimation de $z_{\text{ref}}=90\text{m}$ à $z = 10\text{m}$, 25m , et 50m est résumée dans le tableau 2.1 :

Tableau 2. 1.Vitesse moyenne de la région d'Oran

<i>Vitesse moyenne "Oron" à 07: 00H</i>				
Hauteur	$z_{ref}=90m$	$z=10m$	$z=25m$	$z=50m$
Vitesse moyenne	$2m\ sec^{-1}$	$0.5m\ sec^{-1}$	$0.5m\ sec^{-1}$	$2m\ sec^{-1}$
<i>Vitesse moyenne Oron à 13: 00H</i>				
Vitesse moyenne	$6m\ sec^{-1}$	$3m\ sec^{-1}$	$4m\ sec^{-1}$	$5m\ sec^{-1}$

Pour la même période d'étude et pour les mêmes mesures effectuées à la région d'Alger à 07 :00h du matin avec une altitude de 25m ; la courbe de densité de probabilité est symétrique autour de la vitesse moyenne annuelle $V_{moy}=1.5m\ sec^{-1}$; cette dernière présente aussi une valeur moyenne estimé pour les altitudes « $z=10m$, $z=20$,et $z=50$ » ; à 13 :00h la valeur moyenne de la vitesse du vent est de $5m\ sec^{-1}$;pour les altitudes « $z=10m$;et $z=20m$ » la vitesse moyenne est identique ;en prenant la valeur de $4m\ sec^{-1}$;et $V_{moy}=6m\ sec^{-1}$ pour l'altitude $z=50m$ « voir figure 2.15 « a, b » »

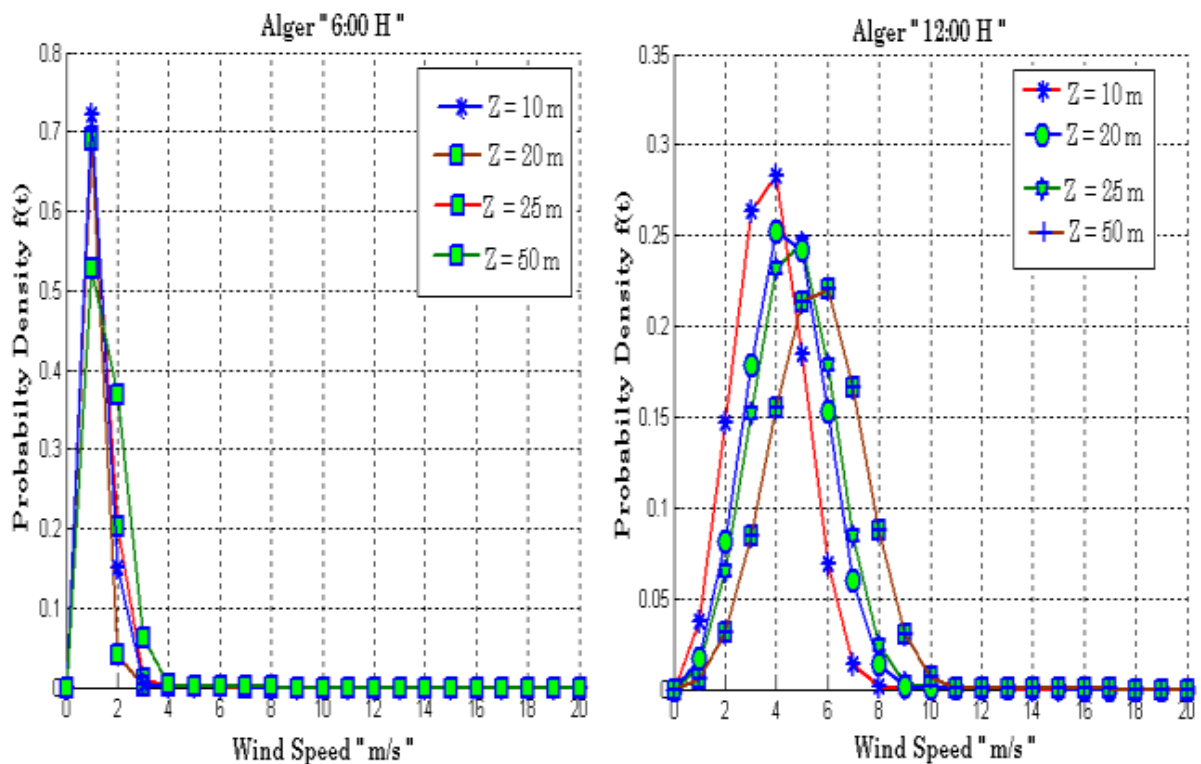


Figure 2. 15 « a, b ».La densité de probabilité d'Alger

La vitesse moyenne d'estimation de $z_{ref}=25m$ à $z = 10m$, $20m$, et $50m$ est résumée dans le tableau 2.2 :

Tableau 2. 2. Vitesse moyenne de la région d'Alger

Vitesse moyenne "Alger" à 06 :00H				
Hauteur	$z_{ref}=25m$	$z=10m$	$z=20m$	$z=50m$
Vitesse moyenne	$1m\ sec^{-1}$	$0.5m\ sec^{-1}$	$0.5m\ sec^{-1}$	$2m\ sec^{-1}$
Vitesse moyenne "Alger" à 12 :00H				
Vitesse moyenne	$5m\ sec^{-1}$	$4m\ sec^{-1}$	$4m\ sec^{-1}$	$6m\ sec^{-1}$

Pour la région de Bejaia ; les mesures sont étudiées à une altitude de $z=2m$; la densité de probabilité $f(t)$ dans ce cas est une courbe symétrique autour de $V_{moy} = 4m\ sec^{-1}$ pour les altitudes « $z=10$; $z=25$; et $z=50$ » les fonctions de densité de probabilité présentent toujours des allures symétriques autour des V_{moy} égaux à « $6m\ sec^{-1}$, $7m\ sec^{-1}$, et $8m\ sec^{-1}$ » à 13 :00h la vitesse de vent est de $5m\ sec^{-1}$ pour $z=2m$; cette vitesse prend des valeur très considérable avec l'élévation de la hauteur z ; elle peut aller jusqu'à $11m\ sec^{-1}$ à $z=50m$ « voir figure 2.16 « a, b » » ; on conclut de ces résultats que la zone côtière de Bejaia présente un lieu très venté et très intéressant pour l'implantation des éoliennes à 50m.

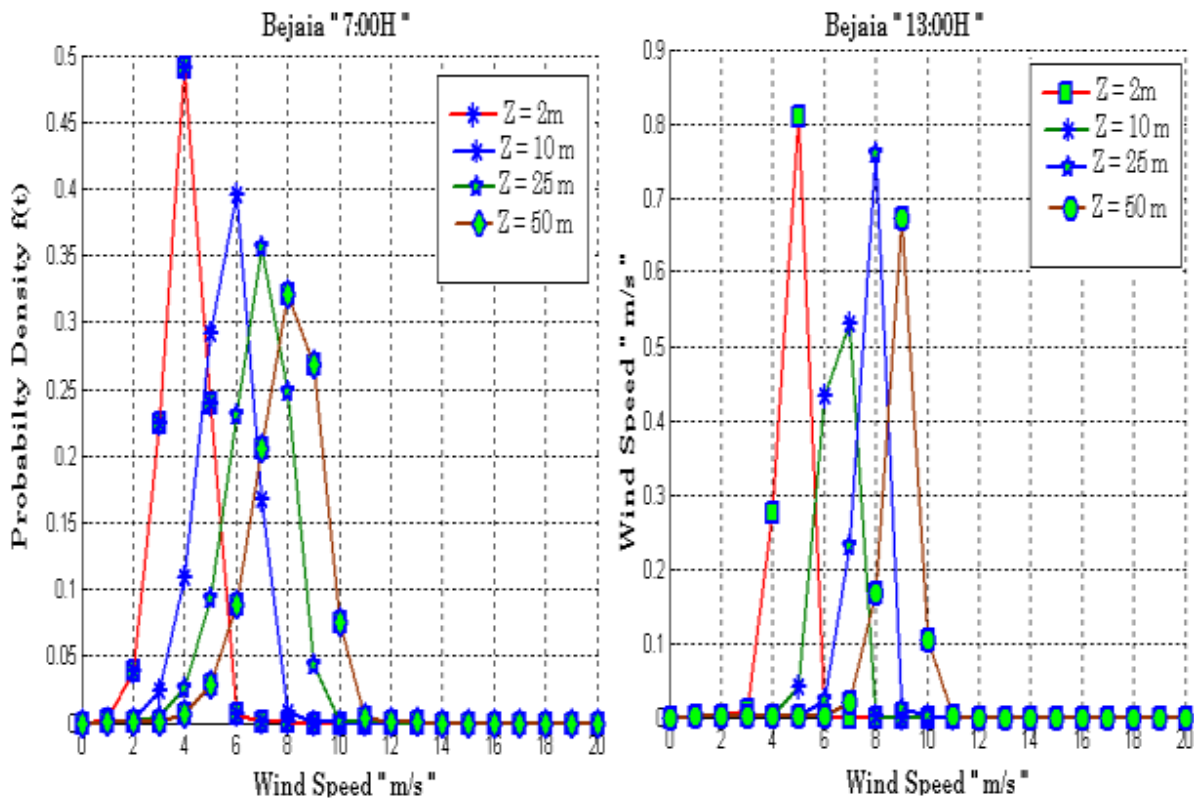


Figure 2. 16 « a, b ». Densité de probabilité Bejaia

La vitesse moyenne d'estimation de $z_{ref}=2m$ à $z = 10m, 25m,$ et $50m$ est résumée dans le tableau 2.3 :

Tableau 2. 3 .Vitesse moyenne de la région de Bejaia

<i>Vitesse moyenne "Bejaia" à 07 :00H</i>				
Hauteur	$z_{ref}=2m$	$z=10m$	$z=20m$	$z=50m$
Vitesse moyenne	4 m sec ⁻¹	6 m sec ⁻¹	7 m sec ⁻¹	8 m sec ⁻¹
<i>Vitesse moyenne "Bejaia " à 13 :00H</i>				
Vitesse moyenne	5 m sec ⁻¹	7 m sec ⁻¹	9 m sec ⁻¹	11 m sec ⁻¹

à $z=4m$ les mesures de la région de Annaba sont effectuées à 07:00h de matin; $f(t)$ est une courbe symétrique autour de la vitesse moyenne $V_{moy}=2m \text{ sec}^{-1}$; à $z=10m$ et à $z=25m$ il y a une symétrie autour de la moyenne $V_{moy}=3m \text{ sec}^{-1}$; tandis que à $z=50m$ la vitesse moyenne égale à 4 m sec⁻¹. Pour les mesures effectuées à $t=13 :00h$ toute les courbes sont symétriques autour des valeurs moyennes concèderais comme des valeurs bien établi pour l'implantation d'un cite éolien de puissance remarquable surtout à $z=50m$ « voir figure 2.17 « a, b » »

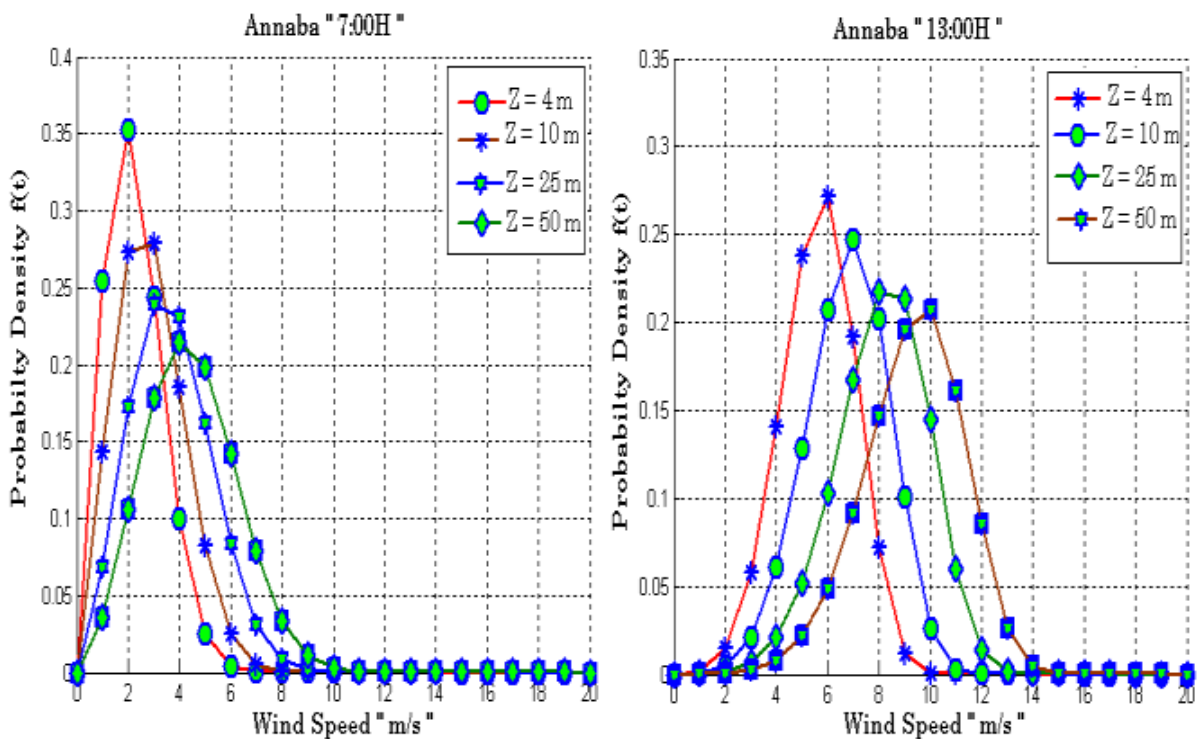


Figure 2. 17 « a, b ». Densité de probabilité Annaba

La vitesse moyenne d'estimation à de $z_{ref}=4m$ à $z = 10m, 25m,$ et $50m$ est résumée dans le tableau 2.4 :

Tableau 2. 4. Vitesse moyenne de la région d'Annaba

<i>Vitesse moyenne " Annaba " à 07 :00H</i>				
Hauteur	$z_{ref}=4m$	$z=10m$	$z=20m$	$z=50m$
Vitesse moyenne	2 m sec ⁻¹	3 m sec ⁻¹	3m sec ⁻¹	4 m sec ⁻¹
<i>Vitesse moyenne " Annaba " à 13 :00H</i>				
Vitesse moyenne	6 m sec ⁻¹	7 m sec ⁻¹	8 m sec ⁻¹	10 m sec ⁻¹

b. Discussions des résultats établis pour la détermination de la vitesse moyenne du vent

Les services météorologiques fournissent des données brutes « vitesse et direction » mesurées au niveau des stations météorologiques.

Toutefois, l'utilisateur potentiel a besoin de données « estimations » en tout point du territoire présentant un besoin énergétique ou autre : « architecture, agriculteurs,.. ». D'où la nécessité de l'établissement d'une carte des vents moyennant l'utilisation d'une méthode d'interpolation appropriée. Une fois la carte établie, les zones signalées comme particulièrement ventées nécessitent une étude microclimatique pour la confirmation des résultats de l'interpolation.

Le dimensionnement de tout système éolien passe nécessairement par la connaissance de la vitesse du vent et de ses variations au niveau de l'hélice.

Pour obtenir des données relatives à la hauteur désirée, d'où l'importance d'effectuer une campagne de mesure sur une période suffisamment longue à la hauteur d'installation des hélices d'éoliennes, est vraiment primordiale, ce qui n'est pas concevable pour de petites applications ; procéder par une extrapolation verticale de données relevées à 10 mètres du sol à 50m à partir de modèles empiriques déjà établis.

Les modèles cités précédemment sont tous basés sur la théorie de Monin–Obukov qui détermine le profil vertical du vent à partir de relations implicites, fonction des conditions de stabilité de la couche limite atmosphérique.

Les paramètres vent prélevés ont permis d'identifier la vitesse moyenne du vent sur une variété d'altitude ainsi que les paramètres de Weibull estimés à offrir un banc de données sur la forme de distribution autour de la moyenne. Ce qui permet l'établissement de l'atlas corrigé des vitesses et puissance disponible du vent à 10m ; 25m ; et 50m des zones côtières algériennes; pour une meilleure implantation des aérogénérateurs à vitesse variable.

II.3. Établissement de la composante turbulente

La deuxième variable représente la composante turbulente. La Turbulence décrite par une densité spectrale de puissance. Dans notre travail, la densité spectrale est utilisée selon l'expression suivante [47]:

$$\frac{nS_v(n)}{\sigma^2} = \frac{\left(n \frac{z}{V}\right)}{f_m \left(1 + \frac{1.5}{f_m} \left(n \frac{z}{V}\right)\right)^{5/3}} \quad (2.9)$$

Où $S_v(n)$ est la densité spectrale, n est la fréquence (Hz), z est la hauteur à laquelle le signal de vitesse du vent est produit, et égale à la hauteur de la mât de l'aéroturbine [m], $f_m = 0.06$ est une valeur constante et σ est l'intensité de la turbulence, elle est donnée par :

$$\sigma = V \times I_v(z) = V \frac{1}{\ln(z/z_0)} \quad (2.10)$$

Où $I_v(z)$ est l'intensité de la turbulence, z_0 est la longueur de rugosité. La figure 1.18 montre une densité spectrale de puissance tridimensionnelle donnée par [48].

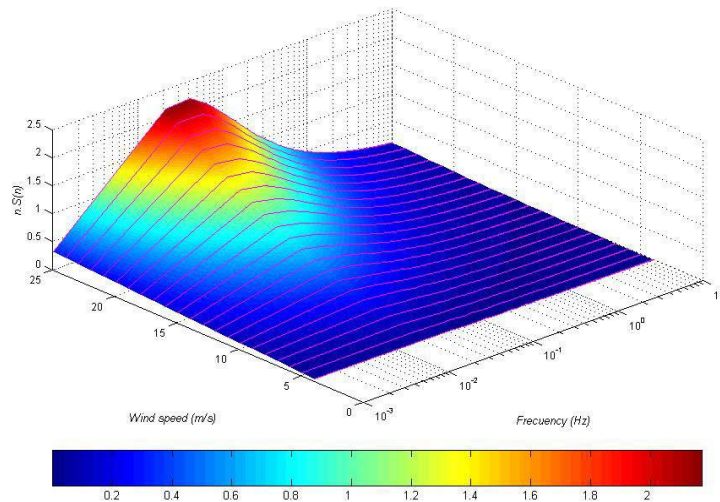


Figure 2. 18. La densité spectrale de puissance en trois dimensions d'Ernst-Cathor. ($z = 50$ m, $z_0 = 0,02$ m)

Le paramètre z_0 est utilisé pour caractériser le type de site autour de la turbine, car elle reflète l'impact de la structure de l'environnement des éoliennes sur l'intensité de la turbulence

Tableau 2. 5. Longueur de rugosité z_0 pour différents types de sites

Type de site	Longueur de rugosité z_0 (m)
Haute mer, sable	$10^{-4} - 10^{-3}$
Surface de la neige	$10^{-3} - 5 \cdot 10^{-3}$
Terrain tondu	$10^{-3} - 10^{-2}$
Gazon long, sol rocailleux	0.004 - 0.1
Forêt, les villes, les zones montagneuses	1- 5

Une méthode pour produire une série temporelle à partir d'une densité de puissance spectrale donnée est nécessaire à cette section.

Cette méthode est basée sur la sommation d'un grand nombre de fonctions sinus avec des fréquences différentes, dont l'amplitude est déterminée par la densité de puissance spectrale donnée, à partir de laquelle la série temporelle, est dérivée.

Une densité spectrale de puissance ne contient que des informations sur l'amplitude des diverses composantes de fréquences du signal, mais aucune information sur l'angle de phase. Dans le domaine temporel, cependant, l'amplitude et l'angle de phase des composantes sinusoïdales d'un signal doivent être connues.

Par conséquent, pour établir une série temporelle à partir d'une densité de puissance spectrale donnée, l'angle de phase de chacun des composants de fréquence doit être établi. Dans la méthode appliquée, cela se fait en rendant aléatoire l'angle de phase initiale de chacun des composants de fréquence qui sont inclus dans les séries chronologiques dans l'intervalle de 0 à 2π . Ainsi, une quantité infinie de séries temporelles aléatoires correspond à une seule densité spectrale de puissance.

L'équation suivante s'applique à la composante de turbulence de la séquence de la vitesse du vent

$$v(t) = \sqrt{2} \sum_{k=1}^m [S_v(n_k) \Delta n]^{0.5} \cos(2\pi n_k t + \beta_k) \quad (2.11)$$

Où n_k est la composante de $k^{\text{ième}}$ fréquence, Δn est l'écart de fréquence et β_k est la phase aléatoire, uniformément distribuée dans l'intervalle $[0, 2\pi]$.

- ✓ **N.B :** La turbulence n'est pas la seule cause de la non-homogénéité du vent incident sur la turbine. D'autres éléments tels que l'effet d'ombre de la tour ou le cisaillement du vent illustrés sur la figure 2.19; contribuent aussi à cette non-homogénéité. Contrairement à la turbulence, ces effets sont déterministes.

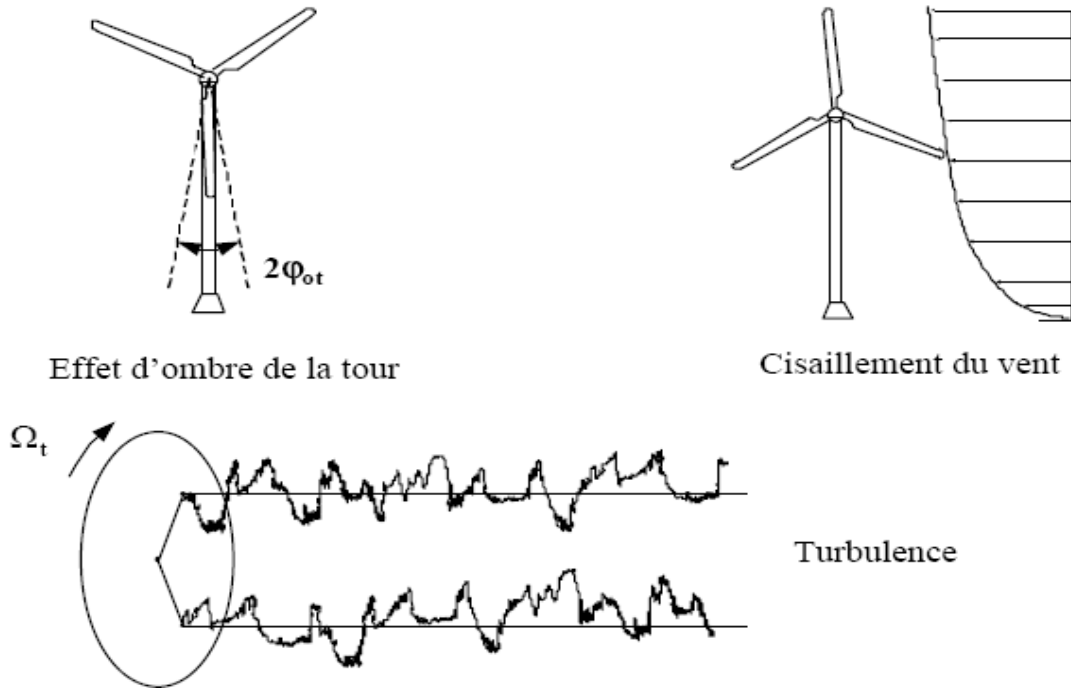


Figure 2. 19. Quelques causes de la non-homogénéité du vent incident sur la turbine

Le cisaillement du vent exprime le fait que la vitesse du vent augmente avec l'altitude. La loi exprimant ce gradient de vitesse est logarithmique, mais normalement approchée par une loi exponentielle [49]:

$$V(z) = V_r \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha, \quad \alpha = 0.2 \quad (2.12)$$

Le profil du vent, $V(z)$ indique la vitesse moyenne du vent en fonction de la hauteur, z , au-dessus du sol.

