

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIER ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Electronique
Ecole Doctorale en Energie Renouvelable



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Mémoire de Magister présenté par

ZERGANE Said

En vue de l'obtention du titre de

Magister en Energie Renouvelable

Option : Eolien

Titre

***Optimisation de la micro-localisation des Aérogénérateurs dans
un parc Eolien***

Membres de jury

Mr Saïd Rechak	Professeur ENP	Président
Mr Arezki Smaili	Maître de conférences ENP	Rapporteur
Mme Nachida Kasbadji Merzouk	Directrice de recherche CDER	Examineur
Mme Ouahiba Guerri	Maître de recherche CDER	Examineur
Mr Hamid Oualli	Maître de conférences EMP	Examineur

Novembre 2009

REMERCIEMENTS

Mes sincères remerciements vont à Monsieur Arezki Smaïli, Maître de conférences à l'ENP, pour son soutien, ses conseils et sa direction attentive. Ses compétences scientifiques, sa disponibilité, sa sympathie et sa bonne humeur, en faisaient un encadrement exceptionnel.

Je remercie également Monsieur Saïd Rechak, Professeur à l'ENP d'avoir accepté de présider le jury de mon mémoire de magister.

Je tiens à remercier aussi : Mesdames Nachida Kasbadji Merzouk Directrice de recherche au CDER, Ouahiba Guerri Maître de recherche au CDER, Monsieur Hamid Oualli Maître de conférence à l'EMP, qui m'ont fait l'honneur de participer au jury pour pouvoir évaluer ce mémoire.

Je suis très reconnaissant envers Monsieur Mourad Haddadi, Professeur à l'ENP et coordinateur de l'école doctorale des énergies renouvelables, pour sa sympathie et sa présence à nos côtés durant les années de préparation du présent mémoire.

Que toutes personnes qui m'ont aidé, de près ou de loin, soient remerciées.

Nomenclature

Lettres Latines

A	section frontale de la turbine (m^2)
a	constant du retard de décrochage aérodynamique
a	facteur d'induction axiale
a'	facteur du moment axial
B	nombre de pales
b	constant du retard de décrochage aérodynamique
C	couple (N/m)
c	constant du retard de décrochage aérodynamique
c	corde (m)
C_d	coefficient de traînée
C_{d3d}	coefficient de traînée en 3d
C_e	facteur d'échelle (m/s)
C_l	coefficient de portance
C_{l3d}	coefficient de portance en 3d
C_p	coefficient de puissance
C_T	coefficient de poussée
Ct	coût
d	constant du retard de décrochage aérodynamique
dx	distance transversale entre deux turbines (m)
dy	distance longitudinale entre deux turbines (m)
F	facteur de correction de Prandtl
F_l	portance (N)
F_d	traînée (N)
F_t	force tangentielle (N)
F_n	force normale (N)
f_{ob}	fonction objectif
I	nombre entier indiquant le numéro transversal de la case
J	nombre entier indiquant le numéro longitudinal de la case

K	nombre totale des turbines dans un parc
k	constant du retard de décrochage aérodynamique
K_f	facteur de forme
M	nombre d'itérations
N_c	nombre de cases de chaque côté
$N_{éol}$	nombre d'éoliennes
P	puissance produite (w)
p	pression (N/m ²)
p^+	pression en amont (N/m ²)
p^-	pression en aval (N/m ²)
P_b	densité de probabilité
P_{SES}	puissance sans effet de sillage (w)
P_{tot}	puissance totale de 30 turbines (w)
T	poussée (N)
R	longueur de la pale (m)
r	rayon discrétisé de la pale (m)
r_0	rayon du sillage au point $x=0$
U	vitesse du vent sur le disque actuateur (m/s)
U_1	vitesse du vent en amont (m/s)
U_2	vitesse du vent en aval (m/s)
U_{axial}	vitesse axiale (m/s)
U_{rel}	vitesse relative (m/s)
U_φ	vitesse tangentielle (m/s)
U_0	vitesse du vent en amont infinie (m/s)
V_D	vitesse de démarrage de la turbine (m/s)
V_M	vitesse d'arrêt de la turbine (m/s)
V_n	vitesse nominale (m/s)
Z	hauteur de l'éolienne (m)
Z_{ref}	hauteur de référence (m)
Z_0	rugosité du sol (m)

Symboles grecs

α_0	angle d'attaque (rad) où $C_l=0$
α_e	constante d'entraînement du rayon du sillage résultant
α	angle d'attaque (rad)
α_c	constante empirique
α_s	solution de l'angle d'incidence (rad)
β	angle de calage (rad)
θ_0	angle de calage en bout de pale (rad)
θ_t	angle de vrillage (rad)
ω	vitesse de rotation de l'air (rad/s)
λ	vitesse spécifique locale
σ	facteur de solidité
ρ	masse volumique de l'air (Kg/m^3)
η_a	rendement aérodynamique de l'éolienne
Ω	vitesse de rotation de l'éolienne (rad/s)
φ	angle relatif de la vitesse du vent (rad)

Table des matières

Remerciements	i
Nomenclature	ii
Résumé	v
Table des matières	vi
Introduction	1
Chap. 1 Généralités	3
1.1 Historique.....	3
1.2 Revue des travaux antérieurs.....	6
1.3 Classification des éoliennes.....	9
1.3.1 Eolienne à axe vertical.....	9
1.3.1.1 La traînée différentielle.....	10
1.3.1.2 Variation cyclique d'incidence.....	10
1.3.2 Eolienne à axe horizontal.....	11
1.4 Description d'une éolienne moderne.....	12
1.4.1 Principaux composants.....	12
1.4.2 Principe de fonctionnement.....	13
1.5 Considérations aérodynamiques.....	13
1.5.1 Limite de Betz	13
1.5.2 Courbe caractéristique de C_p pour les différents types d'éoliennes.....	16
1.6 Régulation de la puissance d'un aérogénérateur.....	17
1.7 Système de régulation de la vitesse de rotation de l'aérogénérateur.....	18
1.7.1 Système par décrochage aérodynamique.....	18
1.7.2 Système par orientation des pales.....	19
1.7.3 Système par effacement total ou partiel du rotor.....	19
1.7.4 Système par freinage de force aérodynamique centrifugeuse.....	20
1.7.5 Système par freinage automatique.....	21
1.8 La puissance des éoliennes.....	21
1.8.1 Les éoliennes de petite puissance.....	21

1.8.2 Les éoliennes de grande puissance.....	21
1.9 Ressources éoliennes.....	22
1.9.1 La couche limite atmosphérique.....	22
1.9.2 Mesure de la vitesse du vent.....	24
Chap. 2 Aérodynamique des éoliennes.....	27
2.1 Triangle des vitesses et paramètres caractéristiques.....	27
2.2 Théories de quantité de mouvement et de l'élément de pale.....	29
2.2.1 Théorie de quantité de mouvement.....	29
2.2.2 Théorie de l'élément de pale.....	31
2.3 Méthode BEM.....	33
2.4 Calcul de la puissance.....	34
2.5 Conversion d'énergie.....	38
2.5.1 Génératrice asynchrone à cage.....	38
2.5.2 Génératrice asynchrone à rotor bobiné.....	38
2.5.3 Génératrice synchrone.....	39
Chap.3 Centrales éoliennes et méthode d'optimisation	40
3.1 Centrales éoliennes.	40
3.1.1 Le bruit et l'aspect environnemental des parcs éoliens.....	42
3.1.1.1 Le bruit.....	42
3.1.1.2 L'aspect environnemental.....	42
3.2 La distribution de la direction du vent.....	43
3.3 L'effet Venturi.....	45
3.4 La sécurité des parcs éoliens.....	46
3.5 Retombée économique.....	47
3.6 Parc éolien en pleine mer.....	47
3.7 Le modèle du sillage.....	48
3.8 Méthode d'optimisation.....	50
3.8.1 L'algorithme génétique.....	50
3.8.2 La méthode Monte Carlo.....	51
3.8.2.1 Principe de la méthode.....	52
3.9 Application de la méthode Monte Carlo à un parc éolien.....	53

Chap.4 Résultats et discussions	58
4.1 Prédications de performances et des caractéristiques d'écoulement.....	58
4.1.1 Puissance d'une turbine éolienne.....	58
4.1.2 Calcul du facteur d'induction axiale.....	62
4.2 Distribution de la vitesse dans le sillage d'une éolienne.....	63
4.3 Détermination des espacements optimaux entre les turbines.....	65
4.4 Effet du nombre d'itérations.....	66
4.5 Micro-localisation optimale.....	67
4.6 Etude de validation.....	69
4.7 L'effet du nombre de turbines dans un parc.....	73
Conclusion	74
Références	76

Introduction

Le recours mondial aux carburants fossiles, tels que le pétrole, le charbon et le gaz naturel conduit à un dégagement massif du gaz carbonique ce qui engendre une pollution atmosphérique, provoquant l'apparition du phénomène de l'effet de serre qui est le premier responsable du réchauffement climatique. C'est pour cela qu'il est important de pouvoir trouver des solutions pour produire de l'énergie propre et durable. A cet effet l'énergie éolienne nous donne une très grande partie de la réponse. L'installation des parcs éoliens reste un domaine récent à travers le monde. Le premier parc éolien fut installé en Californie (Etats unies) vers la fin des années 1970. Dès les années 1990 des aérogénérateurs qui dépassent un taux de production de 1MW ont été construits et utilisés dans des centrales éoliennes dans plusieurs pays [1]. En Algérie, un parc éolien est en voie de construction dans la région du sud ouest.

Dans cet objectif, s'inscrit notre intervention pour le développement et la performance des parcs éoliens, à travers l'implantation des aérogénérateurs sur un terrain bien déterminé et doté d'un potentiel éolien satisfaisant. Plus précisément, c'est un travail qui vise directement la micro-localisation optimale des turbines lors d'un écoulement d'une masse d'air sur une centrale éolienne. Dans ce projet, nous proposons un modèle numérique, basé sur la description numérique du sillage et la méthode d'optimisation de Monte Carlo et ce, afin d'étudier la micro-localisation optimale en fonction des caractéristiques aérodynamiques et les espacements entre les turbines. Les données expérimentales de la turbine NREL [2] ont été utilisées pour investiguer la validité des résultats de simulation.

Le mémoire comprend quatre chapitres. Dans le premier chapitre, nous rappellerons, en premier lieu, le développement historique de l'énergie éolienne depuis que l'homme a connu l'effet du vent à la génération électrique, ainsi que les travaux antérieurs sur

l'énergie éolienne et les parcs éoliens. Egalement une brève description d'une éolienne moderne, les principaux composants, les différents types de machines, la limite de Betz, et les systèmes de régulations de vitesse de rotation et de contrôle de la puissance, ainsi qu'un survol des caractéristiques de la ressource éolienne, sont présentés.

Dans le deuxième chapitre, la méthode BEM (Blade element momentum theory method), est présentée. C'est la méthode qui est utilisée dans la conception et la prédiction des performances des éoliennes en utilisant les données aérodynamiques caractérisant la turbine éolienne (coefficients de portance et de traînée, paramètres géométriques de la pale).

Dans le troisième chapitre nous introduisons les centrales éoliennes et les aspects liés à la forme gigantesque des éoliennes. Egalement, on décrit le modèle numérique permettant de simuler le sillage résultant des éoliennes dans un parc. Ensuite, on présente la méthode d'optimisation de Monte Carlo et ses applications à la micro-localisation des éoliennes.

Enfin, dans le quatrième chapitre, nous présentons les résultats de simulation et nos conclusions.

Chapitre 1

Généralités

1.1 Historique

Parmi toutes les énergies renouvelables, à part l'énergie du bois, c'est l'énergie du vent qui a été exploitée en premier lieu par l'homme, qui depuis l'antiquité, a connu l'effet du vent sur les voiles des barques traversant les grands fleuves, et commence à exploiter ce phénomène à sa faveur dans le transport fluviale. C'est sans doute, de la, que vient l'idée de faire tourner indéfiniment la voile autour de son axe. Dans les premiers temps de la civilisation humaine, dans la Mésopotamie ancienne, le roi Hammourabi a utilisé l'énergie éolienne pour des fins d'irrigation, les chinois ont également exploité la puissance du vent pour moulin à grains et le pompage d'eau. L'éolienne a poursuivi sa lente évolution au cours des siècles, et les rotors à axe horizontal n'ont fait leur apparition qu'au XIII^{ème} siècle. La génération électrique par le vent n'est apparue qu'à la fin du XIX^{ème} siècle, au Danemark, où Poul La Cour (en 1891) fut le premier homme qu'à associer une dynamo à une éolienne [3]. Ainsi, l'énergie en provenance du vent a pu être redécouverte et de nouveau utilisée. Au milieu du XX^{ème} siècle, les aérogénérateurs ont fait leur apparition massive. Dans les années 1960, on a assisté à ce qu'on appelle « la tendance gigantesque » des éoliennes de taille considérables ont été mises en œuvre pour la production de l'électricité, déjà en fonctionnaient un million d'aérogénérateurs à cette date. Parallèlement, les scientifiques et les chercheurs du domaine de l'aérodynamique ont permis une évolution des turbines plus adaptées au captage de l'énergie du vent.

La crise pétrolière de 1973 a relancé de nouveau les recherches et les réalisations éoliennes dans le monde. Depuis les années 1990, l'énergie éolienne a fait un grand progrès du côté technologique et fait naître de plusieurs compagnies de construction et d'installation dominantes sur le marché mondial. Comme Vestas (DK) avec 21 %, GE Wind (EU) avec 17 % Enercon (GE) avec 15 %, et Gamesa (SP) avec 12 % [3]. La figure 1.1 nous montre, à titre d'exemple, l'évolution de la production d'électricité en provenance de l'énergie éolienne en Méga Watt durant les dernières décennies.

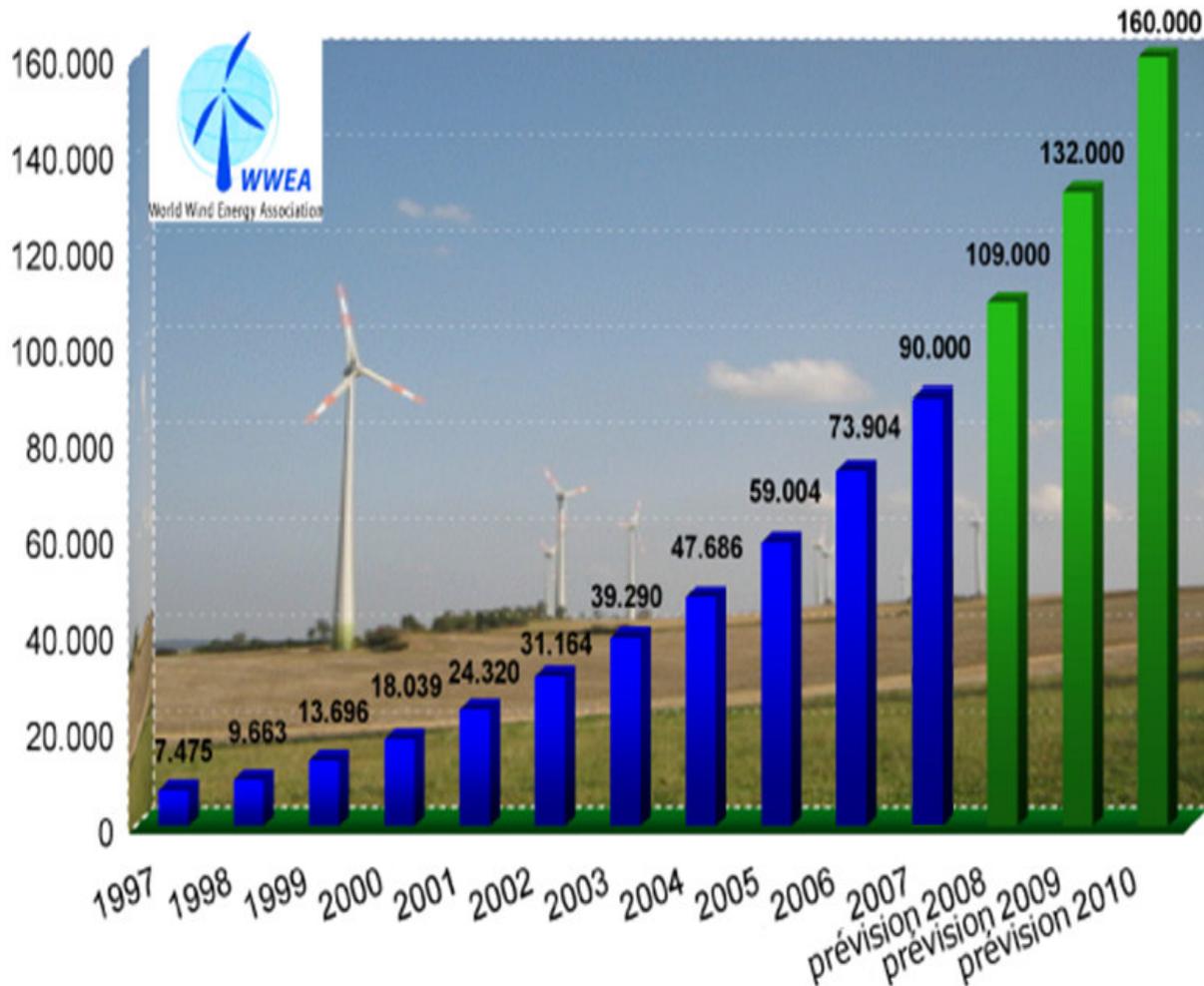


Fig 1.1 Evolution de la puissance éolienne dans le monde en Méga Watt [4]

En Algérie, les énergies renouvelables n'ont pas connu le développement qui permet leur disponibilité, et qu'impose leur importance pour le développement économique et social. Parmi les premières installations éoliennes a été construite à Adrar en 1957 à Ksar Sidi Issa pour l'irrigation des terres cultivées. Le potentiel éolien en Algérie, convient parfaitement pour le pompage d'eau et l'installation des aérogénérateurs de faible puissance

(inférieures à 100 kW) où les coûts de l'installation et l'entretien des éoliennes sont faibles surtout dans les hauts plateaux et le sud où on trouve des régions plus ventées bénéficiant d'un régime de vent modéré entre 5 et 7 m/s, comme illustre la figure 1.2.

