

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Energie Renouvelable
Option : Solaire Photovoltaïque

Réf:.....

**Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :**

MASTER

Thème

**Dimensionnement d'une ferme éolienne localisée au
sud algérien**

Présenté par :
Khineche Zakaria
Miloudi Mohamed Tayeb

Devant le jury compose de :

Dr. Guergazi Aicha
Dr. Charrouf Omar
Dr. Terki Amel

MCA
MCA
MCA

Président
Encadreur
Examineur

Année universitaire : 2019 / 2020

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Energie Renouvelable
Option : Solaire Photovoltaïque

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

Dimensionnement d'une ferme éolienne localisée au sud algérien

Présenté par :

Khineche Zakaria

Miloudi Mohamed Tayeb

Avis favorable de l'encadreur :

Dr. Charrouf Omar

Signature

Avis favorable du Président du Jury

Dr. Guergazi Aicha

Signature

Cachet et signature

Résumé :

Ce travail concerne l'estimation des potentiels de ressources éoliennes et l'étude de faisabilité et la conception à travers le dimensionnement d'un parc éolien dédié à la production d'énergie électrique dans le sud-est de l'Algérie dans la région de Biskra avec une capacité nominale de 10 MW, selon le prix minimum du kilowattheure standard pour ce projet, nous avons donc développé un programme de simulation utilisant le programme MATLAB qui nous a permis d'estimer l'énergie moyenne annuelle disponible sur ce site, à partir d'une étude spéciale des caractéristiques des parcs éoliens à partir de données météorologiques de deux ans (2018 à 2019) Une étude économique a été réalisée à partir de plusieurs modèles d'éoliennes à puissance variable. Les résultats ont montré que le Enercon 70/2000 de 2 MW serait le plus adapté avec un tarif kWh allant de 5.32 à 12.15 DA / kWh.

Summary:

This work concerns the estimation of the potential of wind resources and the feasibility study and design through the sizing of a wind farm dedicated to the production of electric energy in the south-east of Algeria in the region of Biskra with a nominal capacity of 10 MW, according to the minimum price of the standard kilowatt hour for this project, we therefore developed a simulation program using the MATLAB program which allowed us to estimate the average annual energy available on this site, at Based on a special study of the characteristics of wind farms based on two-year meteorological data (2018 to 2019) An economic study was carried out using several models of variable-power wind turbines. The results showed that the 2 MW Enercon 70/2000 would be the most suitable with a kWh tariff ranging from 5.32 to 12.15 DA / kWh.

ملخص :

يتعلق هذا العمل بتقدير إمكانيات موارد الرياح ودراسة الجدوى والتصميم من خلال تحجيم مزرعة رياح مخصصة لإنتاج الطاقة الكهربائية في جنوب شرق الجزائر في منطقة بسكرة بسعة اسمية 10 ميغاواط ، وفقاً لأدنى سعر قياسي للكيلوواط ساعة لهذا المشروع ، لذلك قمنا بتطوير برنامج محاكاة باستخدام برنامج ماتلاب الذي سمح لنا بتقدير متوسط الطاقة السنوي المتاح في هذا الموقع ، بناءً على دراسة خاصة لخصائص مزارع الرياح وعلى بيانات الأرصاد الجوية لمدة عامين (2018 إلى 2019) تم إجراء دراسة اقتصادية باستخدام عدة نماذج من توريينات الرياح متغيرة الطاقة. أظهرت النتائج أن 2 ميغاوات اينركون 2000/70 سيكون الأنسب مع تعريفة كيلو وات ساعي تتراوح من (5.32 إلى 12.15) دينار جزائري على كيلو واط ساعي .

Remerciements

Nous remercions ALLAH le tout Puissant qui nous a éclairé le bon chemin.

Nous remercions notre encadreur Mr. Charrouf Omar de m'avoir encadré pour la préparation de mon projet de fin d'étude et de m'avoir dirigé pour mener à bien ce travail et pour me donner le gout d'une initiation dans la recherche.

Nous remercions également les membres de jury Mme. Amel Terki et Mme. Guergazi Aicha d'avoir accepté d'examiner nos travail.

Sans oublier de remercier l'ensemble des enseignants de département de génie électrique de l'université Mohamed Khider de Biskra pour avoir contribuer dans notre formation.

Dédicace

Nous dédions ce travail à :

A nos parents.

A nos familles.

Notre encadreur Charrouf Omer

Tous nos amis et collègues

Tous ceux qui ont contribué à notre formation

NOMENCLATURE

V, v_i, v_0	: La vitesse de vent	(m/s)
$f f_0$: Fréquences des vents nuls	
$\bar{\rho}, \rho$: Densité d'air	(Kg/m ³)
\bar{V}	: La vitesse moyenne du vent	(m ² /s)
S	: La surface	(m ²)
V_d	: La vitesse de démarrage	(m/s)
V_n	: La vitesse nominale	(m/s)
V_f	: La vitesse d'arrêt de la machine	(m/s)
Γ	: La fonction Gamma	
P (V)	: Fonction de puissance de l'aérogénérateur	
f (V)	: Fonction de distribution de la vitesse du vent	
P_n	: La puissance nominale de l'éolienne	
FC	: Le facteur de capacité	
h_0, h, h_{10}	: Altitude	(m)
k_0, k, k_{10}	: Le facteur de forme	
c_0, c, c_{10}	: Le facteur d'échelle	(m/s)
\bar{p}	: La puissance produite par un aérogénérateur	(KW)
α	: Le coefficient de rugosité de surface	
E	: L'énergie produite en	(kWh)
N, N1, N2	: Nombre d'aérogénérateur	
E_{exp}	: L'énergie éolienne exploitable	(Wh)
P_{EXP}	: La puissance éolienne exploitable	(KW)
C	: Le coût unitaire de l'énergie	(cost /kWh)
I, L	: Dimension du terrain	(m)
D	: Diamètre du rotor de l'aérogénérateur	(m)
CI	: Le coût de l'investissement initial total	
t	: La durée de vie de chacun de la turbine éolienne	
i	: Le taux d'intérêt	

I	: Le taux d'intérêt réel	
m	: Le taux escalade d'exploitation et maintenance	
Com	: Coût d'exploitation et de maintenance	
n	: Le taux escalade d'exploitation et de maintenance	
CRF	: Facteur de récupération du capital	
\bar{P}	: La pression atmosphérique moyenne mensuelle	(N / m ²).
\bar{T}	: La température de l'air moyenne mensuelle	(k).
R_d	: La constante de gaz spécifique pour l'air	(287 J / kg K).
E_{pf}	: Le facteur de modèle d'énergie	

Liste des figures

Figure I.1: La force de Coriolis.....	3
Figure I.2 : Rose des vents.....	4
Figure I.3 : Moulins à vent.....	6
Figure I.4: Éolienne de pompage.	6
Figure I.5 : Capacité mondiale de production d'électricité, par source, 2008-2018	8
Figure I.6 : Classement d'énergie dans le monde	8
Figure I.7: Capacité éolienne cumulée en GW dans le monde de 1996 à 2018	9
Figure I.8 : Production d'électricité éolienne des cinq pays leaders	10
Figure I.9 : Parc éolien Amogdoul près d'Essaouira au Maroc	12
Figure I.10: Parts de marché des 10 principaux fabricants d'éoliennes 2018	12
Figure I.11 : Vision prospective du parc européen à 2030 (GW)	13
Figure I.11 : Carte des vents de l'Algérie à 10 m d'altitude (m/s).	15
Figure II.1: Organigramme de la méthodologie de dimensionnement.	22
Figure II.1 : Moyennes mensuelles des vitesses du vent du site de Biskra.....	23
Figure II.3 : Méthode graphique pour estimer Weibull k et c	29
Figure II.4: Courbes de puissance d'une éolienne à pas variable et à pas fixe	32
Figure II.5 : Coûts fixes et variables	37
Figure II.6 : Disposition d'aérogénérateurs en terrain plat	39
Figure II.7: Disposition triangulaire d'aérogénérateurs.....	40
Figure III. 1 : la variation saisonnière de la vitesse moyenne de vent.	46
Figure III.2 : la variation saisonnière de la densité de puissance.	46
Figure III.3 : la variation saisonnière de facteur de forme K et facteur d'échelle C ..	47
Figure III.4 : Distributions de Weibull à Biskra.	48
Figure III.5 : Distributions de Weibull des moyennes saisonnières des vitesses du vent à Biskra	49
Figure III.6 : Variation des valeurs moyennes saisonnières de la vitesse du vent avec les hauteurs.....	51
Figure III.7: Variation des moyennes saisonnières de la densité de puissance avec les hauteurs	51
Figure III. 8 : Variation de la moyenne saisonnière du paramètre k avec la hauteur	53
Figure III.9: Variation de la moyenne saisonnière du paramètre C avec la hauteur.	53
Figure III.10 : Distributions de Weibull en fonction de la hauteur obtenues à Biskra	54
Figure III.11 : Variation de la puissance fournie par les aérogénérateurs en fonction de la vitesse du vent.	55
Figure III.12 : Le facteur de capacité pour les modèles d'éoliennes sélectionnés.	56
Figure III.13: La puissance sortie à partir des modèles d'éoliennes sélectionnés.	56
Figure III.14 : l'énergie obtenue à la sortie des aérogénérateurs.....	57

Figure III.15 : Photo satellite d'une zone du site Biskra.....	59
Figure III.16 : Rose des vents annuelle pour la région de Biskra.	60

Liste des tableaux

Tableau I.1: Les directions du vent suivant leurs latitudes	4
Tableau I.2 : Vitesses du vent en Algérie	16
Tableau I.3 : Consistance du programme des énergies renouvelables.	17
Tableau II.1: Vitesse du vent à 10 minutes d'intervalle	25
Tableau II.2 : Gamme de coût spécifique des éoliennes en fonction de la puissance nominale.....	38
Tableau III.1: Détermination des paramètres de Weibull par deux méthodes.	44
Tableau III.2 : valeurs moyennes mensuelles, annuelles de la vitesse du vent (m/s), la densité de puissance (w/m^2), facteur de forme k, facteur d'échelle C (m/s).	45
Tableau III.3 : Variations de la vitesse du vent et la densité de puissance avec la hauteur.	50
Tableau III.4 : Variations de facteur de forme K et le facteur d'échelle C avec la hauteur.	53
Tableau III.5 : caractéristiques des aérogénérateurs choisis	55
Tableau III.6 : L'analyse des coûts pour les modèles d'éoliennes sélectionnés (\$ / kWh)	58
Tableau III.7 : L'analyse des coûts pour les modèles d'éoliennes sélectionnés (DA/ kWh).	58
Tableau III.8 : Récapitulation du calcul du gisement éolien pour le site de Biskra.	61

Sommaire

Nomenclatures	
Liste de figures	
Liste des tableaux	
Introduction générale.....	1
I. Chapitre I :Généralités sur l'énergie éolienne	
I.1 Introduction	3
I.2 Origine du vent.....	3
I.3 Historique.....	5
I.4 Situation de l'Energie Eolienne dans le monde	7
I.4.1 Développement de l'énergie éolienne.....	9
I.4.2 Répartition continentale	10
I.4.3 principaux fabricants d'éoliennes	12
I.4.4 Futurs challenges et perspectives mondiales	13
I.5 Situation de l'énergie éolienne en Algérie	14
I.5.1 l'énergie éolienne en l'algerie.....	14
I.5.2 Potentiel éolien en Algérie.....	14
I.5.3 Le programme des énergies renouvelables (EnR 2015-2030).....	17
Première phase 2015 - 2020	17
Deuxième phase 2021 - 2030	17
I.5.4 Le cadre juridique et facilitations	18
I.6 Conclusion.....	19
II. Chapitre II : Méthodologie de dimensionnement d'une ferme éolienne.	
II.1 Introduction	20
II.2 Présentation de la méthodologie de dimensionnement de la ferme éolienne.....	20
II.3 Les aspects techniques	22
II.3.1 Caractéristiques du site	22
II.3.2 Caractéristiques de l'aérogénérateur	31
II.4 Les Aspects économiques	34

II.4.1	Facteurs influençant l'économie de l'énergie éolienne:.....	34
II.4.2	Coût de l'énergie éolienne	35
II.5	Terrain	39
II.6	Quantité d'énergie éolienne exploitable dans de site retenu.....	40
II.7	Conclusion.....	41
III.	Chapitre III : Résultats Et discussion.	
III.1	Introduction	43
III.2	Les caractéristiques de vent.....	43
III.2.1	La variable mensuelle et annuelle.....	43
III.2.2	Variations saisonnières	45
III.2.3	Variation de la distribution de Weibull.....	47
III.2.4	L'extrapolation vertical des caractéristiques de vent.....	49
III.2.5	Variation de la distribution de Weibull avec la hauteur	54
III.3	Potentiel énergétique éolien utilisable.....	54
III.3.1	Le facteur de capacité	55
III.3.2	La puissance produite	56
III.3.3	L'énergie générée.....	57
III.4	Analyse des coûts	57
III.5	La carte site de biskra.....	58
III.6	Orientation des éoliennes	59
III.7	La disposition des éoliennes.....	60
III.8	Suggestions exploitables	60
III.9	Impacts positifs du projet	61
III.10	Conclusion	61
IV.	Conclusion général.....	63
	Référence	



introduction général

L'humanité antique a découvert les sources d'énergie renouvelables telles que la lumière du soleil, le vent, l'eau courante et le bois depuis l'antiquité, en remédiant et en exploitant leurs énergies. Les modes d'utilisation de ces ressources ont varié et évolué au fil des années, parallèlement à l'évolution du mode de vie humain et à l'évolution des besoins énergétiques.

Aujourd'hui, l'utilisation des énergies renouvelables est devenue l'un des principaux axes de la transition vers un système énergétique durable. L'intérêt pour la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables a augmenté dans le monde, car il s'agit de l'une des composantes du mix énergétique national dans la plupart des pays, d'autant plus qu'il est considéré comme l'un des objectifs du Plan de développement durable 2030 adopté par les Nations Unies en septembre 2015, en plus de son rôle de premier plan dans la préservation de l'environnement et la réduction des émissions. Noyé, compte tenu de l'Accord de Paris sur le changement climatique, qui prévoit de fournir 100 milliards de dollars par an jusqu'en 2025 aux pays en développement pour les aider dans les domaines de la réduction des émissions et de l'adaptation aux effets du changement climatique.

L'Algérie fait partie des pays possédant l'une des plus importantes ressources d'énergie solaire au monde cependant les informations sur son potentiel éolien sont encore insuffisantes dans ce grand pays d'une superficie de 2381741 km², donc plus d'investigation est cruciale avant la phase de réalisation des projets. A cet effet, davantage d'études devraient être menées pour identifier et estimer ses ressources en énergie éolienne pour contribuer au lancement du Programme National des Energies Renouvelables qui devrait assurer 22000 MW de production d'électricité à la fin 2030 à partir de sources d'énergie renouvelables [28].

De nombreuses communautés isolées en Algérie vivent encore sans électricité dans des régions où une vitesse annuelle moyenne du vent supérieure à 5 m / s, le vent peut devenir une source d'énergie abondante et une solution adaptée pour électrifier les communautés isolées situées dans ces zones.

Aujourd'hui, l'énergie éolienne est la source d'énergie renouvelable la plus prometteuse. Dans les régions où l'énergie éolienne est élevée, l'énergie éolienne peut fournir une électricité moins chère que le charbon ou l'énergie nucléaire [7].

Pour planifier un système éolien sur un site donné, il est nécessaire de connaître le potentiel énergétique du site d'installation ainsi que les caractéristiques de la machine.

L'intérêt de ce travail est de déterminer la taille d'un parc éolien à Biskra (situé dans le sud-est de l'Algérie) au moindre coût, et pour cette raison nous présentons une méthode de dimensionnement de cinq modèles d'éoliennes afin de déterminer le plus adapté à ce site.

Dans le premier chapitre, nous fournissons une description générale de l'énergie éolienne avec des statistiques sur l'état de ce type d'énergie dans le monde et aussi dans notre pays. Quant au deuxième chapitre, il est consacré à la méthodologie et aux techniques de conception, tandis que le troisième chapitre est consacré à la simulation et à la discussion des résultats, et dans le dernier nous terminons cet humble travail par une conclusion générale qui résume notre étude.

A blue scroll graphic with a white border, featuring a vertical strip on the left side and a horizontal strip at the top, both with rounded ends and a white scroll-like detail. The text is centered within the horizontal strip.

***Chapitre I : Généralités
sur l'énergie éolienne***

I.1 Introduction

Ces dernières années, l'intérêt d'utilisation d'énergies renouvelables ne cesse d'augmenter car l'être humain est de plus en plus concerné par les problèmes environnementaux. Parmi ces énergies, on trouve l'énergie éolienne.

Dans ce chapitre, on présente de manière générale l'évolution de l'énergie éolienne durant les dernières décennies. Les statistiques sont données montrant l'évolution de la production et la consommation de l'énergie éolienne dans le monde puis on se focalise sur la situation de cette énergie en Algérie dans le cadre du programme algérien des énergies renouvelables horizon 2030.

I.2 Origine du vent

Le vent est en fait la résultante de plusieurs phénomènes qui engendrent différents types de forces, à l'origine de mouvements d'air. Pour être tout à fait rigoureux, il y a même trois forces différentes, qui sont.

- Forces de pression
- Force de Coriolis voir
- Forces de frottement.

Dans un premier temps, il faut savoir que le vent est indissociable du soleil. En effet, c'est grâce au soleil que les principaux mouvements d'air peuvent avoir lieu.

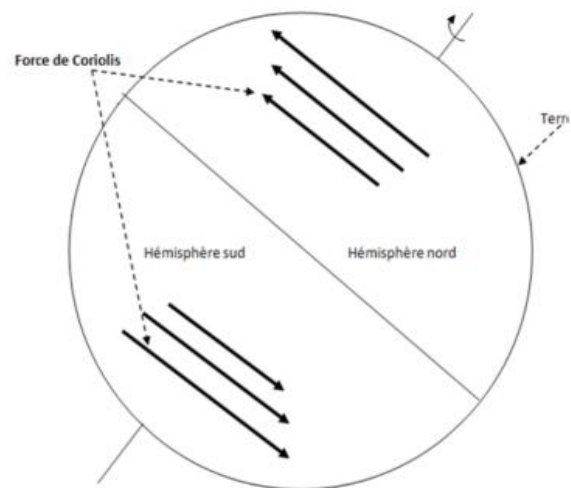


Figure I.1: La force de Coriolis

La terre reçoit 1.75×10^{14} kW de puissance du soleil sous forme de rayons solaires, ces rayons réchauffent l'air atmosphérique. Cette atmosphère est constituée de gaz, qui au passage sont principalement de l'azote et de l'oxygène. Ces gaz qui constituent notre air vont être chauffés par les rayons du soleil, mais de façon non uniforme, principalement à cause de la forme sphérique de la terre. Car l'inclinaison des rayons du soleil par rapport au sol terrestre aura tendance à plus chauffer l'air qui se trouve au niveau de l'équateur qu'au niveau des pôles. Mais cette non-uniformité est aussi due à la présence d'océans ou de continents, ainsi qu'à l'épaisseur des nuages [1].

Donc une fois l'air chauffé, celui-ci va chercher à occuper un plus grand volume, il va se dilater et être à l'origine d'une force de pression qui va s'exercer sur une partie de l'atmosphère sous forme de mouvements de convection de l'équateur vers les pôles (les volumes de gaz pris en compte étant quand même importants). C'est ce phénomène qui va être à l'origine de notre première force nécessaire à la « naissance » du vent : la force de pression.

A ce phénomène d'échange thermique s'ajoute l'effet de la force de Coriolis générée par la rotation de la Terre et qui accélère la descente de ces masses d'air chaud. Dans ces zones il y a la création de hautes pressions (anticyclone), alors qu'inversement à l'équateur l'ascension de l'air chaud crée une zone de basses pressions attirant les masses d'air des pôles. Ces vents correspondent à des phénomènes globaux géostrophiques. (Voir figure I.1) [2]

Enfin, voici notre troisième force, qui correspond aux frottements. Il s'agit des frictions entre le sol et les masses d'air déplacées, ou encore entre les différentes masses d'air elle mêmes qui auront modifié leurs trajectoires aux abords des reliefs rencontrés. En effet, on comprendra facilement qu'il se forme des turbulences, quand par exemple, se dresse devant ces masses d'air une chaîne de montagnes.