V_r : La vitesse de référence à la hauteur z_r « hauteur du moyeu », et α est le paramètre empirique de la loi potentielle. Ce paramètre varie sur un même site de 1/7 pendant le jour à 1/2 la nuit [46], il prend la valeur de 0.2 selon l'IEC 2005 61400-1[50]

L'effet d'ombre de la tour traduit le fait que la tour a une certaine zone d'influence où la vitesse de vent est plus faible. La zone d'influence ainsi que la chute de vitesse dans cette zone dépendent notamment du type « tubulaire d'acier, en treillis, mat haubané » et des dimensions de la tour.

II.4. Conclusion

Le choix du lieu d'implantation d'une éolienne est très important ; mais la tâche primordiale avant ce choix, c'est l'étude du site météorologique.

C'est une démarche difficile et très onéreuse ; donc il est conseillé de trouver l'emplacement idéal en tenant compte des conditions suivantes :

Choisir le site traversé par un vent régulier ; de vitesse moyenne élevée et moins tourbillonnée, et la direction aussi.

Installation des éoliennes au plus haut de site choisi et face au vent ; c'est en effet à la hauteur que les vents sont généralement à vitesses plus élevées et dégagées de toutes turbulences

L'étude topographique présentée dans cette étude ; nous a aidé de révéler des connaissances très importantes ; on a choisi ; d'implanter des éoliennes dans les zones côtières de Annaba et Bejaia à la hauteur de 50 m; à cette altitude la vitesse de vent est très remarquable « 11 m sec⁻¹ pour la zone côtière de Bejaia ; et 9 m sec⁻¹ pour la zone de Annaba ».

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude du gisement éolien des régions de l'Est de l'Algérie.

Chapitre III. Établissement du gisement éolien de l'Est algérien

III.1. Introduction

L'électricité disponible générée par un système de génération d'énergie éolienne dépend de la vitesse moyenne du vent, de l'écart type de la vitesse du vent, et de l'emplacement de l'installation. Depuis la variation d'année en année sur la vitesse annuelle moyenne du vent est difficile à prévoir, les variations de la vitesse du vent au cours d'une année peuvent être bien caractérisées en termes d'une fonction de distribution de probabilité, la distribution de Weibull ainsi a été l'une des distributions les plus couramment utilisées, et recommandées pour déterminer le potentiel de l'énergie éolienne. Dans cette étude, les deux paramètres de la distribution de la fonction Weibull (le paramètre de forme k « sans dimension » et le paramètre d'échelle c « $m \text{ sec}^{-1}$ »), ont été calculés à partir des données de la vitesse du vent pour les régions côtières de l'est algérien, sur une période de 11 ans « 1995 à 2005 ».

L'énergie renouvelable est abondante et ses technologies sont bien mises en place pour assurer la sécurité complète de l'approvisionnement énergétique. Il est maintenant évident que les technologies d'énergies renouvelables jouent un rôle stratégique dans la réalisation des objectifs de développement économique durable et de la protection de l'environnement. Avec des vents assez constants toute l'année et avec la disponibilité de grandes quantités de crédit et d'autres incitations financières, il y a une tendance croissante pour les nouvelles installations d'énergie éolienne dans les zones côtières de l'Algérie, c'est considérablement élevé le niveau des ressources d'énergie renouvelable qui peut être une partie du réseau de l'énergie totale du pays [51].

Parmi ces observations, la vitesse du vent est une variable aléatoire importante qui affecte les résultats les plus précis sur le potentiel énergétique du site. La vitesse du vent sur une période donnée peut être représentée par une fonction de densité de probabilité. Au cours des dernières années, la distribution de Weibull a été l'un des outils les plus largement utilisés et recommandés pour déterminer le potentiel de l'énergie éolienne. En outre, il est utilisé comme point de référence pour estimer l'énergie du vent commercialement viable.

Dans cette étude, la méthodologie que nous mettons en œuvre pour le calcul des paramètres de l'énergie éolienne a été basée sur l'étude de la météorologie sur 11 ans avec un taux journalier. En premier lieu, les informations de la météo sont données par le département de direction et force du vent " de l'aéroport d'Alger ". Ces données ont une bonne couverture des observations sur le territoire. Les régions concernées dans cette étude sont : Annaba, Skikda, Jijel, Chlef et Oran, ils sont situées sur la côte de l'Algérie. Afin de trouver un endroit approprié, il est nécessaire de connaître la distribution spatiale du vent, pour cette raison et pour les données d'allocation améliorées, les fréquences de la direction du vent sont présentées dans ce travail par une rose du vent.

III.2. Variation temporelle et spéciale du vent

L'objectif principal de l'analyse des données de vent est une meilleure connaissance de la variation temporelle et spatiale.

- A. **La variation temporelle** : la variation temporelle comprend:
- Basse fréquence (variations annuelles, saisonnières, mensuelles)
 - Moyenne fréquence (variations quotidiennes, toutes les heures)
 - Haute fréquence (modifications à la seconde ou plus au-dessus de la fréquence de 1 Hz) typique de la turbulence du vent.
- B. **La variation spatiale**: principalement la variation verticale des directions de champ et de vent.

Variabilité temporelle et méthodes numériques

Pour estimer les paramètres de Weibull, la vitesse du vent est une variable aléatoire pour déterminer le potentiel éolien d'une région, il est nécessaire d'utiliser l'analyse statistique [52, 53, 54, 55].

Cela nécessite l'existence d'enregistrements de séries chronologiques de la vitesse du vent. Ces dossiers sont les données du vent. Sur la base des données de la vitesse du vent collectées, la distribution de Weibull peut être décrite comme une fonction de densité de probabilité et la fonction de distribution cumulative, déterminée par les équations suivantes [56, 57]:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3.1)$$

$$F(v) = \int_0^{+\infty} f(v)dv = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3.2)$$

k et c sont les paramètres de Weibull et v est la vitesse du vent. Les valeurs de k allant de 1,5 à 3,0 pour la plupart des conditions de vent. La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull dans lequel les paramètres de forme est 2.0.

III.3. Estimation des paramètres de Weibull

Pour estimer les paramètres de distribution de Weibull, de nombreuses méthodes numériques sont utilisées.

III.3.1. Méthode graphique

La méthode graphique est obtenue grâce à la fonction de distribution cumulative. Dans ce mode de distribution, les données de vitesse du vent sont interpolées par une ligne droite, en utilisant le concept des moindres carrés. L'équation de cette méthode peut être représentée par une double transformation logarithmique [58, 59,60] comme suit:

$$\ln\{-\ln[1 - F(v)]\} = k \ln(v) - k \ln(c) \quad (3.3)$$

Ainsi, un tracé de rapport présente une ligne droite. La pente de la ligne est k et le point d'intersection avec l'axe y est $(-k \times \ln(c))$

$$\bar{v} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3.4)$$

Γ est la fonction gamma

III.3.2. Méthode du maximum de vraisemblance

Le procédé d'évaluation de probabilité maximale est difficile à résoudre, car les itérations numériques sont nécessaires pour déterminer les paramètres de la loi de Weibull.

Dans cette méthode, les paramètres k et c sont déterminés conformément aux équations ci-dessous [61, 62]

$$k = n \left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} \right] \quad (3.5)$$

$$c = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right]^{1/k} \quad (3.6)$$

n est le nombre d'observations effectuées et v_i est la vitesse du vent mesurée à l'intervalle i

III.3.3. Méthode des moments

Procédé de moment peut être utilisé comme une alternative à la méthode du maximum de vraisemblance [63] et, dans ce cas, les paramètres k et c sont déterminés par les équations suivantes:

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma(1+1/k)} \quad (3.7)$$

$$\delta = c \left[\Gamma(1 + 2/k) - \Gamma^2(1 + 1/k) \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.8)$$

\bar{v} et δ sont la vitesse moyenne du vent et l'écart-type des données observées de la vitesse du vent, respectivement.

III.3.4. Méthode empirique

La méthode empirique est considérée comme un cas particulier de la méthode des moments, où les paramètres de Weibull k et c sont donnés par les équations indiquées ci-dessous [64, 65, 66].

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}} \right)^{-1,086} \quad (3.9)$$

Le paramètre d'échelle c est donné par l'équation

III.4. variabilité spatiale

III.4.1 mesure de la vitesse verticale du vent

Très souvent, la mesure de la vitesse du vent est prise à une hauteur différente à laquelle les éoliennes sont installées. Il est donc nécessaire de déterminer une relation entre la vitesse du vent pour différentes hauteurs, la formule exprimant le gradient de vitesse est logarithmique, mais normalement approchée par une forme exponentielle:

$$v_2 = v_1 \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^\alpha \quad (3.10)$$

Le profil du vent indique la vitesse moyenne du vent en fonction de la hauteur z_2 au-dessus du sol. v_1 est la vitesse de référence à la hauteur z_1 et α est le paramètre empirique de loi de puissance. Ce paramètre varie sur le même site 1/7 pendant le jour et 1/2 pendant la nuit, il prend la valeur de 0,2, selon la CEI 200561400-1[50]

III.4.2. Direction du vent

Les roses des vents sont circulaires, représentent graphiquement la vitesse du vent, la direction et la fréquence basées sur une simple boussole. La direction du vent est représentée par la longueur d'une ligne représentant un certain nombre d'événements de collecte de vent. La longueur de la ligne à partir du cercle extérieur vers le centre de la rose indique le pourcentage des mesures de vent total, où le vent souffle dans cette direction de la boussole - intégrant à la fois la fréquence et des données de direction. La vitesse du vent est indiquée à l'aide d'un certain nombre de techniques différentes.

En effet, lors de l'installation d'éoliennes sur un site, il est nécessaire de savoir quelles sont les principales directions du vent afin de limiter l'interaction négative entre plusieurs vents et obstacles. Par conséquent, les roses des vents donnent plus d'informations.

III.4.3. Topographie

L'étude topographique au cours des années "1995 à 2005" a donné des informations pratiques sur les conditions météorologiques et les conditions spécifiques de plusieurs régions de l'Algérie, nous sommes intéressés dans ce travail que par les régions de la côte Est algérien qui sont : «Annaba, Skikda, Jijel, Alger, Chlef, Oran ».

III.5. Résultats et discussions

III.5.1. Résultats de Paramètres de Weibull

Les figures de 3.1 à 3.6 montrent la distribution de Weibull, qui décrit par sa fonction de probabilité, par rapport à la vitesse moyenne du vent, des données recueillies sur une base annuelle de 1995 à 2005, pour les régions côtières de l'Algérie, sur la base des paramètres calculés à l'aide des méthodes de Weibull présentées dans la section précédente.

Les paramètres de Weibull annuels k et c , ainsi que les données d'écart type observés dans toutes les villes les plus de 11 ans, sont présentés dans le tableau 3.1.

Tableau 3. .1 Les paramètres annuels de Weibull de toutes les régions étudiées

Régions	Annaba		Skikda		Jijel		Alger		Chlef		Oran	
	k	c	k	c	k	c	k	c	k	c	k	c
1995	1.63	3.91	1.89	4.09	1.48	2.08	1.41	2.29	1.59	2.93	1.82	3.83
1996	1.82	3.78	1.96	3.57	1.44	2.41	1.29	2.42	1.76	2.86	1.92	4.25
1997	1.82	3.79	1.89	3.29	1.33	2.60	1.53	2.15	1.51	2.61	1.84	3.21
1998	1.84	3.87	1.64	3.10	1.32	2.56	1.30	1.94	1.53	2.72	1.69	3.38
1999	1.94	4.31	1.84	3.13	1.61	2.97	1.66	2.54	1.43	3.00	1.52	3.39
2000	1.81	3.73	1.36	2.74	1.41	2.25	1.38	2.82	1.59	2.89	1.61	3.04
2001	1.59	3.72	1.57	2.83	1.45	2.40	1.56	2.82	1.61	2.97	1.64	2.08
2002	1.63	3.87	1.36	2.71	1.48	2.53	1.35	2.66	1.74	2.79	1.44	2.08
2003	1.66	4.04	1.60	2.94	1.32	2.57	1.55	2.75	1.49	2.53	1.61	2.08
2004	1.84	3.86	1.70	3.33	1.22	1.69	1.61	2.41	1.73	2.76	1.66	2.08
2005	1.85	3.82	1.42	2.99	1.20	2.11	1.50	2.59	1.51	2.59	1.50	2.08
Moyenne	1.63	3.89	1.57	3.16	1.27	2.38	1.30	2.49	1.38	2.79	1.50	3.34
Vmoy	3.4820		2.8383		2.2089		2.2997		2.5488		3.0152	