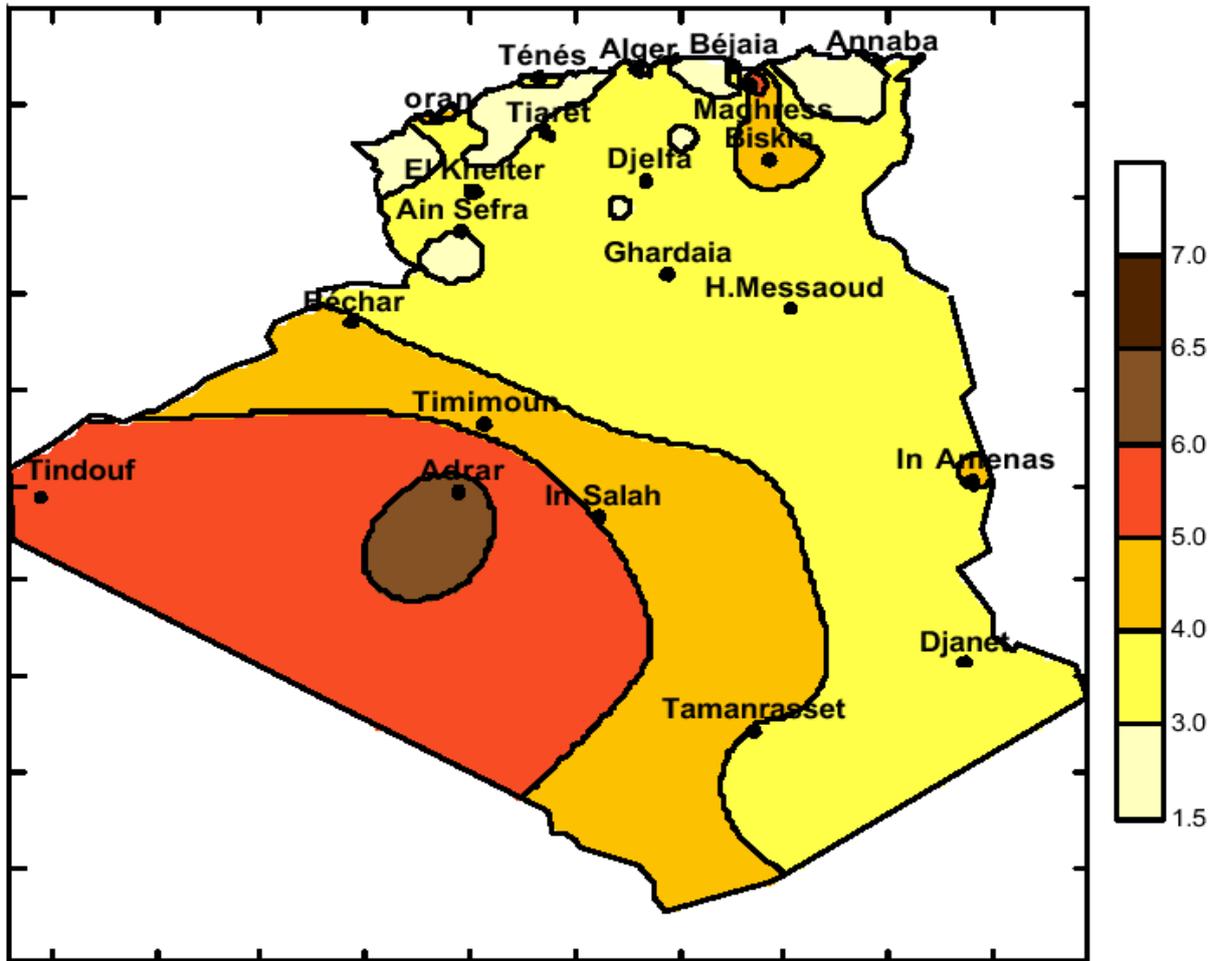


Fig 1.2 Carte du vent en Algérie à 10 mètres d'altitude [5]

Depuis la mise en marche de la première éolienne et la croissance du besoin de fournir des puissances plus élevées pour la consommation d'électricité, les constructeurs développent des éoliennes plus puissantes et plus grandes en taille. Pour extraire le maximum possible d'énergie cinétique du vent, on cherche à ce que l'hélice de la turbine, balaie une surface plus grande à des hauteurs plus importantes. Actuellement, on construit des éoliennes qui ont des hélices dépassant les 100 mètres de diamètres et des hauteurs dépassant les 90 mètres, avec une puissance produite jusqu'à 4500kW (Fig 1.3).

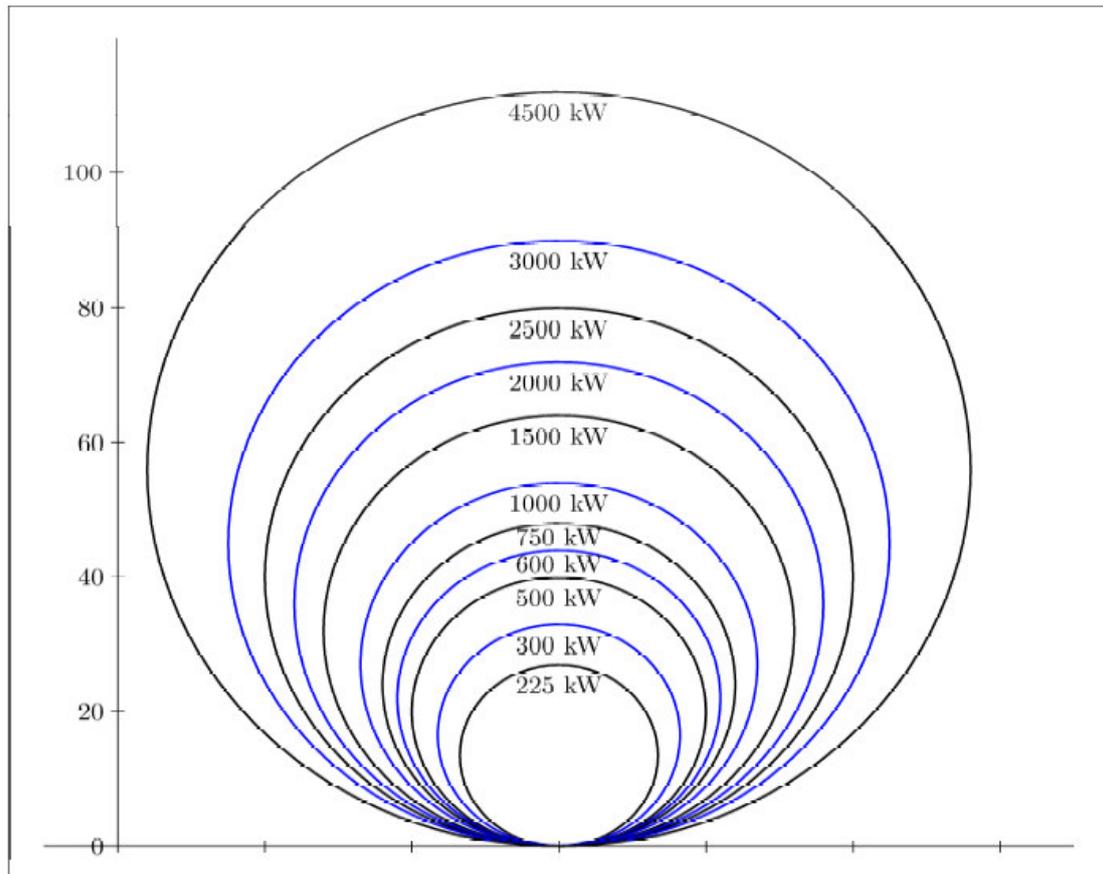


Fig 1.3 La puissance produite en fonction du diamètre de l'hélice [6]

1.2 Revue des travaux antérieurs

Malgré que l'utilisation du vent par l'homme pour ses propres fins ne date pas d'aujourd'hui, c'est dans les dernières décennies que la production électrique par l'énergie éolienne, a considérablement augmenté. De nombreuses études concernant la technologie éolienne et l'implantation des centrales éoliennes, ont été effectuées par plusieurs chercheurs. Nous nous limitons ici à énumérer les principaux travaux sur les parcs éoliens.

Jensen [7] a travaillé sur l'interaction des éoliennes dans un parc éolien et l'effet du sillage, par lequel la vitesse du vent subit une diminution importante sur la partie aval d'un aérogénérateur. Un modèle numérique, basée sur la description linéaire du sillage a été proposé, pour décrire le développement du rayon du sillage en fonction de la distance en aval d'une turbine éolienne.

Moseti et al. [8] ont travaillé sur une autre approche pour la recherche d'un arrangement optimal des turbines dans un parc éolien. Il s'agit de l'algorithme génétique qui applique des règles de sélections semblables à la théorie de la sélection des espèces, pour un minimal du coût par unité d'énergie. Cette théorie impose une codification des éoliennes dans le site, pour permettre une sélection sur plusieurs étapes en arrivant à l'emplacement optimal des aérogénérateurs.

Magnusson et al. [9] ont fait une étude sur le sillage résultant d'une turbine éolienne située dans une zone côtière, par l'analyse d'un ensemble de données et de paramètres atmosphériques. Les résultats obtenus ont été généralisés sur l'ensemble des aérogénérateurs placés dans un parc éolien où la turbulence est beaucoup plus importante dans le cas d'un multiple sillage qu'affronte une seule éolienne dans le parc.

Keranoudis et al. [10] ont fait une étude concernant le problème du design des parcs éoliens lié aux avantages économiques, comme la détermination des conditions du choix du modèle approprié d'un parc, des besoins énergétiques pour les planifications régionales, les types de turbines commerciales, l'investissement dans le domaine de la production d'énergie électrique en provenance du vent et le nombre optimal des aérogénérateurs à installer dans un site déterminé.

Ammara et al.[11] ont proposé une formulation basée sur la résolution des équations de Navier-Stokes. Ils ont mis en évidence l'avantage d'exploiter l'effet de venturi dans un parc éolien.

Vermeer et al.[12] Dans le travail de Vermeer et al, il s'agit en fait d'une revue des méthodes appliqués pour l'étude de l'écoulement dans le sillage des éoliennes, dans les deux cas, proche et loin de la turbine en aval (near wake et far wake). Dans le cas proche, l'écoulement est uniforme et bien contrôlé, alors que pour le cas loin, le sillage touche une grande partie du parc éolien et son effet diminue. Les résultats obtenus sont utilisés pour le principal intérêt, d'étudier comment le sillage influe sur la production d'énergie éolienne.

Zhao et al. [13] ont proposé une nouvelle méthode pour trouver la capacité de l'installation et la connexion des parcs éoliens dans les réseaux électriques. Chaque parc éolien a des capacités à travers plusieurs limites du système du réseau, tels que, la limite de la stabilité de la tension, le coup de charge et les limites de la puissance produite. Cette méthode

combine entre l'optimisation et l'analyse probabiliste de maximiser le nombre d'éoliennes, pour les deux types à vitesse fixe et à vitesse variable.

Gomba et al. [14] ont réalisé un travail qui traite dans le cas général, de l'emplacement des parcs éoliens et l'usage des terres de fermes favorables à la production d'énergie propre en provenance du vent, leurs impact sur l'environnement, le tourisme et les décisions politico-sociales, ce qui implique une étendue d'intégration économique et technique de l'énergie éolienne.

Mora et al. [15] ont présenté un algorithme pour optimiser les bénéfices donnés par un investissement sur un parc éolien en incluant plusieurs facteurs économiques tels que le capital initial, la valeur de l'énergie produite et la durée de vie des éoliennes.

Marmidis et al. [16] ont utilisé le résultat optimal du coût par unité d'énergie produite en utilisant la méthode de Monte Carlo, pour déterminer l'emplacement optimal des éoliennes dans un site bien déterminé. Une telle approche est basée sur les critères qui minimisent les coûts d'installations, et par conséquent en maximisent les avantages économiques des parcs éoliens comme source d'énergie propre et durable.

Sorensen et al. [17] ont effectué une étude sur la modélisation de la turbulence dans des fermes éoliennes de 100 turbines ou plus et la durée de vie des aérogénérateurs, en se basant sur les conditions extrêmes de la fatigue des éléments de la turbine et la durée de vie des pales. (L'intensité de la turbulence augmente dans le sillage des éoliennes, ce qui signifie une nécessité d'investigation sur la réduction des conditions défavorables de la fatigue de la structure de l'aérogénérateur).

Rodriguez-Amenedo et al. [18] ont donné un détail sur les possibilités de contrôler la connexion des parcs éoliens, selon leur conception au réseau électrique existant. La variation de la vitesse du vent, influe sur le comportement de chaque aérogénérateur du parc, et pour garantir une meilleure conversion de l'énergie éolienne, un système de contrôle adéquat a été mis au point.

Masson et al. [19] Il s'agit en fait de la simulation numérique dans le sillage d'une éolienne à axe horizontal, avec un modèle hybride qui consiste à combiner une approche CFD avec le modèle du disque actuateur. Un terme $K-\epsilon$ est effectivement introduit dans l'équation

d'évaluation du taux de dissipation d'énergie . Le modèle K- ϵ modifié est appliqué à la region proche du sillage“ near wake”

1.3 Classification des éoliennes

1.3.1 Eolienne à axe vertical

Dans ce type d'éolienne, la direction du vent est perpendiculaire à l'axe de rotation, ceci permet une adaptation symétrique avec toutes les directions du vent. Par contre une majorité de ces aérogénérateurs ne peuvent pas démarrer automatiquement, il faut les



Fig 1.4 Eolienne à axe vertical (Darrieus de 100 m de diamètre)[20]

entraîner en rotation dès que le vent souffle à une vitesse suffisante. La génératrice et la boîte à vitesse sont au sol, ce qui impose que l'éolienne fonctionne avec un vent plus proche du sol. L'implantation de certains de ces éoliennes sur un terrain, nécessite un renforcement spécial à grande distance, par des câbles qui passent en dessus des pales, cela nécessite une installation gigantesque et un coût élevé (Fig 1.4) [20].

Il existe deux principes différents de démarrages utilisés pour ce type d'éolienne, à savoir la trainée différentielle ou la variation cyclique d'incidence.

1.3.1.1 La traînée différentielle

Pour démarrer ce genre d'aérogénérateurs, le vent soufflant exerce des efforts inégaux sur les faces creuses de la machine et entraîne une différence d'intensité, par conséquent l'apparition d'un couple moteur que l'on peut utiliser pour le pompage d'eau ou pour la génération électrique, comme nous montre l'exemple du rotor Savonius (Fig 1.5 a et b) [21]. Il est favorable pour une vitesse de démarrage plus faible de l'ordre de 2 m /s.

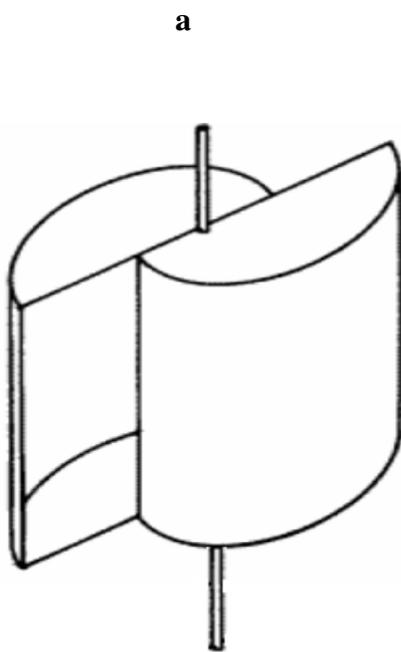


Fig 1.5.a Rotor savonius

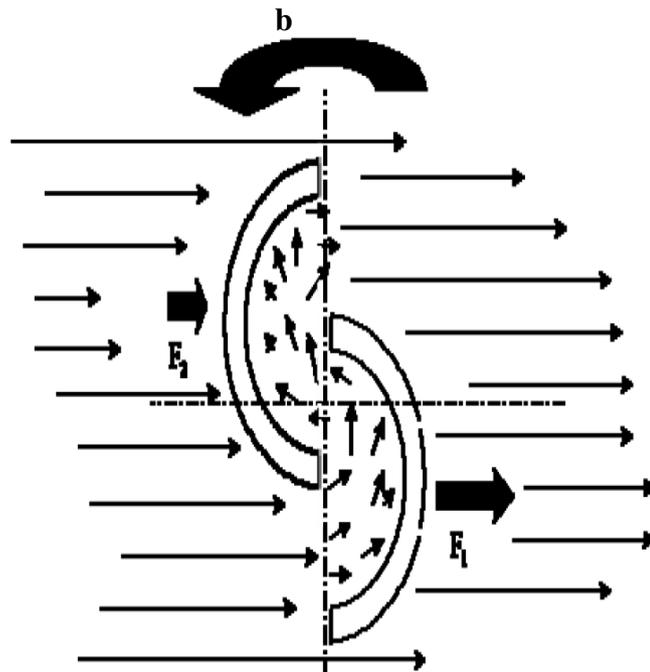


Fig 1.5.b Principe de fonctionnement

1.3.1.2 Variation cyclique d'incidence

La mise en rotation de ces éoliennes est due à la portance qui se base sur le principe de la variation cyclique d'incidence. La machine placée dans un écoulement d'air selon différents angles est soumise à des forces d'intensités et de directions variables. La combinaison de toutes ces forces génère un couple moteur [21]. C'est le rotor Darrieus (Fig 1.4) qui représente le meilleur exemple de ce type d'éolienne.