La force du vent est mesurée en km/h ou en nœud. Les nœuds étant en fait des miles par heure. Cette force correspond à la vitesse du vent à une hauteur standard de 10 mètres au-dessus d'un terrain plat et découvert. Une échelle de valeurs a été mise en place vers 1805 par un contre-amiral anglais Francis Beaufort. Graduée de 0 à 17, l'échelle anémométrique de Beaufort décrit le vent du premier souffle à l'ouragan [1].

I.2.1 Les directions dominantes du vent

Le tableau et la figure I.2 représente les directions dominantes du vent en fonction de la latitude.

Tableau I.1: Les directions du vent suivant leurs latitudes

Latitude	90°	60°	30°	0°	30°	60°
	60°N	30°N	0°N	30°N	60°N	90°N
Direction	NE	SO	NE	SE	NO	SE

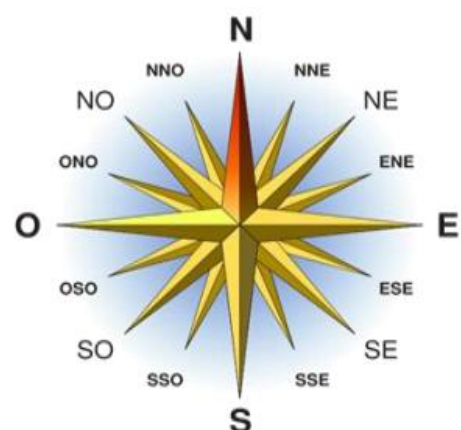


Figure I.2 : Rose des vents

Il existe plusieurs types de vents dans la nature, parmi ces types, il y a les vents globaux, où l'air s'élève à l'équateur s'étendant vers le nord et le sud dans la haute atmosphère. La force de Coriolis joue un rôle très important qui est celui d'empêcher les courants d'air d'aller plus loin dans les deux hémisphères nord et sud.

On trouve aussi des vents de surface qui se situent jusqu'à environ 100 m de hauteur. L'influence de la surface de sol sur les vents est importante. En matière d'énergie éolienne ce sont les vents de surface et leur capacité énergétique qui présentent le plus grand intérêt. Quant aux vents de montagne, ils 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, le réchauffement des versants et de l'air avoisinant font 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 [2].

I.3 Historique

L'utilisation de l'énergie contenue dans le vent date de la plus haute antiquité orientale. Ainsi l'emploi de la voile pour la navigation des bateaux qui remonterait à 5000 ans en Egypte et près de 4000 ans en Chine.

C'est environ au Vème siècle avant J.C que les éoliennes à axe vertical apparaissent dans quelques îles grecques et à la même époque, des éoliennes à axe horizontal auraient été utilisées en Egypte. Au IIIème siècle avant J.C, Héron d'Alexandrie décrit une petite éolienne à axe vertical activant un compresseur d'air qui permet le fonctionnement d'un orgue, instrument de musique mu jusqu'alors par l'énergie hydraulique. Le moulin à vent à axe vertical fonctionne en Perse en 134 ans avant J.C, des murs protègent les pâles du vent au cours de leur retour. (Figure I.3) [2].



Figure I.3 : Moulins à vent

En Chine, au VII^{ème} siècle, l'irrigation se fait à partir d'éolienne à axe vertical présentant la particularité d'avoir des pâles mobiles qui s'effacent pendant leur retour. Les éoliennes à axe horizontal ne semblent y pénétrer que beaucoup plus tard, c'est-à-dire au XIII^{ème} siècle.

C'est au XII^{ème} siècle que l'éolienne fait son apparition en Europe, on notera l'existence d'une éolienne en France en 1105 puis en 1191 en Angleterre. Les moulins à vent sont construits couramment en Hollande à partir de 1439. Léonard De Vinci dessine des éoliennes à six pales en 1500, c'est le premier qui a eu l'idée d'étudier scientifiquement sur papier l'énergie du vent. On a retrouvé récemment des dessins d'éoliennes ressemblant étrangement à certains projets actuels. Il avait pensé au moulin à vent à axe vertical, aux venturis avec turbine au centre.

Le perfectionnement des moulins à vent va se poursuivre tout au long de XVI^{ème} et XVII^{ème} siècle, on perçoit déjà à cette époque des volets de bord d'attaque et de bord de fuite, et la géométrie variable. Les constructeurs et les utilisateurs s'occuperont déjà de la sécurité, de la fiabilité et automaticité de leurs appareils. [2].

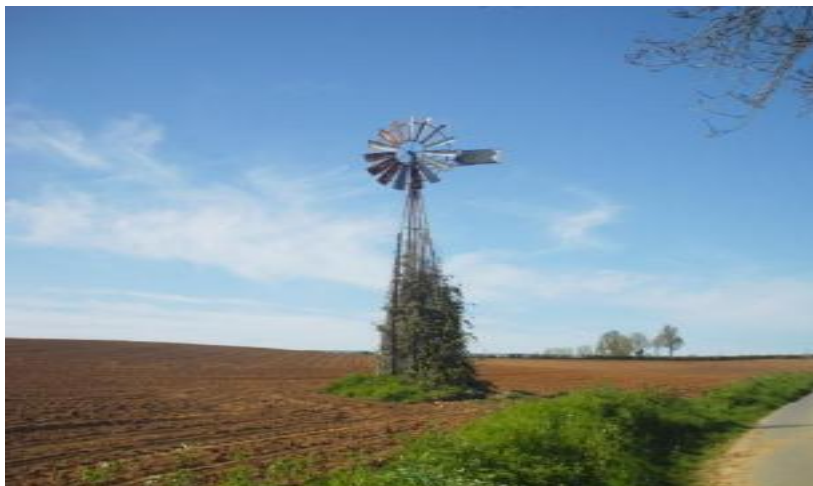


Figure I.4: Éolienne de pompage.

En 1870 la roue éolienne inventée et construite par les américains va contribuer à l'essor du pompage de l'eau ce type d'éolienne aura été utilisé de par le monde jusqu'à ces dernières années, plus d'un million de ces éoliennes ont été utilisées. La figure I.4 [3] présente une éolienne de pompage.

Aujourd'hui les éolienne sont devenues une technologie maîtrisée et les constructeurs ont pu fournir des éoliennes d'une puissance de 10MW .Actuellement, l'énergie éolienne est bien implantée parmi les autres sources d'énergie avec une croissance très forte.

I.4 Situation de l'Énergie Eolienne dans le monde

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 [4].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.

La figure I.5 [5] présente Capacité mondiale de production d'électricité, par source d'énergie (2008-2018 où l'on clairement l'évolution de la part des énergies renouvelables par rapport au non renouvelables

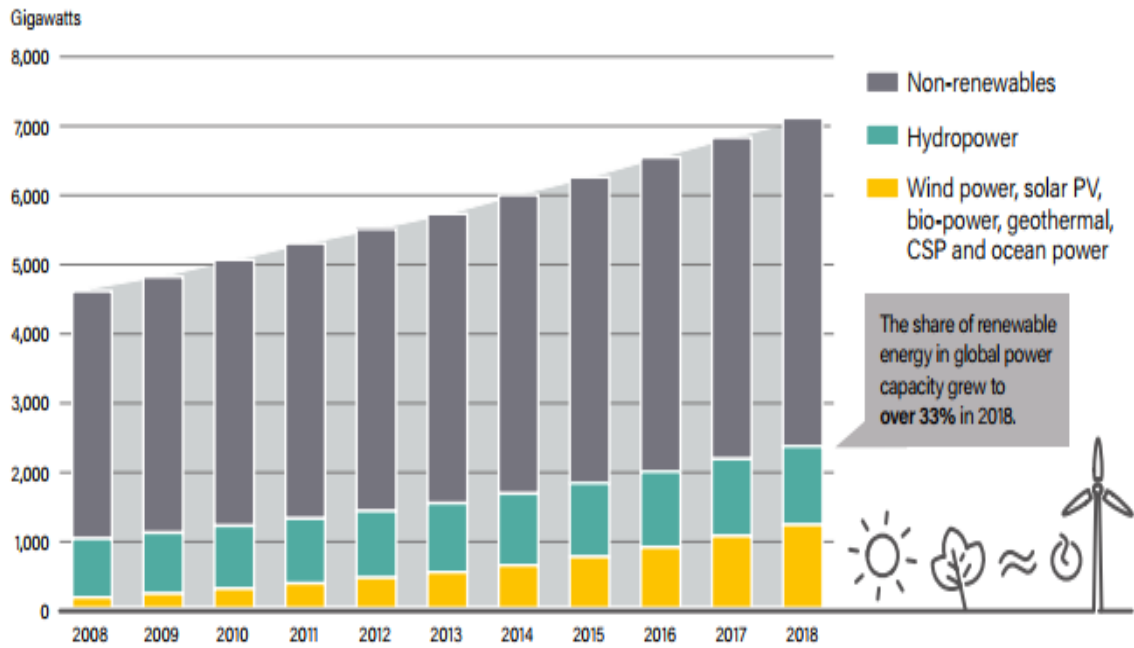


Figure I.5 : Capacité mondiale de production d'électricité, par source, 2008-2018

L'énergie éolienne comme indique la figure 1.6 arrive en première position après l'hydro électricité avec un taux de 5.5 % dans le mix énergétique des énergies renouvelable dans le monde. [5]

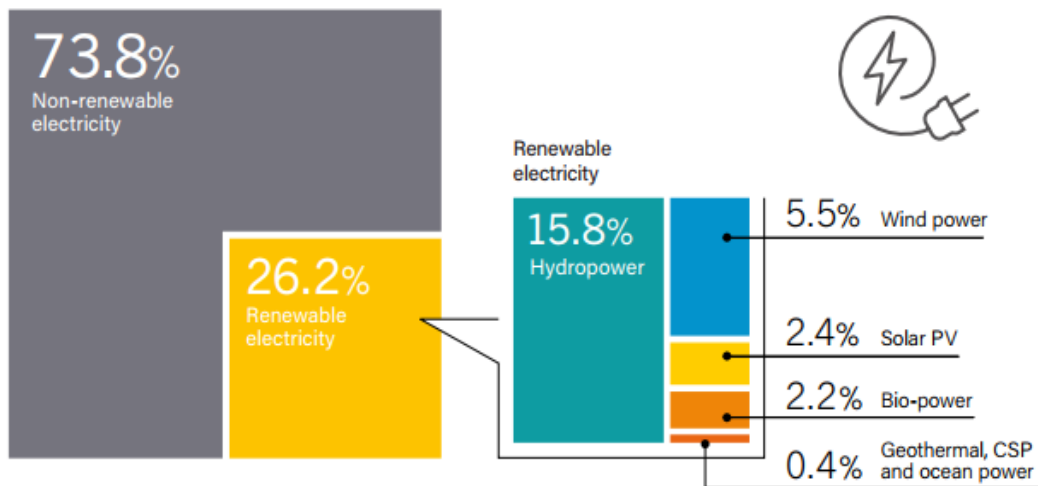


Figure I.6 : Classement d'énergie dans le monde

I.4.1 Développement de l'énergie éolienne

Depuis ces dernières années, la production d'électricité par l'énergie éolienne s'est considérablement développée dans le monde entier. Ceci est principalement dû à deux raisons :

- Produire une énergie propre.
- Trouver une source d'énergie durable alternative aux combustibles fossiles.

En 2018, la Capacité éolienne cumulée en GW dans le monde a atteint 591 GW pour être considérée comme l'une des sources d'énergies renouvelables les plus attrayantes. La figure I.7 [6] montre Capacité éolienne cumulée en GW dans le monde de 1996 à 2018.

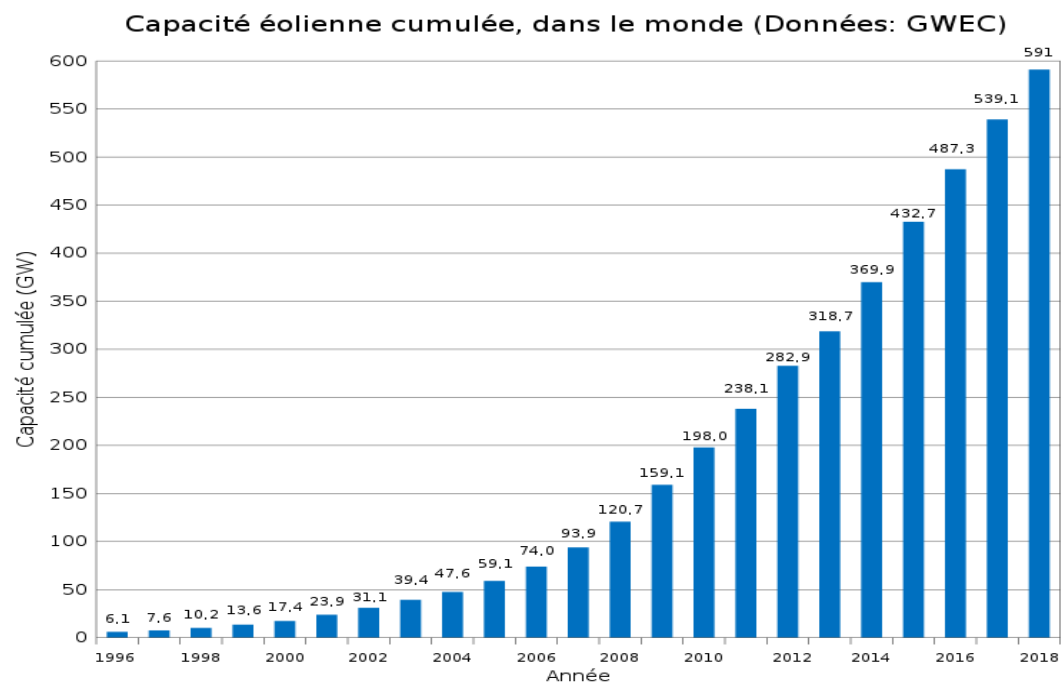


Figure I.7: Capacité éolienne cumulée en GW dans le monde de 1996 à 2018

En 2018, la production mondiale d'électricité éolienne s'élevait à **1 182TWh**, en hausse de 17,7 % elle représentait 4,4 % de la production totale d'électricité .

Les cinq pays leader usant des technologies des éoliennes sont la chine, les USA l'Allemagne, le Royaume uni et l'Inde. En terme d'énergie produite, la Chine vient en première position avec une production s'élevant à 350 TWh. (voir figure I.8) [7]

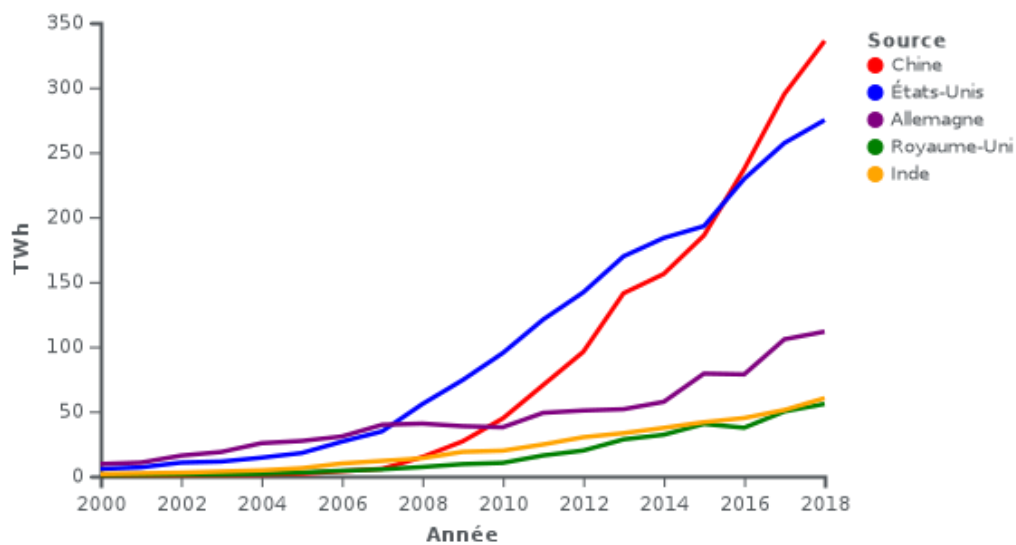


Figure I.8 : Production d'électricité éolienne des cinq pays leaders

L'énergie éolienne est la deuxième source d'électricité renouvelable après l'hydraulique. L'Europe de l'Ouest est en 2012 la première région productrice avec 36.8 % devant l'Amérique du Nord (28.6 %) et l'Asie de l'Est et du Sud -Est (23.3 %) l'Asie du Sud (5.6 %) l'Europe centrale (2.1 %) et l'Océanie (1.5 %) ont amorcé leur démarrage depuis quelques années l'Amérique centrale (0.7 %) l'Afrique du Nord (0.4 %), l'Afrique Subsaharienne (0.04 %) et le Moyen-Orient (0.04 %) sont encore peu impliqués .

La production a été multipliée par dix en une décennie les taux moyens de croissance sur 10 ans sont particulièrement élevés en Asie de l'Est et du Sud -Est (+57.5 % par an) et en Amérique du Nord (+30.4 %) qui rattrape rapidement l'Europe de l'Ouest (+18.4 %). En 2017, la filière éolienne a été, après l'hydraulique, la seconde par sa contribution à la croissance de la production d'électricité renouvelable (30 %). [7].

I.4.2 Répartition continentale

I.4.2.1 Union européenne

En 2018, la production s'est élevée à 379,3 TWh, dont 57,3 TWh en mer, grâce à 10,05 GW de nouvelles installations (contre 14,78 GW en 2017), moins 345 MW de déclassements, portant la puissance installée européenne à 178,95 GW. La production électrique a augmenté en un an de 16,9 TWh, soit 4,7 %, progression modeste du fait de la contraction des trois principaux marchés : Allemagne, Royaume-Uni et France.

En 2019, la production atteint 426 TWh (362,5 TWh hors Royaume-Uni), dont 70,6 TWh en mer (40 TWh hors Royaume-Uni), grâce à 12,24 GW de nouvelles installations (10,06 GW hors Royaume-Uni), moins 208 MW de déclassements, portant la puissance installée européenne à 191,5 GW (167,58 GW hors Royaume-Uni), dont 21,8 GW en mer (12,0 GW hors Royaume-Uni).

La production électrique a augmenté en un an de 48,5 TWh, soit 12,85 %, progression due en partie au redémarrage du développement de l'éolien en Espagne : +2,15 GW et à une forte accélération en Suède : +1,68 GW et en Grèce : +0,73 GW ; par contre, les nouvelles installations d'éoliennes terrestres en Allemagne sont retombées au-dessous du GW pour la première fois depuis 2008 (963 MW), et ont reculé en France : +1,36 GW en 2019 contre +1,58 GW en 2018. Les nouvelles installations d'éoliennes en mer ont atteint 3,05 GW contre 2,97 GW en 2018.

I.4.2.2 Amérique

En 2018, l'Amérique se classe au 3^e rang des continents par puissance éolienne installée avec 135 071 MW, soit 22,8 % du total mondial, dont 96 665 MW aux États-Unis, 14 707 MW au Brésil, 12 816 MW au Canada, 4 935 MW au Mexique et 1 621 MW au Chili. Les nouvelles installations de 2018 s'élèvent à 11 940 MW, soit 23,3 % du marché mondial, dont 7 588 MW aux États-Unis, 1 939 MW au Brésil, 929 MW au Mexique, 566 MW au Canada et 494 MW en Argentine.

I.4.2.3 Asie-Pacifique

En 2018, la région Asie-Pacifique a conforté son rang en tête du classement des continents par puissance éolienne installée avec 261 152 MW, soit 44 % du total mondial, dont 211 392 MW en Chine, 35 129 MW en Inde et 5 362 MW en Australie. Les nouvelles installations se sont élevées à 26 737 MW, soit 52 % du marché mondial, dont 23 000 MW en Chine, 2 191 MW en Inde et 549 MW en Australie.

I.4.2.4 Afrique

La puissance éolienne installée en Afrique a progressé de 20 % en 2018, passant de 4 758 MW fin 2017 à 5 720 MW fin 2018, dont 2 085 MW en Afrique du Sud et 1 190 MW en Égypte. Les ajouts de 2018 ont été de 962 MW, dont 380 MW en Égypte et 310 MW au Kenya.