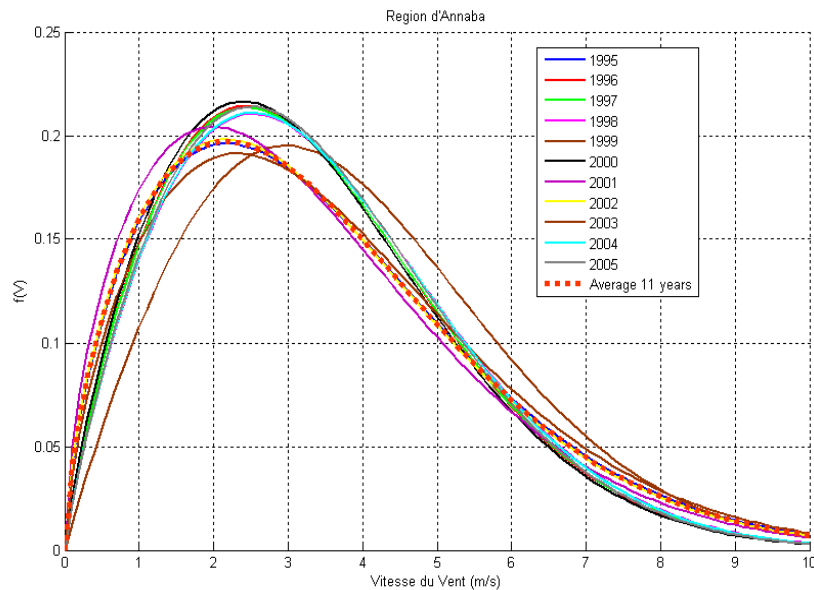


Figure 3. 1.Densité de probabilité de la région d'Annaba

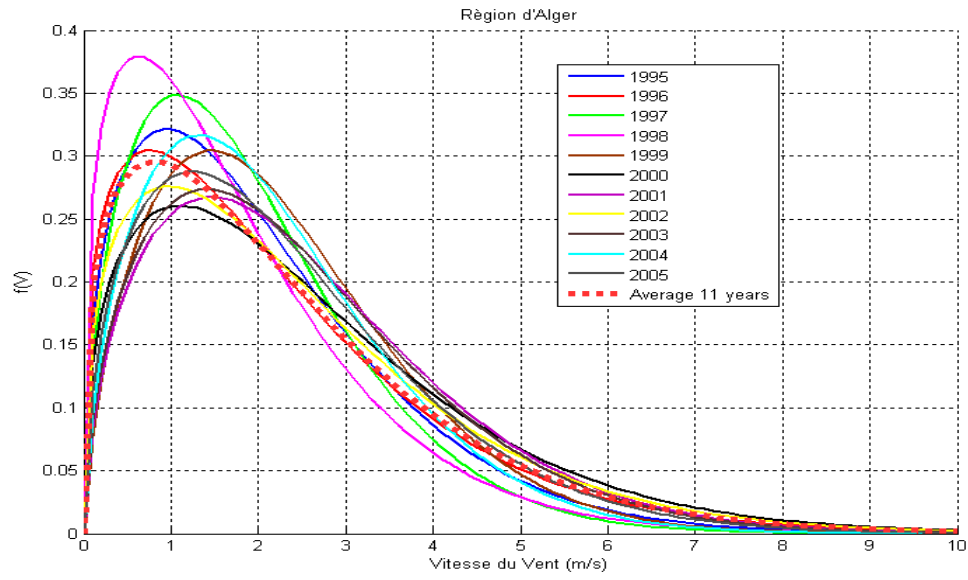


Figure 3. 2. Densité de probabilité de la région d'Alger

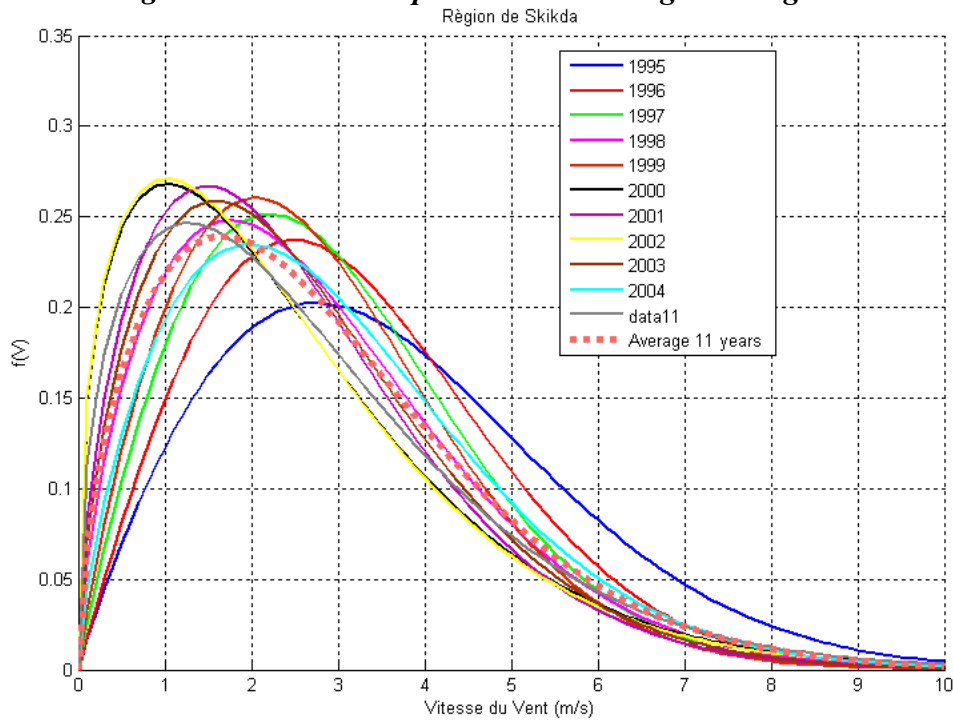


Figure 3. 3. Densité de probabilité de la région de Skikda

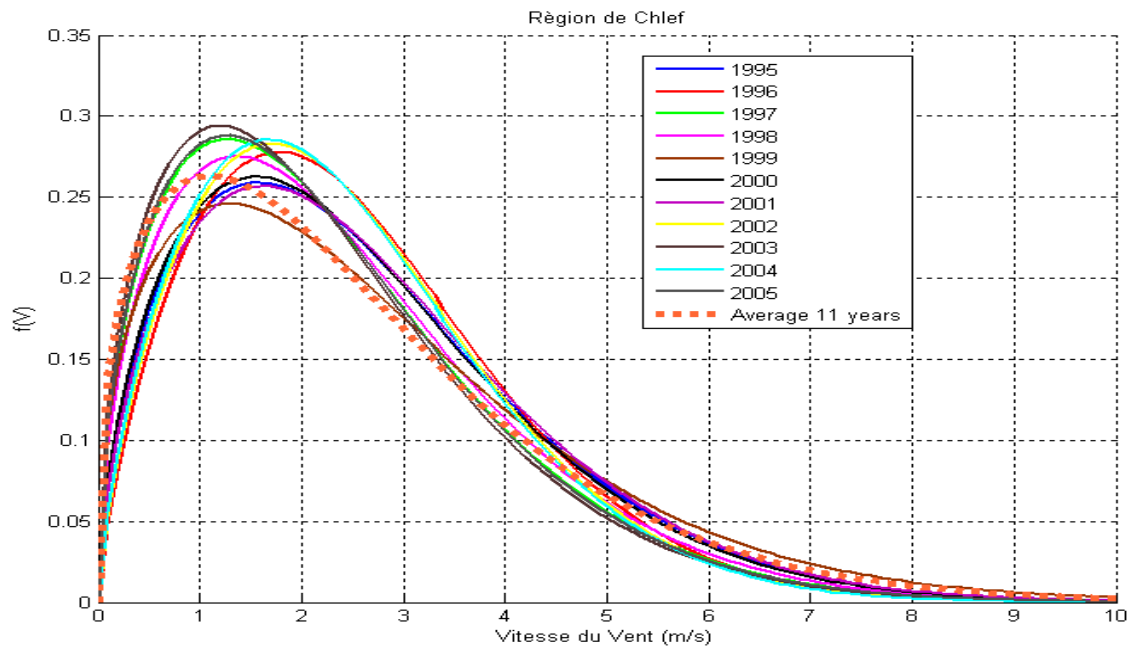


Figure 3. 4. Densité de probabilité de la région de Chlef

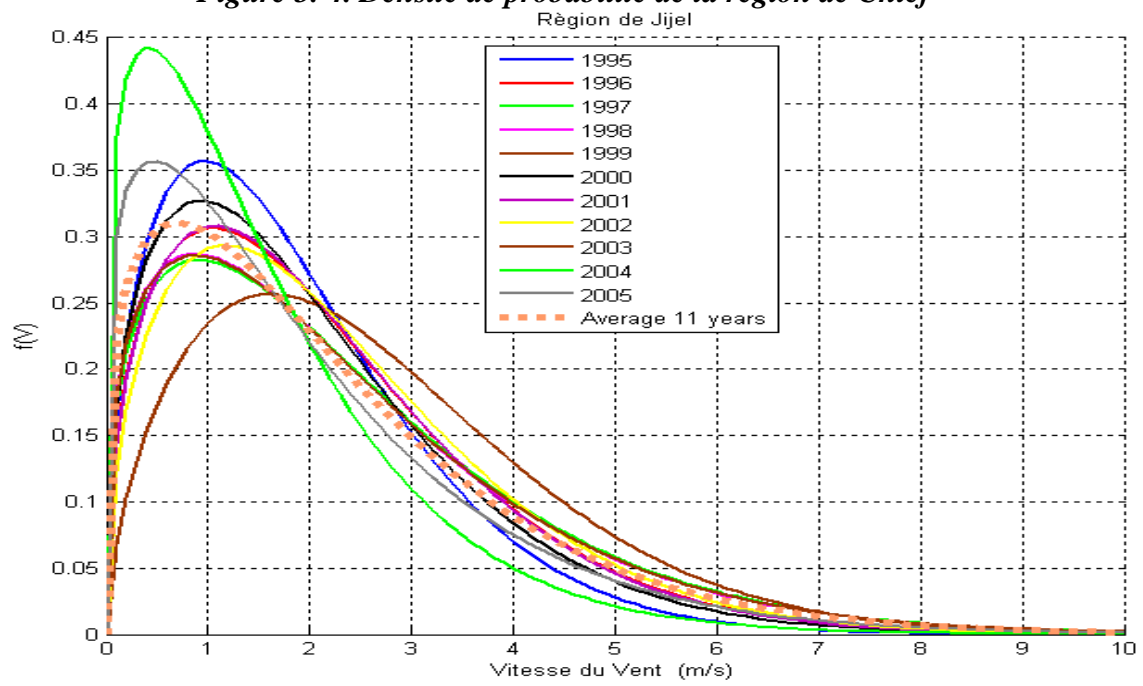


Figure 3. 5. Densité de probabilité de la région de Jijel

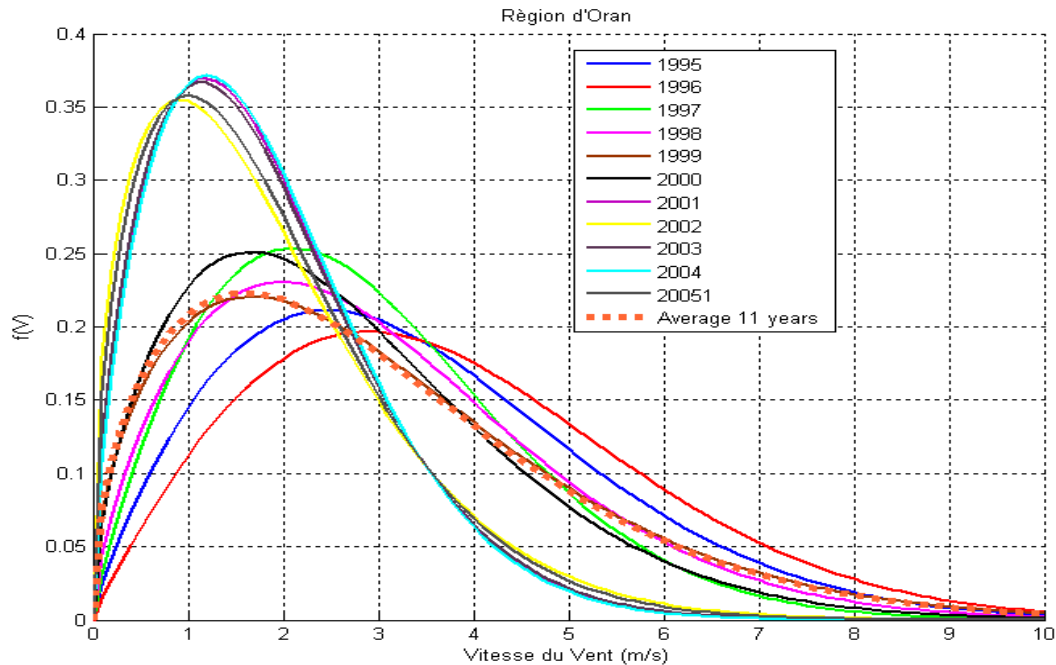


Figure 3. 6. Densité de probabilité de la région d'Oran

En outre, d'après les figures 3.1 à 3.6, il est possible de vérifier la façon dont les courbes représentatives de la fonction de densité de probabilité annuelle de Weibull, pour chacune des six régions "Annaba, Skikda, Jijel, Alger, Chlef, et Oran " durant les 10 ans ; de 1995 à 2005.

L'estimation moyenne des paramètres de Weibull pendant 11 ans (1995-2005), montre que le facteur de forme k dans ce cas varie entre 1 et 2, c'est pourquoi il y a un peu de données de distribution large autour de la vitesse moyenne du vent, qui se situe entre 1 et 3,5 m sec^{-1} .

III.5.2. Résultats de la rose du vent

Pour une meilleure compréhension de la connaissance de la distribution et des directions de la vitesse du vent, les roses du vent ont été étudiées à partir des données météorologiques pour les six régions mentionnées précédemment.

La rose du vent de la région d'Annaba (voir figure 3.7) montre que les directions du vent sont réparties d'une manière semblable dans toutes les régions et avec des pourcentages égaux (voir figure 3.8), cependant le vent est presque négligé dans la direction du nord-ouest et du sud-est, avec un vent calme de 20% dans le Sud-Sud.

Les vitesses du vent les plus fréquentes, entre 1 et 6 m sec⁻¹ (55.3% d'occurrences), sont de 30% du côté sud.

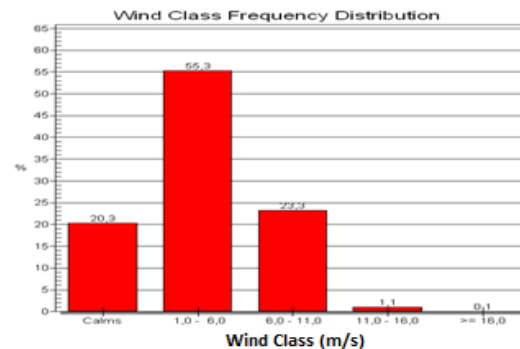
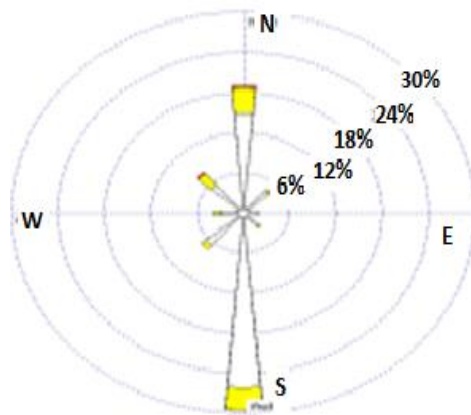


Figure 3. 7. Rose du vent « Annaba » **Figure 3. 8. Classe de distribution des fréquences « Annaba »**

La rose du vent annuelle de la région de Skikda (voir figure 3.9) dans la période (1990-2007) montre la direction des vents dominants sud-sud, et la seconde direction dominante est Nord-Sud, tandis que d'autres directions sont négligées. Toutes les directions ont une faible vitesse, variant entre 1 et 6 m sec⁻¹, avec des valeurs plus élevées de vent ayant un taux d'occurrence très faible (voir figure 3.10).

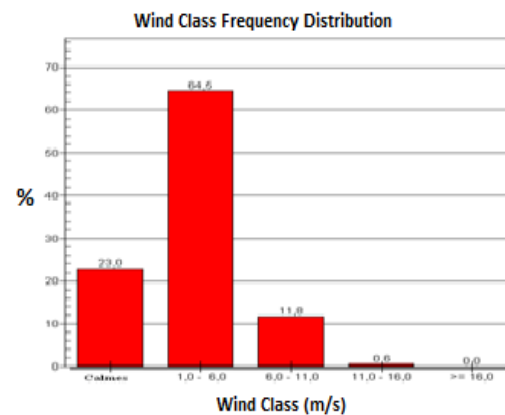
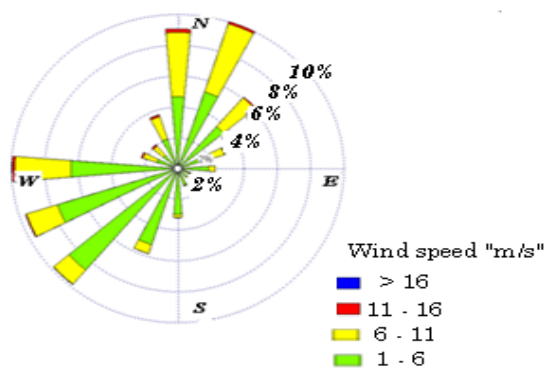


Figure 3. 9 Rose du vent « Skikda »

Figure 3. 10. Classe de distribution des fréquences « Skikda »

Les figures 3.11 et 3.12 montrent la rose des vents et les classes de fréquences dans la région de Jijel. On a constaté que:

- la vitesse du vent la plus fréquente est égale à 1 et 6 m sec⁻¹ (40,3% des occurrences) et entre 6 et 11 m sec⁻¹ (17,5% des occurrences), Ces vents sont du Nord-Ouest.
- Les vents calmes ont un pourcentage de 40,9% dans toutes les directions, Vents puissants (vitesse supérieure à 16m sec⁻¹) n'ont pas été observés au cours de cette période.

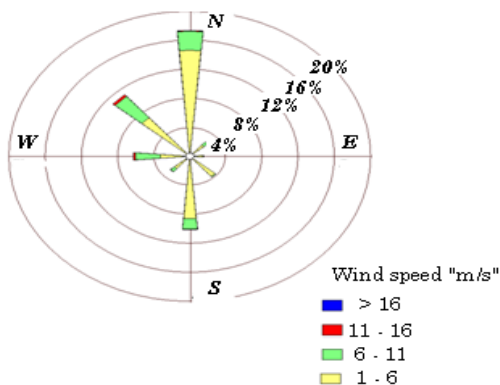


Figure 3. 11 Rose du vent « Jijel »

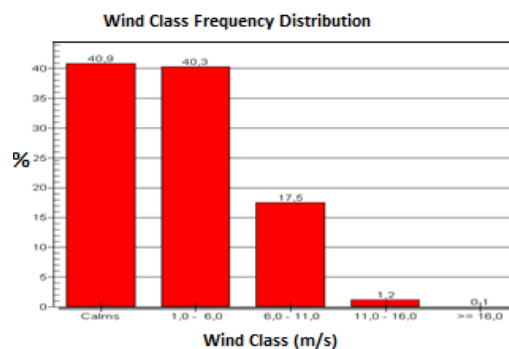


Figure 3. 12. Classe de distribution des fréquences « Jijel »

Les figures 3.13 et 3.14 montrent la rose du vent et les classes de fréquence dans la région d'Alger. On a constaté que:

- les vitesses du vent les plus fréquentes sont égales à 1 et 6 m sec⁻¹ (40,3% des occurrences) et entre 6 et 11 m sec⁻¹ (17,5% des occurrences). Ces vents sont du Sud-Ouest la plupart du temps
- Les vents calmes ont un pourcentage de 40,9% dans toutes les directions, les Vents puissants (vitesse supérieure à 16 m sec⁻¹) n'ont pas été observés au cours de cette période.
- Les deux histogrammes de la distribution de fréquence de classe de vent (de Jijel et Alger) ont la même distribution.

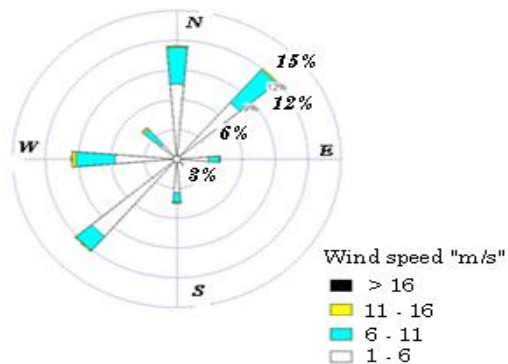


Figure 3.13 Rose du vent « Alger »

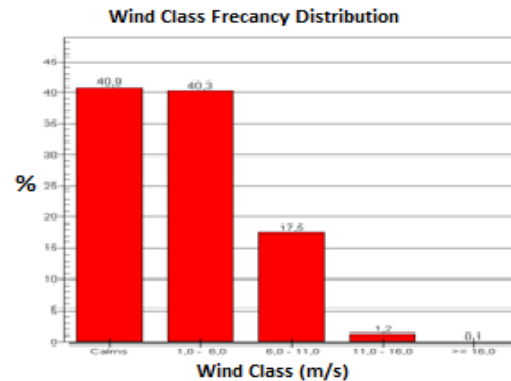


Figure 3.14. Classe de distribution des fréquences « Alger »

Les figures 3.15 et 3.16 montrent la rose du vent et les classes des fréquences dans la région de Chlef, nous constatons que:

- la vitesse la plus fréquente est toujours égale à 1 et 6 m sec^{-1} (53,8% des occurrences) et entre 6 et 11 m sec^{-1} (13,8% des occurrences) et sont presque dans toutes les directions.
- Les vents faibles (vitesse inférieure à 1 m sec^{-1}) n'ont pas de direction privilégiée.
- Les vents forts (vitesse supérieure à 16 m sec^{-1}) représentent 0,6% des données et sont, pour la plupart de l'Ouest et du Sud-Ouest.

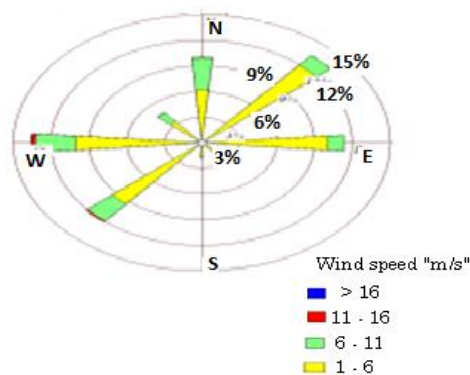


Figure 3.15 Rose du vent « Chlef »

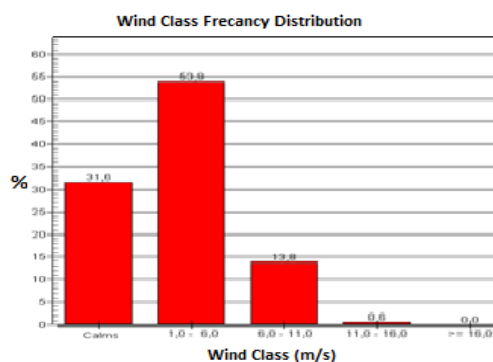


Figure 3.16 Classe de distribution des fréquences « Chlef »

Les figures 3.17 et 3.18 montrent la rose du vent et les classes des fréquences dans la région d'Oran, nous constatons que:

- Les vents les plus fréquents sont toujours égaux de 1 m sec^{-1} à 6 m sec^{-1} (55,7% des occurrences) et entre 6 m sec^{-1} et 11 m sec^{-1} (25,1%). Ces vents sont pour la plupart de toutes les directions et de 6 m sec^{-1} à 11 m sec^{-1} dans le nord ouest.
- Les vents faibles (vitesse inférieure à 1 m sec^{-1}) n'ont pas de direction privilégiée
- Les vents forts (vitesse supérieure à 16 m sec^{-1}) représentent 3% des données et surviennent pour la plupart dans le sud.

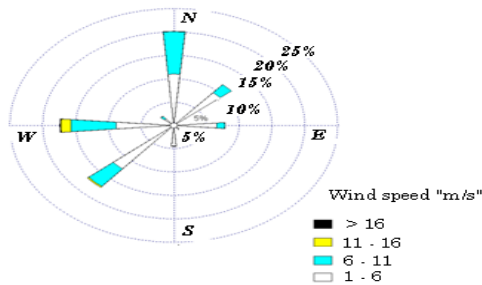


Figure 3. 17 Rose du vent « Oran »

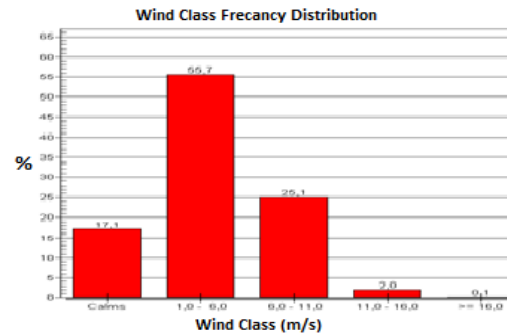


Figure 3. 18. Classe de distribution des fréquences « Oran »

III.6.Conclusion

Ce travail se concentre sur l'estimation de l'énergie éolienne dans les régions côtières de l'Est algérien qui doit conduire le développement de l'énergie éolienne en Algérie. La recherche consiste à l'étude d'une phase préalable à apporter une aide efficace à tous ceux qui ont à prendre des décisions concernant la planification et la mise en œuvre de projets d'énergie éolienne.

Dans cette étude, nous avons commencé par la détermination des différents paramètres liés au vent, tels que la modélisation mathématique de la distribution de fréquence du vent « distribution de Weibull » ; et le traitement des données réelles collectées durant 10 ans à la taille d'un parc éolien sur chaque région.

On a estimé le potentiel de l'énergie éolienne, tout en s'appuyant sur la détermination automatique de la direction des parcs éoliens dans notre sujet d'étude. Les valeurs des paramètres mesurés à l'aide de la rose du vent ont présenté une proche d'approximation des valeurs obtenues par modélisation mathématique de la distribution de Weibull, qui a validé notre étude.

Chapitre IV. Adéquation des lois d'extrapolation pour des sites différents

IV.1. Introduction

Accroître les connaissances sur les modèles de cisaillement du vent à renforcer leur fiabilité d'apparition comme un enjeu crucial, considérablement pour les investisseurs de l'énergie éolienne, en raison de prédire avec précision la vitesse moyenne du vent à différentes hauteurs de moyeu de la turbine et donc la production d'énergie éolienne prévue. C'est particulièrement indispensable lors de l'étude de faisabilité pour diminuer les coûts d'un projet d'énergie éolienne. Les lois d'extrapolation ont été trouvées pour fournir la meilleure représentation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur, évitant ainsi l'installation des tours élevées, ou même des appareils plus coûteux tels que le : LIDAR ou SODAR. Les modèles proposés sont basés sur des relations implicites des théories qui déterminent le profil vertical du vent.

Cependant, ces formules d'extrapolation empiriques ont été développées pour des conditions météorologiques spécifiques et des sites appropriés pour les éoliennes, raison pour laquelle plusieurs études ont été faites par différents auteurs pour déterminer la meilleure formule adaptée à leurs propres conditions.

Cette étude vise à poursuivre la question de recherche abordée dans des études précédentes, où certains modèles d'extrapolation ont été testés et comparés par extrapolation des ressources énergétiques à des hauteurs différentes.

Cependant, des résultats comparables sont retournés par la loi de puissance et la loi logarithmique qui se sont inévitablement avérés être préférables. Dans ce contexte, cette étude porte sur l'évaluation de plusieurs lois d'extrapolation de la vitesse du vent (sept lois), en comparant les résultats d'analyse obtenus avec des données réelles pour trois sites météorologiques différents, rugosité différente, des altitudes différentes et des périodes de mesure différentes.

Dans la littérature, la rugosité z_0 est généralement comprise entre $0.03 \div 0.1$ (le coefficient de cisaillement entre $0.14 \div 0.2$). Cependant, dans des situations réelles, le coefficient de cisaillement du vent (rugosité) n'est pas constant et dépend de nombreux facteurs, y compris les

conditions atmosphériques, la température, la pression et l'humidité, le temps « jour/nuit », les saisons de l'année, la vitesse moyenne du vent, la direction et la nature des sols. Le tableau 4.1 montre les différentes rugosités pour différents types de topographie.

Tableau 4. 1 Classe et longueur de rugosité «Association danoise des fabricants d'éoliennes » www.Windpower.dk [67]

<i>Classe de rugosité</i>	<i>Longueur de rugosité (m)</i>	Type de paysage
<i>0</i>	<i>0.0002</i>	Surface de l'eau
<i>0.5</i>	<i>0.0024</i>	Terrain totalement ouvert avec une surface lisse, p. Ex. Pistes en béton dans les aéroports, herbe tondue, etc...
<i>1</i>	<i>0.03</i>	Zone agricole ouverte sans clôtures et haies et bâtiments très éparpillés. Seulement les collines doucement arrondies
<i>1.5</i>	<i>0.055</i>	Terrain agricole avec quelques maisons et des haies d'abriter 8 m de haut avec une distance d'environ 1250 mètres
<i>2</i>	<i>0.1</i>	Terrain agricole avec quelques maisons et des haies d'abriter 8 m de haut avec une distance d'environ 500 mètres
<i>2.5</i>	<i>0.2</i>	Terrain agricole avec de nombreuses maisons, des arbustes et des plantes, ou 8 mètres de hauteur haies abriter avec une distance d'env. 250 mètres
<i>3</i>	<i>0.4</i>	Villages, petites villes, terres agricoles avec de nombreuses ou hautes haies couvertes, forêts et terrain très rugueux et accidenté
<i>3.5</i>	<i>0.8</i>	Les grandes villes avec de grands bâtiments
<i>4</i>	<i>1.6</i>	Très grandes villes avec de grands immeubles et gratte-ciel

IV.2. Extrapolation de la vitesse du vent

Pour estimer l'augmentation de la vitesse du vent en fonction de l'altitude, on procède au calcul du profil du vent. Parmi la multitude de formules d'extrapolation disponibles, la précision des profils de vitesse du vent prévus à l'aide des mesures à un seul ou de quelques hauteurs près du sol a été d'intérêt pour les chercheurs depuis un certain temps. Il y a eu un certain nombre d'études antérieures qui ont examiné la façon dont les exposants en loi de

puissance varient en fonction de la location du site, du temps, et d'autres facteurs. Mikhail (1985) [68] a examiné l'utilisation de quatre méthodes différentes pour prédire le profil du vent à plusieurs grandes tours implantés dans le Middle West américain, Il a observé que l'utilisation d'une expression de la loi de puissance modifiée est plus précise que l'application de la loi de puissance $1/7$ ou de la loi logarithmique. Schwartz et Elliott (2006) [69] ont observé que les valeurs annuelles moyennes de n étaient entre $0.15 \div 0.25$, au-delà de $1/7$, de treize tours élevées en Amérique pour des sites plaines. Des variations journalières significatives ont été observées, ainsi que des fluctuations saisonnières. Ray et al. (2006) [70] ont constaté une variation significative de la direction du vent à un site en terrain complexe. D'autres études récentes comprennent celles par (Motta *et al*, 2005; Perez *et al*, 2005; Rogers *et al*, 2005) [71, 72, 73].