Généralement les éoliennes à axe vertical ont peu d'avantages, leur dispositif de génération d'énergie est placé au sol, elles fonctionnent pour toutes les directions du vent, et ne nécessitent pas d'une tour ou d'un système d'orientation. En revanche, ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage. Le mat souvent très lourd, subit de fortes contraintes mécaniques. Certaines d'entre elles sont haubanées de grandes distances par des câbles.

1.3.2 Eolienne à axe horizontal

Pour ce type d'aérogénérateurs, la direction du vent est parallèle à l'axe de rotation. Ils sont, de loin, les plus utilisés actuellement dans les parcs éoliens et nécessitent souvent un mécanisme d'orientation face au vent et démarrent de façon autonome. Ces éoliennes captent le vent en hauteur loin du sol, à cette hauteur le vent est beaucoup moins ralenti par le relief, ce qui présente un rendement aérodynamique plus élevé. Les constructeurs de ces machines utilisent des aérogénérateurs à deux pales, trois pales (les plus courants) ou même multi-pales (Fig 1.6). Tout le travail qui suit dans ce mémoire considère les éoliennes à trois pales.



Eolienne bipale



Eolienne à trois pales



Eolienne multi-pales

Fig 1.6 Eoliennes à axe horizontal

1.4 Description d'une éolienne moderne

1.4.1 Principaux composants

La turbine éolienne ou l'aérogénérateur, (Fig 1.7) est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique rotative, afin de la convertir en énergie électrique par l'intermédiaire d'un arbre qui entraîne une génératrice.

Ces éoliennes sont constituées essentiellement des composants suivants :

- **Le rotor:** Dès que le vent actionne les pales portées sur le rotor c'est tout un mécanisme qui va être tourné, en faisant la génératrice produire de l'électricité. C'est le diamètre des pales qui détermine la quantité d'énergie produite par l'aérogénérateur. Les pales sont généralement construites en matériaux composites à base de fibre de verre ou de carbone.

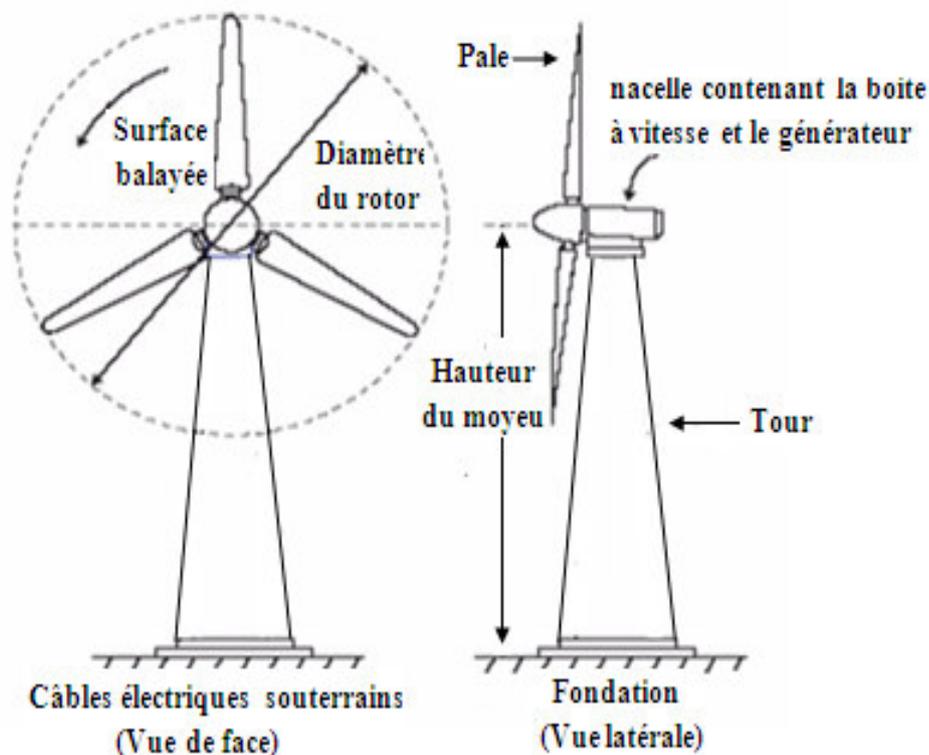


Fig 1.7 Eolienne moderne

- La nacelle: C'est la partie qui porte toute l'installation de la production d'électricité à savoir, la génératrice, la boîte à vitesse et le système d'orientation ; regroupés tous dans une

structure solide en acier ou en fonte.

- **La tour** : de forme cylindrique, son rôle est de porter le rotor et la nacelle à une hauteur suffisante en fonction du diamètre des pales.

1.4.2 Principe de fonctionnement

C'est au niveau du rotor et de la nacelle que l'énergie cinétique du vent se transformera en énergie électrique. Par la girouette qui détermine la direction du vent, un automate actionne la nacelle pour l'orienter face au vent, par conséquent la rotation des pales est transmise à l'aide de la boîte à vitesse à la génératrice qui produit de l'énergie électrique. Le courant généré par l'éolienne prend le chemin à travers les câbles, il est alors transformé et injecté au réseau électrique existant.

1.5 Considérations aérodynamiques

1.5.1 Limite de Betz

Considérons le volume de contrôle d'une éolienne, représenté par un modèle simplifié dans la figure 1.8. Lorsqu'une masse d'air traverse la section frontale A d'une éolienne, elle exerce une poussée sur les pales qui tournent en même temps avec la génératrice en faisant produire de l'énergie électrique. Sur ce modèle on représente la vitesse du vent, U_1 en amont de la turbine, U_2 en aval, et U la vitesse sur le disque actuateur qui représente la surface balayée par la rotation des pales.

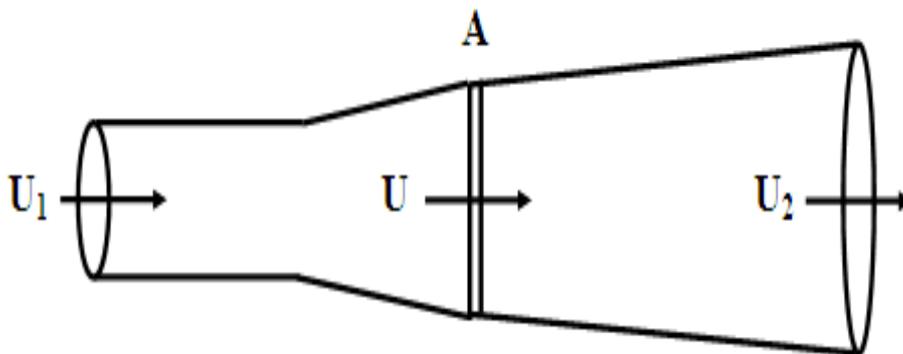


Fig 1.8 Modèle du disque actuateur d'une éolienne

L'analyse qui suit, ne tient pas compte de la forme géométrique de l'éolienne, elle est

basée sur les hypothèses simplificatrices suivantes

- Ecoulement incompressible
- Forces de traînée négligeables
- Nombre de pales infini
- Ecoulement homogène
- Pas de rotation de sillage
- Poussée exercée sur un élément de disque actuateur $dA=2\pi r dr$ est uniforme.

La poussée T exercée sur le disque actuateur qui est en fonction de la chute de vitesse du vent, peut s'écrire :

$$T = \frac{1}{2} \rho A (U_1^2 - U_2^2) \quad (1.1)$$

Où ρ est la masse volumique de l'air traversant la section A .

En introduisant la notion du facteur d'induction axiale a donné par la relation suivante:

$$a = \frac{U_1 - U}{U_1} \quad (1.2)$$

On peut réécrire donc la relation (1.1) de la manière suivante :

$$T = \frac{1}{2} A U_1^2 \rho 4a(1-a) \quad (1.3)$$

Et c'est ainsi la puissance fournie par une éolienne P s'écrit en fonction du facteur d'induction axiale

$$P = \frac{1}{2} A U_1^3 \rho 4a(1-a)^2 \quad (1.4)$$

On introduit également le coefficient sans dimension dit coefficient de poussée C_T

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho A U_1^2} = 4a(1-a) \quad (1.5)$$

Souvent la performance d'une éolienne est définie à l'aide d'un coefficient C_p , appelé coefficient de puissance ou coefficient de performance qui caractérise l'aptitude de l'aérogénérateur à capter de l'énergie éolienne, il s'écrit :

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad (1.6)$$

On peut démontrer qu'uniquement une partie de la puissance disponible du vent sur un site donné est récupérable, au maximum possible ne dépasse pas une limite dite de Betz comme suit :

La valeur maximale récupérable de la puissance correspondant au

$$dC_p / da = 0 \quad (1.7)$$

Ce qui implique que

$$a = \frac{1}{3}$$

On aura donc

$$P = \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} A \rho U_1^3 \quad (1.8)$$

Le facteur $16/27$ est appelé le coefficient ou limite de Betz, cette limite représente le coefficient de puissance maximale C_{pMax}

On peut définir également la notion du rendement aérodynamique d'une éolienne par le rapport

$$\eta_a = \frac{C_p}{C_{pMax}} = \frac{27}{16} C_p \quad (1.9)$$

Dans les conditions réelles, le rendement des éoliennes est loin d'atteindre la valeur $\frac{16}{27}$.

Pour le meilleur des cas, ce sont les turbines à trois pales à axe horizontal qui représentent un rendement plus élevé proche de la valeur $\eta_a = 0.48$

1.5.2 Courbe caractéristique de C_p pour les différents types d'éoliennes

Pour évaluer les caractéristiques du coefficient de puissance C_p , aux différents types d'éoliennes, on définit la vitesse spécifique locale λ , par le rapport entre la vitesse périphérique en bout de pale et la vitesse du vent U_1 , où Ω représente la vitesse angulaire de rotation de l'éolienne:

$$\lambda = \frac{r\Omega(1-a)}{U} = \frac{r\Omega}{U_1} \quad (1.10)$$

Par la variation de C_p en fonction de la vitesse spécifique locale, la figure 1.9 nous permet de voir nettement que les éoliennes à axe horizontal, ont les meilleurs rendements, d'où la raison pour la quelle elles sont beaucoup plus répandues que les éoliens à axe vertical. Ce sont les éoliennes à trois pales qui sont généralement les plus utilisées. D'un point de vue théorique, le meilleur rendement aérodynamique correspond au nombre de pale plus élevé (Fig 1.9). On augmente alors le coefficient de puissance de 10% en passant d'une pale à deux, de 3% en passant de deux à trois, de 1% en passant de trois à quatre, etc....(Fig 1.10). Mais une turbine de trois pales est dynamiquement plus stable car elle présente moins de risques de vibrations, d'où fatigue et bruit plus faible.

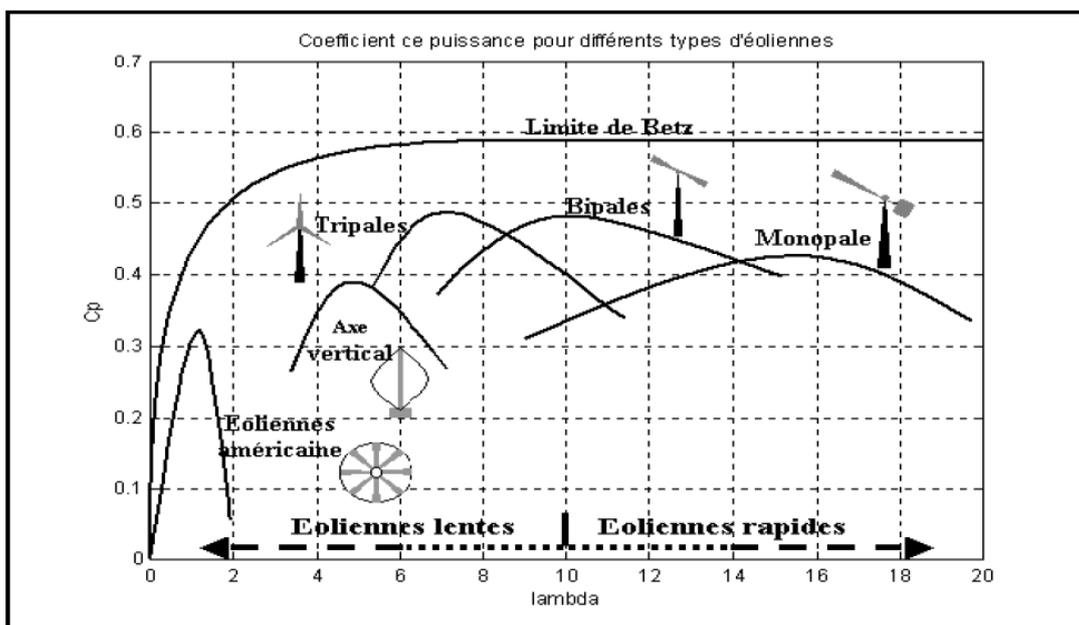


Fig 1.9 Courbe caractéristique de C_p des différentes éoliennes [22]

De plus, elle a un meilleur impact visuel, une turbine d'une seule pale nécessite un contre poids. Pour une turbine à deux pales, des vibrations cycliques importantes peuvent apparaître lorsque la nacelle cherche à suivre le vent. Les éoliennes multi-pales ont un couple de

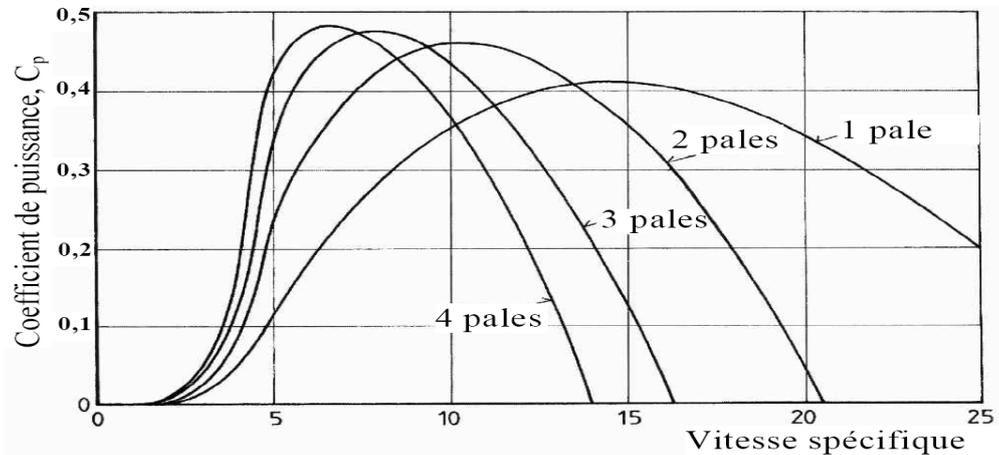


Fig 1.10 Influence du nombre de pales [23]

démarrage faible, de ce fait qu'elles sont conçues pour le pompage d'eau et l'irrigation des terres cultivées

1.6 Régulation de la puissance d'un aérogénérateur

Le potentiel éolien est toujours perturbé par la variation de la vitesse du vent, pour cela l'aérogénérateur doit modifier ses paramètres afin d'avoir une puissance stable et ne dépasse pas une valeur nominale (Fig 1.11). A partir d'une vitesse du vent V_D la turbine éolienne commence à fournir de l'énergie jusqu'à la vitesse nominale V_n , au de la, la puissance atteint sa valeur nominale stable.

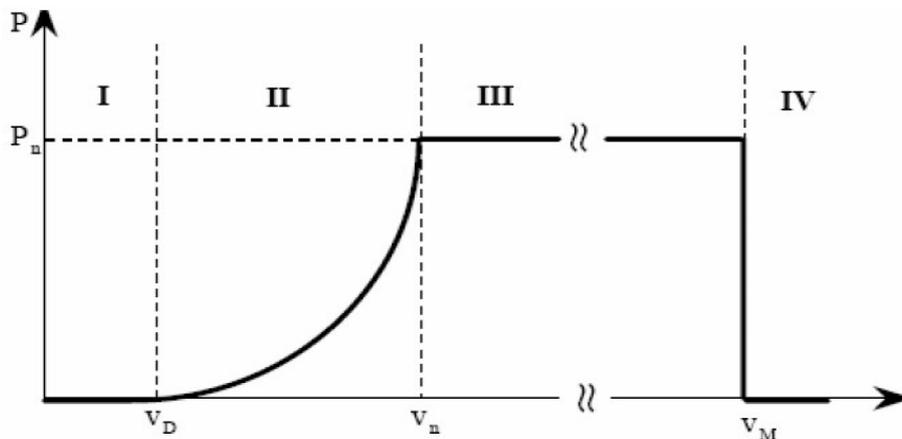


Fig 1.11 courbe de puissance d'une éolienne [20]

Les vitesses V_D , V_n et V_M définissent la courbe de puissance en quatre zones:

- La zone I, la vitesse du vent est inférieure à la valeur seuil, alors la turbine est nettement au repos.
- La zone II, à partir de la valeur V_D , l'éolienne commence à fournir une puissance proportionnelle à la vitesse du vent.
- La zone III, la vitesse de rotation de l'aérogénérateur est régularisée et la puissance produite devient constante.
- La zone IV, au delà de vitesse V_M l'éolienne est nettement stoppée pour des mesures sécuritaires.

1.7 Système de régulation de la vitesse de rotation de l'aérogénérateur

On régule la vitesse de rotation de l'éolienne pour deux raisons principales :

- Diminuer les contraintes mécaniques imposées sur la turbine et éviter sa destruction, lors de sa rotation pour des vitesses du vent plus élevées.
- Maintenir une puissance constante, du fait que la majorité des aérogénérateurs sont connectés au réseau électrique et nécessitent une vitesse de rotation constante, pour la cohérence de fréquence avec le réseau.

Les systèmes de régulation de vitesse, peuvent être agités de façons différentes et plus ou moins fines avec un degré d'automatisation nul ou intégral.