L'Afrique du Sud se place au 1^{er} rang avec 2 085 MW installés fin 2018, L'Égypte se place au second rang en Afrique avec 1 190 MW fin 2018, suivie du Maroc avec 787 MW ; au 4^e rang arrive l'Éthiopie avec 324 MW, suivie de la Tunisie avec 245 MW⁵⁶.

Le Maroc dispose à la fin de 2019 d'une puissance installée éolienne de 1 215 MW (Figure I.9).
 [7] La part de l'éolien dans la production d'électricité du pays atteint 11,3 % en 2018.



Figure I.9 : Parc éolien Amadou près d'Essaouira au Maroc

I.4.3 Principaux fabricants d'éoliennes

Les cinq premiers fabricants représentent à eux seuls près des deux tiers des turbines livrées en 2018. Vesta (Danemark) a de nouveau dominé le pack, avec plus d'un cinquième du marché mondial, en partie en raison de la large répartition géographique de l'entreprise, avec des ventes dans 36 pays. Vesta a été suivie par la société chinoise Gold Wind, qui a échangé des places avec Siemens Gamesa (Espagne), et par GE Renewable Energy (États-Unis) et Envision (Chine), qui a remplacé Enercon (Allemagne).

Sur les 10 principaux fabricants de turbines, la moitié sont basés en Chine. [5] (figure 1.10)

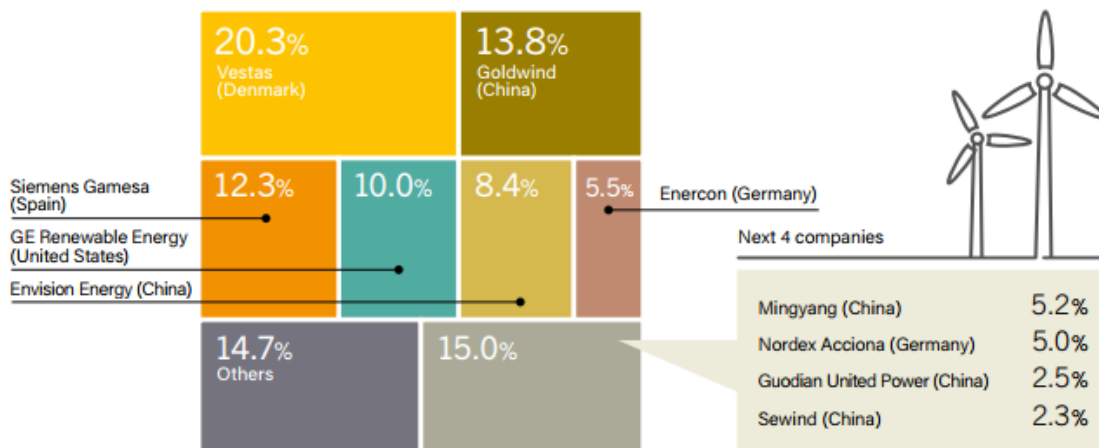


Figure I.10: Parts de marché des 10 principaux fabricants d'éoliennes 2018

I.4.4 Futurs challenges et perspectives mondiales

Sur la base de l'expérience et des taux de croissance des années passées prévoit que l'énergie éolienne continuera son développement dynamique dans les années à venir. Malgré les impacts à court terme de la crise financière actuelle qui rendent difficile les prévisions à court terme, on peut attendre, qu'à moyen terme, l'énergie éolienne attirera les investisseurs grâce à son faible risque et au besoin d'énergie propre et fiable. De plus en plus de gouvernements comprennent les bénéfices multiples de l'énergie éolienne et mettent en place des politiques favorables, incluant la promotion des investissements décentralisés par des producteurs indépendants, petits, moyens ou basés sur des communautés, tous ouvrant la voie vers un système de production d'énergies davantage renouvelables pour le futur.

Plusieurs scénarios ont été réalisés notamment par l'association européenne Wind Europe qui a réalisé en 2016 plusieurs projections à l'horizon 2030.

Une première trajectoire se base sur les projections faites par la Commission européenne. Cette dernière prend comme hypothèse le fait que le cadre réglementaire et les incitations à l'éolien des membres de l'Union européenne restent identiques de 2014 à 2030. Le résultat donne un parc de puissance installée dans l'UE de 255 MW à fin 2030. Cette trajectoire est proche de celle identifiée par l'International Energy Agency (IEA) qui pronostique un parc de 271 GW pour 2030 avec toutefois un effort politique particuliers des pays pour lutter contre le réchauffement climatique.

Un deuxième scénario de Wind Europe, plus ambitieux, se base sur un développement accentué de l'éolien terrestre et une généralisation du dispositif des appels d'offres pour les sites en mer. La trajectoire aboutie alors à un parc total de 323 GW installés fin 2030. Un dernier scénario a été réalisé où l'éolien serait porté par des politiques particulièrement volontaristes dans l'ensemble des pays de l'Union. Les résultats en seraient une couverture de 38 % de la demande électrique européenne par l'éolien et un parc disponible de 397 GW à fin 2030. (voir figure I.11) [8]

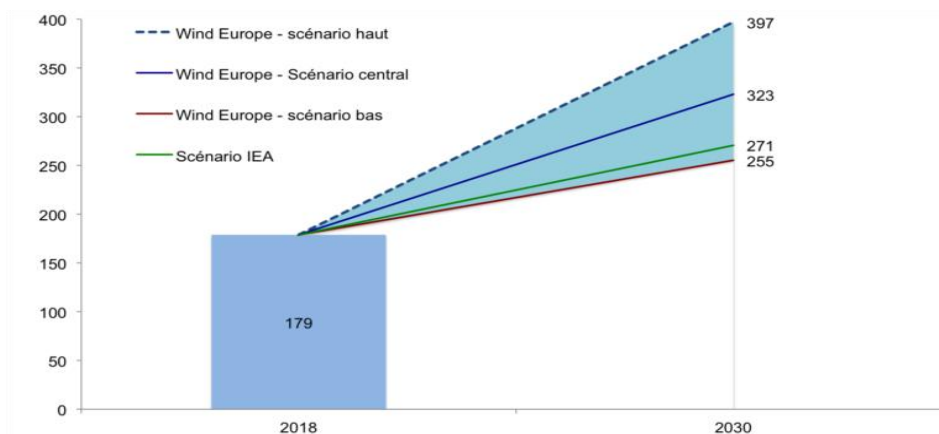


Figure I.11 : Vision prospective du parc européen à 2030 (GW)

I.5 Situation de l'énergie éolienne en Algérie

I.5.1 L'ENERGIE EOLIENNE EN ALGERIE

En Algérie, la première expérience avec l'éolienne remonte à l'année 1957 avec l'installation d'un aérogénérateur de 100 kW sur le site des Grands Vents (Alger) qui fut racheté de l'Angleterre par la société « Electricité et Gaz d'Algérie » puis démontée et installée en Algérie.

Malgré les importants investissements dans le domaine de la recherche et développement des éoliens qu'a connu le monde après le premier choc pétrolier, l'Algérie fonce dans ce domaine en adoptant le programme national de développement des énergies renouvelables (EnR) approuvé en 2011 et révisé en 2015 avec un objectif d'atteindre en 2030 une puissance totale de 22000 MW dont l'éolien se réserve la part de 5010 MW après la part des photovoltaïques (PV) avec 13575 MW.

Cette importance donnée à l'énergie éolienne en Algérie est due essentiellement à l'amélioration nette du coût moyen de cette énergie (estimé d'une baisse de 26 à 35% du 2015 à 2025) et aux difficultés économiques que connaît l'Algérie depuis la baisse du prix du pétrole.

Le premier projet en la matière date de juin 2014 avec la première ferme éolienne implanté à Adrar d'une puissance de 10 MW qui représentait 5% environ de l'énergie électrique fournie par le réseau local (A titre indicatif, les USA comptent 696 projets avec une puissance de 62.234 MW). Cette nouvelle centrale de production d'électricité, première du genre à l'échelle nationale, est implantée sur une superficie de 30 hectares, dans la zone de Kabertène, 72km au nord de la wilaya d'Adrar. Elle est constituée de 12 éoliennes d'une puissance unitaire de 0.85 MW chacune.

Dans le cadre de l'intégration nationale, les capacités de réalisation nationales ont été associées à ce projet attribué au consortium Algéro-Français (CEGELEC). C'est ainsi que deux sociétés du Groupe Sonelgaz, à savoir ETTERKIB et INERGA, ont pris en charge les travaux de génie civil et de montage des installations. L'implication de ces dernières traduit la vision stratégique du Groupe Sonelgaz qui vise à développer tant l'intégration nationale que la maîtrise des nouvelles techniques dans le domaine des énergies renouvelables. [9]

I.5.2 Potentiel éolien en Algérie

Le carte de vent de l'Algérie, estimées à 10 m du sol et à 25 m du sol sont présentées sur les deux figures suivantes. Les vitesses moyennes annuelles obtenues varient de 2 à 6.5 m/s. On remarque que la majorité du territoire se trouve classé dans la gamme de vitesses allant de 3 à

4 m/s, (région des Hauts Plateaux et le Sahara). Les vitesses du vent augmentent et sont maximales dans les régions situées au centre du grand Sahara (Adrar, In Salah et Timimoune)

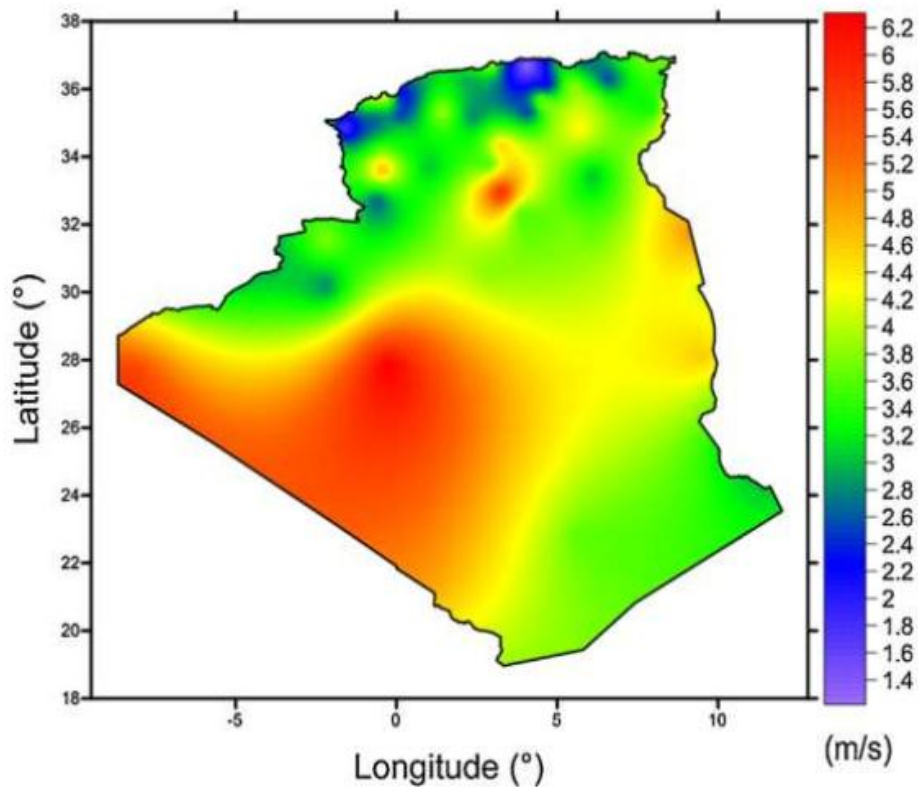


Figure I.12 : Carte des vents de l'Algérie à 10 m d'altitude (m/s).

On distingue plusieurs microclimats, à savoir autour d'Oran, Tiaret, InAménas, ainsi que les environs de Biskra, où les vitesses de vent enregistrées sont supérieures 4 m/s. Enfin, la côte Ouest de la méditerranéenne, le Hoggar, ainsi que la région de Béni-Abbes présentent les vitesses moyennes annuelles les plus faibles (< 3 m/s) (voir tableau I.2) [4].

Tableau I.2 : Vitesses du vent en Algérie

N°	Nom	Longitude (deg)	Latitude (deg)	Rugosité (m)	V (m/s)
1	Adrar *	0.28	27.82	0.01	5.9
2	Alger	3.25	36.72	0.01	3.2
3	Annaba *	7.82	36.82	0.01	2.4
4	Batna *	6.18	35.55	0.01	4.2
5	Béchar *	-2.23	31.62	0.03	3.6
6	Béjaia *	5.6	36.72	0.03	4.2
7	Beni Abbès	-2.10	30.08	/	1.7
8	Ben Saf *	-1.35	35.3	0.02	2.8
9	Biskra *	5.73	34.8	0.02	4.1
10	Bordj Bou Arreridj	4.67	36.07	0.01	3.4
11	Chlef	1.33	36.10	0.01	2.8
12	Constantine	6.62	36.10	0.01	2.6
13	Djanet	9.28	24.33	/	2.3
14	Djelfa	3.25	34.68	0.08	2.7
15	El Bayadh	1.00	33.67	0.01	3.9
16	El Goléa	2.87	30.57	/	3.0
17	El Kheiter *	4.70	34.15	0.08	4.6
18	El Oued	6.78	33.50	0.01	3.7
19	Ghardaia *	3.80	32.40	0.03	4.6
20	Guelma	7.43	36.47	/	1.8
21	Hassi Messaoud *	6.15	31.67	0.00	4.1
22	In Amenas	9.63	28.05	/	4.3
23	In Oussera	2.52	35.55	0.08	3.0
24	In Salah	2.47	27.20	/	4.4
25	In Sefra	-0.60	32.75	/	3.0
26	Ksar El Chellala	2.32	35.17	0.08	3.4
27	Maghnia *	-1.78	34.82	0.01	2.7
28	Mascara	0.15	35.22	0.05	2.4
29	Mechria	-0.27	33.55	/	3.8
30	Miliana	2.23	36.30	0.5	2.6
31	Mostaganem *	0.12	35.83	0.01	1.0
32	M Sila *	4.50	35.67	0.03	4.1
33	Oran	-0.62	35.63	0.01	4.1
34	Oum El Bouaghi	7.11	35.87	/	2.1
35	Saida *	0.15	34.87	0.01	2.6
36	Sétif	5.25	36.18	0.01	3.1
37	Skikda	6.90	36.88	0.01	2.9
38	Tamanrasset *	5.52	22.78	0.10	2.9
39	Tébessa	8.12	35.42	0.03	2.8
40	Tiaret	1.47	35.37	0.02	4.7
41	Timimoun *	0.28	29.25	0.01	5.1
42	Tindouf *	-8.10	27.67	0.00	4.6
43	Tlemcen	-1.28	34.95	0.01	2.3
44	Touggourt *	6.13	33.12	0.04	3.3

En fin, la région centrale de l'Algérie est caractérisée par des vitesses de vent variant de 3 à 4 m/s, et augmente au fur et à mesure que l'on descend vers le sud-ouest, le maximum est obtenu pour la région d'Adrar avec une valeur moyenne de 5.9 m/s. Cependant, on notera l'existence de plusieurs microclimats où la vitesse excède les 5 m/s comme dans les régions de Tiaret, Tindouf et Oran [4].

I.5.3 Le programme des énergies renouvelables (EnR 2015-2030)

A travers le programme d'énergies renouvelables, l'Algérie compte de plus en plus sur ces énergies pour devenir un acteur majeur dans la production de l'électricité avec 37 % de la capacité installée d'ici 2030 et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable.

Les projets EnR de production de l'électricité dédiés au marché national seront menés en deux étapes :

Première phase 2015 - 2020 : Cette phase verra la réalisation d'une puissance de 4010 MW, entre photovoltaïque et éolien, ainsi que 515 MW, entre biomasse, cogénération et géothermie.

Deuxième phase 2021 - 2030 : Le développement de l'interconnexion électrique entre le Nord et le Sahara (Adrar), permettra l'installation de grandes centrales d'énergies renouvelables dans les régions d'In Salah, Adrar, Timimoune et Bechar et leur intégration dans le système énergétique national. [10]

Tableau I.3 : Consistance du programme des énergies renouvelables.

Unité : MW	1 ^{ère} phase 2015-2020	2 ^{ème} phase 2021-2030	TOTAL
Photovoltaïque	3 000	10 575	13 575
Eolien	1 010	4 000	5 010
CSP	-	2 000	2 000
Cogénération	150	250	400
Biomasse	360	640	1 000
Géothermie	05	10	15
TOTAL	4 525	17 475	22 000

Il est à signaler que ce programme qui vise d'installer d'autres parcs éoliens d'une puissance totale de 1000 MW à moyen terme (2015-2020) pour atteindre 5010 MW à l'horizon 2030 vise aussi bien les installations connectées au réseau électrique que le petit éolien, à titre d'exemple les petites éoliennes destinées au pompage de l'eau ou à l'alimentation en électricité des localités isolées. [10]

I.5.4 Le cadre juridique et facilitations

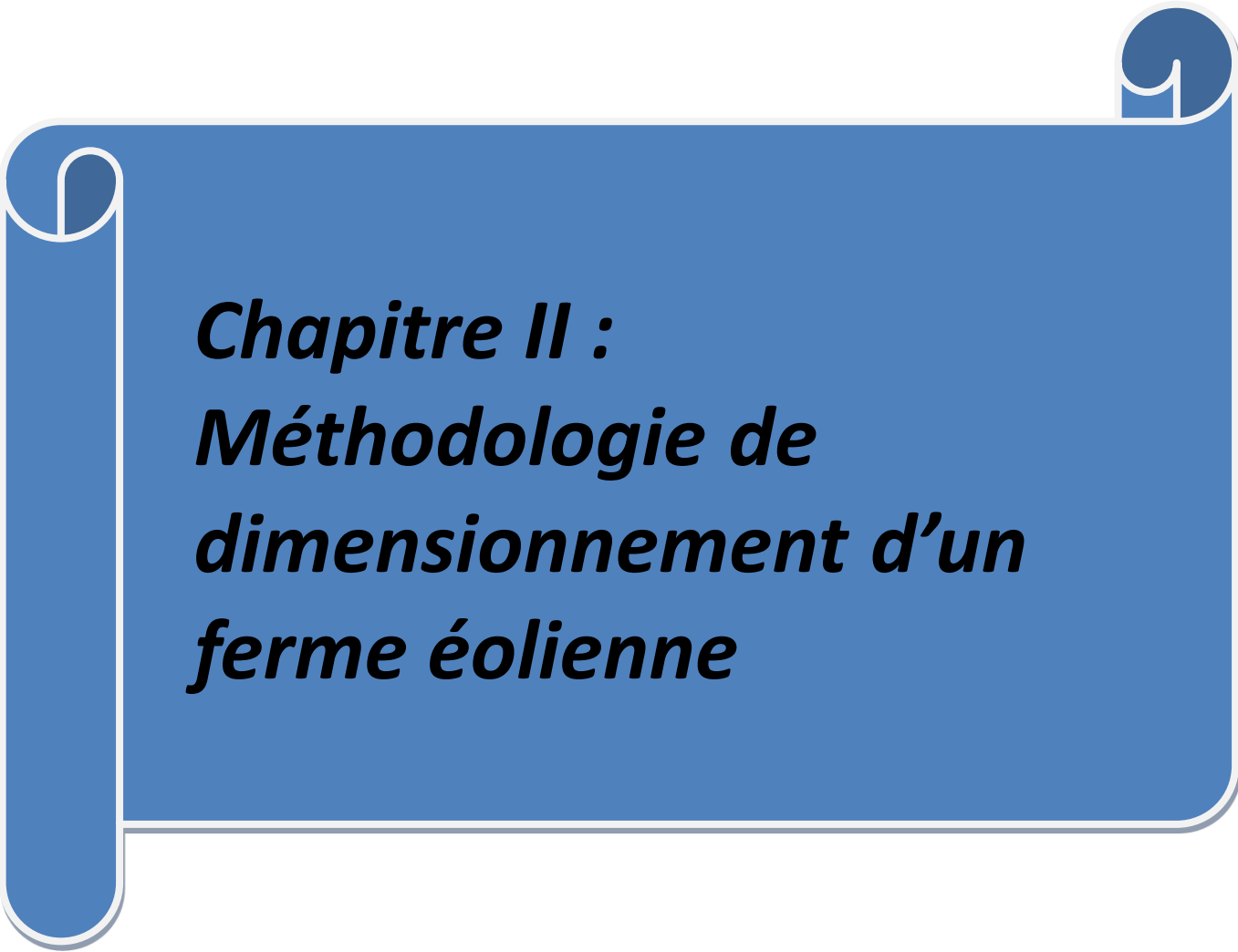
Un certain nombre de textes ont été adoptés pour encadrer le domaine des énergies renouvelables ; Il s'agit essentiellement de :

- ✓ Loi n° 02-01 du 05 février 2002 modifiée et complétée, relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations.
- ✓ Loi n° 04-09 du 14 août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.
- ✓ Loi n° 09-09 du 30 décembre 2009 portant loi de finances pour 2010, notamment son article 64 portant création du fond national pour les Energies renouvelables et la cogénération(FNER)
- ✓ Loi n° 11-11 du 18 juillet 2011 portant loi de finances complémentaire pour 2011, notamment son article 40 modifiant l'article 63 de la loi n° 09-09
- ✓ Loi n° 14-10 du 30 décembre 2014 portant loi de finances pour 2015, notamment son article 108 qui prévoit la fusion des deux Fonds spéciaux « Le Fonds national pour la maîtrise de l'énergie (FNME) et le Fonds national pour les Energies renouvelables et la cogénération(FNER) ».
- ✓ Décret exécutif n° 13-218 du 18 juin 2013 fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité.
- ✓ Décret exécutif n° 15-69 du 11 février 2015 fixant les modalités de certification de l'origine de l'énergie renouvelable et de l'usage de ces certificats.
- ✓ Décret exécutif n° 15-319 du 13 décembre 2015 fixant les modalités de fonctionnement du compte d'affectation spéciale n° 302-131 intitulé « Fonds national pour la maîtrise de l'énergie et pour les énergies renouvelables et de la cogénération ».
- ✓ Arrêté du 2 février 2014 fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière éolienne.
- ✓ Arrêté du 21 février 2008 fixant les règles techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité et les règles de conduite du système électrique.