Bien que plusieurs chercheurs ont étudié comment l'exposant n varie d'une loi de puissance à autre.

Dans les conditions habituelles de mesure météorologique avec une rugosité dans la gamme de $[0.03 \div 0.1]$, donc un coefficient de cisaillement dans la gamme de $[0.14 \div 0.2]$

La loi de puissance et la loi logarithmique présentent une bonne cohérence et une bonne exactitude pour l'extrapolation de la vitesse du vent d'un niveau de référence à un niveau supérieur.

En général, la loi de puissance et la loi logarithmique présentent une bonne précision pour une rugosité et un coefficient de cisaillement dans la gamme habituelle de mesure.

Dans cette étude, nous avons a priori choisi sept lois d'extrapolation, et trois sites totalement différents et en dehors de la gamme habituelle de la rugosité et le coefficient du cisaillement, en raison de percevoir et de déterminer si ces lois donneront la même certitude que montrée dans les conditions habituelles de l'étude.

IV.2.1. La loi logarithmique

La loi logarithmique peut représenter la variation de la vitesse du vent avec la hauteur pour des conditions neutres comme suit [74, 75] :

$$v_2 = v_1 \left(\frac{(z_2 / z_0)}{z_1 / z_0} \right) \quad (4.1)$$

IV.2.2. La loi de puissance

Pour l'estimation de la répartition moyenne de la vitesse du vent avec la hauteur d'une simple loi de puissance peut être utilisée pour fournir un ajustement raisonnable aux données et est donnée par l'équation suivante [76] :

$$v_2 = v_1 (z_2 / z_1)^n \quad (4.2)$$

$$n = a + b \times \ln(v_1) \quad (4.3)$$

a et b sont donnés par les formules suivantes [77] :

$$a = \frac{0.37}{[1 - 0.0881 \times \ln(z_1 / 10)]} \quad (4.4)$$

$$b = \frac{-0.0881}{[1 - 0.0881 \times \ln(z_1 / 10)]} \quad (4.5)$$

IV.2.3. Loi de puissance 1/7

Pour des régimes de vent très élevés et pour des altitudes élevées, la loi de puissance 1/7 prend l'expression suivante [78] :

$$v_2 = v_1 (z_1 / z_2)^{1/7} \quad (4.6)$$

IV.2.4. Loi de puissance modifiée 1

Pour les conditions de stabilité non chargées, l'exposant de la loi de puissance 1/7 [79,80] est mis sous la forme de l'équation (4.7) :

$$n = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} - \left[\frac{0.0881}{1 - 0.0881 \times \ln(v_1 / z_0)} \right] \times \ln\left(\frac{v_1}{v_n}\right) \quad (4.7)$$

Avec $v_n = 6 \text{ msec}^{-1}$ pour des conditions neutres de stabilité

IV.2.5. Loi de puissance modifiée 2

Les chercheurs ajustent expérimentalement le modèle de puissance modifié [81] et offrent l'équation d'expression suivante :

$$n = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} - \left[\frac{0.0881 \times (1 - v_1)}{1 - 0.0881 \times \ln(v_1 / z_0)} \right] \quad (4.8)$$

Z_g est la moyenne géométrique de la hauteur $Z_g = \sqrt{Z_1 \times Z_2}$.

IV.2.6. Loi à coefficient variable

A travers leurs travaux sur le potentiel éolien au Maroc, les chercheurs optent pour l'utilisation d'une formule empirique dont l'exposant est à coefficient variable, fonction de la rugosité [82]. Cette expression a été proposée lors de l'établissement de l'Atlas marocain, soit :

$$n = \frac{\chi - 0.0881 \times \ln(v_1)}{[1 - 0.0881 \times \ln(z_1 / 10)]}$$

$z_0 = 0 \div 0.005 \text{ m}$	$\chi = 0.25$	(4.9)
$z_0 = 0.005 \div 0.05 \text{ m}$	$\chi = 0.31$	
$z_0 = 0.05 \div 0.5 \text{ m}$	$\chi = 0.37$	
$z_0 = 0.5 \div 4 \text{ m}$	$\chi = 0.48$	

IV.2.7. Loi de Spera & Recharad

Le coefficient n peut être calculé en fonction de la rugosité et de la vitesse du vent de référence (Spera et Richards, 1979) [83].

$$n = \left(\frac{Z_0}{Z_1}\right) [1 - 0.55 \times \text{Log}(V_1)] \quad (4.10)$$

IV.3. Distribution de Weibull

Comme il est difficile de manipuler l'ensemble des données relatives à une distribution de la fréquence du vent, il est plus convenable pour des considérations théoriques, de modéliser l'histogramme des fréquences des vitesses du vent par une fonction mathématique continue que par une table de valeurs discrète.

On peut donc opter pour le modèle de Weibull. En effet, pour des périodes allant de quelques semaines jusqu'à une année, la fonction de Weibull représente raisonnablement les vitesses observées. Il s'agit d'une fonction de densité de probabilité, s'exprimant sous la forme mentionnée dans le paragraphe du chapitre II « paragraphe II.2.2 »

Pour la détermination des paramètres de Weibull :Il existe de nombreuses méthodes pour déterminer le facteur de forme k et le facteur d'échelle c à partir d'une distribution de vent donnée:

La méthode de calcul des facteurs de Weibull choisie dans cette étude est celle de (Houekpoheha et al., 2014) [84] :

$$k = 1 + 0.483(\bar{V} - 2)^{0.51} \quad (4.11)$$

$$b = 1 - 0.81(\bar{V} - 1)^{0.089} \quad (4.12)$$

$$c = 1.125 \left(\bar{V} / (1 - b) \right) \quad (4.13)$$

IV.4. Topographie des sites étudiés

L'objectif vise à évaluer et à comparer les sept lois d'extrapolation citées ci-dessus avec des données réelles affectées aux projets commerciaux d'implantation des éoliennes dans trois sites totalement différents, en raison d'évaluer l'adéquation et l'ajustement des résultats obtenus en utilisant une extrapolation des lois de calcul avec les données réelles.

On choisit un site de topographie différente qui se situe à la wilaya de Bijaia

Description de site : Ce site est entré entre le bouchon de carbone 'De 36 ° 47' N dans la latitude, et de 5 ° 06 'E de longitude »,24 km E au port de Bejaïa, il se trouve un peu sur le côté W des sites choisis, proche dans SW de la tasse de carbone, Il n'y a pas d'ancrage sûr dans le site, à l'exception de Bejaïa. Le court de site est dominé par une chaîne de montagnes, dont le plus élevé est Jabel Ta Babor.

Nous avons choisi trois sites de rugosité différente, situés dans cette ville côtière, les données mesurées sur la vitesse horaire des séries chronologiques, du 1er janvier 2012 au 31 décembre 2012, sont extraites de l'organisation des énergies renouvelables d'Algérie (annual report card météorologiques et radiométriques, 2012)[85].

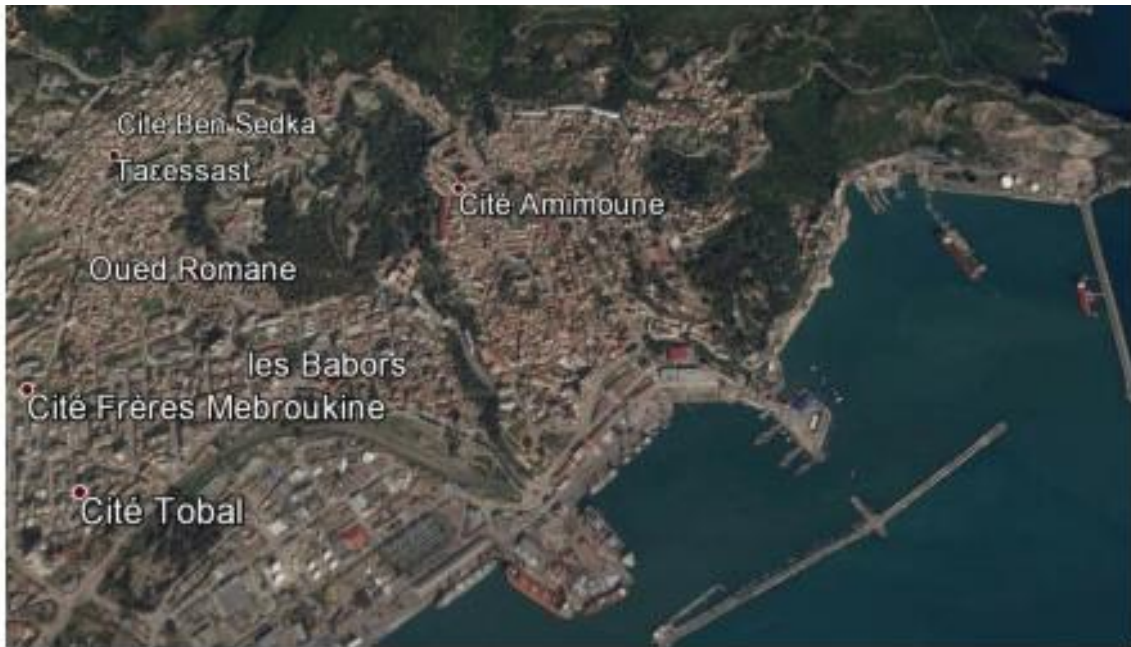


Figure 4. 1. Site de Bejaia

Le premier site étudié est un site extrêmement rugueux avec une rugosité $z_0 = 0,4$ m. Les capteurs sont installés au niveau de l'arbre ($z_1 = 17$ m, $z_2 = 30$ m, $z_3 = 40$ m), la dispersion La mesure E ne dépasse pas $2,88$ m sec⁻¹ avec $v_{\min} = 4,93$ m sec⁻¹ et $v_{\max} = 7,81$ m sec⁻¹ (voir la figure 4.2).

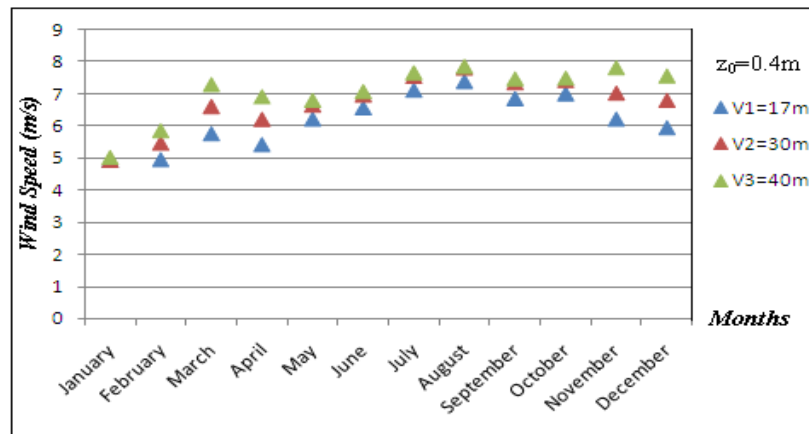


Figure 4. 2. Les données réelles de site pour $z_0 = 0,4$ m

Le second site étudié est un site de rugosité moyenne avec une rugosité $z_0 = 0,2$ m. le mat De ce site est équipé d'instruments à trois niveaux ($z_1 = 3$ m, $z_2 = 20$ m, $z_3 = 40$ m); La mesure de dispersion E ne dépasse pas $1,33$ m sec⁻¹ avec $v_{\min} = 4,14$ m sec⁻¹ et $v_{\max} = 5,47$ m sec⁻¹ pour toutes les altitudes (voir figure 4.3).

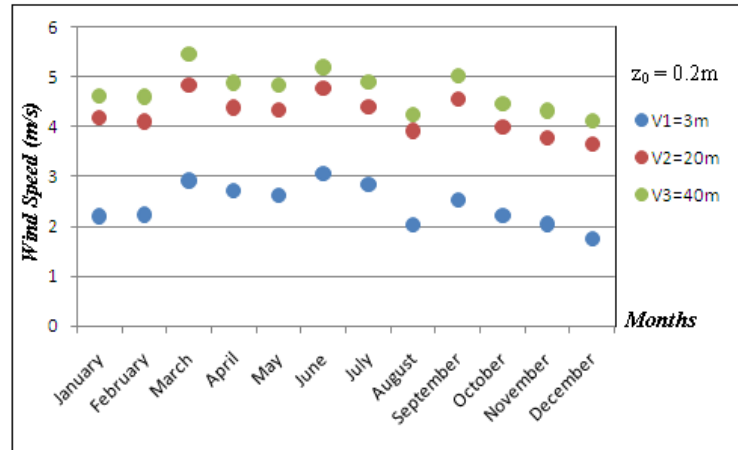


Figure 4.3. Les données réelles de site pour $z_0 = 0,2 m$

Le troisième site étudié est un site légèrement rugueux avec une rugosité $z_0 = 0,024 m$, le mat de ce site est équipé d'instruments à trois niveaux ($z_1 = 30 m$, $z_2 = 40 m$, $z_3 = 50 m$); La mesure de dispersion E ne dépasse pas $3,1 m sec^{-1}$ avec $v_{min} = 6,3 m sec^{-1}$ et $v_{max} = 9,4 m sec^{-1}$ pour toutes les hauteurs (voir figure 4.4).

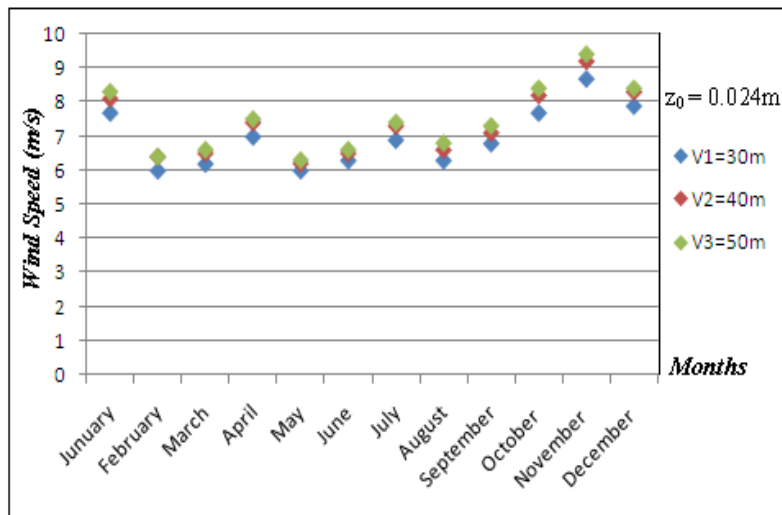


Figure 4.4. Les données réelles de site pour $z_0 = 0,024 m$

IV.5. Résultats

IV.5.1. Site fortement rugueux « rugosité $z_0 = 0.4 m$ »

Les calculs statistiques et l'évaluation des paramètres de Weibull, en utilisant la méthode empirique, sont résumés dans le tableau 4.2.

Tableau 4. Les paramètres statistiques de site pour $z_0 = 0.4$ m

Données réelles	Vitesse moyenne du vent et paramètres de Weibull		
	\bar{v} (m/s)	k	c (m/s)
$Z_1 = 17m$	6.21	2.0054	7.4466
$Z_2 = 30m$	6.7333	2.0673	8.0057
$Z_3 = 40m$	7.0833	2.1068	8.0057

La figure 4.5 montre l'allure de la densité de probabilité pour les quatre différentes altitudes en fonction de la vitesse du vent.

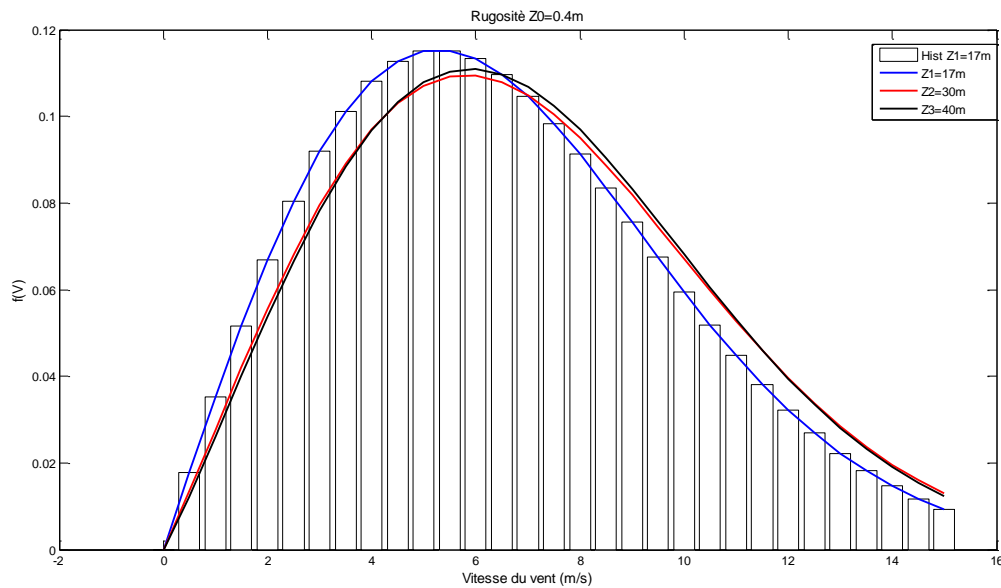


Figure 4. 5. Distribution de probabilité pour toutes les altitudes de site $z_0 = 0.4$ m

Les figures 4.6, 4.7 présentent les points réels de mesure et les points extrapolés en utilisant les six lois de vent extrapolation de la hauteur de référence (de $z_1 = 17$ m à $z_2 = 30$ m, de $z_1 = 17$ m to $z_3 = 40$ m).

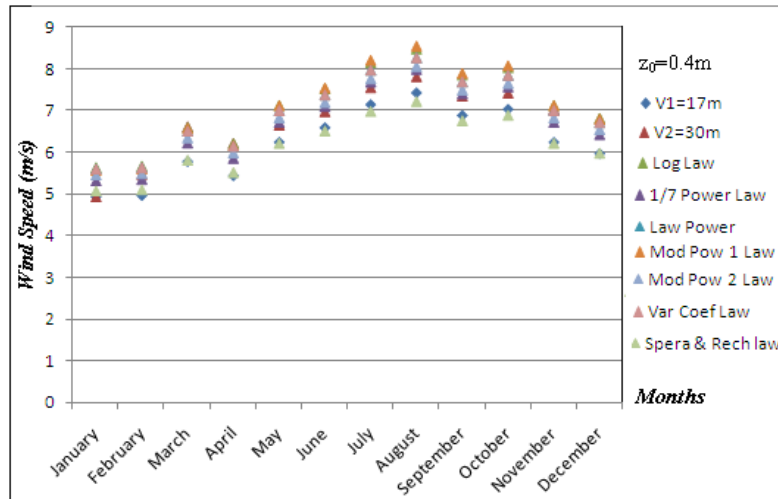


Figure 4. 6. Les données réelles et extrapolées de $z_1 = 17 m$ à $z_2 = 30 m$

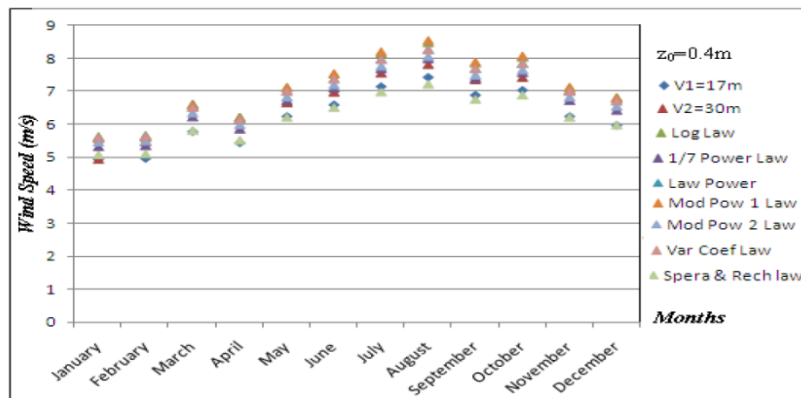


Figure 4. 7. Les données réelles et extrapolées de $z_1 = 17 m$ à $z_2 = 40 m$

Les figures 4.8, 4.9 montrent la répartition de la densité de probabilité de données réelles et extrapolées pour toutes les hauteurs autour de leur moyenne.

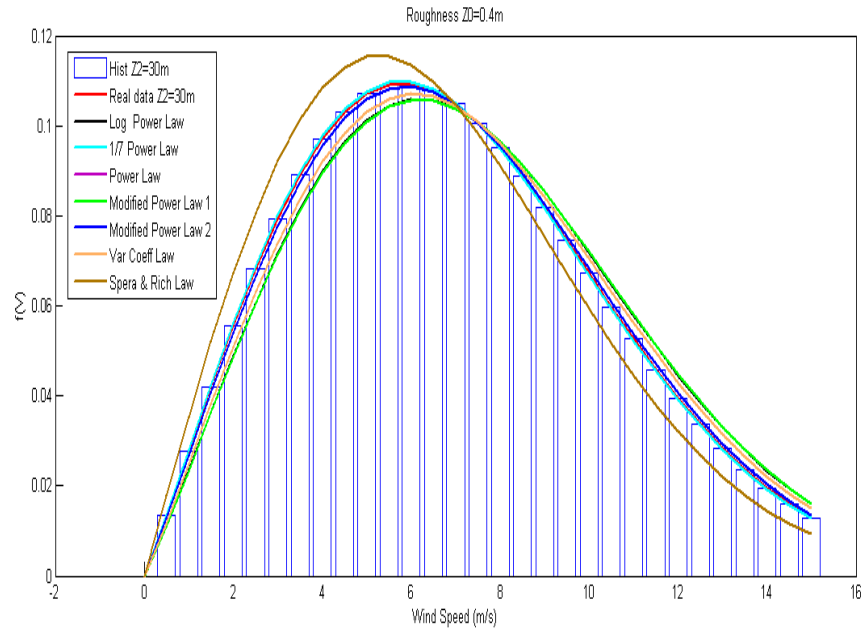


Figure 4. 8. La densité de probabilité réelle et extrapolée pour $z=30m$

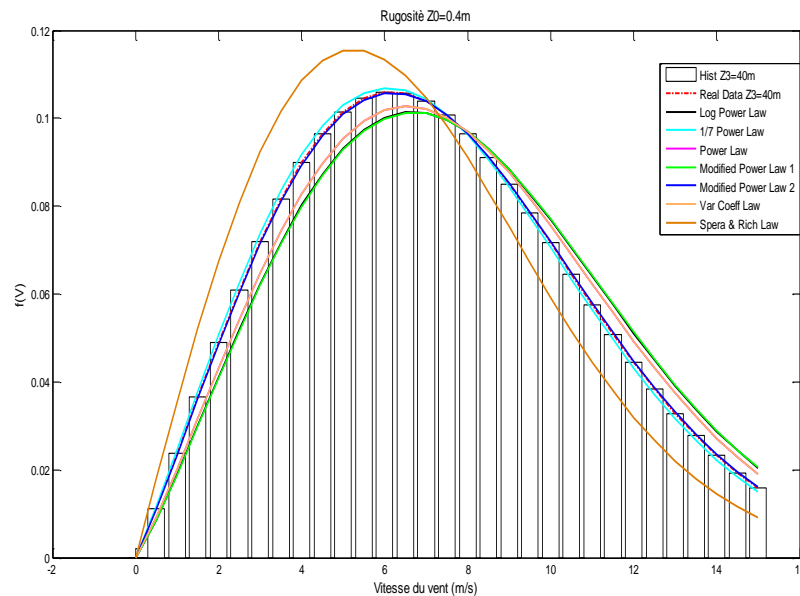


Figure 4. 9. la densité de probabilité réelle et extrapolée pour $z=40m$

Les tableaux 4.3 ,4.4 collectent tous les résultats (réels et extrapolés) analysés et comparés avec les données réelles.