1.7.1 Système par décrochage aérodynamique

C'est le système le plus simple et le moins coûteux, il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Par l'augmentation de l'angle d'attaque ou incidence α à des vitesses du vent, qui dépassent les valeurs nominales. La traînée augmente considérablement alors que la portance diminue, par conséquent le profil de la pale n'est plus optimal, ce qui entraîne une turbulence à la surface de la pale et une baisse du coefficient de puissance, par la suite une décroissance du couple capté par chacune des pales. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation, et maintient la puissance produite à une valeur constante. Ce qui permet une adéquation avec le réseau électrique existant. Ce mode de régulation charge l'aérogénérateur de forces de fatigues supplémentaires (Fig 1.12) [24].

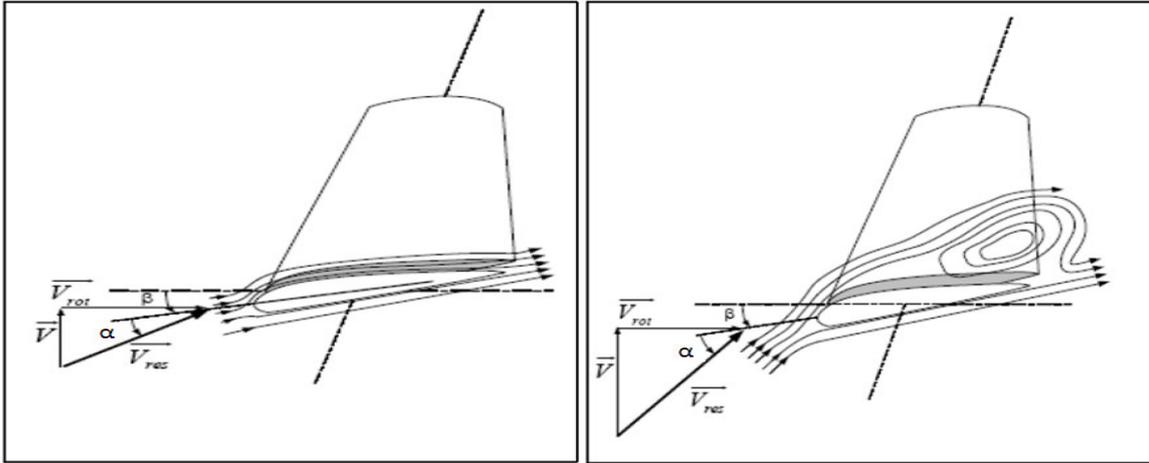


Fig 1.12 Régulation par décrochage aérodynamique[24]

1.7.2 Système par orientation des pales

Les pales sont conçues de façon à maintenir une vitesse de rotation constante, à partir d'une vitesse du vent. Ce système permet d'augmenter l'angle de calage β , ce qui diminue l'angle d'incidence et c'est ainsi, le coefficient de puissance diminue également (Fig.1.13) [20]

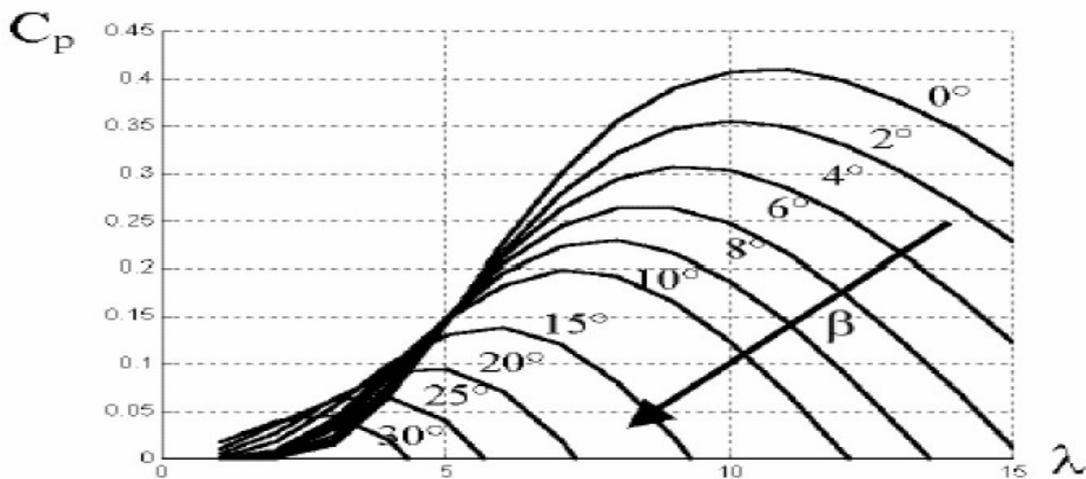


Fig1.13 Influence de l'angle de calage sur le coefficient de puissance

1.7.3 Système par effacement totale ou partiel du rotor

C'est la diminution de la surface affectée par le vent, alors la masse d'air traversant la surface frontale de la turbine, diminue également. Le rotor est pivoté avec un système lorsque le vent dépasse une valeur déterminée. La mise en marche de ce mode de réglage de vitesse peut être effectuée de façon automatique (Fig 1.14) [24]

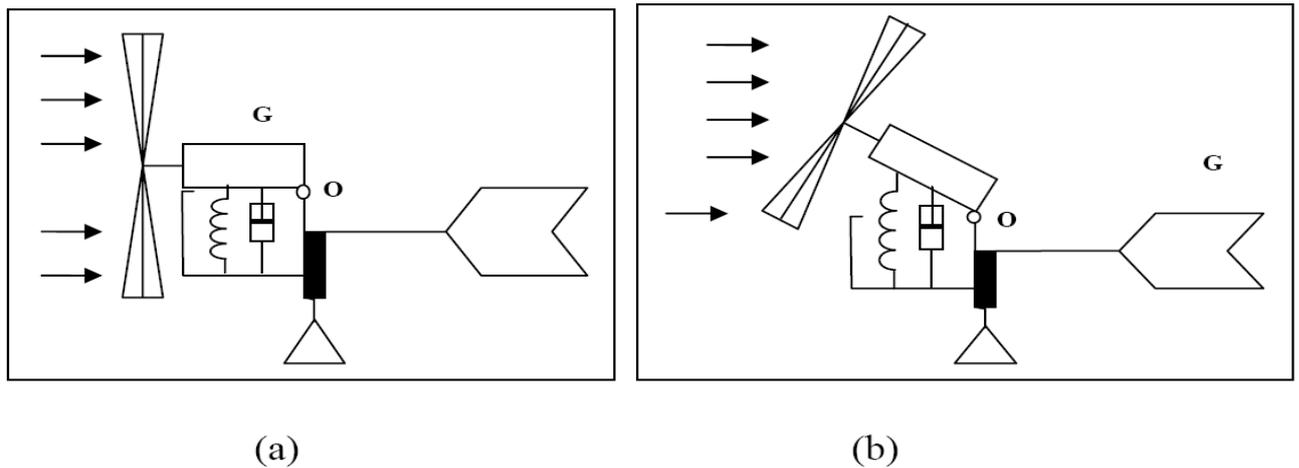


Fig 1.14 Système par effacement du rotor

1.7.4 Système par freinage de force aérodynamique centrifugeuse

Ce mode de freinage, fonctionne sous l'action de la force centrifuge qui apparaît lors de la rotation du rotor de l'éolienne. Il est constitué par deux plaques courbées P_1 et P_2 maintenues au repos à l'aide de deux ressorts x_1 et x_2 , pour un seuil de rotation de la turbine correspondant à une vitesse du vent qu'on ne doit pas dépasser. Lorsque la fréquence de rotation augmente avec la vitesse du vent et dépasse le seuil, la force centrifuge proportionnelle à la fréquence de rotation, agit sur les plaques qui s'ouvrent en prenant une position pour le freinage, (Fig 1.15) [24] et c'est ainsi que la vitesse de l'éolienne se réduit. Dès que la vitesse du vent diminue, la force centrifuge diminue également et l'action des ressorts redevient prépondérante, emportant les plaques à la position du repos.

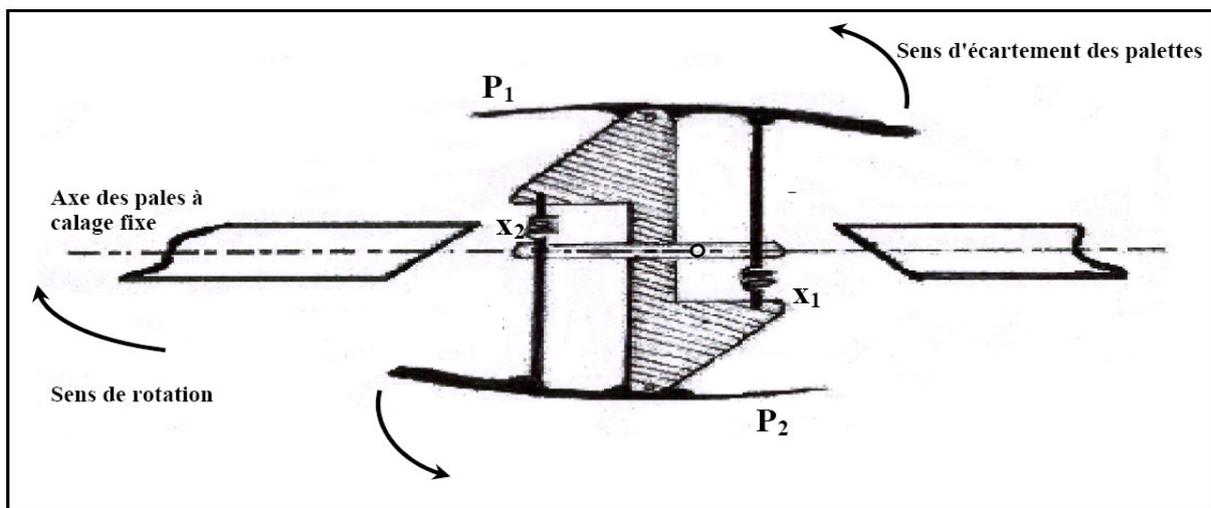


Fig 1.15 Système par freinage de force aérodynamique centrifugeuse[15]

1.7.5 Système par freinage automatique

Une plaque P solidaire au plan de la turbine est actionnée lorsque le vent, qui exerce une force de pression sur elle, atteint un seuil et prévient la destruction de la machine. Cette plaque pousse le frein à s'insérer au plus près de l'arbre de la turbine et réduit progressivement la vitesse de rotation (Fig 1.16)[24].

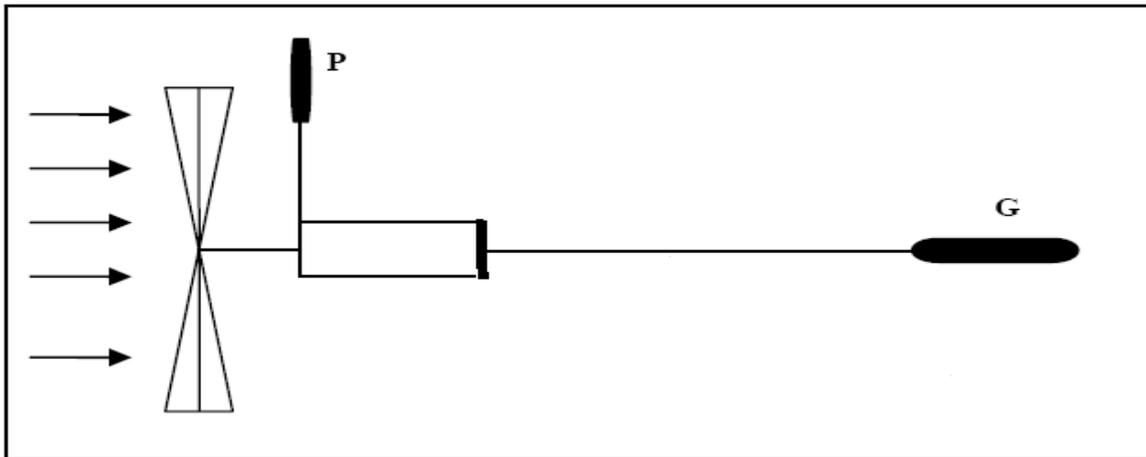


Fig 1.16 Système de freinage automatique

1.8 La puissance des éoliennes

1.8.1 Les aérogénérateurs de petite puissance

Généralement, pour les éoliennes de petite puissance, la surface balayée par les pales ne doit pas dépasser les 200 m², ce qui correspond à une puissance nominale de 120 kW. Elles sont utilisées pour le pompage d'eau, chauffage ou alimentation en électricité de locaux isolés, par l'intermédiaire d'un convertisseur AC/DC/AC et d'un chargeur de batteries. La plupart des aérogénérateurs de petite puissance fonctionnent à vitesse de rotation variable en utilisant des génératrices asynchrones ou des alternateurs à aimant permanent, avec un système de régulation de mise en drapeau qui leur permet de se protéger contre les grandes vitesses et d'un aileron d'orientation face au vent.

La variation de la vitesse de rotation de ces éoliennes est comprises entre 70 à 800tr/min. Les grandes vitesses confèrent aux pales une raideur en réduisant les charges de flexion, ce qui permet l'utilisation de profils minces. Les pales, au nombre de 2 à 3, ne sont pas toujours vrillées, notamment pour les machines qui ont une puissance inférieure à 5 kW.

1.8.2 Les aérogénérateurs de grande puissance

Ces éoliennes, sont les principales constituantes des parcs éoliens et peuvent être connectées aux réseaux électriques existants. Leur puissance nominale atteint 4 MW, avec un diamètre de 90 m et un mât de plus de 80 m de hauteur. Les aérogénérateurs de grande puissance fonctionnent souvent à une vitesse de rotation constante et sont équipés de génératrices asynchrones. Un dispositif électrique y est installé pour permettre l'orientation du rotor face au vent, alors que la régulation de vitesse pour avoir une puissance constante, est faite par le système de freinage automatique ou par le système de variation de l'angle de calage des pales.

La plupart des grands aérogénérateurs ont 3 pales. Cette configuration permet d'améliorer le comportement dynamique du rotor et de réduire les nuisances sonores. Contrairement aux petits aérogénérateurs, la vitesse de rotation est plus faible de l'ordre de 6 à 60 tr/min. Avec ces vitesses, les pales dont l'envergure peut être supérieure à 40 m sont flexibles et les profils sont épais.

1.9 Ressources éoliennes

Le choix géographique d'un site éolien est primordial dans un projet d'installation d'une centrale. Les caractéristiques du vent, vont déterminer la quantité d'énergie qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien. Le gisement éolien dépend essentiellement de la couche limite atmosphérique.

1.9.1 La couche limite atmosphérique

La couche limite atmosphérique (Fig 1.17), est la partie inférieure de l'atmosphère qui couvre la surface de la terre où le champ de vitesse est toujours perturbé. Son épaisseur, varie de quelques centaines de mètres à plusieurs kilomètres en fonction de la vitesse du vent et du relief. C'est dans cette région où se produisent tous les phénomènes météorologiques, [25] elle est caractérisée par :

- Forte contraintes visqueuses-turbulentes
- Variation verticale de vitesse, de température, de turbulence et d'humidité
- Variation temporelle produite par le soleil, les nuages

La couche limite atmosphérique est constituée de deux parties distinctes :

- La couche d'Ekman : la structure du vent est influencée par la stratification thermique de l'air, son frottement sur la surface terrestre et par la force de Coriolis non négligeable.
- La couche limite de surface : Elle peut être départager en deux sous couches :
 - Sous couche supérieure : Dans cette région, la force de Coriolis est négligeable, la structure du vent est déterminée par les effets dynamiques engendrés par le sol et par la stratification thermique de l'air.
 - La sous couche rugueuse : Elle est juste au dessus de la surface terrestre, sa hauteur varie de quelques dixièmes de millimètres à quelques dizaines de mètres. L'écoulement de l'air est fortement perturbé, non homogène et instationnaire. Puisqu'il est impossible d'en proposer une modélisation universelle, on la caractérise par une rugosité, notée Z_0 , homogène à une hauteur appropriée. Le tableau 1.1 donne les paramètres de rugosité en mètre selon la nature du sol [25].