Cet ensemble de textes vise à tracer le cadre général de la politique nationale dans le domaine de la maîtrise de l'énergie, l'élaboration d'un programme national de promotion des énergies renouvelables en corrélation avec les notions du développement durable et les moyens d'y parvenir et enfin, prévoit des incitations pour le développement des énergies renouvelables comme des avantages fiscaux et en terme de droits de douane peuvent être accordés aux projets œuvrant pour la promotion des énergies renouvelables. [11]

I.6 Conclusion

Ce chapitre donne une idée générale sur l'énergie éolienne et son intérêt. Cette énergie renouvelable a suivi son chemin depuis plusieurs années avec une croissance annuelle d'utilisation très importante dans le monde. La production d'électricité par l'énergie éolienne intéresse de plus en plus les pays afin de produire une énergie propre et durabl

A blue scroll graphic with a white border, featuring a vertical strip on the left and a horizontal strip on the right, both with rounded ends and a white scroll-like detail. The text is centered on the horizontal strip.

***Chapitre II :
Méthodologie de
dimensionnement d'un
ferme éolienne***

I.1 Introduction

Le présent chapitre dédié aux concepts et termes utilisés qui permettront une meilleure compréhension du troisième chapitre de mémoire. Il concerne notamment la modélisation du potentiel énergétique éolien ainsi que celle relative à la détermination de la production optimum d'électricité par voie éolienne. (les aspects techniques).

Ensuite le chapitre aborde les aspects économiques de la ferme éolienne, Il fait suite à l'étude technique, qui vise l'optimisation de divers paramètres techniques. Sur la base des résultats obtenus, notamment ceux relatifs à la production énergétique nette annuelle, et en utilisant des hypothèses de calcul, les indicateurs économiques et financiers sont déterminés, à savoir le prix de revient de l'électricité produite (LCOE) pour le site identifiés afin de retenir le plus avantageux usant des caractéristiques techniques d'un certain nombre d'éolienne pour différents constructeurs.

I.2 Présentation de la méthodologie de dimensionnement de la ferme éolienne

La première étape dans le dimensionnement de la ferme éolienne est d'identifier un emplacement approprié ayant une vitesse du vent relativement élevée. Une fois la région géographique destinée à l'implantation du parc éolien identifiée, il peut être possible de trouver plusieurs sites qui pourraient être utilisés pour la construction dudit parc éolien. Les données de vent disponibles dans les stations météorologiques locales ou dans les documents publiés, comme les cartes de vent, peuvent être utilisés à cette fin.

Une fois que ces sites disponibles dans la région sont identifiés, les modèles informatiques (Modélisation statistique de la vitesse du vent) sont alors utilisés pour estimer le potentiel énergétique.

Dans une première étape nous nous sommes appuyés sur les informations existantes pour évaluer les potentialités des sites.

Dans la seconde étape, une analyse plus rigoureuse est nécessaire. La nature du vent, les spectres disponibles sur les sites doivent être bien compris pour une technique détaillée.

Pour cela, la vitesse du vent doit être mesurée à la hauteur du moyeu de la turbine de l'éolienne proposée. Des anémomètres installés sur les mâts sont utilisés pour la mesure du vent.

Une fois que les données horaires à long terme recueillies du vent sont disponibles, une étude détaillée doit être faite car la production en kWh par la turbine d'une éolienne donnée, sur un

site donné, dépend de l'adéquation entre le profil du vent du site et les caractéristiques de la machine.

Par conséquent, il est recommandé d'inclure le comportement des turbines, qui vont être installées sur le site [12]. Cela nous donne le facteur de capacité et la sortie des turbines en kWh sur des intervalles de temps différents.

Outre les sites potentiels du vent, d'autres facteurs tels que l'accès au réseau, les routes et des infrastructures existantes pour la transmission de puissance et l'état du sol sur le site doivent également être analysés de manière critique tout en choisissant le site. [13]

De même, l'accessibilité aux principales autoroutes et des routes est également un facteur important, car il faut transporter la turbine et ses composants sur le site.

La disponibilité et le coût du terrain pour le développement de parcs éoliens est aussi un autre facteur important. La condition physique du site doit être soigneusement examinée à ce stade. Cela nous donnera une idée sur le coût de la fondation et d'autres constructions connexes. La taille (puissance nominale) et le nombre de turbines nécessaires pour le projet peuvent être évalués. Le coût des éoliennes et de ses accessoires ainsi que le mode de maintenance peuvent être négociés avec le fabricant ou le fournisseur.

Les procédures et étapes suivies Pendant le dimensionnement sont résumées dans le organigramme suivent (voir Figure II.1):

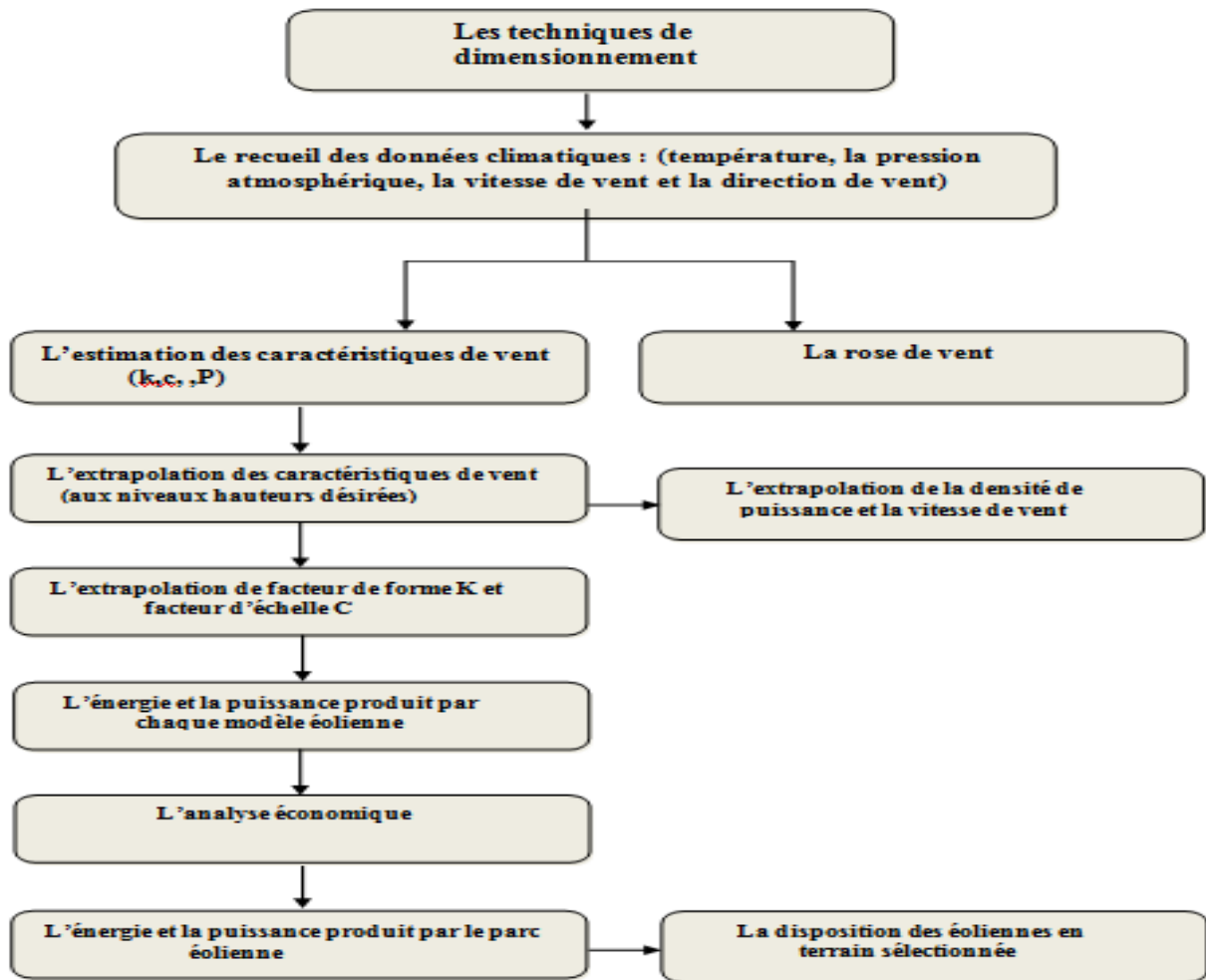


Figure II.1 : Organigramme de la méthodologie de dimensionnement.

I.2. Les aspects techniques

I.2.1 Caractéristiques du site

I.2.1.1 Mesure de la vitesse du vent du site de Biskra :

L'estimation du potentiel énergétique éolien disponible sur un site donné est sans doute l'étape la plus importante lorsqu'il s'agit d'envisager l'implantation d'un système d'exploitation de ce type d'énergie. Sa dépendance directe du vent nécessite une connaissance des différents aspects, tels que la variation horaire et mensuelle de la vitesse du vent ainsi que sa distribution en fréquence. Dans cette étude, le site concerné est celui de Biskra.

Les données utilisées dans cette étude ont été obtenues à partir de données sur la vitesse du vent chaque deux minutes, qui ont été mesurées à 10 mètres du sol, et ont été prélevés à partir de

Laboratoire des énergies renouvelables de l'Université de Biskra et ont été collectés durant la période du 01/01/2018 au 30/12/2019.

La figure II.2 montre la variation de la moyenne mensuelle de la vitesse du vent pour le site du Biskra :

La vitesse moyenne du vent à Biskra connaît une variation saisonnière modérée au cours de l'année.

La période la plus venteuse de l'année dure 3,8 mois, du 15 février au 9 juin, avec des vitesses de vent moyennes supérieures à 3,6 m/s. Le jour le plus venteux de l'année est le 11 avril, avec une vitesse moyenne du vent de 4,1 m/s.

La période la plus calme de l'année dure 8,2 mois, du 9 juin au 15 février. Le jour le plus calme de l'année est le 17 octobre, avec une vitesse moyenne horaire du vent de 3,2 m/s.

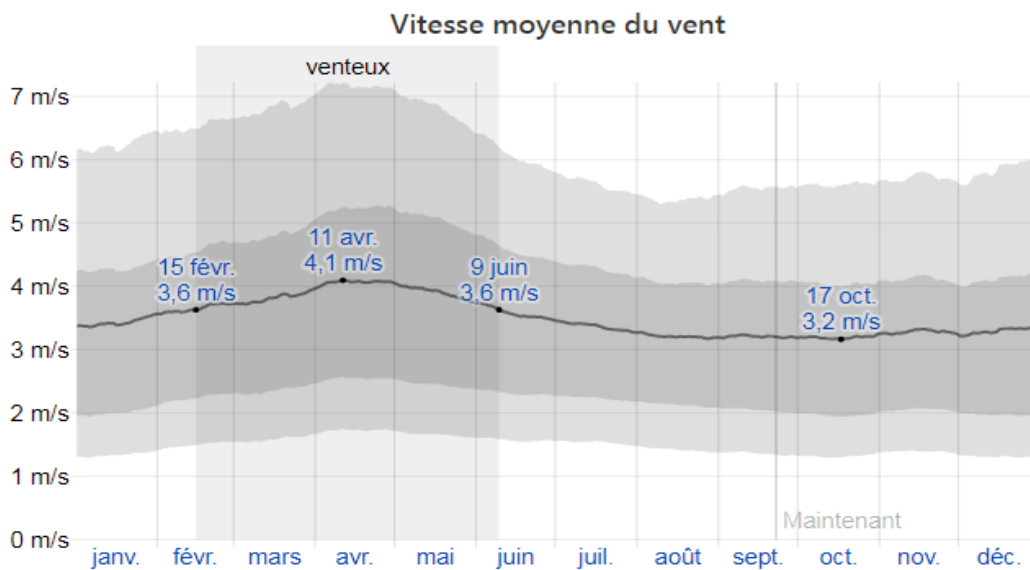


Figure II.2 : Moyennes mensuelles des vitesses du vent du site de Biskra

1.2.1.2 Modélisation statistique de la vitesse du vent

Pour estimer le potentiel d'énergie éolienne d'un site, les données éoliennes collectées à partir de l'emplacement doivent être correctement analysées et interprétées. Données de vent à long terme se trouve dans des stations météorologiques proches du site candidat.

Ces données, qui peuvent être disponibles pendant de longues périodes, doivent être soigneusement extrapolées pour représenter le profil du vent sur le site potentiel. Après cette enquête préliminaire, des mesures sur le terrain sont généralement effectuées sur le site potentiel

pour des périodes plus courtes. Les données éoliennes enregistrées sur le site sur un an sont suffisantes pour représenter les variations à long terme du profil éolien avec un niveau de précision de 10%

Les systèmes modernes de mesure du vent nous donnent la vitesse moyenne du vent sur le site, moyennée sur une période prédéterminée. Une moyenne de dix minutes est très courante car la plupart des logiciels d'analyse de vent standard sont réglés pour traiter les données sur dix minutes. Ces données éoliennes à court terme sont ensuite regroupées et analysées à l'aide de modèles et de logiciels pour faire des estimations précises de l'énergie disponible dans le vent. Les données sont regroupées sur des périodes qui nous intéressent. Par exemple, si nous voulons estimer l'énergie disponible à différentes heures, les données doivent être regroupées sur une base horaire. Les données peuvent également être catégorisées sur une base quotidienne, mensuelle ou annuelle. [14]

I.2.1.3 Vitesse moyenne du vent

L'une des informations les plus importantes sur les spectres de vent disponibles à un endroit est sa vitesse moyenne. En termes simples, la vitesse moyenne (V_m) est donnée par :

$$V_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i \quad \text{II.1}$$

Où V est la vitesse du vent et n est le nombre de données de vent.

Cependant, pour les calculs d'énergie éolienne, la moyenne de la vitesse à l'aide de l'Eq. (2.1) est souvent trompeur. Par exemple, les données de vent sur 1 heure d'un site recueillies à 10 minutes d'intervalle sont présentées dans le tableau II.1. Selon l'équation. (2.1), la vitesse moyenne horaire du vent est de 6,45 m / s. En prenant la densité de l'air à 1,24 kg / m³, la puissance moyenne correspondante est de 166,37W/m². Si nous calculons la puissance correspondant aux vitesses individuelles puis prenons la moyenne, le résultat serait de 207W/m². Cela signifie qu'en calculant la moyenne à l'aide de l'Eq. (2.1), nous sous-estimons le potentiel éolien de 20%

No	V, m/s	V ³	P, W/m ²
1	4.3	79.51	49.29
2	4.7	103.8	64.37
3	8.3	571.7	354.5
4	6.2	238.3	147.7
5	5.9	205.3	127.3
6	9.3	804.3	498.7

Tableau II.1 : Vitesse du vent à 10 minutes d'intervalle

Pour les calculs d'énergie éolienne, la vitesse doit être pesée pour son contenu de puissance tout en calculant la moyenne. Ainsi, la vitesse moyenne du vent est donnée par :

$$V_m = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3 \right)^{\frac{1}{3}} \quad \text{II.2}$$

Si nous utilisons Eq. (2.2), la vitesse moyenne dans l'exemple précédent est de 6,94 m / s et la puissance correspondante est de 207 W / m². Ceci montre qu'en raison de la relation vitesse-puissance cubique, la moyenne pondérée exprimée en Eq. (2.2) devrait être utilisé dans l'analyse de l'énergie éolienne. [14]

1.2.1.4 Distributions des vitesses

Le potentiel éolien se calcule à partir des distributions de la vitesse moyenne. Comme les distributions ne sont pas toujours disponibles, on a pris l'habitude de modéliser les distributions à partir des modèles suivants [17]:

- ✓ *Distribution de Weibull*
- ✓ *Distribution hybride de Weibull*
- ✓ *Distribution de Rayleigh*

Distribution de Weibull

Le modèle le plus utilisé pour caractériser la distribution des vitesses du vent est la distribution de probabilité de Weibull. La fonction de distribution de Weibull est une fonction exponentielle à deux paramètres : un paramètre d'échelle c (ms⁻¹) et un paramètre de forme k (sans unité) caractéristiques des données du vent.

Le paramètre c renseigne sur la moyenne du vent caractéristique du site, tandis que le paramètre k indique le caractère plus ou moins pointu de la distribution. La distribution de Weibull s'exprime mathématiquement par sa fonction de densité de probabilité $f(V)$ donnée par :

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad \text{II.3}$$

Avec : $f(V)$ est la densité de probabilité de la vitesse V

K est le facteur de forme de la courbe (sans dimension)

C' est le facteur d'échelle de la courbe en m/s.

La fréquence cumulée correspondante est donnée par :

$$f(V) = \int_{-\infty}^v f(t).dt = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \text{II.4}$$

La distribution de Wei bull est cas particulier de la loi de distribution gamma généralisée, elle peut être réduite en deux autres distributions théoriques [17] :

- la distribution exponentielle (k=1)
- la distribution Rayleigh (k=2)

Distribution hybride de Wei bull

Dans les régions où les fréquences de vents nuls sont relativement élevées (plus de 15 à 20 %), la distribution de Wei bull n'est pas toujours adaptée. Pour cela, on définit une nouvelle densité de probabilité [18] :

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad \text{pour } v > 0 \quad \text{II.5}$$

$$f(V) = ff_0 \quad \text{pour } v = 0 \quad \text{II.6}$$

Ou ff_0 = fréquences des vents nuls.