Tableau 4. 3. Résultats et comparaison entre les données réelles et extrapolées de $z_1 = 17\text{ m}$ à $z_2 = 30\text{ m}$

données réelles des sites et résultats des lois d'extrapolation	Vitesse du vent moyenne et paramètres de Weibull			Différence entre les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation			Ecart entre les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation		
	$\bar{v}(m\ sec^{-1})$	k	$c(m\ sec^{-1})$	$\Delta v(m\ sec^{-1})$	Δk	$\Delta c(m\ sec^{-1})$	$\% \bar{v}(m\ sec^{-1})$	$\%$	$\%c$
données réelles $Z_1 = 17\text{ m}$	6.21	2.0054	7.4466	-	-	-	-	-	-
données réelles $Z_2 = 30\text{ m}$	6.7333	2.0673	8.0057	-	-	-	-	-	-
Loi Logarithmique	7.0956	2.1082	8.3905	-0.3623	-0.0409	-0.3848	-5.3807	-1.9784	-4.8066
Loi de puissance 1/7	6.7023	2.0637	7.9727	0.031	0.0036	0.033	0.4604	0.1741	0.4122
Loi de puissance	6.9799	2.0953	8.2678	-0.2466	-0.0280	-0.2621	-3.6624	-1.3544	-3.2739
Loi de puissance modifiée 1	7.1083	2.1096	8.4040	-0.375	-0.0423	-0.3983	-5.5693	-2.0461	-4.9752
Loi de puissance modifiée 2	6.8074	2.0758	8.0845	-0.0741	-0.0085	-0.0788	-1.1005	-0.4112	-0.9843
Loi à coeff var	6.9797	2.0953	8.2676	-0.2464	-0.0280	-0.2619	-3.6594	-1.3544	-3.2714
Loi de Spera & Rich	6.1969	2.0038	7.4326	0.5364	0.0635	0.5731	7.966	3.0716	7.1586

Tableau 4. 4. Résultats et comparaison entre les données réelles et extrapolées de $z_1 = 17\text{ m}$ à $z_3 = 40\text{ m}$

données réelles des sites et résultats des lois d'extrapolation	Vitesse du vent moyenne et paramètres de Weibull			Différence entre les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation			Ecart entre les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation		
	$\bar{v}(m\ sec^{-1})$	k	$c(m\ sec^{-1})$	$\Delta v(m\ sec^{-1})$	Δk	$\Delta c(m\ sec^{-1})$	$\% \bar{v}(m\ sec^{-1})$	%	%
données réelles = 17m	6.21	2.0054	7.4466	-	-	-	-	-	-
données réelles $Z_3 =$ 40m	7.0833	2.1068	8.0057	-	-	-	-	-	-
Loi Logarithmique	7.5852	2.1613	8.9080	-0.5019	-0.0545	-0.5305	-7.4540	2.6363	-6.6265
Loi de puissance 1/7	6.9921	2.0967	8.2808	0.0912	0.0101	0.0967	1.3545	0.4886	1.2079
Loi de puissance	7.4475	2.1466	8.7628	-0.3642	-0.0398	-0.3853	-5.4089	-1.9252	-4.8128
Loi de puissance modifiée 1	7.6054	2.1634	8.9293	-0.5221	-0.0566	-0.5518	-7.7540	-2.7379	-6.8926
Loi de puissance modifiée	7.1109	2.1099	8.4068	-0.0276	-0.0031	-0.0293	-0.4099	-0.1500	-0.3660
Loi à coeff var	7.4475	2.1466	8.7628	-0.3642	-0.0398	-0.3853	-5.4089	-1.9252	-4.8128
Loi de Spera & Rich	6.1906	2.0030	7.4258	0.8927	0.1038	0.9517	13.2580	5.0210	11.8878

IV.5.2. site de rugosité moyenne « $z_0 = 0.2 \text{ m}$ »

Les calculs statistiques et l'évaluation des paramètres de Weibull, en utilisant la méthode empirique, sont résumés dans le tableau 4.5.

Tableau 4. 5 Les paramètres statistiques de site pour $z_0 = 0.2 \text{ m}$

Données réelles	Vitesse du vent moyenne et paramètres de Weibull		
	$\bar{v}(\text{m sec}^{-1})$	k	$c(\text{m sec}^{-1})$
$Z_1 = 3\text{m}$	2.4292	1.3138	3.2683
$Z_2 = 20\text{m}$	4.2425	1.7292	5.3067
$Z_3 = 40\text{m}$	4.735	1.8069	5.8486

La figure 4.10 montre l'allure de la densité de probabilité pour les trois différentes altitudes en fonction de la vitesse du vent.

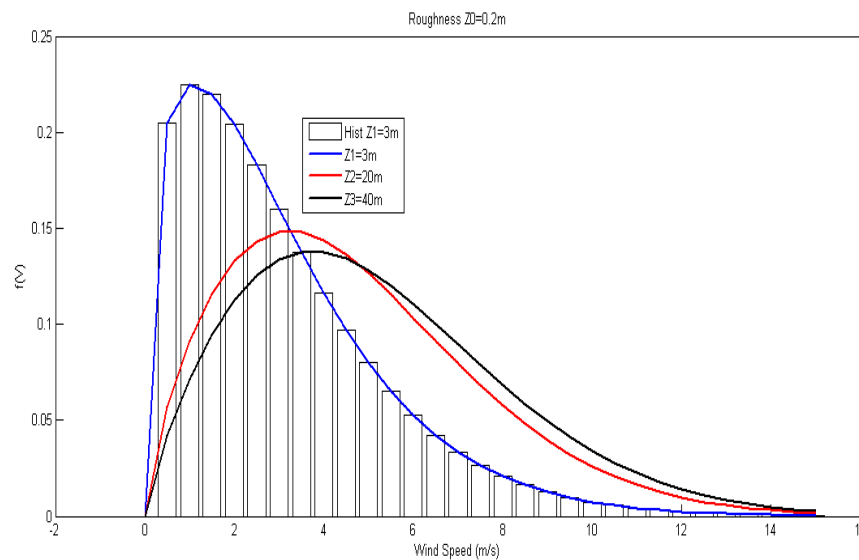


Figure 4. 10. Distribution de probabilité pour toutes les altitudes avec $z_0 = 0.2 \text{ m}$

Les figures 4.11 et 4.12 présentent les points réels de mesure et les points extrapolés en utilisant les sept lois d'extrapolation, de la hauteur de référence $z_1 = 3 \text{ m}$ à $z_2 = 20 \text{ m}$, et de $z_1 = 3 \text{ m}$ to $z_3 = 40 \text{ m}$.

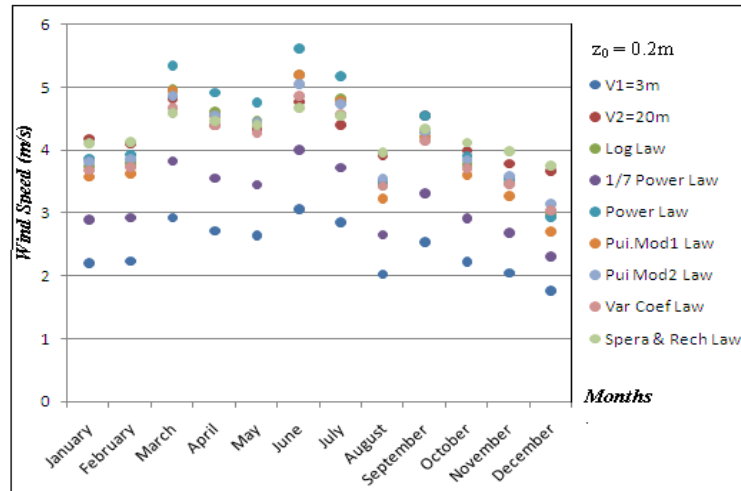


Figure 4. 11. Les données mensuelles réelles et extrapolées de $z_1 = 3 \text{ m}$ à $z_2 = 20 \text{ m}$

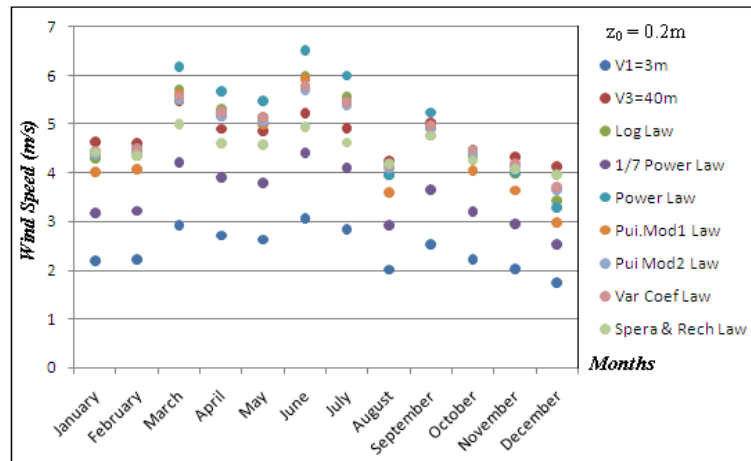


Figure 4. 12. Les données mensuelles réelles et extrapolées de $z_1 = 3 \text{ m}$ à $z_3 = 40 \text{ m}$

Les figures 4.13 et 4.14 présentent les allures de densité de probabilité des données réelles mesurées et les points calculés (à l'aide des six lois extrapolation) de la hauteur de référence (de $z_1 = 3 \text{ m}$ à $z_2 = 20 \text{ m}$), (et de $z_1 = 3 \text{ m}$ à $z_3 = 40 \text{ m}$)

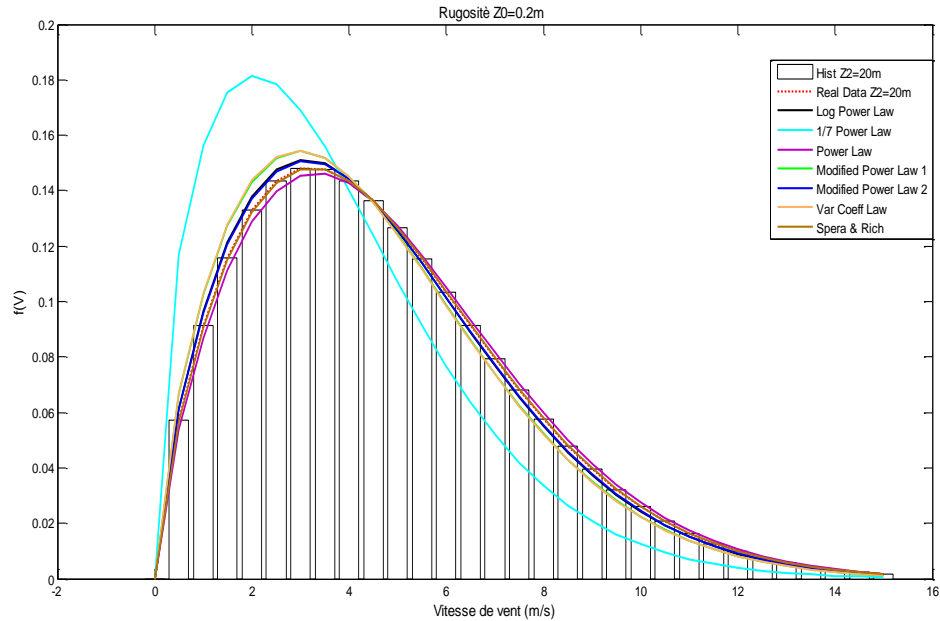


Figure 4. 13. La densité de probabilité réelle et extrapolée pour $z=20m$

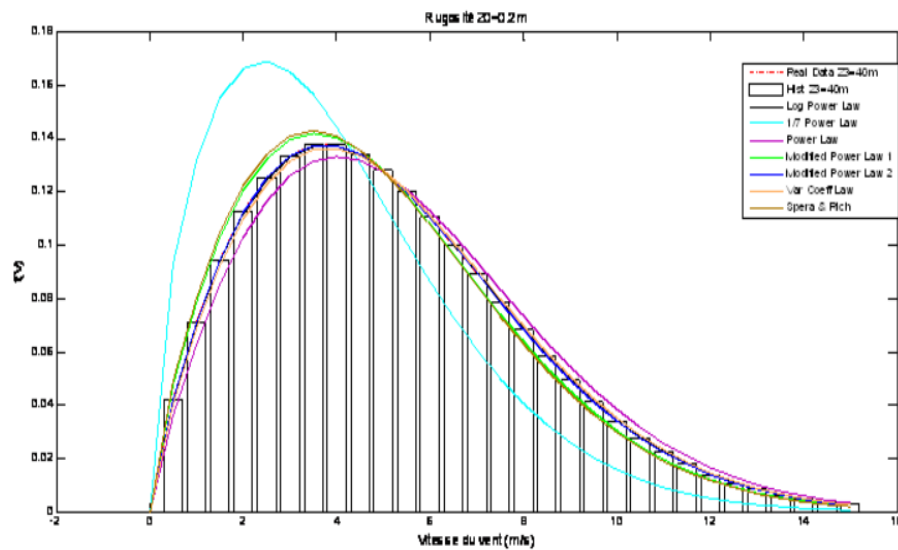


Figure 4. 14. La densité de probabilité réelle et extrapolée pour $z=40m$

Les tableaux 4.6 et 4.7 collectent tous les résultats (réels et extrapolés) analysés et comparés avec les données réelles.

Tableau 4. 6. Résultats et comparaison entre les données réelles et extrapolées de $z_1 = 3 \text{ m}$ à $z_3 = 20 \text{ m}$

Les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation	Vitesse du vent moyenne et paramètres de Weibull			Différence entre les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation			Ecart entre les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation		
	$\bar{v}(\text{m sec}^{-1})$	k	$c(\text{m sec}^{-1})$	$\Delta v(\text{m sec}^{-1})$	Δk	$\Delta c(\text{m sec}^{-1})$	$\% \bar{v}(\text{m sec}^{-1})$	%	%
données réelles $Z_1 = 3\text{m}$	2.4292	1.3138	3.2683	-	-	-	-	-	-
données réelles $Z_2 = 20\text{m}$	4.2425	1.7292	5.3067	-	-	-	-	-	-
Loi Logarithmique	4.1309	1.7104	5.1832	0.1116	0.0188	0.1235	2.6305	1.0872	2.3272
Loi de puissance 1/7	3.1845	1.5266	4.1258	1.058	0.2026	1.1809	24.9381	11.7164	22.253
Loi de puissance	4.3394	1.7451	5.4137	0.0969	-0.0159	-0.1070	-2.2840	-0.9195	-2.0163
Loi de puissance modifiée 1	4.0126	1.6900	5.0520	0.2299	0.0392	0.2547	5.4190	2.2669	4.7996
Loi de puissance modifiée 2	4.1439	1.7126	5.1976	0.0986	0.0166	0.1091	2.3241	0.9600	2.0559
Loi à coeff var	4.0011	1.6880	5.0393	0.2414	0.0412	0.2674	5.6900	2.3826	5.0389
Loi de Spera & Rich	4.2600	1.7321	5.3260	-0.0175	-0.0029	-0.0193	-0.4125	-0.1677	-0.3637

Tableau 4. 7. Résultats et comparaison entre les données réelles et extrapolées de $z_1 = 3 \text{ m}$ à $z_3 = 40 \text{ m}$

Les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation	Vitesse du vent moyenne et paramètres de Weibull			Différence entre les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation			Ecart entre les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation		
	$\bar{v}(m\ sec^{-1})$	k	$c(m\ sec^{-1})$	$\Delta v(m\ sec^{-1})$	Δk	$\Delta c(msec^{-1})$	$\% \bar{v}(m\ sec^{-1})$	%	%
données réelles $Z_1 = 3m$	2.4292	1.3138	3.2683	-	-	-	-	-	-
données réelles $Z_3 = 40m$	4.735	1.8069	5.8486	-	-	-	-	-	-
Loi Logarithmique	4.7527	1.8095	5.8680	-0.0177	0.0026	-0.0194	-0.3738	0.1439	-0.3317
Loi de puissance 1/7	3.5169	1.5974	4.4994	1.2181	0.2095	1.3492	25.7254	11.5944	23.0688
Loi de puissance	4.9868	1.8439	6.1240	-0.2518	-0.0370	-0.2754	-5.3178	-2.0477	-4.7088
Loi de puissance modifiée 1	4.5342	1.7761	5.6282	0.2008	0.0308	0.2204	4.2408	1.7046	3.7684
Loi de puissance modifiée 2	4.7380	1.8073	5.8519	-0.0030	-0.0004	-0.0033	-0.0634	-0.0221	-0.0564
Loi à coeff var	4.8020	1.8169	5.9220	0.0670	0.010	-0.0734	1.4150	0.5534	-1.2550
Loi de Spera & Rich	4.4876	1.7688	5.5770	0.2474	0.0381	0.2716	5.2249	2.1086	4.6438

IV.5.3. site faiblement rugueux de rugosité « $z_0 = 0.024 \text{ m}$ »

Les calculs statistiques et l'évaluation des paramètres de Weibull, en utilisant la méthode empirique « cité dans le paragraphe (&1.2, chapitre1) », sont résumés dans le tableau 4.8.

Tableau 4. 8. Les paramètres statistiques de site pour $z_0 = 0.024 \text{ m}$

<i>Données réelles</i>	<i>Vitesse du vent moyenne et paramètres de Weibull</i>		
	$\bar{v}(m \text{ sec}^{-1})$	k	$c(m \text{ sec}^{-1})$
$Z_1 = 30m$	6.9583	2.0929	8.2449
$Z_2 = 40m$	7.3167	2.1325	8.6246
$Z_3 = 50m$	7.4500	2.1469	8.7654

La figure 4.15 montre l'allure de la densité de probabilité pour les trois différentes altitudes en fonction de la vitesse du vent.

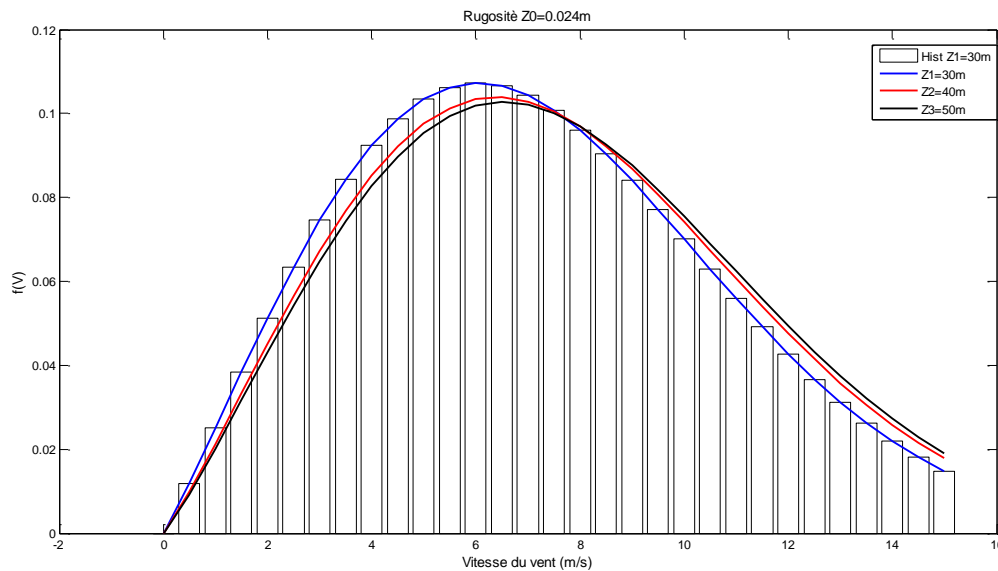


Figure 4. 15. Distribution de probabilité pour toutes les altitudes

Les figures 4.16 et 4.17 présentent les points mensuels réels de mesure et les points extrapolés en utilisant les six lois d'extrapolation, de la hauteur de référence $z_1 = 30 \text{ m}$ à $z_2 = 40 \text{ m}$, et de $z_1 = 30 \text{ m}$ à $z_3 = 50 \text{ m}$.