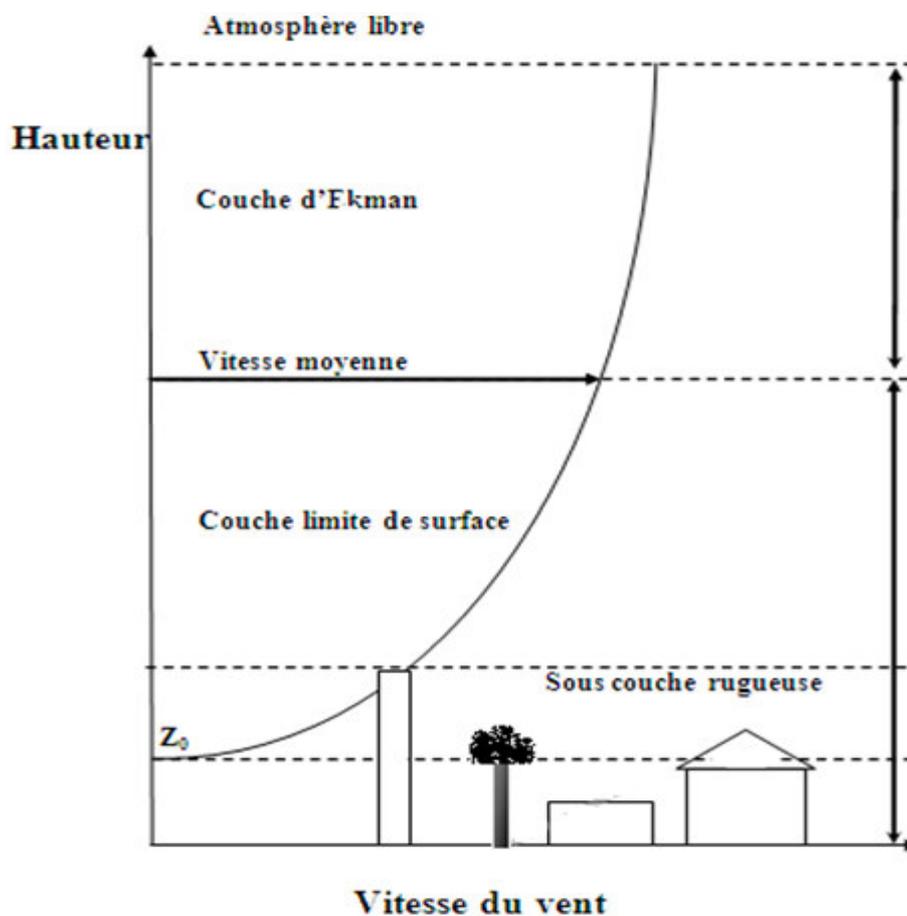


Fig 1.17 Représentation de la couche limite atmosphérique

Tableau 1.1 Paramètres de rugosité du sol [21]

Nature du sol	Paramètre de rugosité
Surface d'un plan d'eau	0,0002
Terrain vague avec surface lisse (piste de décollage, gazon entretenu,...)	0,0024
Zone agricole sans barrière ni haie, parsemée d'habitations éparses sur un relief de collines douces.	0,03
Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de huit mètres maximum) espacées d'environ 1250 m.	0,055
Zone agricole avec quelques maisons et hautes haies (d'une hauteur de huit mètres maximum) espacées d'environ 500 m.	0,1
Zone agricole avec de nombreux bâtiments, ou des haies de 8 mètres espacées de 250 m.	0,2
Villages, petites villes, zones agricoles avec de nombreuses haies, forêts et terrains très accidentés.	0,4
Grandes villes avec bâtiments hauts	0,8
Très grandes villes avec de grands immeubles et gratte-ciel.	1,6

1.9.2 Mesure de la vitesse du vent

La vitesse du vent, détermine la quantité d'énergie produite dans une centrale éolienne. Donc il est impératif de prendre des mesures adaptées à la hauteur de l'éolienne. La vitesse du vent augmente selon la hauteur du mât de l'aérogénérateur. L'expression 1.11 décrit la vitesse du vent à une hauteur Z où l'appareil de mesure est placé, en fonction de la vitesse de référence U_{ref} prise à une hauteur de référence Z_{ref} . De cette relation, il est évident que l'importance de l'aérogénérateur qu'il soit placé à une hauteur au maximum possible où la vitesse du vent est plus importante [1].

$$U(Z) = U_{ref} \left(\frac{Z}{Z_{ref}} \right)^{\alpha_c} \quad (1.11)$$

La constante α_c est donnée par la relation suivante :

$$\alpha_c = 0.096 \log(Z_0) + 0.016 (\log(Z_0))^2 + 0.24 \quad (1.12)$$

Où Z_0 est la rugosité du sol

L'anémomètre est l'appareil utilisé pour mesurer la vitesse du vent, parmi les types existants et les plus utilisés, on se limite à citer les types suivants:

- Anémomètre à couple : c'est le plus simple (Fig 1.18), son principe est basé sur la rotation des assiettes sous l'effet du vent, plus le vent est intense plus la vitesse de rotation augmente.
- Anémomètre sonique : Il est le plus sophistiqué pour sa précision (Fig 1.19), son principe de fonction est basé sur la dépendance de la vitesse de propagation des ultrasons par rapport à la vitesse du vent. Il permet d'effectuer des mesures plus détaillées et précises, telles que les trois composantes de vitesse.



Fig 1.18 Anémomètre à couple[1]



Fig 1.19 Anémomètre sonique

Chaque éolienne est équipée d'un indicateur de la direction du vent, le plus souvent on utilise une girouette (Fig 1.20). La direction du vent est repérée par la région de sa provenance, on dit un vent de l'est, lorsqu'il provient de l'est.



Fig 1.20 La girouette

Chapitre 2

Aérodynamique des éoliennes

La méthode appliquée pour l'évaluation de la performance et la détermination de la puissance produite d'une éolienne, est basée sur un modèle simple attribué à Betz par la combinaison de la théorie de quantité de mouvement et la théorie de l'élément de pale. Il est noté que quelque soit l'approche adoptée, il est très important d'admettre que l'écoulement du vent est incompressible. Dans tous ce qui suit, nous présentons ces deux théories pour une éolienne à axe horizontal.

2.1 Triangle des vitesses et paramètres caractéristiques

Les pales sont les éléments principaux de capture de l'énergie cinétique du vent dans la turbine éolienne, elles ont souvent des sections de formes aérodynamiques, pour convertir efficacement l'énergie cinétique du vent en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. La vitesse du vent varie tout au long de la pale, elle est plus importante en bout qu'au centre de celle-ci. Pour que la pale fonctionne dans des conditions similaires et efficaces, elle est vrillée le long de sa longueur et s'affine vers l'extérieur. Ainsi, l'angle d'attaque est plus important en pied de la pale qu'en extrémité. Par l'action du vent à une vitesse U_0 sur les pales profilées, un couple moteur génère la rotation de l'arbre qui entraîne

la génératrice. Sur la figure 2.1 on présente le triangle des vitesses à un profil d'une pale en rotation,

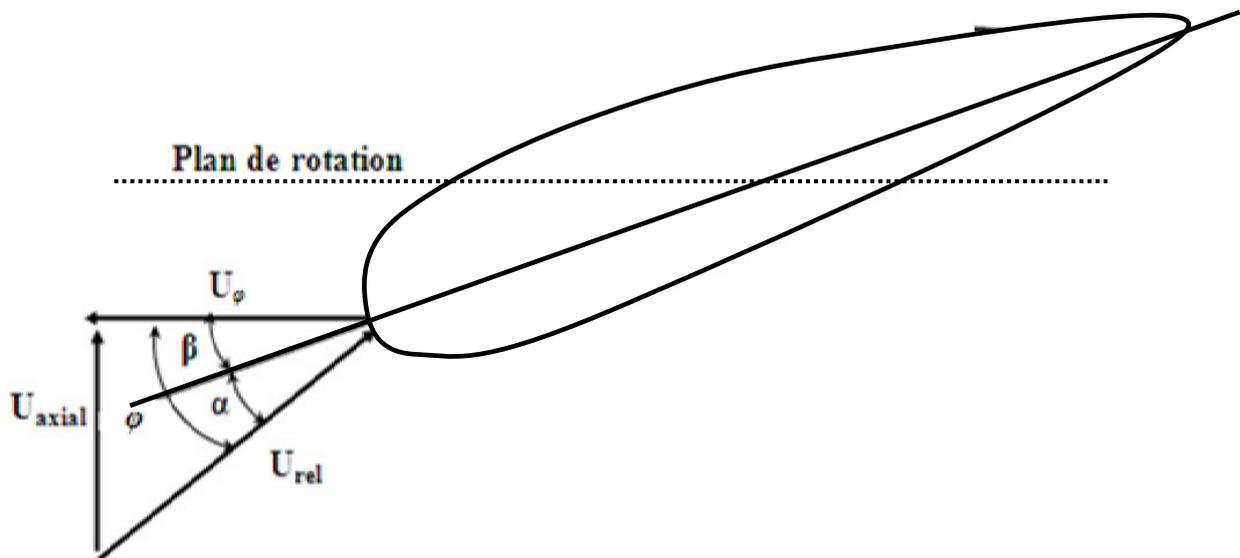


Fig 2.1 Triangle des vitesses

U_{rel} est la vitesse relative du vent .

On peut déduire que :

$$U_{rel} = \sqrt{U_{\varphi}^2 + U_{axial}^2} \quad (2.1)$$

U_{axial} la vitesse axiale déterminée par :

$$U_{axial} = (1-a)U_0 = U_{rel} \sin \varphi \quad (2.2)$$

Où U_0 est la vitesse du vent à l'infini amont

U_{φ} la vitesse tangentielle

$$U_{\varphi} = (1+a')\Omega r = U_{rel} \cos \varphi \quad (2.3)$$

ou encore

$$\varphi = \arctan\left(\frac{U_{axial}}{U_{\varphi}}\right) = \arctan\left(\frac{(1-a)U_0}{(1+a')\Omega r}\right) \quad (2.4)$$

Où Ω est la vitesse de rotation de l'éolienne.

On admet que, ω est la vitesse de rotation de l'air en aval de l'éolienne transmise par la rotation des pales.

On introduit alors le facteur d'induction angulaire défini par la relation

$$a' = \frac{\omega}{2\Omega} \quad (2.5)$$

D'où, l'angle relatif peut se réécrire

$$\varphi = \arctan\left(\frac{1-a}{(1+a')\lambda_r}\right) \quad (2.6)$$

On définit également β , l'angle compris entre le plan de rotation et la corde, est l'angle de calage (pitch). L'angle α , compris entre la corde du profil et la direction de la vitesse relative est l'angle d'attaque (ou angle d'incidence). φ est l'angle entre le plan de rotation et la direction de la vitesse relative, c'est l'angle relatif. Nous avons :

$$\varphi = \alpha + \beta \quad (2.7)$$

$$\beta = \theta_0 + \theta_t \quad (2.8)$$

Où θ_0 et θ_t représentent l'angle de calage en bout de pale et l'angle de vrillage

2.2 Théories de quantité de mouvement et de l'élément de pale

2.2.1 Théorie de quantité de mouvement

Entre l'amont et l'aval de l'éolienne, la vitesse du vent diminue à son passage sur le disque actuateur de section A , d'où une régénération d'une différence de pression (Fig. 2.2). Soit Ω la vitesse de rotation de l'éolienne et $\Omega + \omega$ la vitesse du fluide à l'aval du rotor.

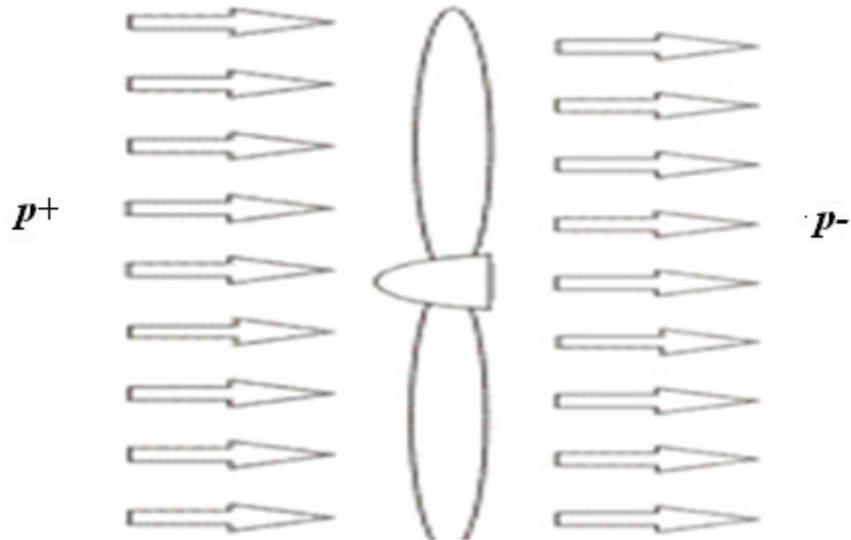


Fig 2.2 Différence de pression entre l'amont et l'aval de l'éolienne

Par l'application de l'équation de Bernoulli sur le disque actuateur de rayon R [26] en amont et en aval on obtient :

$$p^+ - p^- = \frac{1}{2} \rho R^2 (\omega + \Omega)^2 - \frac{1}{2} \rho R^2 \Omega^2 \quad (2.9)$$

Nous obtenons, après une simplification et introduction du facteur d'induction angulaire, la relation (2.9) devient:

$$p^+ - p^- = \frac{1}{2} \rho R^2 \Omega^2 . 4a'(1 + a') \quad (2.10)$$

La poussée axiale appliquée à un élément de la surface frontale de l'éolienne $dA=2\pi r dr$

$$dT = (p^+ - p^-) dA \quad (2.11)$$

D'où on peut réécrire la poussée sous la forme :

$$dT = 4a'(1 + a') \frac{1}{2} \Omega^2 r^2 \pi \rho r dr \quad (2.12)$$

Par ailleurs, la conservation du moment implique l'égalité avec le couple C , qu'on peut écrire sous la forme suivante:

$$dC = \rho U_{axial} dA . r^2 \omega \quad (2.13)$$

en incluant le facteur d'induction axiale et la vitesse axiale on aura

$$dC = 4a'(1-a)\frac{1}{2}\rho U r \Omega r.2\pi r dr \quad (2.14)$$

Ces dernières relations ne nous permettent pas d'évaluer les performances de l'éolienne, il faut les combiner à d'autres expressions obtenues par la théorie de l'élément de pale.

2.2.2 Théorie de l'élément de pale

Cette théorie est basée sur la subdivision de la pale de l'éolienne suivant l'envergure en élément de longueur dr . La figure 2.3 permet de dénombrer les forces aérodynamiques agissant sur un profil, placé dans un écoulement sous un angle d'attaque α . On distingue deux types de forces, une force perpendiculaire à la direction de l'écoulement, appelée la portance dF_l , et une force parallèle à la direction de l'écoulement, appelée la traînée dF_d .

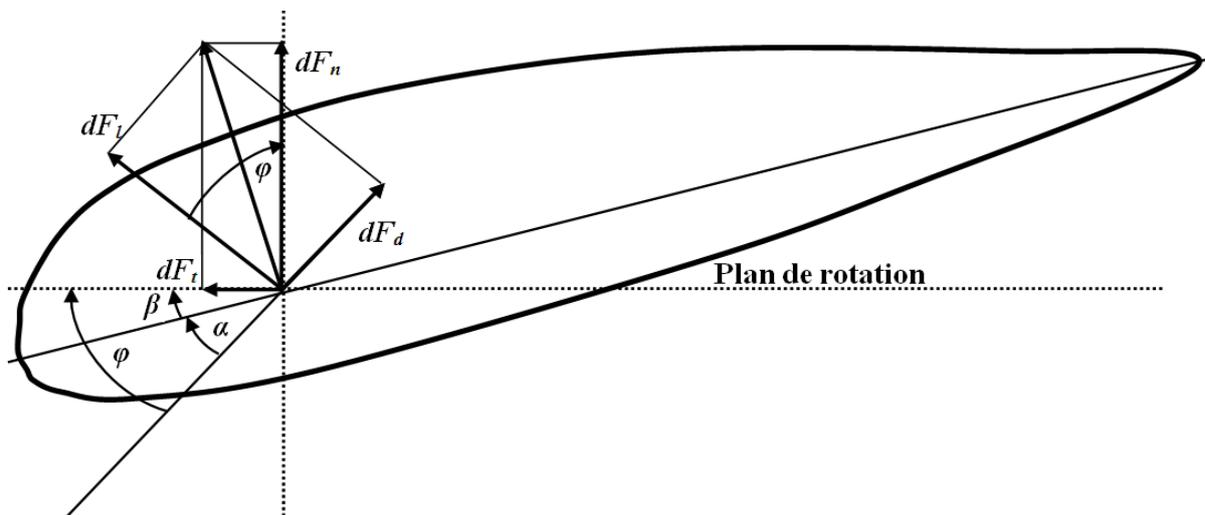


Fig 2.3 Forces aérodynamiques développées sur un profil

On définit également pour des fins d'analyse de calcul, une force dans le plan de rotation de la pale dite force tangentielle dF_t et une force perpendiculaire au plan de rotation de la pale, dite force normale dF_n .

Avec l'introduction des paramètres suivants :

- le nombre de pale B
- le facteur de solidité σ

$$\sigma = \frac{Bc}{2\pi r} \quad (2.15)$$

où c représente la corde de la pale au rayon r

Les expressions de ces forces exercées sur une aile de corde c et de longueur r deviennent :

$$dF_l = \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 C_l c dr \quad (2.16)$$

$$dF_d = \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 C_d c dr \quad (2.17)$$

$$dF_t = dF_l \sin \varphi - dF_d \cos \varphi \quad (2.18)$$

$$dF_n = dF_l \cos \varphi + dF_d \sin \varphi \quad (2.19)$$

C_l et C_d : les coefficients de portance et de traînée

Les expressions de la poussée T et du couple C sur un élément de pale dr :

$$dT = dF_l \cos \varphi + dF_d \sin \varphi \quad (2.20)$$

$$dC = dF_l \sin \varphi - dF_d \cos \varphi \quad (2.21)$$

Compte tenu du nombre de pales par éolienne B avec les relations (2.13) et (2.14) on aura

$$dT = B \cdot \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_d \sin \varphi + C_l \cos \varphi) c dr \quad (2.22)$$

$$dC = B \cdot \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi) c dr \quad (2.23)$$

Combinant les théories précédentes :

$$dT = (1-a)^2 \cdot \frac{\sigma C_l \cos \varphi}{\sin^2 \varphi} \left(1 + \frac{C_d}{C_l} \tan \varphi \right) \cdot \frac{1}{2} \rho U_0^2 \cdot 2\pi r dr \quad (2.24)$$

$$dC = (1+a')^2 \sigma \frac{C_l \sin \varphi}{\cos^2 \varphi} \left(1 - \frac{C_d}{C_l} \frac{1}{\tan \varphi} \right) \cdot \frac{1}{2} \rho r^2 \Omega^2 r^2 2\pi dr \quad (2.25)$$

2.3 Méthode BEM (Blade element momentum theory method)

C'est la méthode qui est utilisée dans la conception et la prédiction des performances des éoliennes en utilisant les données aérodynamiques caractérisant la turbine éolienne pour aboutir à la courbe caractéristique de puissance [27].