I.2.1.5 La Vitesse moyenne et la vitesse cubique moyenne :

La vitesse moyenne du vent est donnée par la distribution de Wei bull [18] :

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} f(v) dv = c\Gamma(1 + 1/k) \quad \text{II.7}$$

La moyenne du cube de la vitesse du vent est donnée par la distribution de Wei bull :

$$\overline{v^3} = \int_0^{\infty} f(v) dv = c^3\Gamma(1 + 1/k) \quad \text{II.8}$$

Où : Γ est la fonction gamma définie par :

$$\Gamma(v) = \int_0^{\infty} t^{v-1} e^{-t} dt \quad \text{II.9}$$

La fonction Gamma satisfait aux relations suivantes :

$$\Gamma(e + 1) = e\Gamma(e), \quad \forall e \in R_+^*, \quad \Gamma(n + 1) = n! \forall n \in \mathbb{N}, \quad \Gamma(0.5) = \sqrt{\pi}.$$

L'écart type de la distribution est donné par :

II.10

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (v - \bar{v})^2 f(v) dv = c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]$$

I.2.1.6 La fonction de densité de puissance du vent

La densité de puissance éolienne mensuelle ou annuelle par unité de surface pour une région, sur la base de la fonction de densité de probabilité de Weibull, peut être exprimée comme suit[19] :

$$P_M = \rho \cdot c^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad \left[\frac{w}{m^3} \right] \quad \text{II.11}$$

Où :

ρ : La densité de l'air standard ($\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$ Air sec à 1 atm et 15 °C)

Température et de pression Ainsi, la correction mensuelle de la $\bar{\rho}$ densité de l'air (kg / m^3) est exprimée [19] :

$$\bar{p} = \frac{\bar{p}}{R_d \bar{T}} \quad \text{II.12}$$

\bar{P} : La pression atmosphérique moyenne mensuelle (N / m²).

\bar{T} : La température de l'air moyenne mensuelle en Kelvin (°C+273).

R_d : La constante de gaz spécifique pour l'air (=287 J / kg K).

Ensuite, la puissance corrigée, disponible dans le vent à la hauteur standard 10 m, peut être calculé comme suit [18] :

$$P_{10} = \bar{p} \cdot c^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad \left[\frac{w}{m^3s}\right] \quad \text{II.13}$$

I.2.1.7 Méthodes de détermination des paramètres de Weibull

Plusieurs méthodes sont utilisées pour déterminer les paramètres de Weibull **c** et **k** à partir des données statistiques du vent (Justus et al., 1978). Parmi les plus utilisées, on peut retenir : la méthode des graphique et celle utilisant l'écart type de la variation des vitesses et leur vitesse moyenne.

- ✓ Méthode graphique.
- ✓ Méthode de l'écart type et de la vitesse moyenne.

I.2.1.7.1 Méthode graphique

Dans la méthode graphique, nous transformons la fonction de distribution cumulative en une forme linéaire, en adoptant des échelles logarithmiques [14]. L'expression de la distribution cumulative de la vitesse du vent peut être réécrite comme:

$$1 - F(V) = \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad \text{II.14}$$

En prenant le logarithme deux fois, nous obtenons

$$\text{Ln}\{-\text{Ln}[1 - F(V)]\} = k \text{Ln}(Vi) - k \text{ln } c \quad \text{II.15}$$

En traçant la relation ci-dessus avec $\ln(V_i)$ le long de l'axe X et $\ln\{-\ln[1-F(V)]\}$ le long de l'axe Y, nous obtenons presque une ligne droite (voir le figure II.3) . À partir de l'Eq. (II.15), k donne la pente de cette droite et $-k \ln c$ représente l'intersection. Si nous générons l'équation de régression pour la ligne tracée en utilisant des feuilles de calcul standard ou des progiciels statistiques et comparons-la avec Eq. (2.15), nous pouvons trouver les valeurs de k et c . [14]

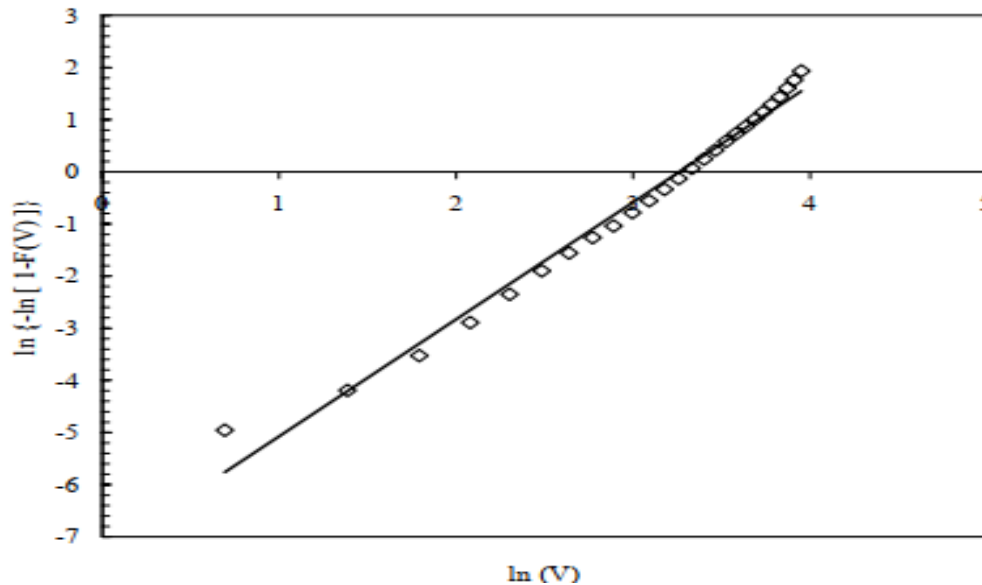


Figure II.3 : Méthode graphique pour estimer Weibull k et c

I.2.1.7.2 Méthode de la vitesse moyenne et de l'écart type

La méthode empirique est le cas particulier de la méthode des moments, dans lequel les paramètres k et c sont définis par [18]:

$$K = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}}\right)^{-1.086} \quad \text{II.16}$$

Le facteur d'échelle est alors déterminé par :

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad \text{II.17}$$

I.2.1.8 Modèle d'extrapolation

La hauteur des éoliennes est généralement supérieure à celle de l'anémomètre dans les stations météorologiques(10.mètres), Le dimensionnement de tout système éolien passe nécessairement par la connaissance de la vitesse du vent et ses variations au niveau de l'hélice, C'est pour cela que l'étude s'est orientée vers l'extrapolation verticale de la vitesse de vent et des facteurs de forme et d'échelle de Weibull qui déterminent le potentiel d'un site donné.

Extrapolation verticale de la vitesse du vent

La vitesse du vent augmente avec l'altitude par rapport au sol, et on peut représenter cette variation par l'expression de la Loi de puissance suivante [21] :

$$\frac{V}{V_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad \text{II.18}$$

Où : V : la vitesse du vent à la hauteur h requise/ V_0 : la vitesse du vent à la hauteur initiale h_0 ,

α : Le coefficient de rugosité de surface.

La surface coefficient de rugosité peut être déterminée à partir de ce qui suit expression

$$\alpha = \left[\frac{0.37 - 0.088 \ln(V_0)}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{h_0}{10}\right)} \right] \quad \text{II.19}$$

I.2.1.8.1 Extrapolation verticale de la densité de puissance

La densité de puissance moyenne disponible pour une hauteur inférieure à 100 m, au-dessus du niveau du sol peut être exprimée sous la forme [22] :

$$P_h = P_{10} \left(\frac{h}{10}\right)^{3\alpha} \quad \text{II.20}$$

α : Le facteur de rugosité, généralement comprise entre $0,05 \leq \alpha \leq 0,5$.

I.2.1.8.2 Extrapolation des paramètres de weibull :

Les paramètres de Weibull à la hauteur de mesure (10 m) sont liés les paramètres à la hauteur du moyeu de l'éolienne par plusieurs modèles empiriques d'extrapolation verticale, on va présenter la Modèle de Justus et Mikhaïel par l'expression suivante [17]:

$$k(h) = \frac{k_0 \left[1 - 0.088 \text{Ln} \left(\frac{h_0}{10} \right) \right]}{\left[1 - 0.088 \text{Ln} \left(\frac{h}{h_0} \right) \right]} \quad \text{II.21}$$

$$C(h) = c_0 \left(\frac{h}{h_0} \right)^n \quad \text{II.22}$$

Co et **Ko** sont le facteur d'échelle et de paramètre de forme, respectivement à la hauteur de mesure h_0 et h est la hauteur du moyeu, L'exposant n est défini comme suit :

$$n = \left[\frac{0.37 - 0.088 \text{Ln}(C_0)}{1 - 0.088 \text{Ln} \left(\frac{h_0}{10} \right)} \right] \quad \text{II.23}$$

I.2.2 Caractéristiques de l'aérogénérateur

I.2.2.1 La courbe de puissance des éoliennes

Les deux (02) graphiques suivants (Figure II.4) représentent les courbes de puissance d'une éolienne à pas variable et d'une éolienne à pas fixe. Le vent une fois parvenu à la vitesse de démarrage, les deux éoliennes commencent à générer de l'électricité. La puissance de chaque éolienne augmente avec rapidité et lorsque la vitesse du vent s'approche de la vitesse nominale, la limitation de puissance est activée. Dès que la puissance nominale de la génératrice est atteinte, la puissance de sortie de l'éolienne cesse de croître. À partir de là, les éoliennes à pas variable voient leur courbe de puissance s'aplatir ou presque celle des éoliennes à pas fixe varie. Dans les deux cas, les courbes ne dépassent jamais la puissance nominale de la génératrice. Si la vitesse du vent devient trop élevée, les éoliennes s'arrêtent automatiquement (vitesse de

coupure). Une fois que la vitesse de coupure est atteinte, les éoliennes à pas variable font pivoter leurs pales dans la direction de la girouette et les éoliennes à pas fixe appliquent un freinage aérodynamique. [1]

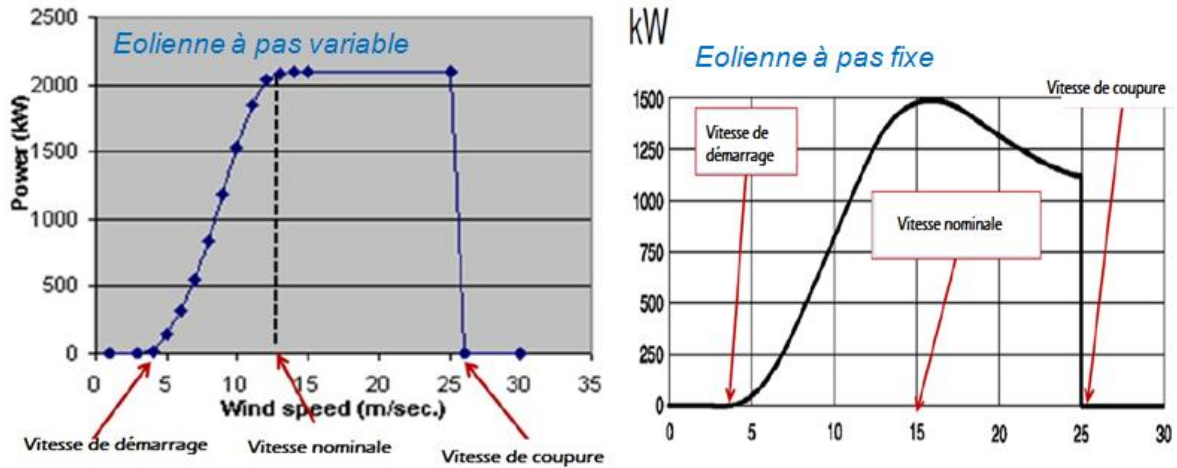


Figure II.4: Courbes de puissance d'une éolienne à pas variable et à pas fixe

I.2.2.2 La puissance éolienne utilisable :

Etant donné que la vitesse du vent est variable et que chaque machine éolienne est caractérisée par la vitesse de démarrage V_d , une vitesse nominale V_n et une vitesse d'arrêt V_f spécifiques, la puissance nominale la puissance éolienne utilisable est donnée par La relation suivante [23] :

$$P(v) = \begin{cases} 0 & V < V_d \\ P_n = \frac{v^k - v_d^k}{v_n^k - v_d^k} & V_d < V < V_n \\ P_n & V_n < V < V_f \\ 0 & V_f < V \end{cases} \quad \text{II.24}$$

Un aérogénérateur s'adapterait parfaitement à un site où l'intervalle des vitesses les plus fréquentes contient la vitesse nominale de cet aérogénérateur

I.2.2.3 La puissance moyenne annuelle fournie par aérogénérateur

La puissance moyenne produite par un aérogénérateur peut être évaluée en combinant sa Courbe de puissance avec la distribution de la vitesse du vent sélectionnée .Elle est donnée par [23] :

$$\bar{p} = \int_0^{\infty} P(v) F(v) dv \quad \text{II.25}$$

$$\bar{p} = P_n \left[\frac{\exp\left[-\left(\frac{v_d}{c}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{v_n}{c}\right)^k\right]}{\left(\frac{v_n}{c}\right)^k - \left(\frac{v_d}{c}\right)^k} - \exp\left[-\left(\frac{v_f}{c}\right)^k\right] \right] \quad \text{II.26}$$

Où : P (V) : Fonction de puissance de l'aérogénérateur / f (V) : Fonction de distribution de la vitesse du vent

I.2.2.4 Facteur de puissance

Le facteur de puissance d'un système de conversion de l'énergie éolienne défini par le rapport de la puissance produite dans un régime de vent par sa puissance nominale (maximale) [16] :

$$F_p = \frac{\bar{p}}{p_n} \quad \text{II.27}$$

Où FC est le facteur de capacité donné par l'expression suivante :

$$FC = \left[\frac{\exp\left[-\left(\frac{v_d}{c}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{v_n}{c}\right)^k\right]}{\left(\frac{v_n}{c}\right)^k - \left(\frac{v_d}{c}\right)^k} - \exp\left[-\left(\frac{v_f}{c}\right)^k\right] \right] \quad \text{II.28}$$

I.2.2.5 Energie fournie par un aérogénérateur :

$$E = T \sum P(V)f(v) \quad \text{II.29}$$

Avec :

E : est l'énergie produite en kWh

T : la période de temps en heure

P : est la puissance en kW donnée par aérogénérateur à la vitesse V.

I.3 Les Aspects économiques

Dans la première partie, nous avons discuté des aspects techniques de la conversion de l'énergie éolienne. Les critères de sélection du système optimal pour un emplacement donné ont également été décrits. Cependant, en pratique, le choix d'une option énergétique pour une application ne se fait pas uniquement sur la base de sa faisabilité technique.

L'aspect économique de la production d'énergie joue également un rôle clé dans la prise de décision. Ainsi, avec des questions telles que «quelle est l'efficacité du système?» et «combien d'énergie produira-t-il?», la question «à quel prix pouvons-nous produire de l'énergie?» est également pertinente pour choisir une source parmi les options disponibles. Cela signifie que le projet doit être optimisé pour le coût le plus bas possible par kWh de production.

Les problèmes économiques des systèmes d'énergie éolienne sont multidimensionnels. Plusieurs facteurs influent sur le coût unitaire de l'électricité produite par une éolienne. Ceux-ci peuvent varier d'un pays à l'autre et d'une région à l'autre. Le mérite économique d'une centrale éolienne dépend fortement des conditions locales.

Pour une éolienne, le carburant est gratuit, mais l'investissement en capital est élevé. Lors de l'évaluation de l'investissement initial pour le projet, mis à part le coût de l'éolienne, l'investissement pour d'autres besoins essentiels tels que les terrains, les lignes de transmission, les systèmes de conditionnement électrique, etc. doit également être pris en compte.

Pour prendre une décision d'investissement intelligente, le rendement financier net du projet qui est planifié pour un profil énergétique donné doit être évalué. Pour cela, nous devons estimer les coûts impliqués dans la production ainsi que les bénéfices attendus du projet. Le calcul du coût est relativement simple et direct car il peut être déterminé en ajoutant les coûts fixes et variables. [14]

Cependant, l'évaluation des avantages est un processus assez complexe, car la valeur de l'électricité produite est influencée par plusieurs facteurs liés à l'industrie énergétique locale.

I.3.1 Facteurs influençant l'économie de l'énergie éolienne :

I.3.1.1 Facteurs spécifiques au site:

L'énergie disponible dans les spectres du vent est proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Cela implique que lorsque la vitesse du vent à un endroit double, l'énergie augmente de huit

fois. Par conséquent, la force du spectre du vent disponible sur le site du projet est l'un des facteurs critiques déterminant le coût de l'électricité éolienne. [14]

I.3.1.2 Paramètres de la machine :

Le coût des éoliennes peut être considérablement réduit en augmentant la taille du système. Cela signifie que le coût par kW d'une machine de 2 MW est inférieur à celui d'une unité de 2 kW.

I.3.1.3 Marché de l'énergie :

Le marché de l'énergie existant décide souvent des avantages de l'énergie éolienne. Si l'électricité produite par la turbine est entièrement consommée par le propriétaire, l'avantage économique de l'installation de la turbine est décidé par le tarif local d'électricité. Cependant, si l'énergie produite dépasse sa demande, l'électricité excédentaire peut être vendue à la société de services publics locale. Très souvent, le taux auquel l'entreprise de services publics achète de l'électricité à des propriétaires d'éoliennes est bien inférieur à leur prix de vente au détail local. En effet, les dépenses d'exploitation et de gestion de l'entreprise ainsi que les bénéfices sont inclus dans le tarif de détail.

I.3.1.4 Incitations et exemptions :

En vue de promouvoir des sources d'énergie propres et disponibles localement, plusieurs gouvernements fédéraux et étatiques accordent un soutien financier aux énergies renouvelables en termes d'exceptions et d'incitations. Ceux-ci peuvent être sous des formes directes ou indirectes. Ces supports rendent l'option éolienne plus attractive [14]

I.3.2 Coût de l'énergie éolienne

Il existe trois façons différentes dont le coût d'une énergie éolienne système est communément exprimé :

- coût par puissance nominale de la turbine
- coût par taille de rotor unitaire
- coût par kWh d'électricité produite.

La manière la plus simple d'exprimer le coût est la capacité nominale. Si CT est le coût de la turbine avec une puissance nominale PR, alors le coût par kW (CPR) est donné par

$$C_{PR} = \frac{C_T}{P_R} \quad \text{II.30}$$

Bien que cette méthode soit utile pour comparer les taux du marché des systèmes ayant une capacité nominale similaire, elle peut souvent être trompeuse.

il faut s'assurer que les composants et accessoires qui sont inclus dans CT car différents fabricants indiquent les tarifs de différentes manières - certains peuvent inclure la turbine et tous les accessoires dans leur prix, alors que d'autres ne mentionnent que le coût de la turbine.

Un autre problème est que la puissance nominale d'une machine est fonction de sa vitesse nominale du vent.

Par exemple, nous pouvons avoir deux systèmes avec la même surface de rotor mais des vitesses nominales différentes ; disons 12 m / s et 15 m / s. Le rapport de leurs vitesses nominales étant de 15/12, la puissance nominale du deuxième système est presque deux fois supérieure à celle du premier. Le deuxième système devrait avoir un plus gros générateur. Le générateur et les composants connexes ne constituant qu'une partie du coût du système, il n'y aura pas beaucoup de différence de CT dans les deux cas. Par conséquent, en termes de Cpr, nous pouvons penser que le deuxième système est moins cher. [14]

Dans un régime de vent de faible intensité, le premier système peut produire plus d'énergie car il peut interagir plus efficacement avec les spectres du vent. Ainsi, le premier système ayant un coût / kW plus élevé peut s'avérer plus économique en réalité. Une meilleure façon d'exprimer le coût du système est la taille du rotor de l'unité. Si A_T est la surface du rotor, alors le coût par unité de taille de la turbine C_A est exprimé comme :

$$C_A = \frac{C_T}{A_T} \quad \text{II.31}$$

Ici, nous ne considérons que la taille du rotor pour exprimer le coût.

Deux turbines avec la même surface de rotor peuvent avoir des vitesses de vent nominales différentes comme dans le cas ci-dessus.

Dans un régime de vent avec des vents plus forts, le système avec un PR plus élevé fournira plus de puissance et aura donc un avantage économique sur l'autre.

Nous sommes souvent plus préoccupés par le coût de production d'un kWh d'électricité à partir de notre système. Le coût / kWh est donc un meilleur indicateur économique.

Le régime éolien caractéristique est un facteur critique pour décider du coût de l'électricité éolienne. Si C_A est le coût de fonctionnement et EI est le kWh produit, tous deux exprimés en

base annuelle, alors le coût unitaire de l'électricité éolienne est :

$$C_E = \frac{C_A}{E_I} = \frac{C_A}{8760 C_F P_R} \quad \text{II.32}$$

où C_F est le facteur de capacité.