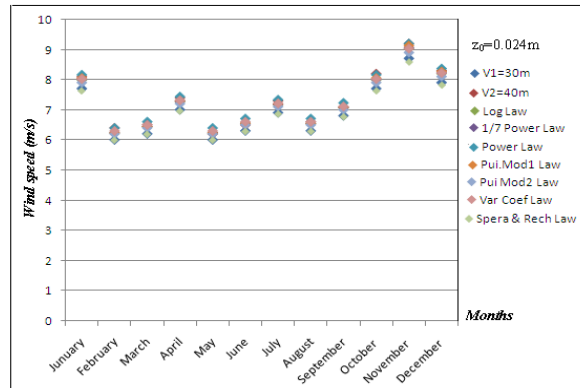


Figure 4. 16. Les données mensuelles réelles et extrapolées de $z_1 = 30\text{ m}$ à $z_2 = 40\text{ m}$

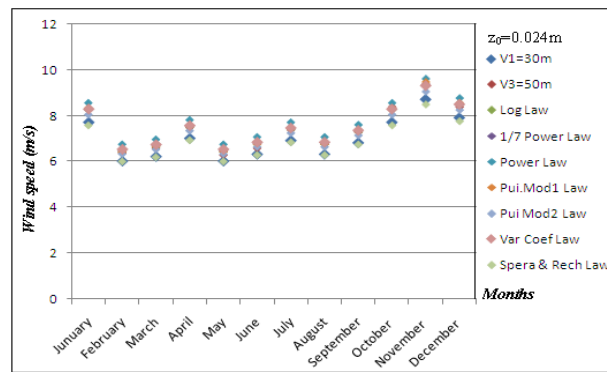


Figure 4. 17. Les données mensuelles réelles et extrapolées de $z_1 = 30\text{ m}$ à $z_3 = 50\text{ m}$

Les figures 4.18 et 4.19 présentent les allures de densité de probabilité des données réelles mesurées et les points calculés (à l'aide des six lois d'extrapolation) de la hauteur de référence (de $z_1 = 30\text{ m}$ à $z_2 = 40\text{ m}$), (et de $z_1 = 30\text{ m}$ à $z_3 = 50\text{ m}$)

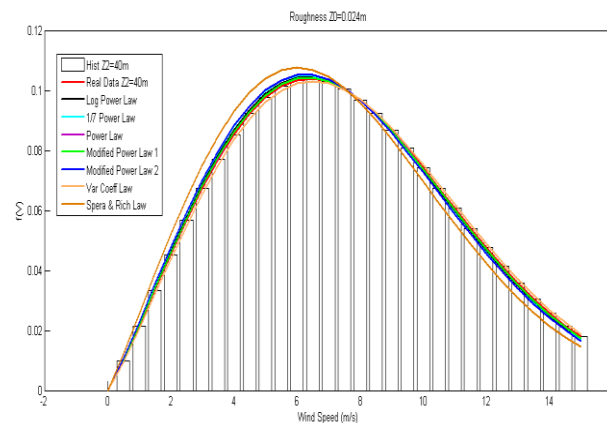


Figure 4. 18. La densité de probabilité réelle et extrapolée pour $z=40\text{ m}$

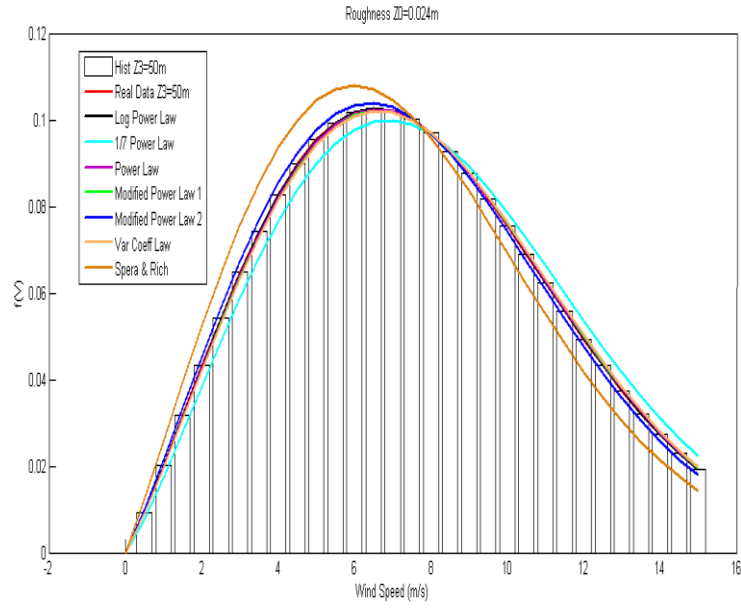


Figure 4. 19. La densité de probabilité réelle et extrapolée pour $z=50m$

Les tableaux 4.9 et 4.10 collectent tous les résultats mensuels (réels et extrapolés) analysés et comparés avec les données réelles.

Tableau 4. 9. Résultats et comparaison entre les données réelles et extrapolées de $z_1 = 30$ m à $z_2 = 40$ m

Les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation	Vitesse du vent moyenne et paramètres de Weibull			Différence entre les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation			Ecart entre les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation		
	\bar{v} (m sec ⁻¹)	k	c (m sec ⁻¹)	Δv (m sec ⁻¹)	Δk	Δc (m sec ⁻¹)	%	%	%
données réelles $Z_1 = 30m$	6.9583	2.0929	8.2449	-	-	-	-	-	-
données réelles $Z_2 = 40m$	7.3167	2.1325	8.6246	-	-	-	-	-	-
Loi Logarithmique	7.2391	2.1240	8.5425	0.0776	0.0085	0.0821	1.0606	0.3986	0.9519
Loi de puissance 1/7	7.18	2.1175	8.4800	0.1367	0.0150	0.1446	1.8683	0.7034	1.6766
Loi de puissance	7.2725	2.1277	8.5779	0.0442	0.0048	0.0467	0.6041	0.2251	0.5415
Loi de puissance modifiée 1	7.2706	2.1274	8.5759	0.0461	0.0051	0.0487	0.6301	0.2392	0.5647
Loi de puissance modifiée 2	7.1651	2.1159	8.4642	0.1516	0.0166	0.1604	2.0720	0.7784	1.8598
Loi à coeff var	7.4128	2.1429	8.7261	-0.0961	0.0104	-0.1015	-1.3134	0.4877	-1.1769
Loi de Spera & Rich	6.9244	2.0890	8.2089	0.3923	0.0435	0.4157	5.3617	2.0399	4.8199

Tableau 4. 10. Résultats et comparaison entre les données réelles et extrapolées de $z_1 = 30$ m à $z_3 = 50$ m

Les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation	Vitesse du vent moyenne et paramètres de Weibull			Différence entre les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation			Ecart entre les données réelles et les résultats des lois d'extrapolation		
	\bar{v} (m sec ⁻¹)	k	c (m sec ⁻¹)	Δv (m sec ⁻¹)	Δk	Δc (m sec ⁻¹)	%	%	%
données réelles $Z_1 = 30$ m	6.9583	2.0929	8.2449	-	-	-	-	-	-
données réelles $Z_3 = 50$ m	7.4500	2.1469	8.7654	-	-	-	-	-	-
Loi Logarithmique	7.4568	2.1476	8.7726	-0.0068	-0.0007	-0.0072	-0.0913	-0.0326	-0.0821
Loi de puissance 1/7	7.7858	2.1824	9.1192	-0.3358	-0.0355	-0.3538	-4.5074	-1.6535	-4.0363
Loi de puissance	7.4851	2.1506	8.8025	-0.0351	-0.0037	-0.0371	-0.4711	-0.1723	-0.4233
Loi de puissance modifiée 1	7.5145	2.1538	8.8335	-0.0645	-0.0069	-0.0681	-0.8658	-0.3214	-0.7769
Loi de puissance modifiée 2	7.3143	2.1322	8.6221	0.1357	0.0147	0.1433	1.8215	0.6847	1.6348
Loi à coeff var	7.5261	2.1550	8.8457	-0.0761	0.0081	-0.0803	-1.0215	0.3773	-0.9161
Loi de Spera & Rich	6.8983	2.0861	8.1812	0.5517	0.0608	0.5842	7.4054	2.8320	6.6648

IV.5.4. Interpretation des résultats obtenus

❖ Site considérablement rugueux de rugosité $z_0 = 0.4m$,

Les données mensuelles qui ont été utilisé d'un site considérablement rugueux de rugosité $z_0 = 0.4m$, et une mesure de la dispersion E qui ne dépasse pas 3 m sec^{-1} , les résultats montrent que la loi de puissance 1/7 et la loi de puissance modifiée 2 sont plus adéquates que les autres lois, le calcul de la vitesse moyenne du vent présente des écarts (entre les valeurs réelles et les valeurs mesurées) de :

Pour la loi de puissance 1/7 : ($\Delta v = 0.031 \text{ m sec}^{-1}$ pour l'extrapolation de $z_1 = 17 \text{ m}$ à $z_2 = 30m$ (Tableau 4.3), ($\Delta v = 0.0912 \text{ m sec}^{-1}$ pour l'extrapolation de $z_1 = 17 \text{ m}$ à $z_3 = 40 \text{ m}$) (Tableau 4.4)

Le calcul du facteur de forme k et de facteur d'échelle c montre un écart de : ($\Delta k = 0.0036$, $\Delta c = 0.033 \text{ m sec}^{-1}$ pour l'extrapolation de $z_1 = 17 \text{ m}$ à $z_2 = 30 \text{ m}$) (Tableau 4.3), ($\Delta k = 0.0101$, $\Delta c = 0.0967 \text{ m sec}^{-1}$ pour l'extrapolation de $z_1 = 17m$ à $z_3 = 40 \text{ m}$) (Tableau 4.4)

Pour la loi de puissance modifiée 2 : ($\Delta v = -0.0741 \text{ m sec}^{-1}$) pour l'extrapolation de $z_1 = 17 \text{ m}$ à $z_2 = 30m$ (Tableau 4.3), ($\Delta v = -0.0276 \text{ m sec}^{-1}$ pour l'extrapolation de $z_1 = 17 \text{ m}$ à $z_3 = 40 \text{ m}$) (Tableau 4.4)

Le calcul du facteur de forme k et de facteur d'échelle c montre un écart de : ($\Delta k = -0.0085$, $\Delta c = -0.0788 \text{ m sec}^{-1}$ pour l'extrapolation de $z_1 = 17 \text{ m}$ à $z_2 = 30 \text{ m}$) (Tableau 4.3), ($\Delta k = -0.0031$, $\Delta c = -0.0293 \text{ m sec}^{-1}$ pour l'extrapolation de $z_1 = 17m$ à $z_3 = 40 \text{ m}$) (Tableau 4.4)

❖ Site moyennement rugueux de rugosité $z_0 = 0.2 \text{ m}$

Les données mensuelles qui ont été utilisé d'un site de rugosité moyenne $z_0 = 0.2m$, et une mesure de la dispersion E qui ne dépasse pas 3 m sec^{-1} , les résultats montrent que la loi de puissance modifiée 2 est plus adéquate que les autres lois, le calcul de la vitesse moyenne du vent présente des écarts (entre les valeurs réelles et les valeurs mesurées) de : ($\Delta v = 0.0986 \text{ m sec}^{-1}$) pour l'extrapolation de $z_1 = 3 \text{ m}$ à $z_2 = 20m$ (Tableau 4.6), ($\Delta v = -0.0030 \text{ m sec}^{-1}$ pour l'extrapolation de $z_1 = 3 \text{ m}$ à $z_3 = 40 \text{ m}$) (Tableau 4.7)

Le calcul du facteur de forme k et de facteur d'échelle c montre un écart de : ($\Delta k = 0.0166$, $\Delta c = 0.1091 \text{ m sec}^{-1}$ pour l'extrapolation de $z_1 = 3 \text{ m}$ à $z_2 = 20 \text{ m}$) (**Tableau 4.6**), ($\Delta k = -0.0004$, $\Delta c = -0.0033 \text{ m sec}^{-1}$ pour l'extrapolation de $z_1 = 3 \text{ m}$ à $z_3 = 40 \text{ m}$) (**Tableau 4.7**)

❖ *Site faiblement rugueux de rugosité $z_0 = 0.0024 \text{ m}$*

Les données mensuelles utilisées d'un site faiblement rugueux de rugosité $z_0 = 0.024 \text{ m}$, et une mesure de la dispersion E ne dépasse pas 3 m sec^{-1} ,

Les lois qui présentent un très faible écart entre les données réelles et les données extrapolées, sont :

- *La Loi Logarithmique*

Les écarts enregistrés entre les données réelles et les résultats obtenus avec extrapolation sont comme suit : ($\Delta v = 0.0513 \text{ m sec}^{-1}$), ($\Delta k = -0.0004$) et ($\Delta c = 0.0543 \text{ m sec}^{-1}$) pour l'extrapolation (de $z_1 = 30 \text{ m}$ à $z_3 = 40 \text{ m}$) (**Tableau 4.9**) et ($\Delta v = -0.0069 \text{ m sec}^{-1}$), ($\Delta k = -0.0004$) et ($\Delta c = 0.0038 \text{ m sec}^{-1}$) pour l'extrapolation (de $z_1 = 30 \text{ m}$ à $z_3 = 50 \text{ m}$) (**Tableau 4.10**)

- *La Loi de puissance*

Les écarts enregistrés entre les données réelles et les résultats obtenus avec extrapolation sont comme suit : ($\Delta v = 0.0513 \text{ m sec}^{-1}$), ($\Delta k = -0.0004$) et ($\Delta c = 0.0543 \text{ m sec}^{-1}$) pour l'extrapolation (de $z_1 = 30 \text{ m}$ à $z_3 = 40 \text{ m}$) (**Tableau 4.9**) et ($\Delta v = -0.0069 \text{ m sec}^{-1}$), ($\Delta k = -0.0004$) et ($\Delta c = 0.0038 \text{ m sec}^{-1}$) pour l'extrapolation (de $z_1 = 30 \text{ m}$ à $z_3 = 50 \text{ m}$) (**Tableau 4.10**)

- *La Loi modifiée 1*

Les écarts enregistrés entre les données réelles et les résultats obtenus avec extrapolation sont comme suit : ($\Delta v = 0.0513 \text{ m sec}^{-1}$), ($\Delta k = -0.0004$) et ($\Delta c = 0.0543 \text{ m sec}^{-1}$) pour l'extrapolation (de $z_1 = 30 \text{ m}$ à $z_3 = 40 \text{ m}$) (**Tableau 4.9**) et ($\Delta v = -0.0069 \text{ m sec}^{-1}$), ($\Delta k = -0.0004$) et ($\Delta c = 0.0038 \text{ m sec}^{-1}$) pour l'extrapolation (de $z_1 = 30 \text{ m}$ à $z_3 = 50 \text{ m}$) (**Tableau 4.10**)

- *La loi de coefficient variable*

Les écarts enregistrés entre les données réelles et les résultats obtenus avec extrapolation sont comme suit : ($\Delta v = 0.0513 \text{ m sec}^{-1}$) , ($\Delta k = -0.0004$) et ($\Delta c = 0.0543 \text{ m sec}^{-1}$) pour l'extrapolation (de $z_1 = 30 \text{ m}$ à $z_3 = 40 \text{ m}$) (**Tableau 4.9**) et ($\Delta v = -0.0069 \text{ m sec}^{-1}$) , ($\Delta k = -0.0004$) et ($\Delta c = 0.0038 \text{ m sec}^{-1}$) pour l'extrapolation (de $z_1 = 30 \text{ m}$ à $z_3 = 50 \text{ m}$) (**Tableau 4.10**)

Les lois d'extrapolation inventées par les chercheurs expriment que l'augmentation de l'altitude engendre l'augmentation de la vitesse de vent ainsi que les paramètres de Weibull « facteur de forme k et facteur d'échelle c », dans notre étude les résultats expérimentaux relèvent que l'augmentation de l'altitude ne provoque pas toujours l'augmentation de facteur de forme k comme montrent les tableaux 4.2 et 4.3 , tandis l'augmentation de l'altitude engendre toujours l'augmentation de la vitesse du vent et le facteur d'échelle c qui a un lien directe avec la vitesse du vent et prennent la même unité.

L'analyse des données a montré que les deux lois (la loi logarithmique et la loi de puissance $1/7$) gardent la même forme de distribution de données autour de la moyenne des données de référence (pour les calculs journaliers et mensuels), comme indiqué dans les tableaux et les figures des résultats établis.

La mesure de la dispersion E ne dépasse pas 3 m sec^{-1} pour les deux sites étudiés, ce qui génère des facteurs de forme k entre 9 et 11, ce qui exprime que toutes les données sont proches de la valeur moyenne.

IV.6. Conclusion

Dans les conditions habituelles de mesure météorologique, avec une rugosité de l'ordre de $[0.03 \div 0.1]$ par conséquent, un coefficient de cisaillement dans l'intervalle de $[0.14 \div 0.2]$,

La loi de puissance et la loi log présentent une bonne cohérence et une bonne précision de l'extrapolation de la vitesse du vent d'un niveau de référence à un niveau supérieur.

Dans cette étude, nous avons sélectionné deux sites en dehors de la gamme habituelle de mesure, un site avec de rugosité $z_0 = 0.4 \text{ m}$ « zone Ville avec de grands bâtiments » et un autre site de la rugosité $z_0 = 0.02 \text{ m}$ « Régions aéroport avec des bâtiments et des arbres »

Les conclusions suivantes peuvent être tirées de l'analyse précédente:

- Pour les sites météorologiques extrêmement rugueux, la loi ajustée est une loi très efficace pour l'extrapolation de la vitesse du vent et les paramètres de Weibull de l'altitude de référence à des altitudes plus élevées
- La loi logarithmique et la loi de puissance 1/7 sont des lois très efficaces pour extrapoler les paramètres énergétiques à des altitudes plus élevées dans les sites faiblement rugueux (faible rugosité), mais la loi de puissance modifiée fournit un bon niveau de précision que les deux lois précédentes
- L'augmentation de l'altitude génère l'augmentation de la vitesse du vent ainsi que le facteur d'échelle c (ces deux paramètres sont liés l'un à l'autre)
- L'augmentation de l'altitude ne génère pas toujours augmentation de facteur de forme k (ce facteur montre la répartition des données autour de la moyenne)
- La mesure de la dispersion E calculée selon les lois extrapolation de la vitesse du vent ne dépasse pas la mesure obtenue en réalité (données réelles)
- Les deux lois d'extrapolation (loi logarithmique et la loi de puissance 1/7) conservent la même forme de distribution de données autour de la moyenne que celle de l'altitude de référence ($k \approx$ constante)
- la réduction de la dispersion E (différence entre valeur maximale et valeur minimale de la vitesse du vent) génère des facteurs de forme k élevés (ce facteur exprime les données adjacentes autour de la moyenne).
- Dans les études de perspectives, nous proposons de cibler la recherche vers une extrapolation de la loi qui englobe toute la gamme de rugosité et peut être appliquée avec une grande précision peu importe le type de sol.

V. Évaluation du potentiel énergétique éolien

V.1. Introduction

En réalité, la réalisation d'une centrale éolienne doit tenir compte de la ressource du vent. Donc, l'étude du gisement est une composante fondamentale d'un projet éolien : c'est elle qui détermine le productible annuel et qui permet au porteur de projet d'établir son business plan. Une erreur de quelques pourcentages dans l'évaluation du potentiel éolien peut avoir des conséquences désastreuses sur la rentabilité future du projet.

L'objectif de cette partie est consacré à l'étude de la viabilité des gisements et au choix des paramètres des systèmes éoliens les plus adaptés aux sites météorologiques avec différentes rugosités étudiés dans les chapitres précédents.

V.2. Modélisation de la puissance du vent

V.2.1. Puissance théorique moyenne incidente du vent

Lorsque le vent souffle sur un site, la puissance théorique moyenne incidente \bar{P} par unité de surface, est donnée par :

$$\bar{P} = 1/2 \rho (\bar{V}^3) \quad (5.1)$$

\bar{V}^3 : La vitesse cubique moyenne du vent est donnée par l'expression

$$\bar{V}^3 = c^3 \Gamma(1 + 3/k) \quad (5.2)$$

Le tableau 5.1 donne les expressions de la puissance disponible ou récupérable suivant la distribution de Weibull, l'hybride de Weibull et celle de Rayleigh.

Tableau 5. 1. Puissance théorique moyenne selon les différentes distributions.

Distributions	Puissance disponible
Weibull	$1/2 \rho c^3 \Gamma(1 + 3/k)$
Hybride de Weibull	$1/2 \rho (1 - F_0) c^3 \Gamma(1 + 3/k)$
Rayleigh	$0.66 \rho c^3$

V.2.2. Puissance théorique maximale récupérable (Limite de Betz)

Indépendamment des modèles des aérogénérateurs, toute l'énergie contenue dans le vent arrivant sur une éolienne ne sera pas entièrement transformée en énergie mécanique. En effet, si cela pouvait être le cas, le vent « continuerait son chemin » avec une vitesse nulle. En réalité, la vitesse du vent en aval du rotor n'est jamais nulle. Donc, une partie du flux du vent

arrivant sur les hélices du rotor passera à travers les pales ou sera déviée au passage, comme le décrit la figure 5.1.

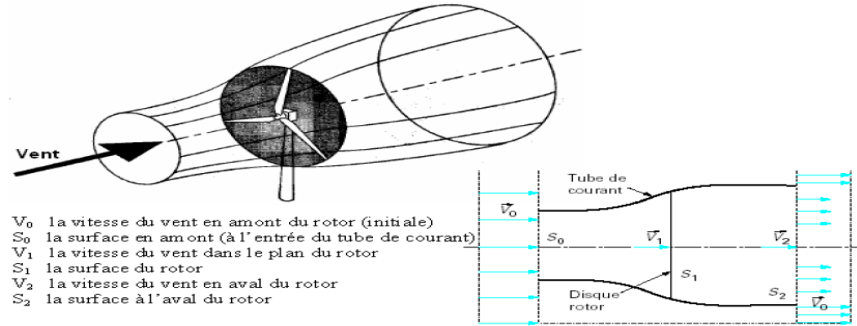


Figure 5. 1.Représentation du tube de courant du vent au passage sur une éolienne.

Ce furent les travaux de Betz (1926) [86] qui explicitèrent cette théorie matérialisée par une loi qui porte son nom. La loi de Betz stipule qu'une éolienne ne pourra jamais convertir en énergie mécanique plus de $16/27$ « 59% » de l'énergie cinétique contenue dans le vent. En effet, Betz démontre qu'en appliquant la théorie de Froude et les hypothèses associées à l'écoulement du courant de vent sur l'éolienne « Fig. 5.1 » on obtient :

- La puissance absorbée par le rotor par unité de surface ($W. m^{-2}$) :

$$P = \rho V_1^2 (V_0 - V_2) \quad (5.3)$$

Avec $V_0 > V_1 > V_2$

- La variation de l'énergie cinétique du vent par seconde:

$$\Delta E_c = 1/2 \rho V_1 (V_0^2 - V_2^2) \quad (5.4)$$

Comme $P = \Delta E_c$ et $V_1 = \frac{V_0 + V_2}{2}$, alors :

$$P = 1/2 \rho \left(\frac{V_0 + V_2}{2} \right) (V_0^2 - V_2^2) \quad (5.5)$$

L'étude de la variation de la puissance en fonction de la vitesse aval, $\frac{\partial P}{\partial V_2}$, fournit une seule racine physiquement acceptable : $V_2 = V_0/3$, correspondant au maximum de la puissance. En remplaçant V_2 dans l'équation (5.5), la puissance maximale qui peut être extraite sera :

$$P_{Max} = 1/2 \rho \left(\frac{2}{3} V_0 \right) \left(\frac{8}{9} V_0^2 \right) \quad (5.6)$$

Comme V_0 est la vitesse en amont ($V_0^3 = \bar{V}^3$) et en se référant à l'équation (5.1), on obtient :

$$P_{Max} = \frac{16}{27} \bar{P} \quad (5.7)$$

Donc, la puissance théorique maximale récupérable par une éolienne est égale à $16/27$ de la puissance théorique moyenne incidente du vent qui traverse l'éolienne.