La combinaison des relations (2.12) et (2.24), on obtient

$$\frac{4a}{1-a} = \frac{\sigma C_l \cos \varphi}{\sin^2 \varphi} \left(1 + \frac{C_d}{C_l} \tan \varphi \right) \quad (2.26)$$

Et les relations (2.14) et (2.25) on obtient aussi

$$\frac{4a'}{1+a'} = \sigma \frac{C_l}{\cos \varphi} \left(1 - \frac{C_d}{C_l} \frac{1}{\tan \varphi} \right) \quad (2.27)$$

Ces deux dernières relations nous permettront de déterminer les performances d'une éolienne avec les inconnues, facteur d'induction axiale, facteur du moment angulaire pour aboutir à la courbe caractéristique de puissance. En se basant sur les hypothèses simplificatrices du modèle idéal de Betz on trouve :

$$a = \frac{\sigma C_l \cos \varphi}{4 \sin^2 \varphi + \sigma C_l \cos \varphi} \quad (2.28)$$

$$a' = \frac{\sigma C_l}{4 \cos \varphi - \sigma C_l} \quad (2.29)$$

Par les relations (2.26) et (2.27) on peut aboutir :

$$C_l = \frac{4 \sin \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi)}{\sigma (\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi)} \quad (2.30)$$

Notons qu'il y a des pertes en bout de pale, dues à l'écoulement autour des pales en

rotation, donc les calculs de la puissance doivent être corrigés par l'introduction du facteur de correction dit de Prandtl F ayant pour expression [28]

$$F = \frac{2}{\pi} ar \cos \left[\exp \left(-\frac{1}{2} B \frac{R-r}{r \sin \varphi} \right) \right] \quad (2.31)$$

La relation (2.28) se corrige par l'introduction du coefficient de Prandtl et s'écrira comme suit

$$C_l = \frac{F 4 \sin \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi)}{\sigma (\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi)} \quad (2.32)$$

2.4 Calcul de la puissance

La puissance aérodynamique disponible sur l'arbre est calculée à l'aide du couple total C , qui est la somme des couples élémentaires exercés sur r variant de 0 à R (Fig 2.4) alors sur une pale le couple s'écrit

$$C = \sum dC \quad (2.33)$$

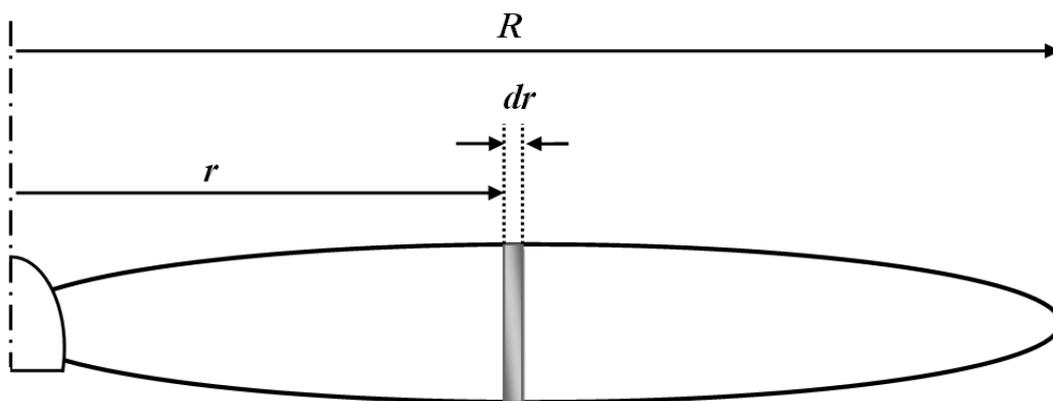


Fig 2.4 Discrétisation de la pale en un élément dr

Par ailleurs sur une éolienne

$$C = (1 + a')^2 \frac{\sigma (C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi)}{\cos^2 \varphi} \rho \Omega^2 \pi r^4 \sum dr \quad (2.34)$$

Avec la correction des inductions axiale et induction angulaire

$$a = \frac{\sigma (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi)}{4F \sin^2 \varphi + \sigma (C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi)} \quad (2.35)$$

$$a' = (1 - a) \frac{\sigma(C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi)}{4F\lambda_r \sin^2 \varphi} \quad (2.36)$$

Alors la puissance peut se calculer ainsi :

$$P = C\Omega \quad (2.37)$$

Il est clair pour décrire la courbe de puissance d'une turbine éolienne, il faut inclure les données aérodynamiques, le coefficient de portance en fonction de l'angle d'attaque α décrit par la relation empirique 2.38

$$C_l = \sum_{i=0}^n A_i \alpha^i \quad (2.38)$$

et d'autre part, en utilisant la relation analytique suivante

$$C_l = \frac{F 4 \sin(\alpha + \theta_0 + \theta_t) [\cos(\alpha + \theta_0 + \theta_t) - \lambda_r \sin(\alpha + \theta_0 + \theta_t)]}{\sigma [\sin(\alpha + \theta_0 + \theta_t) + \lambda_r (\alpha + \theta_0 + \theta_t)]} \quad (2.39)$$

De ce fait, on peut calculer, α et C_l pour chaque élément de rayon de la pale qui varie de 0 à R . Il est de même pour les autres inconnus, tel que le facteur d'induction angulaire, le couple C et enfin la puissance de la turbine éolienne en fonction de la vitesse du vent du site. Toutefois, à des hautes vitesses du vent, il y a des écarts importants entre l'expérimental et les prédictions de la méthode BEM. Ces écarts sont dus au fait que les coefficients de portance et de traînée utilisés proviennent des données des profils bidimensionnels statiques.

Pour remédier à cet inconvénient, on fait appel souvent, à des modèles, dits, de correction de retard de décrochage. Il s'agit d'introduire des corrections qui tiennent compte de la rotation des pales et du fait que l'écoulement est tridimensionnel. Dans la présente étude nous avons adopté le modèle de Laino et Hansen [29] comme suit.

$$C_{l3d} = C_l + f_\alpha \Delta C_l \quad (2.40)$$

$$C_{d3d} = C_d + f_\alpha \Delta C_d \quad (2.41)$$

$$C_{lp} = 2\pi (\alpha - \alpha_0) \quad (2.42)$$

$$f_{\alpha} = \text{Max} \left(\text{Min} \left(1; 2.5 - \frac{9\alpha}{\pi} \right); 0 \right) \quad (2.43)$$

$$f_l = \frac{1}{2} \left[\frac{1.6(c/r)}{0.1267} \left(\frac{a - (c/r) \frac{d \cdot \sqrt{U_0^2 + (R\Omega)^2}}{\Omega \cdot r}}{b + (c/r) \frac{d \cdot \sqrt{U_0^2 + (R\Omega)^2}}{\Omega \cdot r}} \right) - 1 \right] \quad (2.44)$$

$$\Delta C_l = f_l (C_{lp} - C_l) \quad (2.45)$$

$$\Delta C_d = \left(\frac{\sin \alpha - k \cos \alpha}{k \sin \alpha + \cos \alpha} \right) \Delta C_l \quad (2.46)$$

C_l, C_d : Coefficients de portance et de traînée d'un profil bidimensionnel

C_{l3d}, C_{d3d} : Coefficients de portance et de traînée du retard de décrochage aérodynamique .

En tenant compte de ces remarques, on présente les prédictions selon la méthode BEM, sous forme d'un algorithme comme illustre la figure 2.5. Pour effectuer les calculs, un programme fait sous MATLAB, est mis au point et permet le calcul de la puissance produite par une turbine éolienne avec le retard de décrochage aérodynamique.

Initialisation

SomP=0

Paramètres d'entrées

U la vitesse du vent ; B nombre de pales ; Ω la vitesse de rotation ; θ_0 angle de calage en bout de pale ; c la corde ; R longueur de la pale ; r élément de rayon ; C_{lp} coefficient de portance expérimental ; C_{dp} coefficient de traînée expérimental ; α_p l'angle d'attaque expérimental

```

Cl1 = ∑n=09 An αn                                % relation empirique

Pour i=1,I                                           % I la taille de r
    λ(i)= r(i)Ω/U                                    % λ la vitesse spécifique
    σ(i)= Bc(i)/2πr(i)                              % σ la solidité
    Cl2(i)=f(α)                                    % relation analytique
    F(i) = 2aπ cos [  $\frac{B(r(i) - R)}{2r(i) \sin(\alpha_s + \theta_0)}$  ] % facteur de correction de Prandlt

    Si |(Cl1-Cl2)|≤0.01
        i=k
        αs=max(α(k))
    Fin

    Pour j=1,J % J la taille de l'angle d'attaque α
        Si αp(j) ≤ αs ≤ αp(j+1)
            Cl = ((Clp(j)-Clp(j+1))/(αp(j)-αp(j+1)))αsClp(j)-(((Clp(j)-Clp(j+1))/(αp(j)-(j+1))))αp(j)
            Cd = ((Cdp(j)-Cdp(j+1))/(αp(j)-αp(j+1)))αsCdp(j)-(((Cdp(j)-Cdp(j+1))/(αp(j)-(j+1))))αp(j)
        Fin
    Fin

    Cd3d=f(Cd) % coefficient de traînée avec correction de retard de décrochage
    Cl3l=f(Cl) % coefficient de portance avec correction de retard de décrochage
    a =  $\frac{\sigma(i)(C_{l3d} \cos(\alpha_s + \theta_0) + C_{d3d} \sin(\alpha_s + \theta_0))}{4F(i) \sin^2(\alpha_s + \theta_0) + \sigma(C_l \cos(\alpha_s + \theta_0) + C_d (\sin \alpha_s + \theta_0))}$  % facteur d'induction axiale
    a' =  $\frac{a \tan(\alpha_s + \theta_0)}{\lambda(i)}$  % facteur d'induction angulaire
    C =  $\frac{(1 - a') [\rho \pi \Omega^2 (r(i+1) - r(i)) r^4(i)] \tan(\alpha_s + \theta_0)}{\cos^2(\alpha_s + \theta_0)} [C_{led} \sin(\alpha_s + \theta_0) - C_{d3d} \cos(\alpha_s + \theta_0)]$ 
    % couple
    P(i)=CΩ % puissance en un élément de rayon r(i)
Fin
    
```

Fig 2.5 Algorithme de calcul de puissance d'une turbine éolienne

2.5 Conversion d'énergie

C'est au niveau de la nacelle que l'énergie en provenance du vent se convertit en énergie électrique. La génératrice entraînée par le rotor produit de l'électricité selon plusieurs chaînes de conversion en fonction du système éolien, soit un système connecté au réseau électrique existant ou système isolé, d'où le choix du type de machines s'impose avec les dimensions géométrique de l'aérogénérateur. Les constructeurs proposent plusieurs variétés très différentes selon que l'on est en forte puissance ou en petite puissance, vitesse fixée ou vitesse variable.[30]

2.5.1 Génératrice asynchrone à cage

Les grands aérogénérateurs de grandes puissances utilisent des génératrices asynchrones à cage, pour les différents avantages que procurent ces machines ; faibles coûts, facilités d'entretien et un taux de défaillance peu élevé. A l'aide du multiplicateur la vitesse de la génératrice est élevée (Fig 2.6). Souvent ces machines sont associées à des groupes Diesel ou des condensateurs de compensation de puissance.

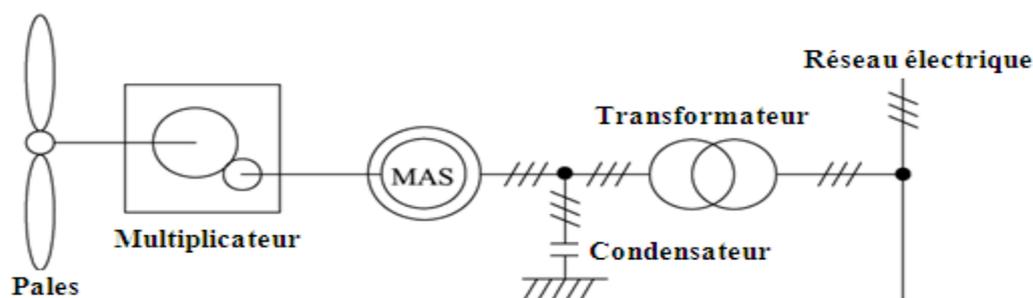


Fig 2.6 Génératrice asynchrone à cage [31]

2.5.2 Génératrice asynchrone à rotor bobiné

Par un transformateur, cette génératrice est couplée directement au réseau électrique. Elle fonctionne avec les éoliennes à vitesse variable. Ceci donne un avantage pour de nombreux constructeurs tandis que son inconvénient majeur est lié aux interactions avec le réseau en particulier les surintensités engendrées par des creux de tension du réseau.(Fig 2.7)

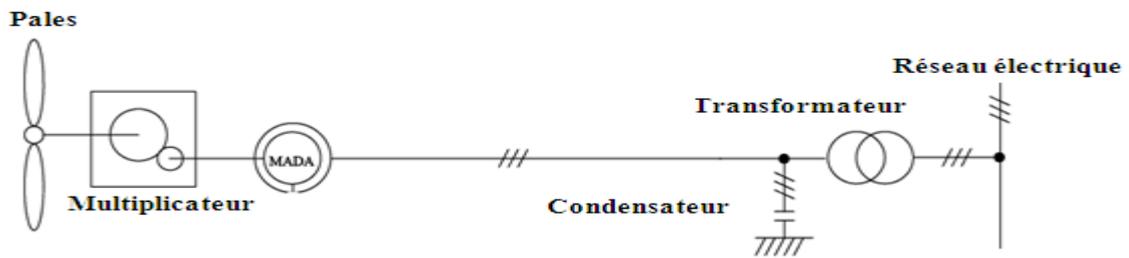


Fig 2.7 Génératrice à rotor bobiné [32]

Ces machines sont comme les génératrices asynchrones à cage pour la nécessité d'un multiplicateur de vitesse avec un plus de complexité par la présence de système à bagues balais

2.5.3 Génératrice synchrone

Ces génératrices peuvent être installées dans les sites isolés avec des batteries ou des condensateurs ou même avec des groupes Diesel. Pour les machines asynchrones rapides on associe souvent un multiplicateur de vitesse pour augmenter la vitesse de rotation de la génératrice, (Fig 2.8) ce qui donne l'avantage de fonctionner avec des vitesses variable. Le rotor de ces machines demande un entretien particulier de système des bagues et balais. Actuellement on construit des génératrices synchrones à aimants permanents à des coûts compétitifs.

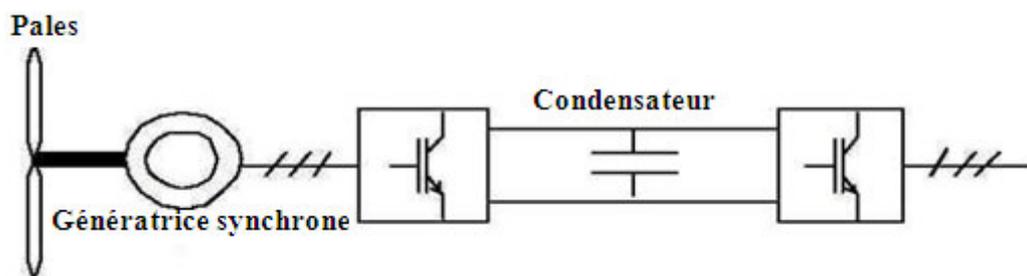


Fig 2.8 Génératrice à rotor bobiné ou aimants[31]

Chapitre 3

Centrales éoliennes et méthodes d'optimisation

3.1 Centrales éoliennes

Un parc ou une centrale éolienne est un ensemble d'aérogénérateurs placés dans un site donné et reliés entre eux électriquement. La production totale d'énergie éolienne d'un parc augmente avec le nombre de turbine et le choix du terrain (Fig 3.1). Normalement les parcs éoliens se situent naturellement là où il y a un niveau du vent suffisant tout au long de l'année, pour permettre une production maximale d'énergie électrique permanente, comme les côtes, les bords de mers et les océans. Dans le monde, plusieurs pays se penchent vers l'énergie éolienne à travers l'implantation des centrales éoliennes, et cela aux promotions que procure ces centrales éoliennes, pour les principales raisons :

- Ressources d'énergie inépuisables
- Production d'énergie non polluante
- Retombé économique importante
- Réduction du cout d'entretien
- Possibilité de connexion au réseau électrique
- Energie gratuite et durable

Le choix d'un site éolien doit être justifié et doit faire l'objet d'analyse de plusieurs aspects qu'il faut prendre en considération

- Potentiel éolien important

- La topographie du parc
- La rugosité du sol
- Les caractéristiques des aérogénérateurs à installer
- Distribution en fréquence de l'intensité et de la direction des vents
- Aspects environnementaux
- Condition du sol
- Aspects légaux
- Nombre de turbines à installer
- Espacement longitudinal et transversal entre les aérogénérateurs



Fig 3.1 Parc éolien typique [33]

3.1.1 Le bruit et l'aspect environnemental des parcs éoliens

3.1.1.1 Le bruit

Les aérogénérateurs émettent effectivement du bruit, mécanique et aérodynamique selon des caractéristiques propres des machines. Ce bruit est audible aux abords immédiats de l'éolienne, dans le pire des cas, jusqu'à des distances de 200 m. Une éolienne totalise un niveau de bruit de 40 dB_A [34], cependant la présence de plusieurs éoliennes dans un parc éolien augmente le niveau sonore. A titre d'exemple le tableau 3.1 compare le niveau de bruit pour différentes source.

Tableau 3.1 Comparaison du niveau du bruit pour différentes sources [34]

Sources	Niveau de bruit (dB _A)
Éolienne GE de 1,5 MW à 500 m	40
Bibliothèque	40
Rue tranquille, bureau bruyant	50
Bruit nuisible à la conversation	60
Circulation importante	70
Camion diesel (à 7 m)	70
Klaxons d'auto	80
Marteau piqueur (à 3-5 m)	100

Malgré la présence d'obstacle qui réduit l'effet sonore des éoliennes, la meilleure façon d'atténuer le bruit est le diminuer à la source. Les éoliennes modernes émettent de moins en moins de bruit.

3.1.1.2 L'aspect environnemental

En matière de paysage, les éoliennes posent un problème d'intégration très particulier, par leurs caractéristiques : mât qui peut atteindre des dimensions gigantesques, plus de 100 mètres de hauteur, diamètre du rotor jusqu'à 90 mètres, leur couleur claire, leur mouvement de rotation et leur éclairage nocturne, les éoliennes sont sans commune mesure avec celle des repères traditionnels tels que les arbres, les pylônes électriques, les grands habitats. De

ce fait, elle ne peuvent pas se fondre dans le paysage ordinaire voisin (Fig 3.2), il n'est donc pas la peine de les disperser pour tenter de les gommer, car elles forment à elles seules un nouveau paysage. Il faut donc composer avec le paysage, établir un dialogue avec ses composantes, ses lignes de force : voies de circulation, réseau hydraulique, boisements, haies bocagères, relief et éléments patrimoniaux [35].