Le coût annuel de fonctionnement d'un projet comprendrait essentiellement deux éléments : les coûts fixes et les coûts variables. Les coûts fixes font référence aux coûts qui doivent être encourus en raison de la simple existence du projet. Autrement dit, les coûts fixes doivent être couverts, indépendamment du fait que le projet est fonctionnel et de la quantité d'énergie produite. [14]

En revanche, les coûts variables varient proportionnellement à la quantité de production du projet. Comme l'illustre la figure 18, le coût annuel total de fonctionnement (C_A) est la somme des coûts fixes annuels (F_C) et des coûts variables (V_C). (Voir le figure II.5)

II.33

$$C_A = F_C + V_C$$

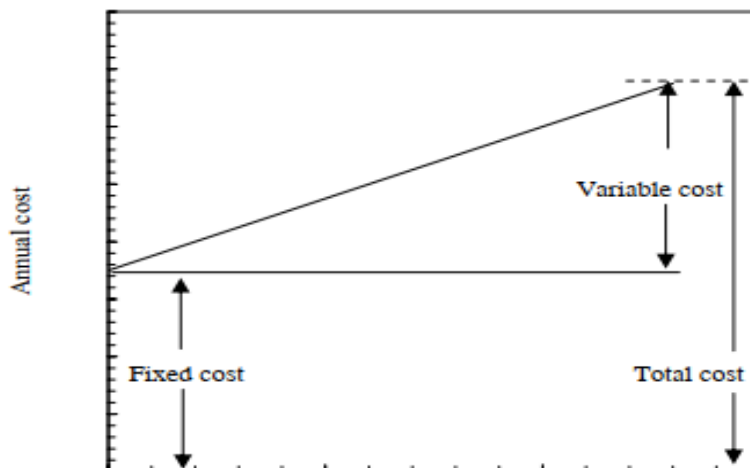


Figure II.5 : Coûts fixes et variables

Dans le cas d'un projet éolien, la composante fixe du coût annuel est apportée par l'investissement initial. De même, les coûts variables comprennent les dépenses d'exploitation et de maintenance du système.

I.3.2.1 Valeur actuelle des coûts annuels

Les coûts annuels impliqués dans un projet d'énergie éolienne sur sa durée de vie de n ans sont indiqués dans l'équation 2.34 [14] :

$$c = \frac{NPV(C_A)}{E_I} = \frac{c_I}{8760 n} \left(\frac{1}{P_R C_F} \right) \left\{ 1 + m \left[\frac{(1 + I)^n - 1}{I(1 + I)^n} \right] \right\} \quad \text{II.34}$$

Avec :

n : La durée de vie utile du système.

m : Taux escalade d'exploitation et maintenance.

I : Taux d'intérêt réel.

CI : Investissement initial total et égal la somme du coût annuel de La turbine éolienne et 20% de ce dernier.

PR : Puissance nominale. **CF :** facteur de capacité.

Le paramétré	La valeur
n	20 ans
m	10%
I	8%

Le coût spécifique d'une éolienne dépend de la puissance nominale, Comme montre le Tableau II.2. [21]

Tableau II.2 : Gamme de coût spécifique des éoliennes en fonction de la puissance nominale.

la taille de l'éolienne (kw)	Coût spécifique (cost /kw)	Spécifique moyenne (cost /kw)
< 20	2200-3000	2600
20-200	1250-2300	
>200	700-1600	

Tableau II.2 : Gamme de coût spécifique des éoliennes en fonction de la puissance nominale.

I.4 Terrain

La topographie du terrain où l'on désire implanter un parc éolien est déterminante quant à la réalisation des infrastructures électriques et de génie civil. On distingue, alors, les terrains de nature plate, ondulée et accidentée. Un terrain plat permet d'avoir une grande étendue d'aérogénérateurs parfaitement alignés et perpendiculaires aux chemins d'accès (Figure II.6). Dans ce type de configuration du terrain, la distance entre chaque rangée d'aérogénérateurs correspondra à la distance nécessaire pour que le vent puisse récupérer la vitesse qu'il avait à l'entrée de l'installation et pour que les aérogénérateurs situés en aval ne soient pas très significativement affectés par la présence des premières rangées [15].

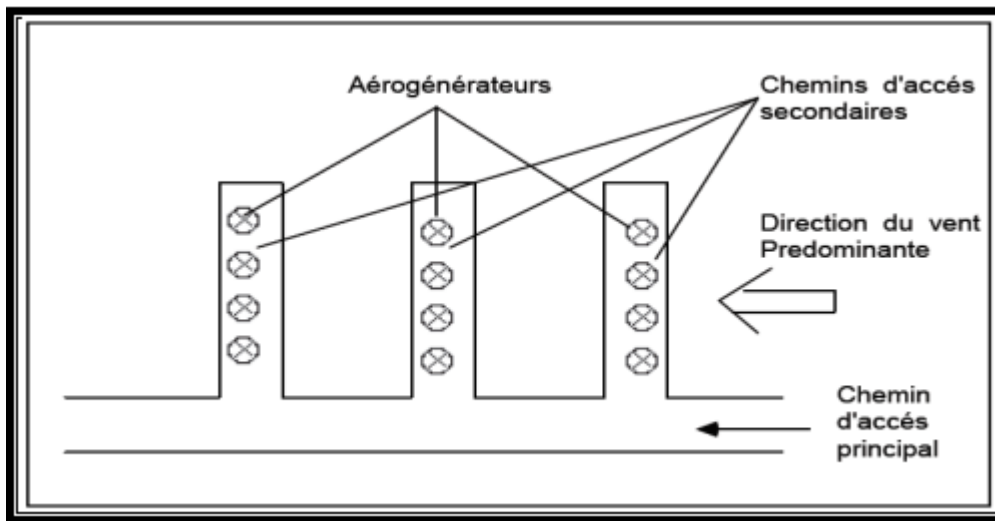


Figure II.6 : Disposition d'aérogénérateurs en terrain plat

Remarque :

1-Si le vent présente de fréquentes variations de sa direction, il s'avère plus intéressant de placer les aérogénérateurs en disposition triangulaire (Figure II.7) [15].

2-Si le terrain présente des ondulations, il faudrait atteindre la corde la plus utile de la colline ou de la montagne considérée ; c'est à dire la plateforme la plus perpendiculaire à la direction prédominante du vent sur le site .

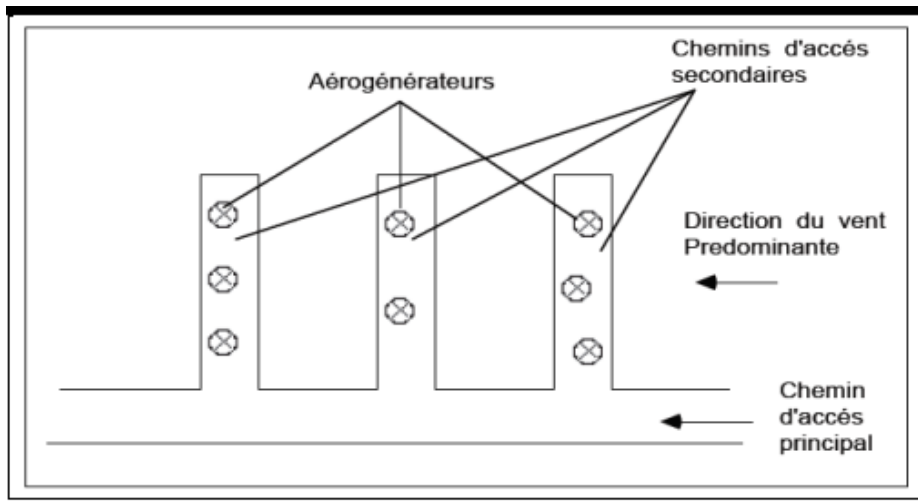


Figure II.7: Disposition triangulaire d'aérogénérateurs

I.5 Quantité d'énergie éolienne exploitable dans de site retenu

La puissance récupérable à partir du vent, ne peut être exploitée en totalité, et ce pour des considérations topographiques et techniques. En effet, la puissance maximale à extraire d'un site est déterminée par le rendement et le nombre maximal d'aérogénérateurs qu'on peut y placer. Ce nombre est calculé sur la base des critères suivants [24]:

- la surface du terrain plat.
- la distance entre les aérogénérateurs de la même rangée (au minimum le triple du diamètre du rotor),
- et la distance entre deux rangées successives (d'au moins dix fois la hauteur du pylône), c'est à dire, la distance nécessaire pour que le vent puisse récupérer sa vitesse après avoir heurté un obstacle, ainsi on doit avoir :

$$(N_1 + 1) \times 3D < I \quad 2.35$$

$$(N_2 + 1) \times 10 H < L \quad 2.36$$

Avec :

N1 : nombre d'aérogénérateur par rangée.

N2 : nombre de rangées d'aérogénérateurs.

N : nombre total d'aérogénérateurs à placer sur le site.

I : dimension du terrain perpendiculairement à la direction prédominante du vent

L : dimension du terrain parallèlement à la direction prédominante du vent.

D : diamètre du rotor de l'aérogénérateur.

H : hauteur du pylône.

Par conséquent, la puissance éolienne exploitable est donnée par :

$$P_{exp} = N. \bar{P} \quad 2.37$$

Et l'énergie éolienne exploitable est donnée par :

$$E_{exp} = T. N. \bar{P} \quad 2.38$$

I.6 Conclusion

Les volets de ce chapitre ont concerné l'étude méthodologique du dimensionnement d'installation éolien à partir des séries de mesures météorologiques du passé, après une étude spécifique des caractéristiques du gisement éolien et la gestion des systèmes éolienne, qui nécessite des prévisions à long terme sur la vitesse du vent, C'est en appliquant des méthodes statistiques ont été explicité: méthodes d'estimation des paramètres de weibull, méthodes d'extrapolation verticale. En outre, une analyse économique sur un certain nombre d'éoliennes pour différent constructeurs ont été présenté qui permet d'avoir une possibilité d'estimation de la faisabilité d'un projet éolien, vu l'impact du potentiel existant sur le prix de revient de l'électricité éolienne.

A blue scroll graphic with a white border and decorative scroll-like corners. The text is centered on the scroll.

Chapitre III: Résultats et discussion

1-Introduction :

Ce chapitre traite de la discussion des résultats obtenus dans la wilaya de Biskra. Cette étude peut être divisée en trois parties :

La première partie concerne l'évaluation du potentiel éolien présent dans la zone de Biskra sur la base de la distribution de Weibull à partir d'une étude statistique sur 2 ans (2018-2019) à partir de mesures effectuées à 10 mètres au-dessus la terre.

La seconde partie du présent chapitre porte sur la détermination de la puissance éolienne utilisable en fonction des limites de fonctionnement des aérogénérateurs et des paramètres éoliens du site.

Le potentiel utile obtenu à la sortie de la machine est calculé, en introduisant les caractéristiques de 05 modèles d'aérogénérateurs de puissances nominales entre 200 et 3200 kilowatt.

La troisième partie est consacrée à l'analyse économique des modèles d'éoliennes sélectionnés qui ont été réalisés selon la méthode LCOE.

Le chapitre se termine par la présentation de propositions exploitables pour établir un projet de parc éolien à Biskra dans les conditions disponibles.

2-Les caractéristiques de vent :

2.1-La variable mensuelle et annuelle :

Les variables mensuelles des caractéristiques du vent sont les plus couramment utilisées dans le domaine de l'énergie éolienne. En fait, la plupart des calculs de performance des systèmes éoliens sont effectués sur la base des vitesses mensuelles moyennes, car le comportement de la vitesse du vent est presque uniforme sur un mois donné. Le Tableau III.1 représente la Détermination des paramètres de Weibull par deux méthode (Méthode de la vitesse moyenne et de l'écart type et La Méthode graphique), On remarque que les valeurs de K et C sont légèrement plus grandes pour la méthode graphique. Cette dernière dépend de la conversion de la fonction de distribution en forme linéaire, en utilisant des mesures logarithmiques [1].

La méthode	Méthode de la vitesse moyenne et de l'écart type		La Méthode graphique	
	K	C (m/s)	K	C (m/s)
Les mois				
J	1.5737	3.5844	1.5829	4.0231
F	1.4852	2.5923	1.6431	2.7788
M	1.5617	3.2491	1.6215	3.3742
A	1.5873	3.2502	1.5632	3.4095
M	1.7110	3.2723	1.7328	3.3961
J	1.7651	2.9480	1.7897	3.0608
Jt	1.7358	2.5134	1.7759	2.6250
A	1.8203	2.3437	1.8229	2.4654
S	1.6426	2.0110	1.6793	2.1660
O	1.4522	2.5588	1.6314	2.7605
N	1.4728	2.9429	1.5585	3.1171
D	1.2754	1.9446	1.5412	2.1985
Annuelle	1.5131	2.7982	1.5306	2.9429

Tableau III.1 : Détermination des paramètres de Weibull par deux méthodes.

Dans nos travaux, cette étude est basée sur les valeurs de K et C obtenues par la méthode graphique, car cette dernière est considérée comme plus précise.

Durant la période 2018-2019 (1 mesures/2 min), pour le site de Biskra, le Tableau III.2 montre que le mois de janvier est le plus venteux avec une moyenne mensuelle de vitesse de vent et de densité de puissance de l'ordre de 3.2187 m/s et 147.0841 (w/m²) respectivement et septembre est le mois le moins venteux $V = 1.7989$ m/s et $P=19.6606$ (w/m²).

-La gamme de K est comprise entre 1.5412 et 1.8229, où les paramètres de forme ont tendance à être plus élevés d'aout au cours de l'année.

-La valeur de C la plus élevée est 4.0231 m/s en janvier et la plus basse est trouvée 2.1660 m/s en Septembre.

Les mois	K	C [m/s]	V [m/s]	T [K]	P [N/m^2]	ρ [Kg/m^3]	Densité de puissance [W/m^2]
J	1.5829	4.0231	3.2187	285.1	1.0157	1.2413	147.0841
F	1.6431	2.7788	2.3430	286.1	1.0222	1.2449	45.7713
M	1.6215	3.3742	2.9199	290.1	1.0181	1.2228	82.1872
A	1.5632	3.4095	2.9163	294	1.0088	1.1955	88.0670
M	1.7328	3.3961	2.9184	297.5	1.0135	1.1870	73.6476
J	1.7897	3.0608	2.6243	307	1.0114	1.1478	49.8943
Jt	1.7759	2.6250	2.9184	308.7	1.0118	1.1420	31.6371
A	1.8229	2.4654	2.0831	308.1	1.0134	1.1460	25.4212
S	1.6793	2.1660	1.7989	302.9	1.0147	1.1672	19.6606
O	1.6314	2.7605	2.3196	297.3	1.0162	1.1909	43.4094
N	1.5585	3.1171	2.6629	288.8	1.0148	1.2243	69.2743
D	1.5412	2.1985	1.8032	288.3	1.0196	1.2322	24.9408
Annuelle	1.5306	2.9429	2.5235	296.2	1.0150	1.1939	58.6730

Tableau III.2 : valeurs moyennes mensuelles, annuelles de la vitesse du vent (m/s), la densité de puissance (w/m^2), facteur de forme k, facteur d'échelle C (m/s).

2.2- Variations saisonnières :

On sait que le vent varie avec les saisons, et cette variation saisonnière est généralement représentée par une série de vitesses moyennes, ce qui est important lorsqu'il s'agit d'adapter l'énergie éolienne à des besoins énergétiques qui peuvent aussi varier avec les saisons [1].

Les figures (III.1 et III.2) présente la variation des valeurs moyennes saisonnières de la vitesse du vent et la densité de puissance respectivement, les valeurs sont très importantes aux mois de printemps, et faibles aux mois d'été.

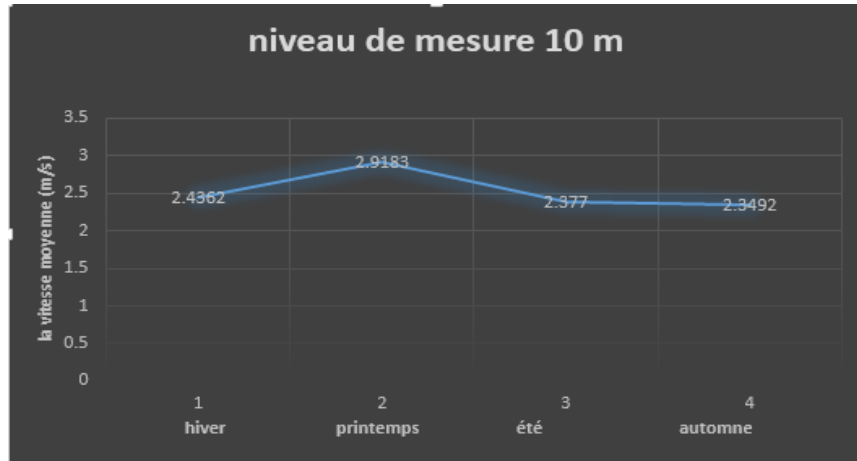


Figure III.1 : la variation saisonnière de la vitesse moyenne de vent.

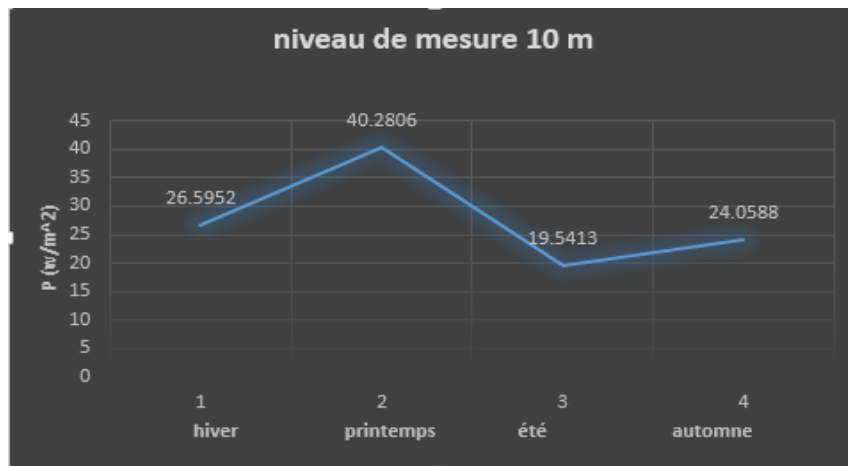


Figure III.2 : la variation saisonnière de la densité de puissance.

La **Figure III.3** montre la variation saisonnière du facteur de forme K et du facteur d'échelle C. on remarque que la valeur la plus élevée de C se trouve au printemps, tandis que pour K, la valeur la plus élevée est En été.

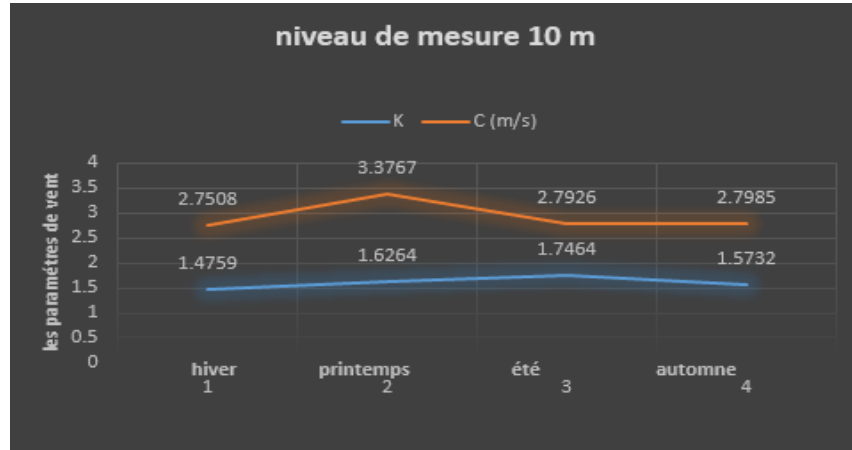


Figure III.3 : la variation saisonnière de facteur de forme K et facteur d'échelle C.

2.3-Variation de la distribution de Weibull :

2.3.1-la variation mensuelle :

La distribution des fréquences mensuelles et annuelles des vitesses du vent, pour le site de Biskra est représentée dans les courbes (Figure III.4).

La courbe annuelle de la distribution de fréquences de la vitesse du vent donne les informations suivantes :

- La probabilité est de l'ordre de 0.3 pour le premier semestre de l'année pour une vitesse de 2m/s.
- La probabilité est de l'ordre de 0.3 pour le second semestre de l'année pour une vitesse < 2m/s.
- la caractérisation du site par la distribution de Weibull révèle que le gisement éolien est faible à Biskra.