V.2.3. Puissance récupérable par une éolienne

Chaque éolienne admet parmi ses paramètres techniques trois données de vitesse essentielles pour son exploitation. Il s'agit de :

- La vitesse de démarrage V_D : c'est la vitesse à partir de laquelle l'éolienne commence à produire de l'énergie. En deçà de ce seuil l'éolienne ne produit aucune énergie.
- La vitesse nominale V_N : c'est la vitesse à partir de laquelle, l'éolienne atteint son seuil maximal de production d'énergie. Ce seuil reste constant jusqu'à la vitesse de coupure.
- La vitesse de coupure V_C : c'est la vitesse à partir de laquelle l'éolienne arrête de produire de l'énergie pour cause d'arrêt automatique des pales par sécurité. Les vitesses au-delà de V_C n'ont aucun effet dans le calcul de l'énergie.

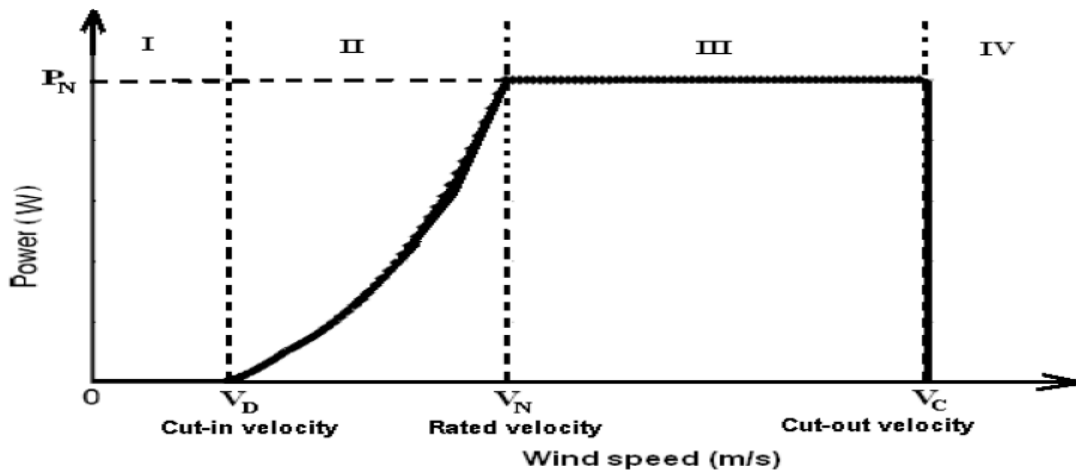


Figure 5. 2. Courbe de puissance énergétique d'une éolienne en fonction des vitesses du vent [87]

La courbe montre que la puissance énergétique récupérable par une éolienne varie très rapidement avec la vitesse du vent. En effet, une éolienne ne délivre sa puissance nominale que dans un intervalle de vitesses du vent restreint.

- Pour les vitesses du vent autour de V_D (mais $> V_D$), les pales démarrent leur rotation : on dit que c'est la fourchette d'accrochage.
- Au voisinage de V_N , la puissance délivrée augmente très rapidement. C'est la fourchette de croissance exponentielle de la puissance.

- Entre V_N et V_C , la rotation des pales est freinée par l'inclinaison des pales au niveau du moyeu. Cela permet d'éviter à la machine les trop fortes contraintes mécaniques dues aux très grandes vitesses.

Dans cette fourchette de vitesses, l'énergie délivrée est alors constante.

- Au-delà de V_C , l'éolienne est arrêtée. C'est la vitesse de coupure.

Ainsi, la puissance idéale $P_{Récupérable}$ (en W) par une éolienne est donnée par :

$$P_{Récupérable} = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV = \frac{1}{2} \rho A \int_{V_D}^{V_N} V^3 f(V) dV + \frac{1}{2} \rho A \int_{V_N}^{V_C} V^3 f(V) dV \quad (5.8)$$

Sachons que la vitesse cubique utile moyenne $\langle V_u^3 \rangle$: est donnée par intégration de la vitesse cubique pondérée par la fonction de probabilité en considérant comme bornes d'intégration les limites imposées par la machine, soit:

$$\langle V_u^3 \rangle = \int_{V_D}^{V_N} V^3 f(V) dV + \int_{V_N}^{V_C} V^3 f(V) dV \quad (5.9)$$

On obtient après intégration et en utilisant la fonction gamma normalisée :

$$\langle V_u^3 \rangle = \left[\Gamma_N \left(\left(\frac{V_N}{c} \right)^k, 1 + 3/k \right) - \Gamma_N \left(\left(\frac{V_D}{c} \right)^k, 1 + 3/k \right) \right] \bar{V}^3 + V_N^3 \left[\exp \left(- \left(\frac{V_N}{c} \right)^k \right) - \exp \left(- \left(\frac{V_C}{c} \right)^k \right) \right] \quad (5.10)$$

$$\text{Avec : } \Gamma_N(x, a) = \frac{\Gamma(x, a)}{\Gamma(x)}$$

En remplaçant l'équation (5.10) dans l'équation (5.8) on peut écrire :

$$P_{Récupérable} = \frac{1}{2} \rho A \langle V_u^3 \rangle \quad (5.11)$$

où A est la surface balayée par le rotor ($A = \pi D^2 / 4$), avec D le diamètre du rotor).

Comme la densité de la puissance nominale est égale à :

$$P_N = \frac{1}{2} \rho A (V_D)^3 \quad (5.12)$$

Cette puissance récupérable peut être écrite sous la forme (Tsang-Jung Chang et al., 2003)[88] :

$$P_{Récupérable} = \begin{cases} 0 & \text{pour } V < V_D \\ \frac{1}{2} \rho A \int_{V_D}^{V_N} V^3 f(V) dV & \text{pour } V_D \leq V \leq V_N \\ P_N \int_{V_N}^{V_C} V f(V) dV & \text{pour } V_N \leq V \leq V_C \\ 0 & \text{pour } V > V_C \end{cases} \quad (5.13)$$

V.2.4. *Puissance utile*

L'éolienne comme, tous les systèmes réels, ne transforme pas intégralement l'énergie cinétique du vent en électricité. Elle possède un rendement « ou coefficient de puissance » en raison des irréversibilités qui entrent dans les transformations. Le coefficient de puissance indique l'efficacité avec laquelle l'éolienne convertit l'énergie du vent en électricité.

La valeur du coefficient de puissance (μ) de l'éolienne est obtenue en faisant le rapport entre la puissance nominale donnée par le constructeur $P_{Nominale}$ et la puissance électrique théorique calculée $P_{Calculée}$ pour une vitesse de vent constante et égale à sa vitesse nominale V_N .

Cette valeur du coefficient de puissance est toujours inférieure ou égale à la limite de Betz (0.59). Un coefficient de performance correct se situe entre 0.3 et 0.5.

$$\mu = \frac{P_{Nominale}}{P_{Calculée}} \quad (5.14)$$

La puissance électrique utile d'une éolienne est égale au produit du coefficient de puissance de l'éolienne (μ) par la puissance récupérable ($P_{Récupérable}$) par la même éolienne en fonctionnement entre sa vitesse de départ et sa vitesse de coupure.

$$P_{Elec_Utile} = \mu P_{Récupérable} \quad (5.15)$$

V.2.5. *Estimation de l'énergie éolienne*

A partir de la distribution de fréquence, on peut déterminer le nombre d'heures par année durant lesquelles le vent souffle à la vitesse V . Muni du nombre d'heures par année durant lesquelles le vent souffle à une vitesse V , on peut calculer l'énergie produite par la turbine pour cette vitesse de vent en multipliant ce nombre d'heures par la puissance électrique générée par la turbine éolienne à cette vitesse. Cette information est donnée par la courbe de puissance de la turbine. Pour estimer l'énergie produite annuellement, il suffit de faire la somme des productions pour l'ensemble des vitesses du vent, vitesses se situant entre la vitesse de démarrage de la turbine et la vitesse de coupure. Le calcul de cette production annuelle est représenté par la relation [89]:

$$E_B(kwh/m^2/an) = 3.56 \sum f_i V^3 \quad (5.16)$$

f : est la fréquence correspondant à la vitesse V ; du vent, centre de la classe i .

Ce calcul peut se faire à l'aide de la distribution de Weibull, on obtient l'expression qui suit :

$$E_B(kwh/m^2/an) = 3.56 \times c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (5.17)$$

V.3. Application

Le choix d'une éolienne pour un site donné est une opération très importante. Il est conseillé de faire une étude approfondie sur les caractéristiques de l'aérogénérateur et du site d'implantation avant toute installation d'un parc éolien pour bien choisir le système le mieux adapté aux besoins énergétiques. Nos efforts se sont principalement dirigés vers la compréhension des caractéristiques énergétiques du régime du vent et la détermination des éléments de base nécessaires pour le dimensionnement des systèmes éoliens les plus adaptés aux sites météorologiques étudiés dans les chapitres précédents.

Le tableau 5.1 rassemble tous les calculs énergétiques effectués sur les sites étudiés dans les chapitres précédents à la hauteur de $Z=50\text{m}$ et une extrapolation des paramètres de weibull à $Z=100\text{m}$ « en utilisant les lois adéquates à chaque type de site »

Tableau 5. 2 .Estimation des paramètres énergétiques pour les différents sites étudiés

Région	Z=50 m			Z=100 m			Z=50 m			Z=100 m		
	$\bar{v}(m\ sec^{-1})$	k	$c(m\ sec^{-1})$	$\bar{v}(m\ sec^{-1})$	k	$c(m\ sec^{-1})$	$P_{disp}(W/m^2)$	$P_{recup}(W/m^2)$	$E_B(kwh/m^2/an)$	$P_{disp}(W/m^2)$	$P_{recup}(W/m^2)$	$E_B(kwh/m^2/an)$
<i>Offshore $z_0 = 0.0002\ m \ll 7 :00 \gg$</i>												
Bejaia	8	2.2045	9.3442	8.8327	2.2870	10.2142	605.3208	358.7086	3518.3	766.9450	454.4859	4457.7
Annaba	4	1.6878	5.0381	4.4164	1.7575	5.4986	128.8628	76.3631	748.9821	158.1682	93.7293	919.3126
<i>Offshore $z_0 = 0.0002\ m \ll 13 :00 \gg$</i>												
Bejaia	11	2.4812	12.4469	12.1450	2.5745	13.6105	1307.8	775.0134	7601.5	1670.2	989.7621	9707.7
Annaba	10	2.3948	11.4219	11.0409	2.4846	12.4886	1035.7	613.7398	6019.7	1319.8	782.1182	7671.1
<i>Les zones côtières $z_0 = 0.1\ m$</i>												
Annaba	4.3821	1.7520	5.4607	4.8382	1.8222	5.9616	155.5866	92.1995	904.3074	192.2009	113.8968	1117.1
Skikda	3.5720	1.6083	4.5611	3.9438	1.6779	4.9756	103.0280	61.0536	598.8241	125.2155	74.2018	727.7832
Jijel	2.7799	1.4255	3.6678	3.0693	1.4998	3.9958	66.7063	39.5297	387.7133	78.1725	46.3245	454.3579
Alger	2.8942	1.4562	3.7976	3.1955	1.5291	4.1382	70.9709	42.0568	412.50	83.8382	49.6819	487.2880
Chlef	3.2077	1.5318	4.1519	3.5416	1.6023	4.5270	84.4084	50.0198	490.6026	101.3482	60.0582	589.0606
Oran	3.7946	1.6508	4.8096	4.1896	1.7203	5.2482	115.9251	68.6964	673.7850	141.6929	83.9661	823.5537
<i>Site faiblement rugueux $z_0 = 0.0024\ m$</i>												
Bejaia	7.4500	2.1469	8.7654	7.9714	2.2016	9.3142	511.5114	303.117	2973.0	600.1899	355.6681	3488.5
<i>Site de rugosité moyenne $z_0 = 0.2\ m$</i>												
Bejaia	4.9344	1.8363	6.0668	5.5538	1.9221	6.7400	200.5953	118.8713	1165.9	260.4213	154.3237	1513.6
<i>Site fortement rugueux $z_0 = 0.4\ m$</i>												
Bejaia	7.3127	2.1320	8.6204	8.0739	2.2120	9.4217	489.6620	290.1701	2846.0	618.7026	366.6386	3596.1

$>5\ m\ sec^{-1}$	Groupe A
$14 < \bar{v} < 5\ m\ sec^{-1}$	Groupe B
$3 < \bar{v} < 4\ m\ sec^{-1}$	Groupe C
$\bar{v} < 3\ m\ sec^{-1}$	Groupe D

➤ **Interprétation des résultats**

Le tableau 5.1 donne les résultats numériques des caractéristiques du vent « les paramètres de weibull, densité de puissance P_{disp} , puissance récupérable P_{recup} et énergie annuelle E_B ».

1. Pour les zones offshore avec une rugosité $z_0 = 0.0002$ m, à la hauteur 50 m au dessus du sol, la vitesse moyenne annuelle du vent à Bejaia est remarquable . Elle varie entre un minimum de 8 m sec^{-1} à 7H : 00 du matin et un maximum de 11 m sec^{-1} , on peut avoir une vitesse de vent qui dépasse 9 m sec^{-1} , l'extrapolation à une hauteur de $Z=100\text{m}$ et peut aller jusqu'à 12 m sec^{-1} à 13H : 00. le site offshore du Bejaia est un très bon site pour l'implantation des éoliennes à grandes puissance et pourquoi pas des fermes éoliennes. pour le site offshore de Annaba la vitesse du vent varie entre un minimum de 4 m sec^{-1} à 7H : 00 du matin et un maximum de 10 m sec^{-1} , on peut avoir une vitesse de vent qui peut dépasser 10 m sec^{-1} l'extrapolation à une hauteur de $Z=100\text{m}$ et peut aller jusqu'à 11 m sec^{-1} à 13H : 00,le site offshore de Annaba est un bon site pour l'implantation des éoliennes a grandes ou a moyenne puissance.
2. Pour les zones côtières avec une rugosité $z_0 = 0.1$, le site d'Annaba à une vitesse moyenne entre : $4 < \bar{v} < 5$, cette vitesse peut générer une puissance récupérable d'environ de 90 W/m^2 et une puissance annuelle $E_B = 900 (\text{kwh/m}^2/\text{an})$ à la hauteur de 50m et plus de $1000 (\text{kwh/m}^2/\text{an})$ à la hauteur de 100m .les sites de Skikda, Chlef et Oron ont une vitesse moyenne entre $3 < \bar{v} < 4$, et une puissance récupérable générée entre 50 et 70 W/m^2 et une puissance annuelle entre $E_B = 500 : 700 (\text{kwh/m}^2/\text{an})$, les sites de Jijel et Alger ont une vitesse moyenne entre $2 < \bar{v} < 3$, et une puissance récupérable générée entre 40 et 45 W/m^2 et une puissance annuelle entre $E_B = 400 : 500 (\text{kwh/m}^2/\text{an})$,

L'analyse du tableau 5.1 nous a permis aussi de classer ces sites en quatre groupes:

- Un premier groupe d'excellent potentiel éolien, désigné par (A) dont l'énergie est supérieure à $1000 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$. Il est formé du site de Bejaia. La vitesse moyenne du vent dépasse 5 m sec^{-1} . Ce groupe présente la zone la plus énergétique et la plus prometteuse pour l'exploitation de l'énergie éolienne.
- Un deuxième groupe de bon potentiel éolien, désigné par (B), dont l'énergie varie de 600 à $1000 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$. Il comprend la zone côtière d'Annaba, La vitesse moyenne annuelle est comprise entre 4 et 5 m sec^{-1}

- Un troisième groupe de moyen potentiel éolien, désigné par (C), intéresse les sites de Chlef, Oran et Skikda. Son énergie du vent est comprise entre 200 et 600 kWh/m²/an. La vitesse moyenne annuelle est comprise entre 3 et 4 m sec⁻¹.
- Un quatrième groupe de faible potentiel éolien, désigné par (D), intéresse les sites de Jijel et d'Alger. Son énergie du vent est inférieure à 200 kWh/m²/an. La vitesse moyenne annuelle est inférieure à 3 m sec⁻¹.
- En général, il faut une moyenne dépassant 4 m sec⁻¹ pour justifier l'implantation d'une éolienne

V.4. Conclusion

Cette étude nous a permis d'évaluer le potentiel énergétique éolien dans plusieurs sites algériens de rugosité différente. On conclut d'après les résultats que l'installation d'une ferme éolienne dans le site le plus favorable qui est la zone offshore de Bejaia est possible et à grande puissance, et le site offshore d'Annaba aussi est un site favorable, mais de préférence pour l'implantation des éoliennes à moyenne puissance.

Par conséquent nous considérons que des installations éoliennes à petite puissance peuvent être un choix de production d'électricité de façon autonome « non raccordées au réseau » pour des sites isolées ou destiné au pompage de l'eau pour assurer les besoins vitales des populations locales qui se trouvent éloignés du réseau de distribution d'électricité « site de Jijel et site de Alger ».

trois site ont été explorés: Chlef – Oran – Skikda et qui révèlent que la densité d'énergie dans cette région de l'Algérie reste moyenne

Conclusion Générale

Nous avons étudié dans ce mémoire la contribution à l'amélioration de la qualité d'énergie électrique à travers l'utilisation des systèmes éoliens.

En premier lieu, nous avons présenté l'état de l'art, qui a pour objectif de décrire les diverses technologies et les principales caractéristiques des générateurs électriques pour aérogénérateurs en précisant bien les tendances. En outre, les ressources énergétiques éoliennes, les caractéristiques du vent et des turbines ainsi que le développement du marché des éoliennes sont présentés pour aider à bien comprendre l'ensemble des contraintes techniques et économiques.

Le deuxième chapitre avait pour objectif de présenter la démarche scientifique de l'élaboration de la vitesse du vent réel, on a décrit comment générer une série temporelle du champ non-homogène de vitesse de vent incident sur la turbine « L'énergie cinétique contenue dans le vent est récupérée en partie, transformée en énergie mécanique par les biais de la turbine, puis en énergie électrique grâce au générateur », L'étude topographique présentée dans cette étude ; nous a aidé à prévoir d'implanter des éoliennes dans les zones côtières de Annaba et Bejaia à la hauteur de 50 m; à cette altitude la vitesse de vent est très remarquable « 11 m sec^{-1} pour la zone côtière de Bejaia ; et 9 m sec^{-1} pour la zone de Annaba ».

Le troisième chapitre s'est concentré sur l'estimation de l'énergie éolienne dans les régions côtières de l'Est algérien qui doit conduire le développement de l'énergie éolienne en Algérie. La recherche consiste à l'étude d'une phase préalable à apporter une aide efficace à tous ceux qui ont à prendre des décisions concernant la planification et la mise en œuvre de projets d'énergie éolienne.

Dans les conditions habituelles de mesure météorologique, avec une rugosité de l'ordre de $[0.03 \div 0.1]$ par conséquent, un coefficient de cisaillement dans l'intervalle de $[0.14 \div 0.2]$, la loi de puissance et la loi logarithmique présentent une bonne cohérence et une bonne précision de l'extrapolation de la vitesse du vent d'un niveau de référence à un niveau supérieur. Dans le quatrième, nous avons sélectionné deux sites en dehors de la gamme habituelle de mesure, un site avec une rugosité de $z_0 = 0.4 \text{ m}$ « zone Ville avec de grands bâtiments » et un autre site de la rugosité $z_0 = 0.02 \text{ m}$ « Régions aéroport avec des bâtiments et des arbres », les résultats relient que pour les sites météorologiques extrêmement rugueux,

la loi ajustée est une loi très efficace pour l'extrapolation de la vitesse du vent, pour les sites faiblement rugueux (faible rugosité), la loi de puissance modifiée fournit un bon niveau de précision.

Enfin, cette étude nous a permis, en plus de la validation de gisement éolien des zones côtières algériennes qui présentent un bon lieu pour l'implantation des sites éoliens, « ainsi que l'étude de l'adéquation des lois d'extrapolations avec des données réelles pour des sites de rugosités différentes », de mettre en évidence l'optimisation d'un système éolien; nous avons tenu compte aussi dans l'analyse du comportement de l'éolienne avec la variation du vent.

Références Bibliographiques

- [1] M. BEN MEDJAHED, « GISEMENT EOLIEN DE LA REGION COTIERE DE BENI SAF ET SON IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT », MEMOIRE DE MAGISTER, UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAÏD TLEMEN, UNITE DE RECHERCHE MATERIAUX ET ENERGIES RENOUVELABLE URMER TLEMEN. 2008.
- [2] [HTTP://WWW.LYC-RICHELIEU-RUEIL.AC-VERSAILLES.FR/ARCH](http://www.lyc-richelieu-rueil.ac-versailles.fr/arch).
- [3] N. KASBADJI MERZOUK THESE DE DOCTORAT (EVALUATION DU GISEMENT ENERGETIQUE EOLIEN CONTRIBUTION A LA DETERMINATION DU PROFIL VERTICAL DE LA VITESSE DU VENT EN ALGERIE) L'UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAÏD DE TLEMEN (2006).
- [4] P. NAVARO. THESE DE DOCTORAT (AEROACOUSTIQUE NUMERIQUE D'UN ECOULEMENT TOURBILLONNAIRE) LABORATOIRE DE MECANIQUE UNIVERSITE DU HAVRE (2002).
- [5] [HTTP://FR.WIKIPEDIA.ORG/WIKI/CLIMAT](http://fr.wikipedia.org/wiki/CLIMAT).
- [6] S. KROHN. REVU (VISITE GUIDEE DANS L'UNIVERS DE L'ENERGIE EOLIENNE) ASSOCIATION DE L'INDUSTRIE EOLIENNE (2002).
- [7] G. FAURE ET A. BOURDEAU, « RAPPORT DE PROJET, COMPARAISON DE MODELES D'ESTIMATION EOLIENNE SUR LE LIBAN EN VUE DE LEUR INTERVALISATION SUR CE TERRITOIRE » INSTITUT NATIONAL DES SCIENCES APPLIQUEES DEPARTEMENT DE GENIE MATHEMATIQUE ET MODELISATION 2009.
- [8] [HTTP://WWW.TRAVERSEE-BAIE.COM](http://www.traversee-baie.com).
- [9] [HTTP://WWW.RZS-HM.SI/PEOPLE/MARK.ZAGAR/WORK/ARPEGE/LIENS-4-3.HTML](http://www.rzs-hm.si/people/mark.zagar/work/arpege/liens-4-3.html).
- [10] TURBELIN G., « MODELISATION DE LA STRUCTURE ATMOSPHERIQUE EN VUE DE L'ETUDE DU CHARGEMENT AERODYNAMIQUE DES STRUCTURES SOUMISES AUX EFFETS DE VENT ». UNIVERSITE D'EVRY VAL D'ESSONE, U.F.R. DE SCIENCES ET TECHNOLOGIE, 2000.
- [11] ABB (2006). PROVEN TECHNOLOGY FOR WIND ENERGY. GENERATORS, DRIVES AND LOW VOLTAGE POWER COMPONENTS. PRODUCTS BROCHURE.
- [12] ACEE (2006), GUIDE DE L'ASSOCIATION CANADIENNE DE L'ENERGIE EOLIENNE, [HTTP://WWW.UQAR.UQUEBEC.CA/CHAUMEL/GUIDEEOLIENACEE.HTM#02](http://www.uqar.uquebec.ca/chaumel/guideeolienacee.htm#02).
- [13] ACKERMANN, T. (2005). WIND POWER IN POWER SYSTEMS, JOHN WILEY&SONS, ENGLAND
ANG, S. AND OLIVA, A. (2005) POWER-SWITCHING CONVERTERS, TAYLOR & FRANCIS GROUP.