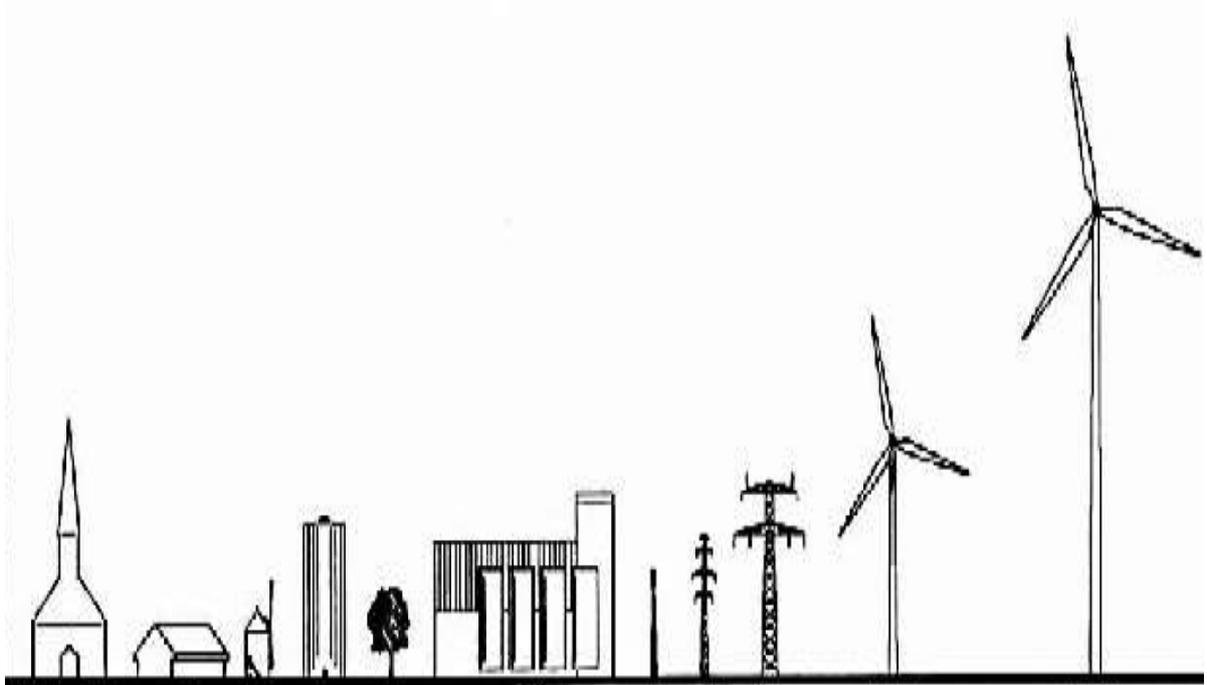


Fig 3.2 Eléments de comparaison des éoliennes avec d'autres éléments du paysage

3.2 La distribution de la direction du vent

Le choix géographique d'une centrale éolienne, dépend essentiellement des caractéristiques de la vitesse du vent, celle-ci détermine la quantité d'énergie du site. Pour se faire, il est important de connaître la vitesse du vent et la fréquence de sa direction par une série de mesures sur une grande période de temps qui peut aller jusqu'à dix ans.

Les résultats acquis de ces mesures, caractérisent les propriétés spatiotemporelles du vent dans un diagramme appelé rose des vents, lequel répertorie l'énergie disponible dans chaque direction. (Fig 3.3) [21]. La rose des vents est destinée au choix de l'emplacement d'un parc

éolien selon la capacité énergétique d'en procure le site.

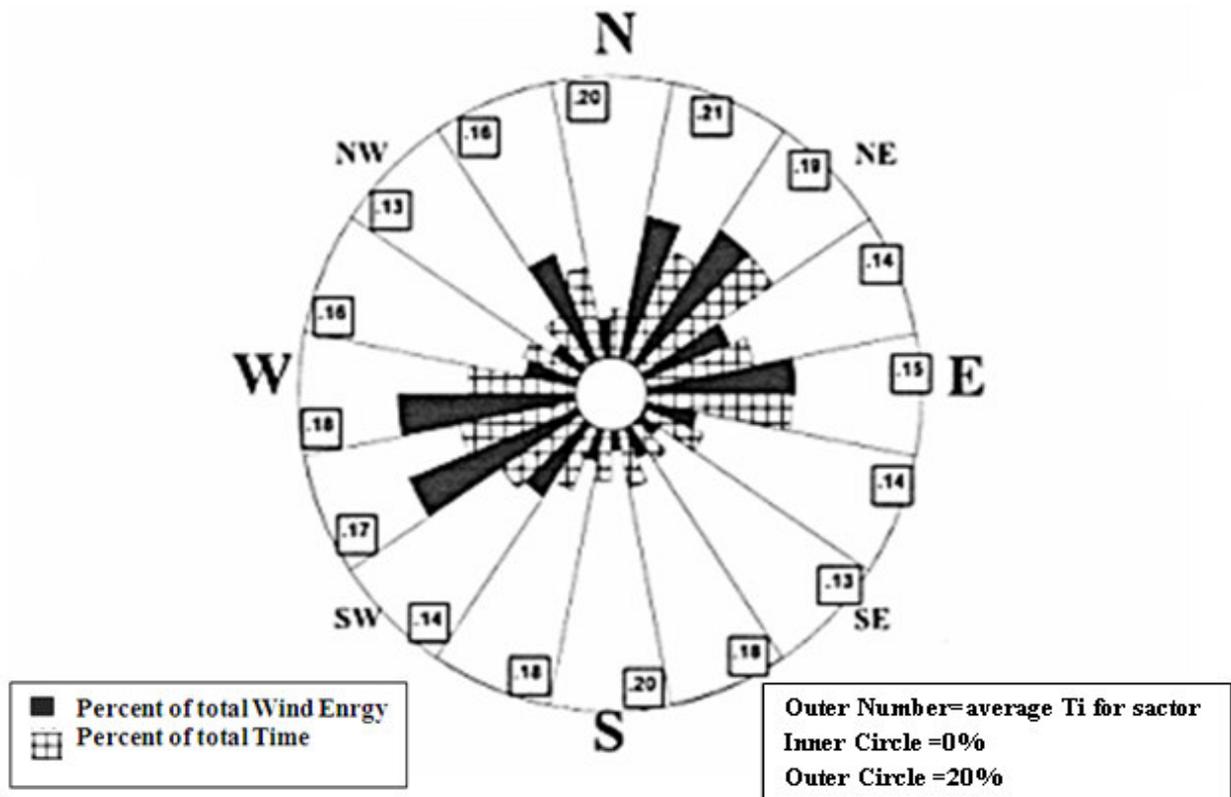


Fig 3.3 La rose des vents[33]

Le modèle le plus utilisé pour traduire la variation des vitesses des vents, est la loi de distribution statistique de Weibull. La probabilité de densité d'énergie se présente sous la forme [36]:

$$P_b(U) = \frac{k_f}{C_e} \cdot \left(\frac{U}{C_e}\right)^{k_f-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{U}{C_e}\right)^{k_f}\right) \quad (3.1)$$

Les paramètres k_f et C_e sont respectivement facteur de forme (sans dimension) et le facteur d'échelle qui détermine la qualité du vent mesurée en m/s. La distribution statistique de Weibull modélise avec succès la probabilité de l'occurrence des vitesses de vent du gisement éolien. Grace à l'expression (3.1) on peut obtenir la présentation de la fonction de distribution de Weibull (fig 3.4) pour la valeur du facteur de forme $k = 2$, alors que la valeur

du facteur d'échelle est très proche de la vitesse moyenne du vent U

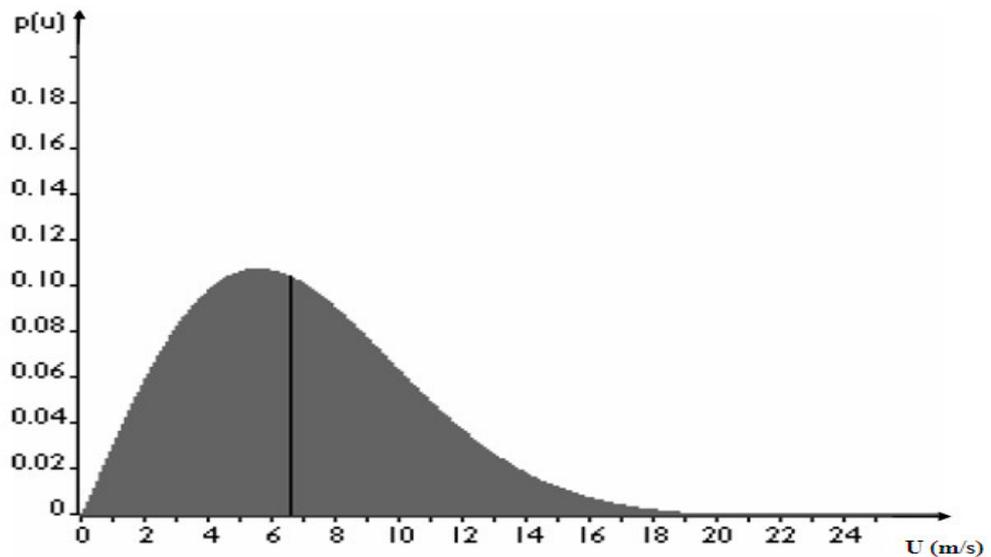


Fig 3.4 La distribution statistique de Weibull

3.3 L'effet Venturi

Pour améliorer le rendement aérodynamique d'une éolienne, on augmente la vitesse du vent par une bonne adaptation de l'emplacement de la turbine. L'idée est basée sur le phénomène dit, effet Venturi ou effet tunnel. Au niveau des cols, entre deux grands bâtiments comme entre deux montagnes (Fig 3.5), le vent est plus fort, l'air est comprimé entre les montagnes et les bâtiments et l'énergie récupérable par l'éolienne s'en trouve augmentée [37].

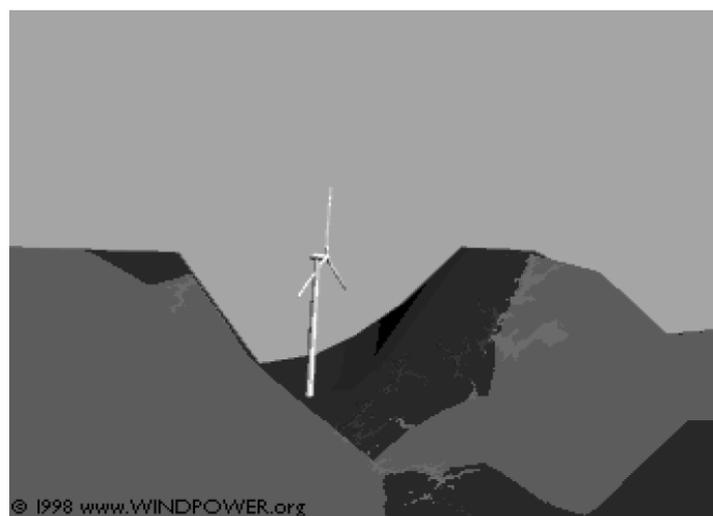


Fig 3.5 Effet Venturi

Ces lieux sont donc très appropriés pour les éoliennes, ils sont cependant et le plus souvent des surfaces restreintes et il est difficile d'y placer une grande quantité de turbines. A cet effet, les chercheurs se consacrent principalement à l'amélioration de la forme géométrique des turbines qui exploitent ce type de phénomènes, comme l'éolienne Savonius.

3.4 La sécurité des parcs éoliens

Des incidents majeurs sont survenus dans les parcs éoliens à travers le monde et ont causé des dégâts importants de toutes natures, [38] il s'agit de :

- Pliage des mâts des éoliennes lors des tempêtes et des vents violents, ce qui provoque l'effondrement de la machine. La zone du risque correspond à une surface dont le rayon est limité par la hauteur de l'éolienne, y compris la pale.
- Détachement des pales entières lors de l'installation des turbines dans le parc, et entraîne la destruction de la nacelle.
- Cassure des pales et la projection de ces morceaux ou d'autres éléments à des centaines de mètres, la zone du risque peut atteindre des lieux de vie (bâtiments routes, habitations, bureaux)
- Les chocs électriques et les incendies au niveau de la génératrice, qui se limite aux abords immédiats de l'éolienne.

Par ailleurs, les causes de ces incidents sont nombreuses et font l'objet de plusieurs études et recherches par les exploitants et les constructeurs pour minimiser l'atteinte à la sécurité des personnels et des biens. Des normes techniques, des réglementations environnementales et des lois relatives à la sécurité sont imposées pour la construction des parcs éoliens. Parmi les principales causes.

- La faiblesse de la structure de la pale ou de sa fixation au moyeu, la survitesse causée par une défaillance du système de régulation de vitesse lors des vents violents.
- L'échauffement des parties mécaniques, par suite d'une défaillance de lubrification ou de maintenance, ou encore de refroidissement.
- Le non-respect des règles d'exploitations, des normes de sécurité et des conditions du travail.

Les foudres peuvent atteindre le mât d'une éolienne avec des conséquences sur tout le

matériel électrique et être à l'origine d'un incendie. Les pales qui se chargent d'électricité statique, peuvent être également foudroyées. Ce phénomène peut entraîner même l'explosion de la nacelle.

3.5 Retombée économique

L'énergie en provenance du vent, est la moins chère de toutes les énergies renouvelables telles que, la biomasse, le photovoltaïque, le thermique... avec un dégagement nul en gaz carbonique. Au Danemark, le leader européen et mondial dans la construction et la production de l'énergie éolienne, le coût du kilowattheure d'origine éolienne est équivalent au coût du kilowattheure produit par une centrale à charbon équipée d'un système de filtre avec un dégagement important du gaz carbonique d'après les compagnies d'électricité Danoises [39]. Aujourd'hui, on s'oriente vers une réduction considérable de 10 à 20 % des coûts de l'énergie issue du vent dans les prochaines années.

Les coûts des études consacrées à la recherche, le développement technologique, l'installation et la maintenance des équipements éoliennes, doivent être pris en compte dans le prix payé par le consommateur de l'électricité éolienne.

Dans certain pays comme la France, c'est le contribuable qui finance les efforts de recherche et de développement de certaines énergies renouvelables [40].

3.6 Parc éolien en pleine mer

A la condition d'absence d'obstacle et la présence d'une forte force du vent, l'installation des turbines en pleine mer (offshore) est devenue un choix prometteur pour certain pays, comme le Danemark et l'Angleterre où on peut fournir jusqu'à 5MW pour une éolienne offshore, alors qu'une éolienne terrestre est limitée à 3 MW. Le parc éolien en mer est beaucoup plus coûteux qu'en terre ferme : un renforcement spécial contre les vagues, les courants marins et les effets corrosifs des eaux salines, les opérations de maintenance nécessitent de gros moyens et des engins spécialisés, le raccordement aux réseaux électriques implique des câbles sous-marins plus coûteux [41].

Généralement les parcs marins sont plus distants et peu visibles, puisqu'ils se situent à plus de 7 kms de la côte. Le bruit généré et l'impact visuel sont peu ressentis (Fi 3.6). En

revanche , le choix du site marin dépend essentiellement de la profondeur de la mer, les zones de pêches et la circulation maritime [42].



3.6 Parc éolien en plein mer (offshore) [4]

3.7 Le modèle du sillage

Le sillage apparait lorsqu'une masse d'air se déplace à une vitesse U_0 , en affrontant une éolienne il perd une quantité d'énergie cinétique. Le déficit d'énergie cinétique se transforme à l'aide d'une génératrice en énergie électrique. La vitesse du vent en aval d'une turbine a pour valeur U inférieure à U_0 , donc le reste du parc reçoit une vitesse de vent plus faible.

Un modèle plus simple illustre les caractéristiques du sillage (Fig 3.7) développé par Jensen [12] en 1993, prévoit que le sillage résultant d'une éolienne, se propage en aval avec un rayon r qui augmente linéairement en fonction de la distance x .