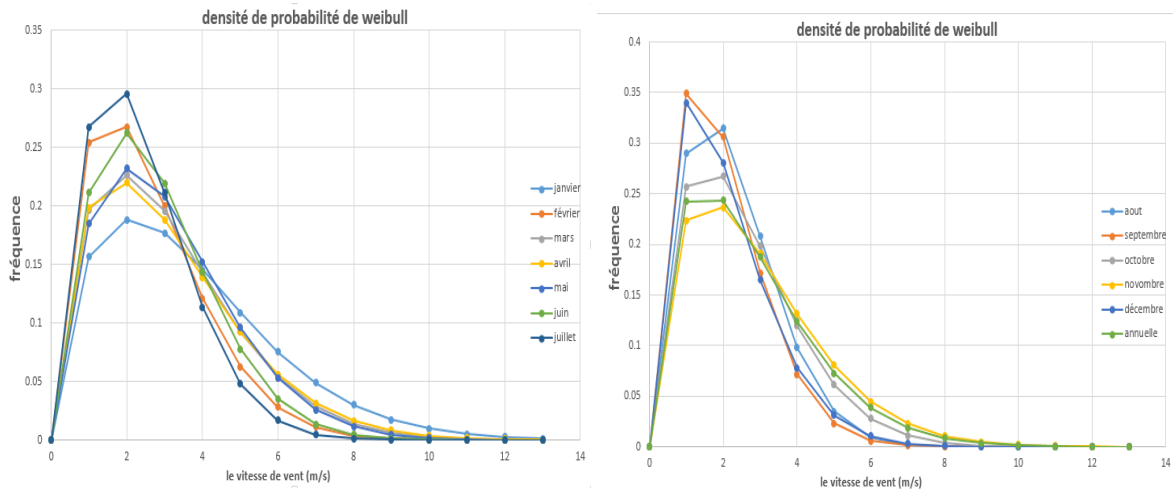


Figure III.4 : Distributions de Weibull à Biskra.

III.2.3.2-Variation saisonnière:

La courbe de la distribution statistique des fréquences saisonnière des vitesses du vent, pour les sites de Biskra, est représentée en Figure III.5.

On remarque que pour chaque saison, les courbes atteignent un maximum pour une certaine vitesse pour les quatre saisons, qu'elle diminue à mesure que la vitesse augmente jusqu'à s'annuler complètement à des valeurs moyennes de 12 à 13 (m / s).

Le facteur principal déterminant la régularité du vent est le facteur k. Figure III.5 montre l'effet de k sur la densité de probabilité. Par exemple, au printemps, la vitesse du vent est comprise entre 0 et 8 m/s pendant 95% du temps. Alors qu'en été, la vitesse du vent est comprise entre 0 et 6 m/s pendant 95% du temps. Dans le premier cas, la vitesse du vent la plus courante est de 2 m/s, ce qui devrait représenter 23% du temps total. Cependant, la vitesse du vent la plus courante de 2 m/s prévaudra 28% du temps dans le second cas [2].

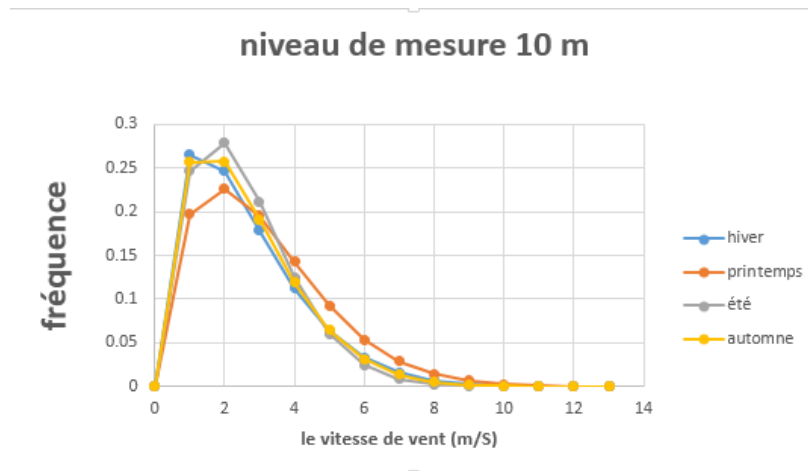


Figure III.5 : Distributions de Weibull des moyennes saisonnières des vitesses du vent à Biskra.

2.3-L'extrapolation verticale des caractéristiques de vent :

Pour extrapoler K et C et pour connaître la vitesse moyenne du vent et la densité de puissance à des altitudes plus élevées, tel que les hauteurs des aérogénérateurs retenus, en utilisant les équations déjà citées avant (chapitre 2).

2.3.1-l'extrapolation de la vitesse de vent et la densité de puissance :

Le tracé de la vitesse et la densité de puissance moyenne en fonction de la hauteur (Figure III.4, figure III.5 et Tableau III.3), on note que ces valeurs moyennes (mensuelle, saisonnière, annuelle) ne cessent d'augmenter avec la hauteur parce que le site de Biskra est un terrain presque plat et espacé.

2.3.1.1-L'extrapolation des valeurs moyennes mensuelles :

L'étude mensuelle à chaque niveau de hauteur (Tableau III.2) a permis de constater que les valeurs moyennes mensuelles de la vitesse du vent et la densité de puissance sont assez importantes durant plusieurs mois, qui peuvent atteindre en janvier jusqu'à 7.33 (m/s) et 1739.48 (W/m²) respectivement, à une altitude de 113 (m) à partir du sol.

	Vestas				Goldwind				Siemens			
les hauteurs	38.5		100		60		100		90		101	
les variables	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P	V	P
J	4.84	501.07	6.96	1488	5.68	808.91	6.96	1488	6.66	1304.94	6.99	1506.80
F	3.68	177.26	5.49	589.88	4.38	300.86	5.49	589.88	5.23	510.25	5.52	598.12
M	4.45	291.22	6.47	895.57	5.25	477.41	6.47	895.57	6.18	782.09	6.5	907.25
A	4.44	312.21	6.46	960.54	5.24	511.92	6.46	960.54	6.18	838.78	6.49	973.07
M	4.45	261.01	6.47	802.83	5.24	427.93	6.47	802.83	6.18	701.08	6.49	813.3
J	4.05	184.58	5.97	589.77	4.81	307.73	5.97	589.77	5.7	512.67	6	597.72
Jt	4.45	112.12	6.47	344.87	5.24	183.83	6.47	344.87	6.18	301.16	6.49	349.37
A	3.32	103.23	5.03	358.34	3.98	178.5	5.03	358.34	4.78	308.39	5.05	363.52
S	2.92	84.71	4.51	309.92	3.54	149.9	4.51	309.92	4.28	265.04	4.53	314.6
O	3.64	168.79	5.45	563.74	4.35	286.95	5.45	563.74	5.19	487.43	5.47	571.63
N	4.11	254.76	6.04	809.78	4.87	423.77	6.04	809.78	5.76	704.36	6.07	820.66
D	2.93	107.36	4.52	392.45	3.54	189.91	4.52	392.45	4.28	335.65	4.54	398.36
Annuelle	3.92	220.51	5.8	714.56	4.66	369.92	5.8	714.56	5.53	620.09	5.83	724.31

GE energy				Enercon			
85		100		89		113	
V	P	V	P	V	P	V	P
6.5	1216.77	6.96	1488	6.63	1287.13	7.33	1739.48
5.1	472.31	5.49	589.88	5.2	502.57	5.81	700.93
6.04	727.61	6.47	895.57	6.16	771.07	6.82	1052.18
6.03	780.33	6.46	960.54	6.15	826.96	6.83	1128.59
6.03	652.24	6.47	802.83	6.15	691.21	6.82	943.25
5.56	475.78	5.97	589.77	5.67	505.20	6.31	696.72
6.03	280.18	6.47	344.87	6.15	296.92	6.82	405.19
4.66	284.69	5.03	358.34	4.76	303.59	5.34	428.38
4.16	243.84	4.51	309.92	4.25	260.74	4.5	373.31
5.06	451.08	5.45	563.74	5.16	480.06	5.77	670.21
5.62	653.91	6.04	809.78	5.74	694.15	6.38	955.92
4.17	308.82	4.52	392.45	4.26	330.2	4.8	472.65
5.4	574.96	5.8	714.56	5.51	610.95	6.14	845.84

Tableau III.3 : Variations de la vitesse du vent (m/s) et la densité de puissance (W/m²) avec la hauteur.

2.3.2.2-L'extrapolation des valeurs moyennes saisonnières :

On remarque que près du sol, les valeurs moyennes des vitesses du vent sont très variables, comme on note que la proportion de vent faible diminue avec l'altitude.

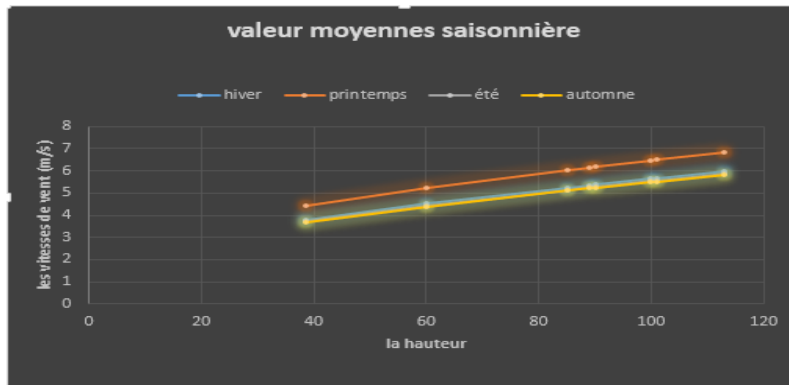


Figure III.4 : Variation des valeurs moyennes saisonnières de la vitesse du vent avec les hauteurs.

La Figure III.5 montre clairement que la densité de puissance est plus élevée au fur et à mesure que la hauteur augmente, cela est dû à la forme cubique de la vitesse du vent dans le calcul de la densité de puissance, par exemple, pour une augmentation de 20 % de la vitesse du vent la densité de puissance éolienne disponible augmente de 70% [1].

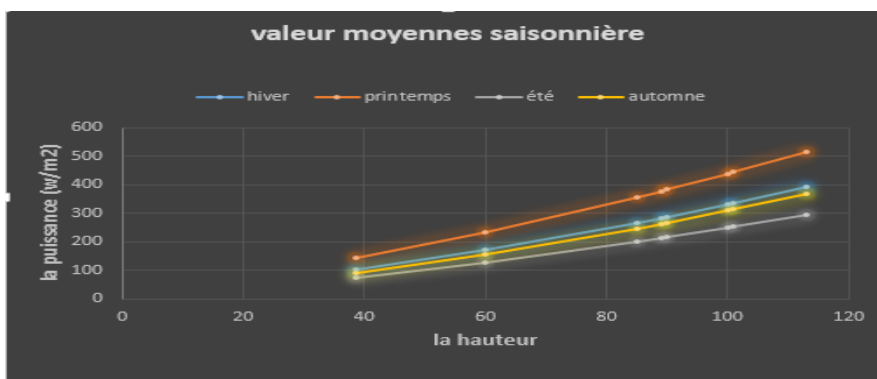


Figure III.5 : Variation des moyennes saisonnières de la densité de puissance avec les hauteurs.

2.3.2- l'extrapolation verticale des facteurs (K, C) :

L'extrapolation verticale des moyennes (mensuelle, saisonnier, annuelle) des paramètres K et C montre que celui-ci augmente avec la hauteur.

2.3.2.1-L'extrapolation des valeurs moyennes mensuelle :

	Vestas				Goldwind				Siemens			
les hauteurs	38.5		100		60		100		90		101	
les variables	K	C	K	C	K	C	K	C	K	C	K	C
J	1.79	5.87	1.98	8.22	1.89	6.81	1.98	8.22	1.96	7.89	1.98	8.25
F	1.86	4.26	2.06	6.23	1.95	5.04	2.06	6.23	2.03	5.95	2.06	6.26
M	1.84	5.04	2.03	7.21	1.92	5.9	2.03	7.21	2.01	6.9	2.03	7.24
A	1.77	5.09	1.96	7.26	1.85	5.95	1.96	7.26	1.93	6.96	1.96	7.29
M	1.96	5.07	2.17	7.24	2.05	5.93	2.17	7.24	2.14	6.94	2.17	7.27
J	2.03	4.63	2.24	6.7	2.12	5.45	2.24	6.7	2.21	6.41	2.24	6.73
Jt	2.01	4.05	2.22	5.98	2.1	4.81	2.22	5.98	2.2	5.7	2.23	6
A	2.06	3.84	2.28	5.7	2.16	4.57	2.28	5.7	2.25	5.44	2.28	5.73
S	1.9	3.43	2.1	5.18	1.99	4.11	2.1	5.18	2.08	4.93	2.1	5.2
O	1.85	4.24	2.04	6.2	1.93	5.01	2.04	6.2	2.02	5.93	2.04	6.23
N	1.76	4.71	1.95	6.79	1.85	5.53	1.95	6.79	1.93	6.5	1.95	6.82
D	1.74	3.48	1.93	5.23	1.83	4.16	1.93	5.23	1.91	4.98	1.93	5.26
Annuelle	1.73	4.48	1.92	6.51	1.81	5.28	1.92	6.51	1.89	6.22	1.92	6.54

GE energy				Enercon			
85		100		89		113	
K	C	K	C	K	C	K	C
1.95	7.72	1.98	8.22	1.96	7.86	2.01	8.62
2.02	5.81	2.06	6.23	2.03	5.93	2.08	6.59
1.99	6.75	2.03	7.21	2	6.87	2.06	7.58
1.92	6.8	1.96	7.26	1.93	6.93	1.98	7.65
2.13	6.78	2.17	7.24	2.14	6.9	2.2	7.62
2.2	6.26	2.24	6.7	2.21	6.38	2.27	7.06
2.18	5.56	2.22	5.98	2.19	5.68	2.25	6.32
2.24	5.3	2.28	5.7	2.25	5.41	2.31	6.03
2.06	4.8	2.1	5.18	2.07	4.9	2.13	5.49
2	5.78	2.04	6.2	2.01	5.9	2.07	6.55
1.92	6.35	1.95	6.79	1.93	6.47	1.98	7.16

1.89	4.85	1.93	5.23	1.9	4.96	1.96	5.55
1.88	6.07	1.92	6.51	1.89	6.19	1.94	6.86

Tableau III.4 : Variations de facteur de forme K et le facteur d'échelle C avec la hauteur.

2.3.2.2-L'extrapolation des valeurs moyennes saisonnières :

Le graphique de ces moyennes (Figure III.6, Figure III.7), montre que les valeurs de facteur de forme (K) sont élevées en été et faibles en hiver, et on constate que les valeurs de facteur d'échelle (C) sont élevées au printemps et faibles dans les autres saisons.

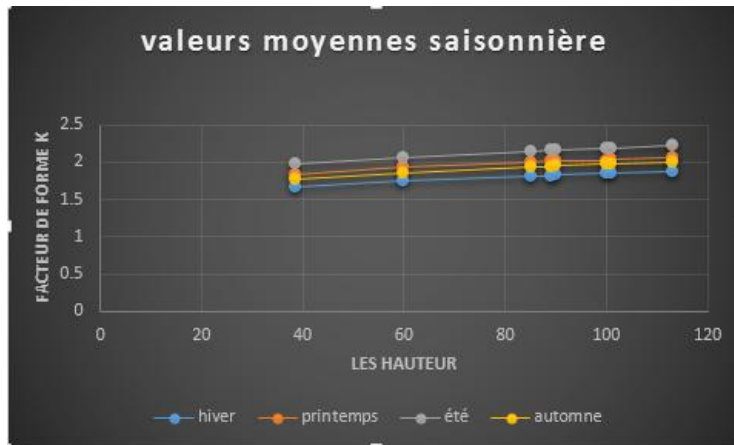


Figure III.6 : Variation de la moyenne saisonnière du paramètre k avec la hauteur.

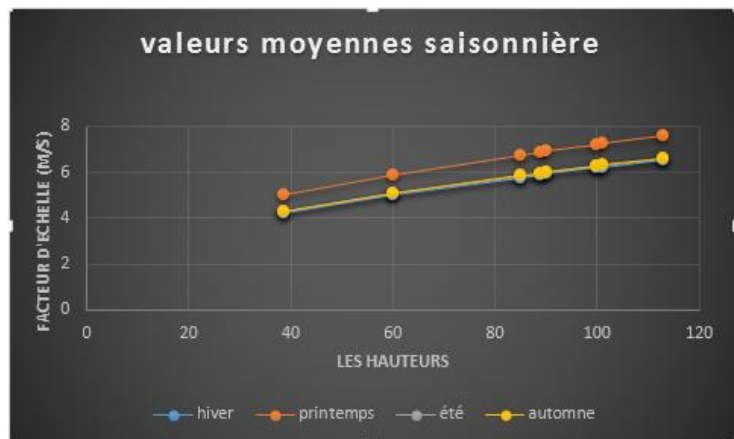


Figure III.7 : Variation de la moyenne saisonnière du paramètre C avec la hauteur.

2.4- Variation de la distribution de Weibull avec la hauteur :

La Figure III.8 montre la variation avec l'altitude des courbes représentatives des distributions statistiques de la vitesse du vent obtenues a partir des paramètres K et C extrapolées.

Les courbes des distributions de Weibull en fonction de la hauteur obtenue montrent que la probabilité de fréquences de grandes vitesses de vent allant de 4 à 10 (m / s) augmente avec la hauteur et vice versa pour de petites vitesses variant entre 0 et 4 (m / s).

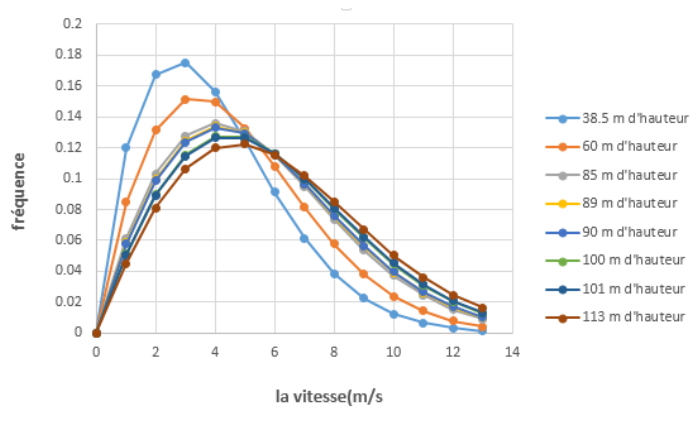


Figure III.8 : Distributions de Weibull en fonction de la hauteur obtenues à Biskra.

3- Potentiel énergétique éolien utilisable :

Pour l'évaluation de la performance de l'éolienne sur le site étudiée, cinq modèles aérogénérateurs commercial ont été testés, dont les Caractéristiques sont les suivantes (Tableau III.5) :

Les modèles		P_n (kW)	V_d (m/s)	V_n (m/s)	V_f (m/s)	Hauteur du moyeu (m)	Diamètre de rotor (m)
Vestas	V25 /200	200	4.5	15	27	38.5	25
	V80/2000	2000	3.5	14.5	25	100	80
Goldwind	S43/600	600	3.2	15	25	60	43
	GW70/1500	1500	2.5	14	25	100	70.3

Siemens	SWT-1.3-62	1300	3	14	25	90	62
	SWT-2.3-93	2300	3.5	13	25	101	93
GE energy	1.5se	1500	3	13	24	85	70.5
	1.5xle	2500	3.5	13.5	25	100	100
Enercon	E58/1000	1000	3	13	25	89	58
	E70/2000	2000	2	14	25	113	70

Tableau III.5 : caractéristiques des aérogénérateurs choisis [3].