- [14] SHADHU KHAN PK, CHATTERJEE JK. “THREE PHASE INDUCTION GENERATORS” A DISCUSSION ON PERFORMANCE” *ELECTRIC MACHINES & POWER SYSTEMS* 1999; 27: 813 – 32.
- [15] BANSAL RC. “THREE-PHASE SELF-EXCITED INDUCTION GENERATORS” AN OVERVIEW. *IEEE TRANSACTIONSON ENERGY CONVERSION* 2005; 20: 292 – 9. [16] ABDULLAH ASUHAIMI B.MOHDZIN, MAHMOUD PESARAN H.A, AZHAR B.KHAIRUDDIN, LEILA JAHANSHALOO, OMID SHARIATI “AN OVERVIEW ON DOUBLY FED INDUCTION GENERATORS’ CONTROLS AND CONTRIBUTIONS TO WIND BASED ELECTRICITY GENERATION” *RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS* 27 (2013) 692–708.
- [17] F. O. ANAYA-LARA, N. JENKINS, J. EKANAYAKE, P. CARTWRIGHT, M. HUGHES “WIND ENERGY GENERATION: MODELLING AND CONTROL” JOHN WILEY & SONS, LTD, UK, 2009.
- [18] F. M. HUGHES, O. ANAYA–LARA, N. JENKINS, G. STRBAC, “CONTROL OF DFIG–BASED WIND GENERATION FOR POWER NETWORK SUPPORT” *IEEE TRANSACTION ON POWER ELECTRONICS*, VOL.20, NO. 4, PP. 1958–1966, NOVEMBER 2005.
- [19] ALI BECHOUCHE «UTILISATION DES TECHNIQUES AVANCÉES POUR L’OBSERVATION ET LA COMMANDE D’UNE MACHINE ASYNCHRONE : APPLICATION À UNE ÉOLIENNE» THÈSE DE DOCTORAT DE L’UNIVERSITÉ DE MOULOU D MAMERI DE TIZI-OUZOU. AVRIL 2013.
- [20] SOLTANE SOLTANE BELAKEHAL « CONCEPTION & COMMANDE DES M COMMANDE DES MACHINES ACHINES À AIMANTS PERMANENTS DÉDIÉES AUX ENERGIES RENOUVELABLES» THÈSE DE DOCTORAT DE L’UNIVERSITÉ DE CONSTANTINE. 2010.
- [21] HARITZA CAMBLONG «MINIMISATION DE L’IMPACTE DES PERTURBATIONS D’ORIGINE ÉOLIENNE DANS LA GÉNÉRATION D’ÉLECTRICITÉ PAR DES AÉROGÉNÉRATEURS À VITESSE» THÈSE DE DOCTORAT. BORDEAUX. SOUTENUE LE 18 DÉCEMBRE 2003.
- [22] CHAPMAN S.J «ELECTRIC MACHINERY FUNDAMENTALS» 4TH EDITION, MCGRAW HILL, AUSTRALIA, 2004.
- [23] F. POITIERS, T. BOUAOUICHE, M. MACHMOUM “ADVANCED CONTROL OF A DOUBLY-FED INDUCTION GENERATOR FOR WIND ENERGY CONVERSION” *ELECTRIC POWER SYSTEMS RESEARCH* 79 (2009) 1085–1096.
- [24] ADAM MIRECKI « ETUDE COMPARATIVE DE CHAÎNES DE CONVERSION D’ÉNERGIE DÉDIÉES À UNE ÉOLIENNE DE PETITE PUISSANCE » THÈSE DE DOCTORAT DE L’INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE TOULOUSE. SOUTENUE LE 5 AVRIL 2005.
- [25] Y . TANG, L. XU, “A FLEXIBLE ACTIVE AND REACTIVE POWER CONTROL STRATEGY FOR A

VARIABLE SPEED CONSTANT FREQUENCY GENERATING SYSTEM” IEEE TRANSACTION ON POWER ELECTRONICS, VOL. 10, NO. 4, PP. 472-478, JULY 1995.

[26] B. FRANCOIS, B. ROBYNS, E. DE JAEGER, F. MINNE, “TECHNOLOGIES D’ÉOLIENNE DE FORTE PUISSANCE CONNECTÉE AU RÉSEAU DE MOYENNE TENSION” REVUE REE, NO. 5, PP 65-74, MAI 2005.

[27] S. EL AIMANI, B. FRANÇOIS, B. ROBYNS, F. MINNE “MODELING AND SIMULATION OF DOUBLY FED INDUCTION GENERATORS FOR VARIABLE SPEED WIND TURBINES INTEGRATED IN A DISTRIBUTION NETWORK” 10TH EUROPEAN CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS AND APPLICATIONS : (EPE 2003), TOULOUSE, FRANCE, CD, ISBN 90- 75815-07-7, 2 – 4SEPTEMBER 2003,

[28] RODRIGUEZ J.L «ANÁLISIS DINÁMICO Y DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL DE AEROTURBINAS DE VELOCIDAD VARIABLE CON GENERADOR ASÍNCRONO DE DOBLE ALIMENTACIÓN» THÈSE DOCTORALE À L’UNIVERSITÉ CARLOS III DE MADRID, 2000.

[29] BOUDIA SIDI MOHAMMED «OPTIMISATION DE L’ÉVALUATION TEMPORELLE DU GISEMENT ÉNERGÉTIQUE ÉOLIEN PAR SIMULATION NUMÉRIQUE ET CONTRIBUTION À LA RÉACTUALISATION DE L’ATLAS DES VENTS EN ALGÉRIE » THÈSE DE DOCTORAT. UNIVERSITÉ DE TLEMCEM. 2013.

[30]AZOUZ TAMAARAT «MODELISATION ET CONVERSION D’UN SYSTEME DE CONVERSION D’ENERGIE EOLIENNE A BASE D’UNE MADA» THÈSE DE DOCTORAT DEL’UNIVERSITÈ DE MOHAMED KHIDER BESKRA. SOUTENUE LE 8 DECEMBRE 2015.

[31] D. SHULZ, R. HANISTCH, T. KOMPA, A. SAMOUR “COMPARATIVE POWER QUALITY INVESTIGATIONS OF VARIABLE SPEED WIND ENERGY CONVERTERS WITH DOUBLY FED INDUCTION AND SYNCHRONOUS GENERATOR” PCIM 2002 CONFERENCE.

[32] HENK POLINDER, FRANK F. A. VAN DER PIJL, GERT-JAN DE VILDER, PETER J. TAVNER “COMPARISON OF DIRECT-DRIVE AND GEARED GENERATOR CONCEPTS FOR WIND TURBINES”

[33] JAMAL A. BAROUDI, VENKATA DINAVAHU, ANDREW M. KNIGHT “A REVIEW OF POWER CONVERTER TOPOLOGIES FOR WIND GENERATORS” RENEWABLE ENERGY 32 (2007) 2369–2385.

[34] MING CHENG, YING ZHU “THE STATE OF THE ART OF WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS AND TECHNOLOGIES: A REVIEW” ENERGY CONVERSION AND MANAGEMENT 88 (2014) 332–347.

[35] VAN DER HOVEN, I. (1957). POWER SPECTRUM OF HORIZONTAL WIND SPEED IN FREQUENCY RANGE 0.0007 TO 900 CYCLES PER HOUR. JOURNAL OF METROLOGY, VOL. 14, PP. 160 – 164.

- [36] HARITZA COMBLONG: MINIMISATION DE L'IMPACT DES PERTURBATIONS D'ORIGINE EOLIENNE DANS LA GENERATION D'ELECTRICITE DES AEROGENERATRICES A VITESSE VARIABLE; ECOLE NATIONALE SUPERIEURE D'ART ET METIERS; CENTRE DE BORDEAUX; THESE DE DOCTORAT ; N° D'ORDRE 2003-22 ; 2003.
- [37] G.SOLARI: « WIND SPEEDS STATISTICS », COLLEGE ON ATMOSPHERIC BOUNDARY LAYER AND AIR POLLUTION. ICTP, TRIESTE, ITALIE 1994.
- [38] PACIFIC NORTHWEST LABORATORY, « WIND ENERGY RESSOURCE ATLASES », VOL. 1 ET 2 PNL-3194. PACIFIC NORTHWEST LABORATORY RICHLAND, WASHINGTON, D.C., USA, 1981.
- [39] TROEN I. ET E.L. PETERSEN, « EUROPEAN WIND ATLAS », RISO NATIONAL LABORATORY, ROSKILDE, DANMARK, 1989.
- [40] G.T. PHILLIPS : « A PRELIMINAIRE USERS GUIDE FOR THE NOABL OBJECTIVES ANALYSIS CODE », RAPPORT INTERNE, SCIENCE APPLICATION INC., CALIFORNIA, USA. 1979.
- [41] E.L. PETERSON ET I.B. TROEN: « DEVELOPMENT OF A METHOD FOR WIND CLIMATE ANALYSIS FOR NON-MOUNTAINS TERRAIN IN EUROPE » EUROPEAN WIND ENERGY CONFERENCE, HAMBURG, 1984.
- [42] PETERSON E.L., I.B. TROEN ET N. G. MOTERSEN, « THE EUROPEAN WIND ENERGY RESOURCES, RECUEIL EUROPEAN COMMUNITY WIND ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION » DENMARK, 1988.
- [43] I.B. TROEN : « ON DIAGNOSTIC WIND FIELD MODELS ». COLLEGE ON ATMOSPHERIC BOUNDARY PHYSICS', ICTP, TRIESTE, 1990.
- [44] POJE S. ET B. CIVIDINI, « ASSESSMENT OF WIND ENERGY POTENTIAL IN CROATIA » SOLAR ENERGY VOL.41 N°6 PP 543 554, 1988.
- [45] KASBADJI MERZOUK N. ET H. DAAOU, « ATLAS ENERGETIQUE EOLIEN DE L'ALGERIE », SIPE5, BECHAR, ALGERIE 2000.
- [46] ADMIRALTY SAILING CONDITION: NAVIGATION AND REGULATIONS COUNTRIES AND SPORTS NATURAL CONDITIONS, CROWN COPYRIGHT 2005, ADMIRALTY WATERMARK PROTECTED.
- [47] M. SHINOZUKA, C.M. JAN, "DIGITAL SIMULATION OF RANDOM PROCESSES AND ITS APPLICATIONS", JOURNAL OF SOUND AND VIBRATION, v.25, n.1, 1972.
- [48] O. WASYNCZUK, D.T. MAN, J.P. SULLIVAN, "DYNAMIC BEHAVIOR OF A CLASS OF WIND TURBINE GENERATORS DURING RANDOM WIND FLUCTUATIONS", IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, v.100, n.6, JUNE 1981.

- [49] O. WASYNCZUK, D.T. MAN, J.P. SULLIVAN, "DYNAMIC BEHAVIOR OF A CLASS OF WIND TURBINE GENERATORS DURING RANDOM WIND FLUCTUATIONS", IEEE TRANSACTIONS ON POWER; APPARATUS AND SYSTEMS, v.100, n.6, JUNE 1981.
- [50] MIGUEL LOPEZ, CONTRIBUTION A L'OPTIMISATION DE CONVERSION D'UN SYSTEME DE CONVERSION EOLIENNE POUR UNE UNITE DE PRODUCTION ISOLEE ; ECOLE DOCTORALE « SCIENCES ET TECHNOLOGIES DE L'INFORMATION DES TELECOMMUNICATIONS ET DES SYSTEMES » ; THESE DE DOCTORAT ; UNIVERSITE PARIS SUD11 ; 2003.
- [51] H.BENSAID, THE ALGERIAN PROGRAM ON WIND ENERGY. PROCEEDING OF WEAC, (1985) PP.21-27 OXFORD.
- [52] A, CELIK. A STATISTICAL ANALYSIS OF WIND POWER DENSITY BASED ON THE WEIBULL AND RAYLEIGH MODELS AT THE SOUTHERN REGION OF TURKEY. RENEW ENERGY (2003) 29:593–604.
- [53] EK. AKPINAR, S.AKPINAR, DETERMINATION OF THE WIND ENERGY POTENTIAL FOR MADEN-ELAZIG. ENERGY CONVERS MANAGE (2004) 45:2901–14.
- [54] DM. DEAVES, IG.LINES, ON THE FITTING OF LOW MEAN WIND SPEED DATA TO THE WEIBULL DISTRIBUTION. WIND ENG INDUS AERODYNAMIC (1997) 66:169–78.
- [55] AN. CELIK, A. MAKKAWI, T. MUNEER, CRITICAL EVALUATION OF WIND SPEED FREQUENCY DISTRIBUTION FUNCTIONS, RENEW SUSTAIN ENERGY (2010) 2:013102.
- [56] OS. OHUNAKIN, MS. ADARAMOLA, OM. OYEWOLA, WIND ENERGY EVALUATION FOR ELECTRICITY GENERATION USING WECS IN SEVEN SELECTED LOCATIONS IN NIGERIA. APPL ENERGY 2011; 88:3197–206.
- [57] A. UCAR, F. BALO, EVALUATION OF WIND ENERGY POTENTIAL AND ELECTRICITY GENERATION AT SIX LOCATIONS IN TURKEY. APPL ENERGY (2009) 86:1864–72.
- [58] TP.CHANG, ESTIMATION OF WIND ENERGY POTENTIAL USING DIFFERENT PROBABILITY DENSITY FUNCTIONS. APPL ENERGY (2011) 88:1848–56.
- [59] SD. KWON, UNCERTAINTY ANALYSIS OF WIND ENERGY POTENTIAL ASSESSMENT. APPL ENERGY (2010) 87:856–65.
- [60] T.P.CHANG, PERFORMANCE COMPARISON OF SIX NUMERICAL METHODS IN ESTIMATING WEIBULL PARAMETERS FOR WIND ENERGY APPLICATION. APPL ENERGY (2011) 88:272–82.
- [61] P.A. COSTA ROCHA, R.C DE SOUSA, C.F. DE ANDRADE, M.E.V. DE SILVA, COMPARISON OF SEVEN NUMERICAL METHODS FOR DETERMINING WEIBULL PARAMETERS FOR WIND ENERGY

GENERATION IN THE NORTHEAST REGION OF BRAZIL. APPLIED ENERGY 89 (2012) 395–400.
ELSEVIER

[62] MJ. STEVENS, PT. SMULDERS, THE ESTIMATION OF THE PARAMETERS OF THE WEIBULL WIND SPEED DISTRIBUTION FOR WIND ENERGY UTILIZATION PURPOSES. WIND ENG (1979) 3:132–45.

[63] S.A. AKDAG, A. DINLER, A NEW METHOD TO ESTIMATE WEIBULL PARAMETERS FOR WIND ENERGY APPLICATIONS. ENERGY CONVERS MANAGE (2009) 50:1761–6.

[64] C.G.JUSTUS, A. MIKHAIL, HEIGHT VARIATION OF WIND SPEED AND WIND DISTRIBUTION STATISTICS. GEOPHYS RES LETT (1976) 3:261–4.

[65] C.NICHITA, D.LUCA, D.DAKYO, E.EEANGA, LARGE BANDE SIMULATION OF WIND SPEED FOR REAL TIME WIND SIMULATORS, IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, (2002) VOL 17(4), 523-529.

[66] KASBADJI MERZOUK N. ET H. DAAOU, « ATLAS ENERGETIQUE EOLIEN DE L'ALGERIE », SIPE5, BECHAR, ALGERIE 2000.

[67] « WWW.WINDPOWER.DK »

[68] MIKHAIL, A.S., 1985. HEIGHT EXTRAPOLATION OF WIND DATA. J. SOLAR ENERGY ENG., 107: 10-14. DOI: 10.1115/1.3267645.

[69] SCHWARTZ, M AND D. ELLIOTT, 2006. WIND SHEAR CHARACTERISTICS AT CENTRAL PLAINS TALL TOWERS. PROCEEDINGS OF THE AMERICAN WIND ENERGY ASSOCIATION WIND POWER, JUN. 2-7, PITTSBURGH, PA, USA.

[70] RAY, M.L., A.L. ROGERS AND J.G. MCGOWAN, 2006. ANALYSIS OF WIND SHEAR MODELS AND TRENDS IN DIFFERENT TERRAIN. UNIVERSITY OF MASSACHUSETTS.

[71] MOTTA, M., R.J. BARTHELMIE AND P. VOLUND, 2005. THE INFLUENCE OF NON-LOGARITHMIC WIND SPEED PROFILES ON POTENTIAL POWER OUTPUT AT DANISH OFFSHORE SITES. WIND ENERGY, 8: 219-236. DOI: 10.1002/we.146.

[72] PEREZ, I.A., M.A. GARCIA, M.L. SANCHEZ AND B.D. TORRE, 2005. ANALYSIS AND PARAMETERIZATION OF WIND PROFILES IN THE LOW ATMOSPHERE. SOLAR ENERGY, 78: 809-821. DOI: 10.1016/j.solener.2004.08.024.

[73] ROGERS, A.L., J. MANWELL AND A. ELLIS, 2005. WIND SHEAR OVER FORESTED AREAS. UNIVERSITY OF MASSACHUSETTS.

[74] TENNEKES, H., 1973. THE LOGARITHMIC WIND PROFILE. J. ATMOS. SCI., 30: 234-238. DOI: 10.1175/1520-0469(1973)030<0234:TLWP>2.0.CO;2.

- [75] TROEN, I. AND PETERSEN, E.L. (1998) EUROPEAN WIND ATLAS, 1ST ED., P.656, RISOE NATIONAL LABORATORY, DENMARK.
- [76] MIKHAIL, A.S. AND JUSTUS, C.G. (1981) 'COMPARISON OF HEIGHT EXTRAPOLATION MODELS AND SENSITIVITY ANALYSIS', WIND ENERGY, VOL. 5, NO. 2, PP.91–107.
- [77] MIKHAIL, A. (1985) 'HEIGHT EXTRAPOLATION OF WIND DATA', SOLAR ENERGY ENG, VOL. 107, NO. 1, PP.10–14.
- [78] JUSTUS, C. AND MIKHAIL, A. (1976) 'HEIGHT VARIATION OF SPEED AND WIND DISTRIBUTION STATISTICS', GEOPHYSICS RES LETT, VOL. 3, NO. 5, PP.261–264.
- [79] HSU, S.A., MEINDL, E.A. AND GILHOUSEN, D.B. (1994) DETERMINING THE POWER-LAW WIND-PROFILE EXPONENT UNDER NEAR-NEUTRAL STABILITY CONDITIONS AT SEA', JOURNAL OF APPLIED METEOROLOGY, VOL. 33, NO. 6, PP.757–772.
- [80] POJE, S. AND CIVIDINI, B. (1988) 'ASSESSMENT OF WIND ENERGY POTENTIAL IN GAZ A STRIP', SOLAR ENERGY, VOL. 41, NO. 1, PP.543–554.
- [81] MANWELL, J.F., MCGOWAN, J.G. AND ROGERS, A.L. (2010) WIND ENERGY EXPLAINED THEORY, 2ND ED., P.704, JOHN WILEY AND SONS, WEST SUSSEX, ENGLAND, ISBN: 978-0-470-01500-1.
- [82] NFAOUI, H., BURET, J. AND SAYIGH, A.A.M. (1998) 'WIND CHARACTERISTICS AND WIND ENERGY POTENTIAL IN MOROCCO', SOLAR ENERGY, VOL. 63, NO. 1, PP.51–60.
- [83] SPERA, D.S. AND RICHARDS, T.R. (1979) 'MODIFIED POWER LAW EQUATIONS FOR VERTICAL WIND PROFILES', PROCEEDINGS OF THE CONFERENCE AND WORKSHOP ON WIND CHARACTERISTICS AND WIND ENERGY SITING, AM METEOROLOGY SOCIETY, BOSTON.
- [84] HOUKPOHEHA, M.A., KOUNOUHEWA, B., TOKPOHOZIN, B.N. AND AWANOU, N. (2014) 'ESTIMATION OF WIND ENERGY POWER FROM THE WEIBULL DISTRIBUTION ON THE COAST OF BENIN IN COTONOU IN THE GULF OF GUINEA', REVIEW OF RENEWABLE ENERGY, VOL. 17, NO. 3, PP.489–495.
- [85] ANNUAL REPORT CARD METEOROLOGICAL AND RADIOMETRIC (2012) BOUZAREAH, ALGIERS, ALGERIA.
- [86] BETZ ALBERT: WIND-ENERGIE UND IHRE AUSNUTZUNG DURCH WINDMÜHLEN, VANDENHOECK & RUPRECHT, GÖTTINGEN (1926). ÖKOBUCH VERLAG, STAUFEN 1994, ISBN 3-922964-11-7 (UNVERÄNDERTER NACHDRUCK).

[87] S. MATHEW, WIND ENERGY: FUNDAMENTALS, RESOURCE ANALYSIS AND ECONOMICS, SPRINGER, GERMANY (2006).

[88] TSANG-JUNG CHANG, YU-TING WU, HUA-YI HSU, CHIA-REN CHU, CHUN-MIN LIAO, (2003): ASSESSMENT OF WIND CHARACTERISTICS AND WIND TURBINE CHARACTERISTICS IN TAIWAN. RENEW. ENERGY, 28, 851–871.

[89] N. KASBADJI MERZOUK, ET M. MERZOUK « ESTIMATION DU POTENTIEL ENERGETIQUE EOLIEN UTILISABLE, APPLICATION AU POMPAGE DANS LES HAUTS PLATEAUX » REVUE DES ENERGIES RENOUVELABLES VOL. 9 N°3 (2006) 155 – 163.