La courbe de puissance en fonction de la vitesse du vent de chaque modèle d'éolienne, Sur la base de ses caractéristiques données par le constructeur, est représentée dans la figure suivante (Figure III.9) :

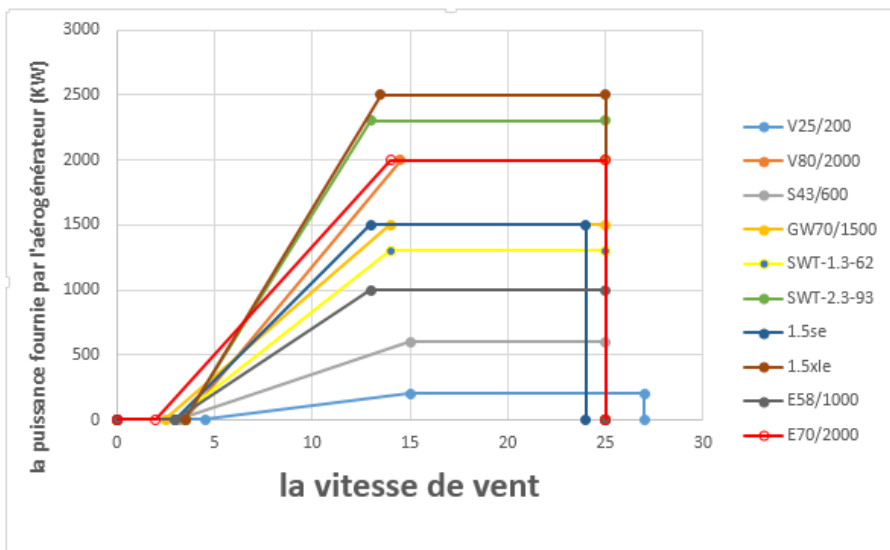


Figure III.9 : Variation de la puissance fournie par les aérogénérateurs en fonction de la vitesse du vent.

3.1-Le facteur de capacité :

Le facteur de capacité des modèles d'éoliennes choisis à la hauteur de son moyeu, calculé à partir de l'équation (2.23), sont comparées en Figure III.10.

On remarque que les facteurs de capacité pour les modèles pour Biskra, indiquent des moyennes valeurs (0,39 à 0,53 (%)).

Le facteur de capacité la plus élevée de 23 % a été obtenue pour les machines de 2000kW.

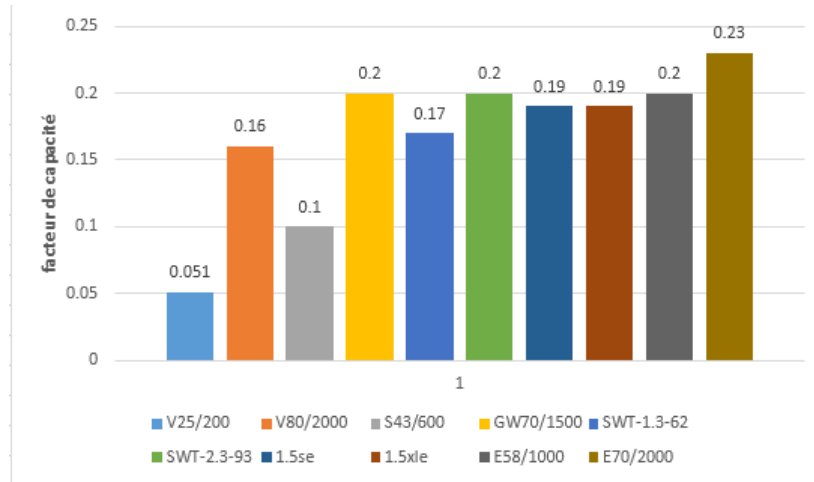


Figure III.10 : Le facteur de capacité pour les modèles d'éoliennes sélectionnés.

3.2-La puissance produite :

À l'échelle annuelle, la puissance moyenne produite par les modèles d'éoliennes Sélectionnés, calculé à partir de l'équation (2.23), sont représentées en Figure III.11.

L'Histogramme de la Figure III.11, montre que les aérogénérateurs, de puissances nominales 2500 et 2300 et 2000 KW ont des Puissance énergétiques à la sortie pratiquement plus élevées que celles obtenues avec l'aérogénérateur de 1500, 1300, 1000 et 600 et 200 KW.

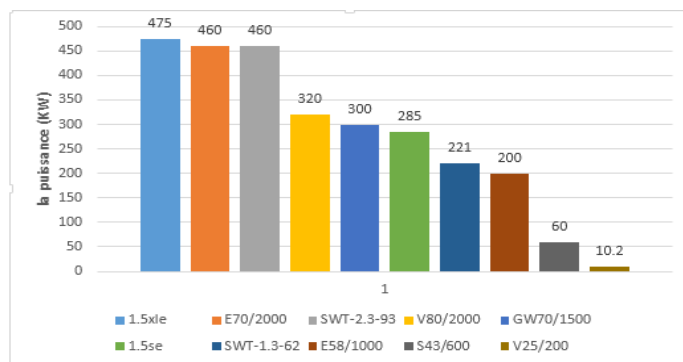


Figure III.11 : La puissance sortie à partir des modèles d'éoliennes sélectionnés.

3.3-L'énergie générée :

La production d'énergie résultant en gigawattheures de tous les systèmes d'énergie éolienne est représentée sur la Figure III.12.

La production d'énergie à partir de chaque modèle d'éolienne à cette région a été obtenue en utilisant la courbe de puissance du vent de chaque système de conversion de l'énergie éolienne et la fréquence en termes de nombre d'heures pendant lesquelles le vent est resté dans des intervalles de vitesse du vent différents.

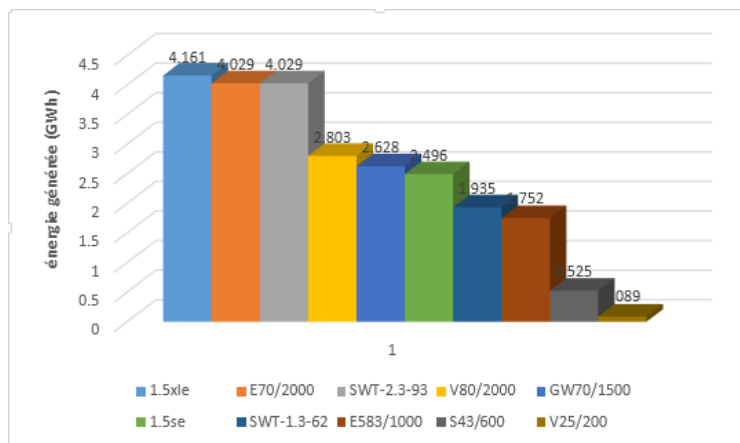


Figure III.12 : l'énergie obtenue à la sortie des aérogénérateurs.

4-Analyse des coûts :

L'analyse économique des modèles d'éoliennes sélectionnés a été effectuée en utilisant la méthode de LCOE (levelised cost of electricity), L'estimation des coûts par kWh unitaires de l'énergie produite par chaque modèle a été effectuée par l'utilisation de l'expression, les résultats sont présentés dans les tableaux III.6 et III.7.

Les tableaux montrent que le coût unitaire d'énergie par kWh inférieur est obtenu en utilisant le modèle E70/2000 pour Biskra. Pour cette raison, ce type de modèle sera conservé pour créer un parc éolien de 10 MW.

Les modèles	$LCOE_{min}$	$LCOE_{avr}$	$LCOE_{max}$
V25 /200	0.3326978	0.4724309	0.6121641
V80/2000	0.0593865	0.0975636	0.1357407
S43/600	0.0950185	0.1561018	0.2171851
GW70/1500	0.0475092	0.0780509	0.1085925
SWT-1.3-62	0.0558932	0.0918246	0.1277559
SWT-2.3-93	0.0475092	0.0780509	0.1085925
1.5se	0.0500097	0.0821588	0.1143079
1.5xle	0.0500097	0.0821588	0.1143079
E58/1000	0.0475092	0.0780509	0.1085925
E70/2000	0.0413123	0.0678703	0.0944283

Tableau III.6 : L'analyse des coûts pour les modèles d'éoliennes sélectionnés (\$ / kWh).

Les modèles	$LCOE_{min}$	$LCOE_{avr}$	$LCOE_{max}$
V25 /200	42.83	60.81	78.80
V80/2000	7.64	12.56	17.47
S43/600	12.23	20.09	27.96
GW70/1500	6.12	10.05	13.98
SWT-1.3-62	7.19	11.82	16.44
SWT-2.3-93	6.12	10.05	13.98
1.5se	6.44	10.58	14.71
1.5xle	6.44	10.58	14.71
E58/1000	6.12	10.05	13.98
E70/2000	5.32	8.74	12.15

Tableau III.7 : L'analyse des coûts pour les modèles d'éoliennes sélectionnés (DA/ kWh).

5-La carte site de Biskra :

La carte topographique de la région de Biskra (voir Figure 12) montre qu'elle est caractérisée par la diversité de son relief, car les montagnes sont concentrées sur le côté nord et avec des plaines chaque fois que nous nous dirigeons vers le côté sud de l'État, et elle se termine dans de vastes plaines désertiques parsemées d'oasis fertiles.



Figure III.13 : Photo satellite d'une zone du site Biskra [4].

III.6- Orientation des éoliennes:

La Figure III.14 montre la répartition de la vitesse du vent en fonction de la direction dans la Région étudiée.

Le bilan annuel montre que les directions des vents dominants, données par la rose des vents, sont observées à sud-est, donc les aérogénérateurs seront alignés perpendiculairement à cette direction.

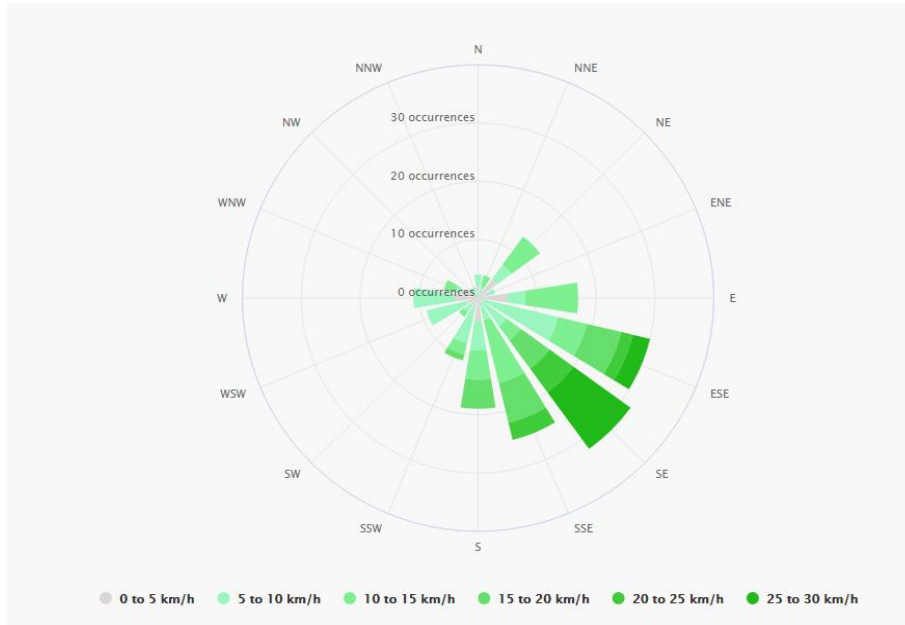


Figure III.14 : Rose des vents annuelle pour la région de Biskra [5].

III.6.1. La disposition des éoliennes :

Afin d'éviter les interférences entre les éoliennes et ainsi augmenter la productivité énergétique du parc et réduire la surface exploitable, les cinq éoliennes (Type E70/2000 d'Enercon) d'une capacité de 1 MW seront disposées en ligne où la distance minimale entre les éoliennes est de 3 D (diamètre du rotor de l'aérogénérateur), face à la direction du vent dominant.

III.6.2. Suggestions exploitables :

Le Tableau III.8 résume l'estimation de l'énergie totale qui peut être exploitée sur la carte de la région de Biskra à partir de l'étude des gisements éoliens avant de choisir l'installation du parc éolien qui a été mise en œuvre de la manière la plus précise afin de rentabiliser le projet.

Les modèles	E70/2000
La puissance produit (kw)	460
L'énergie générée (GWh /an)	4.029
La puissance installée (MW)	10
Nombre maximum d'aérogénérateurs	5
Nombre d'aérogénérateur par rangée	1
Nombre de rangée d'aérogénérateur	5
Puissance exploitable (KW)	2300
Energie exploitable (GWh /an)	20.145

Tableau III.8 : Récapitulation du calcul du gisement éolien pour le site de biskra.

III.6.2.3.Impacts positifs du projet :

- Accroître l'efficacité énergétique et développer de nouvelles technologies.
- Améliorer la production avec les énergies renouvelables.
- Réduire les émissions de dioxyde de carbone des gaz à effet de serre [1].

III.7.Conclusion :

Cet article présente les résultats de simulation pour l'installation d'un parc éolien sur le site de Biskra. À partir de données mesurées à la station météo (données de 2018 à 2019) à raison d'une mesure sur deux minutes par jour.

Les principaux résultats obtenus par simulation numérique grâce au programme Matlab et Excel sont:

- Le mois le plus venteux est janvier.

- Le printemps est la saison avec la plus grande densité de puissance.
- La vitesse moyenne du vent est comprise entre 1.7605 et 3.2187 m / s à une hauteur de 10 m du sol.
- le système de conversion d'énergie éolienne le plus adapté pour ce site et le modèle Enercon 70/2000 avec une puissance nominale 2000 KW (facteur de capacité égal a 23%).
- L'étude économique montre que le modèle le moins coûteux pour ce site est E70/2000 (le prix de KWh varie entre 0,0413123 à 0,0944283 (\$ / kWh) (entre 5.32 à 12.15 DA/KWh).
- la direction dominante du vent est sud-est.

En conclusion, le site de Biskra se trouve dans une position intermédiaire pour exploiter l'énergie éolienne, ressource naturelle abondante, pour diversifier les approvisionnements énergétiques et réduire les émissions de dioxyde de carbone et autres polluants. D'après nos estimations, il est fort possible que une grande proportion de l'approvisionnement en électricité a ce site peut provenir de l'énergie éolienne Surtout en printemps.

A blue graphic element resembling a scroll, with a vertical strip on the left side and a horizontal strip on the right side, both with rounded ends and a white outline. The text is centered on the horizontal strip.

Conclusion général

L'objectif principal de cette thèse est d'étudier l'implantation d'un parc éolien à Biskra en estimant le potentiel des ressources éoliennes d'une part et en estimant la production annuelle d'énergie du parc éolien d'autre part, qui est menée à travers une étude spécifique des caractéristiques des gisements éoliens sur ce site pendant deux ans (2018 à 2019).) Basé sur la distribution de Weibell et l'utilisation des logiciels Matlab et Excel.

La production d'électricité par un système éolien nécessite nécessairement la connaissance des caractéristiques du vent au niveau de l'hélice pour estimer la quantité d'énergie produite, à cet effet. Un certain nombre de méthodes d'extrapolation statique ont été appliquées aux mesures de la vitesse du vent.

A partir des résultats de simulation sur 2 ans, 12 mois et 4 saisons, on voit qu'il existe un potentiel acceptable pour l'énergie éolienne sur site notamment en printemps, ce qui est confirmé par un facteur de capacité important ($FC = 23\%$), Ce qui peut être obtenu avec le modèle E70 / 2000 qui permet de générer 20.145 GWh /an avec un coût minimal de KWh (0,0413123 à 0,0944283 (\$ / kWh) ou (5.32 à 12.15 DA / KWh).

Cette étude a clairement montré que le site de Biskra fait partie des sites qui confirment l'avenir prometteur de l'énergie éolienne en Algérie pour produire de l'électricité. Au final, on peut dire que l'exploitation maximale des projets éoliens pourrait permettre à l'Algérie de produire de l'électricité à grande échelle à partir de l'énergie éolienne, contribuant ainsi à son indépendance énergétique et à son développement économique.

List des références

- [1]- **M. ZIANE Khaled**, "Analyse, Évaluation et Réduction des Risques d'UN Parc Éolien" Institut de Maintenance et de Sécurité Industrielle, Université d'Oran 2, 2017.
- [2]- **ZERROUKI.F**, and **GANNA.A**, "Étude et analyse de la pertinence de l'implantation des éoliennes dans la région de Tizi-Ouzou," département de génie mécanique, université de Tizi-Ouzou, 2010.
- [3]- **Multon. B, Gergaud. O, Ben Ahmed. H, Roboam. X, Astier. S** : Etat de l'art d'aérogénérateurs. L'électronique de puissance vectrice d'optimisation pour l'énergie renouvelable, Ed. NOVELECT-ECRIN, pp.97-154, 2002.
- [4]- **DEBBACHE. M**, "De la conception à la réalisation de pale éolienne en matériaux composites" Département de génie mécanique, université de Biskra, 2012.
- [5]- **ren21** « RENEWABLES 2019 GLOBAL STATUS REPORT », Fév. 2019
- [6]- **Global Wind Energy Council (GWEC)** : <http://www.gwec.net/global-figures/graphs/> (consulté le 1 mars 2020)
- [7]- **Encyclopédie libre Wikipédia** : www.wikipedia.org/wiki/Energie_éolienne (consulté le 6 mars 2020)
- [8]- **scenario-développement-éolien** : http://www.journal_eolien.org/tout-sur-l'éolien/scenario_developpement-eolien/ (consulté le 7 mars 2020)
- [9]- **Samy BOUCIB**. Objectifs du nouveau programme des énergies renouvelables en Algérie (2015-2020-2030). Publié sur : portail.cder.dz, le 24/02/2015.
- [10] Programme des Energies Renouvelables en Algérie, Ministère de l'Énergie, site <http://www.energy.gov.dz>
- [11] Ministère de l'Énergie, op.cit., p 4.
- [12]- **C. Bourillon**, Wind Energy-Clean Power For Generations, Renewable Energy (1999), vol. 16, pp. 948 – 953.
- [13]- **E.Avia ET I.Cruz**, the Development of the Wind Energy Market in Spain, European Wind Energy Conference Proceedings, Nice, (1999), pp. 477 – 480.
- [14]- **Sathyajith, Mathew** "Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics", 2006, pp.63-224.
- [15]- **HassanN** ; « Caractéristiques du gisement éolien marocain et optimisation d'un système aérogénérateur/groupe électrogène pour l'électrification des villages isolés » ; Thèse de doctorat ; Maroc ; 2004 ; P 353.
- [16]- **Belghitri H** ; « Modélisation, Simulation et Optimisation d'un Système Hybride Eolien-Photovoltaïque » ; Mémoire De Magister ; Alegria ; 2010 ; P 106.

- [17]- **Kasbadji Marzouk N** ; « Evaluation du Gisement Energétique Eolien Contribution à La Détermination Du profil vertical de La Vitesse de Vent Algérie » ; Thèse de Doctorat ; Algérie ; 2006 ; P 182.
- [18]- **Indhumathy D, Seshaiyah C-V, Sukkiramathi K** ; «Estimation of Weibull Parameters for Wind speed calculation at Kanyakumari in India» ; India ; 2014 ; P 6.
- [19]- **Ahmed Shata Ahmed** ; « Wind energy as a potential generation source at Ras Benas » ; Egypt ; 2011 ; P 7.
- [20]- **G. Al Zohbi, P. Hendrick et P. Bouillard** ; « Evaluation du potentiel d'énergie éolienne au Liban » ; Belgique ; 2014 ; P 14.
- [21]- **Adaramola.M**; «Assessment of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems in north-central Nigeria»; 2011; P 6. And use of the Algerian renewable energy for sustainable development»; Algeria; 2009; P 8.
- [22] - **Ahmed Shata.A**; « Analysis of electrical power form the wind farm sitting on the Nile River of Aswan»; Egypt; 2011; P 9.
- [23]- **Kavak.S, A ET Akpinar.S**; «An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics»; Turkey; 2005; P 20.
- [24]- **H. Faïda, J. Saadi, M. Khaïder, S. El Alamiet, M. Monkade** ; «Etude et analyse des données du vent en vue de dimensionner un système de production d'énergie éolienne Cas d'un site au nord du Maroc» ; Maroc ; 2010 ; P7.
- [25]- <https://www.thewindpower.net/>.
- [26]- https://satellites.pro/carte_de_Biskra.Algerie#34.666671,5.416670,15.
- [27]-
https://www.meteoblue.com/fr/meteo/archive/windrose/biskra_alg%C3%A9rie_2503826.
- [28]- **Charrouf, Omar**, ET. "Techno-economic analysis of wind turbines in Algeria." International Journal of Emerging Electric Power Systems 19.1 (2018).