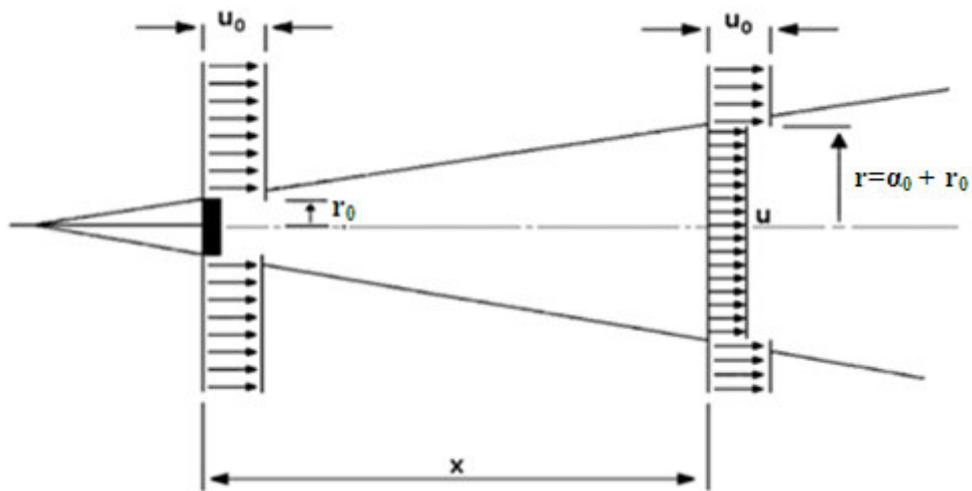


Fig 3.7 Le modèle du sillage

le rayon du sillage résultant r est donné par la relation suivante :

$$r = \alpha_e x + r_0 \quad (3.2)$$

où r_0 est le rayon du sillage au point $x=0$ et α_e une constante dite d'entraînement, dépend de la hauteur de l'éolienne Z et de la rugosité du sol Z_0 donnée par la relation

$$\alpha_e = \frac{0.5}{\ln(Z/Z_0)} \quad (3.3)$$

En se basant sur le modèle idéal de Betz, et en supposant la conservation de la quantité de mouvement, on obtient l'expression de la vitesse du vent, U_x à une distance x en aval de la turbine donnée par la relation suivante :

$$\frac{U_x}{U_0} = 1 - a_x \quad (3.4)$$

où

$$a_x = \frac{(1 - \sqrt{1 - C_T})}{\left(\frac{r}{r_0}\right)^2} \quad (3.5)$$

Où C_T est le coefficient de poussée

Pour le cas d'une éolienne affectée par les sillages de différentes turbines en amont, le sillage résultant à une position x est décrit par la relation de la superposition suivante .

$$(a_x)_{total}^2 = \sum_{i=1}^{N_{éol}} (a_x)_i^2 \quad (3.6)$$

$N_{éol}$: le nombre total des éoliennes dans le parc

La vitesse à une distance x en aval d'une éolienne peut se réécrire de la façon suivante

$$U_x = U_0 \left[1 - \frac{r^2 (1 - \sqrt{1 - C_T})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{N_{éol}} (r_0 + \alpha_e x)^4}} \right] \quad (3.7)$$

3.8 Méthodes d'optimisation

Dans l'analyse numérique, plusieurs méthodes d'optimisation ont été développées pour minimiser ou maximiser une fonction selon la nature du problème. Parmi les principales techniques utilisées dans le domaine de la simulation des comportements aléatoires des grandeurs physiques, sont l'algorithme génétique et la méthode de Monte Carlo.

3.8.1 L'algorithme génétique

Les algorithmes génétiques sont des méthodes basées sur une analogie avec des systèmes biologiques. Ils s'appuient sur un paradigme Darwinien de l'évolution d'une population de N individus en compétition, chaque individu se caractérise par une structure chromosomique (Xi Yi Zi Wi Hi). La procédure d'optimisation consiste alors à simuler l'évolution de la population, durant un certain nombre de générations, jusqu'à la détermination d'un individu optimal. Les algorithmes génétiques diffèrent des autres méthodes d'optimisation par un codage des variables de contrôle. Ce codage désigne le processus qui transforme les variables de contrôle en un chromosome.

A chaque génération, trois opérateurs interviennent, modifiant les caractéristiques génétiques de la population. L'opérateur de sélection agit en premier. Son rôle est de choisir les individus de la population adaptés à survivre d'où la performance détermine la sélection, certains individus ayant disparu et d'autres ayant été dupliqués de telle sorte que

la population compte toujours N individus. L'opérateur de croisement intervient ensuite pour recombinaison le patrimoine génétique par échange partiel de chromosomes dans des nouveaux individus. Enfin, l'opérateur de mutation crée de nouveaux individus en introduisant de nouvelles caractéristiques dans la population des N enfants et c'est ainsi que l'algorithme se poursuit pour une nouvelle génération (Fig 3.8). Alors, les caractéristiques génétiques se transmettent de génération en génération et le patrimoine génétique s'améliore. Les individus les plus adaptés survivent majoritairement.

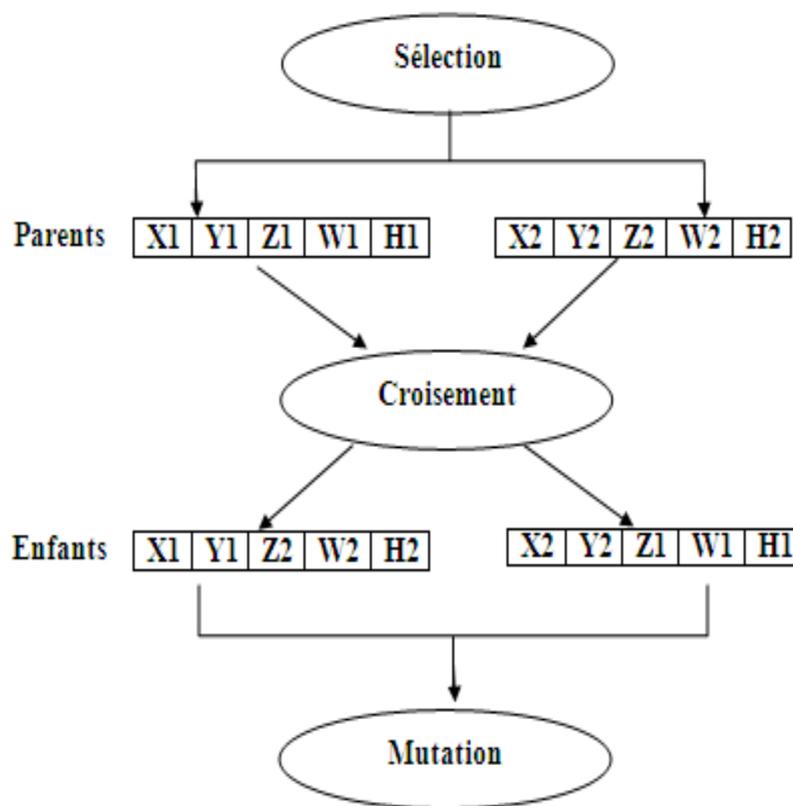


Fig 3.8 Principe général des algorithmes génétiques [43]

3.8.2 La méthode de Monte Carlo

La méthode de Monte Carlo a été introduite par Von Neumann, Ulam et Metropolis [44] à la fin de la seconde guerre mondiale lors des recherches sur la fabrication de la bombe atomique, comme clé efficace pour la simulation d'étude des systèmes de particules en interaction et dans la physique de la matière condensée [43].

Il n'y a pas un consensus absolu sur une définition précise de ce qu'est une technique de type Monte Carlo. La description la plus habituelle consiste à dire que les méthodes de ce type, se caractérisent par l'utilisation du hasard pour résoudre des problèmes de nature numériques. L'application de ces méthodes aujourd'hui est indispensable dans des domaines aussi variés et différents que la finance, la mise au point de nouveaux microcomposants électroniques, les télécommunications, en ingénierie ou en physique mais aussi en biologie, en sciences sociales, etc.

Par exemple, en chimie, en physique ou même en biologie, de nombreux problèmes exigent l'analyse des propriétés dynamiques d'un nombre tellement grand d'objets (particules atomiques, atomes, molécules ou macromolécules), qui ne peut se faire que par des techniques de type Monte Carlo.

3.8.2.1 Principe de la méthode

Le mode usuel de la résolution d'un problème consiste à indiquer un algorithme d'itération (la succession des opérations) qui permet de trouver la valeur f exacte ou avec une précision donnée. Notamment, si l'on désigne par f_1, f_2, \dots, f_n les résultats correspondants des opérations successives, alors

$$f = \lim_{n \rightarrow \infty} f_n \quad (3.8)$$

et dans le cas d'un nombre fini d'opérations, le processus s'arrête à un certain pas. Le processus de calcul est dans ce cas strictement déterministe : en l'absence d'erreurs, deux calculateurs différents aboutissent au même résultat. Toutefois, il existe des problèmes dans lesquels la construction des algorithmes de ce type, est pratiquement impossible ou l'algorithme lui-même s'avère trop compliqué. On recourt alors souvent à la simulation du principe mathématique ou physique du problème, et on applique les lois des grands nombres de la théorie des probabilités. Les estimations f_1, f_2, \dots, f_n de la grandeur recherchée f s'obtiennent par traitement statistique des données fournies par les résultats de certaines expériences aléatoires multiples. Dans ces conditions, il faut que la variable aléatoire f_n converge en probabilité pour $n \rightarrow \infty$ vers la grandeur recherchée f , c'est-à-dire, pour que tout $\varepsilon > 0$ on ait alors la relation limitée :

$$\lim_{n \rightarrow \infty} P(|f - f_n| < \varepsilon) = 1 \quad (3.9)$$

Où P désigne la probabilité correspondante.

Le choix de la grandeur f_n est conditionné par des particularités concrètes du problème, par exemple, on entend souvent par grandeur recherchée f la probabilité d'un certain événement aléatoire. Alors la fréquence f_n d'un événement dans n expériences aléatoires, peut être reconsidérée sous des hypothèses banales, comme une estimation probabiliste de la variable cherchée. D'autres variantes sont également possibles. Constatons que dans ce cas, le processus de calcul est non déterministe, puisqu'il est défini par des expériences aléatoires. Les modes de résolution des problèmes faisant appel aux variables aléatoires ont reçus le nom général de la méthode de Monte Carlo. Plus précisément, par méthode Monte Carlo, on entend l'ensemble des procédés qui permettent d'obtenir la solution des problèmes mathématiques et physiques à l'aide des expériences aléatoires multiples. Les estimations de la grandeur recherchée se déduisent statistiquement [45].

L'utilisation efficace de la méthode de Monte Carlo est devenue possible, grâce aux calculateurs électroniques rapides, car pour obtenir des estimations suffisamment exactes de la grandeur recherchée, il faut réaliser le calcul d'un très grand nombre, de cas particuliers et dépouiller ensuite la statistique d'un volume énorme de données numériques

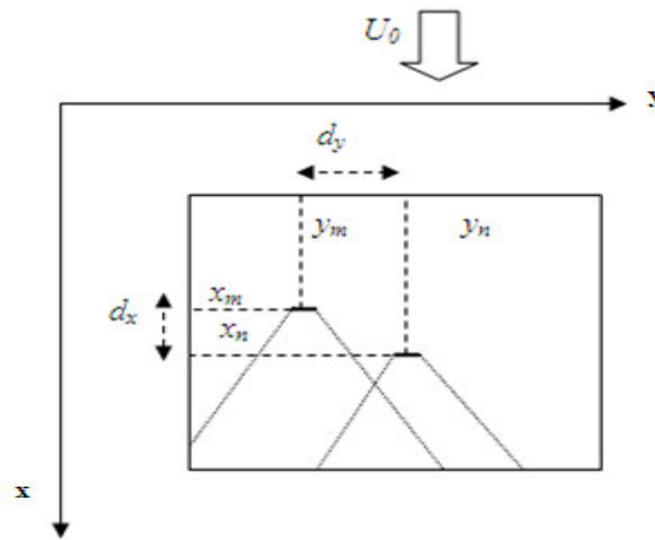
3.9 Application de la méthode de Monte Carlo à un parc éolien

On considère un parc éolien d'un nombre $N_c \times N_c$ cases de dimensions identiques. Comme illustre la figure 3.9-a. Les espacements transversal et longitudinal entre deux turbines arbitraires n et m , sont donnés par les deux relations suivantes:

$$dy = |y_m - y_n| \quad (3.10)$$

$$dx = |x_m - x_n| \quad (3.11)$$

avec (x_m, y_m) et (x_n, y_n) les coordonnées des deux turbines m et n du parc; R représente la longueur de la pale; I et J sont des nombres entiers indiquant le numéro d'une case dans un parc éolien formé de plusieurs cases identiques (Fig 3.9b).



a

(0,0)	(0,1)	(0,2)							
(1,0)									
(2,0)									
					(I, J)				
									(N _c -I, N _c -I)

b

Fig 3.9 (a) : Espacements entre les turbines

(b) : Numérotation des cases

L'optimisation de la micro-localisation, est basée sur la maximisation de la production de la puissance d'un parc éolien. Pour ce faire, nous utilisons une grille de $K=N_c \times N_c$ cases qui représentent le parc éolien, dont leurs centres peuvent être l'endroit possible de $N_{éol}$ turbines distribuées de façon aléatoire. Chaque arrangement aléatoire correspond à une puissance calculée. A titre d'exemple la figure 3.10 illustre le cas où $K=100$ et $N_{éol}=30$ éoliennes.

X		X		X					
			X			X	X		X
	X								
		X			X		X		
X		X							X
				X				X	
	X			X	X				
X		X					X		X
					X	X		X	
	X		X				X		X

Fig 3.10 Distribution aléatoire de 30 turbines

La première rangée de turbine n'est affectée par aucun sillage, mais elle influe sur tout le reste du parc en aval, alors que la dernière rangée de turbine peut être affectée par le sillage de toutes les turbines en amont.

La procédure de calcul de la puissance d'un parc donné est résumée comme suit.

Si la distance d_y entre deux turbines m et n (voir figure .3.9 a) est inférieure ou égale à l'épaisseur du sillage résultant de m , on a :

$$|y_m - y_n| \leq R + \alpha_e |x_m - x_n| \quad (3.12)$$

Alors la turbine n est affectée par le sillage, en appliquant l'équation 3.8, la vitesse du vent en amont de cette turbine peut se réécrire

$$U_x = U_0 \left(1 - \frac{R^2 (1 - \sqrt{1 - C_T})}{(R + \alpha_e |x_n - x_m|)^2} \right) \quad (3.13)$$

Dans le cas où un aérogénérateur heurte de différents sillages, la relation 3.13 se généralise pour la vitesse du vent comme suit :

$$U_x = U_0 \left(1 - \frac{R^2 (1 - \sqrt{1 - C_T})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{N_{\text{éol}}} (R + \alpha_e |x_n - x_m|)^4}} \right) \quad (3.14)$$

Dans le cas contraire, la turbine n'est affectée par aucun sillage on a :

$$|y_m - y_n| < (R + \alpha_e |x_m - x_n|) \quad (3.15)$$

Alors la vitesse du vent en amont de la turbine $N_{éol}$ reste constante à une distance x

$$U_x = U_0 \quad (3.16)$$

La puissance d'une seule éolienne à une distance x peut être obtenue à partir de la courbe de puissance. A titre d'exemple pour la turbine éolienne NREL, l'expression de la courbe de puissance est donnée par

$$P_i = A.U_{xi}^3 + B.U_{xi}^2 + C.U_{xi} + D \quad (3.17)$$

Où A, B, C, D sont des coefficients obtenus par interpolation.

d'où on peut conclure la puissance totale P_{tot} de 30 éoliennes du parc comme suit :

la première turbine sans effet de sillage

$$P_1 = A.U_0^3 + B.U_0^2 + C.U_0 + D \quad (3.18)$$

Pour le reste des turbines du parc

$$P_2 = \sum_{i=2}^{30} P_i \quad (3.19)$$

$$P_{tot} = P_1 + P_2 \quad (3.20)$$

On refait le même calcul pour les autres arrangements selon le nombre d'itérations ou d'essais M . L'arrangement ou la micro-localisation optimale des aérogénérateurs dans le parc éolien que vise notre étude, correspond à la puissance totale maximale. En tenant compte de ces remarques, on représente le travail de la micro-localisation des turbines par un ensemble de distributions aléatoires, selon la méthode de Monte Carlo sous forme d'un algorithme comme illustre la figure 3.11. Pour effectuer tous les calculs, nous avons mis au point un programme sous MATLAB.

Initialisation

$Soml=0 ; SomP=0$

Paramètres et données du problème

$N_{éol}$ nombre d'éoliennes dans le parc M nombre d'itérations R rayon de la pale

K nombre de cases du parc U vitesse du vent α_e coefficient d'entraînement

Pour $i=1, M$

 % génération d'une configuration par la distribution de Monte Carlo

Pour $k=1, N_{éol}$

$x(i, k)$ % (x y) coordonnées des éoliennes

$y(i, k)$

Fin

 % Calcul de la puissance du parc

Pour $m=1, N_{éol}$

Pour $n=m+1, N_{éol}$

$\Delta x = |x(i, m) - x(i, n)|$

$\Delta y = |y(i, m) - y(i, n)|$

Si $\Delta y < (R + \alpha_e \Delta x)$

$$l = \frac{1}{R + \alpha_e \Delta x}$$

 else

$l=0$

$Soml = l^4 + Soml$

Fin

Fin

$ll = \sqrt{Soml}$

$U(i, m) = U \left(1 - R^2 (1 - (\sqrt{1 - C_T})) ll \right)$

$P(i, m) = \sum_{j=0}^3 A_j U^j(i, m)$ % puissance d'une éolienne à une position m

$P_{tot}(i) = SomP + P(i, m)$ % puissance totale d'un parc pour un essai i

Fin

Fin

$P_{max} = \text{Max}(P_{tot}(i))$ % Puissance maximale correspondant à la configuration optimale du parc (Micro-localisation optimale des éoliennes)

Fig 3.11 Algorithme décrivant l'optimisation de la micro-localisation de Monte Carlo

Chapitre 4

Résultats et discussions

4.1 Prédications de performances et les caractéristiques d'écoulement

4.1.1 Puissance d'une turbine éolienne

Pour obtenir la courbe de puissance d'une turbine éolienne, on fait appel à la méthode BEM, décrite au paragraphe 2.3. Pour se faire, la géométrie de la pale du rotor ainsi que les données aérodynamiques sont utilisées comme des paramètres d'entrée. A titre d'exemple, les tableaux 4.1 et 4.2 présentent les données de la turbine NREL phase III, qui caractérisent le fonctionnement de cette turbine dans des conditions réelles pour le programme d'expérimentation appelé " Unsteady Aerodynamics Experiment ", initié en 1987 [2] par National Renewable Energy Laboratory, aux Etats unis, dans la soufflerie de la NASA pendant 10 ans.

Tableau 4.1 Les données aérodynamiques de la turbine NREL

C_d	C_l	alpha (deg)
0,006	-0,06	-2,23
0,004	-0,151	-0,161
0,06	0,369	1,84
0,008	0,571	3,88
0,009	0,755	5,89
0,017	0,86	7,89
0,024	0,887	8,95
0,035	0,869	9,91
0,039	0,868	10,9
0,048	0,894	12
0,061	0,938	12,9
0,074	0,929	14
0,08	0,908	14,9
0,106	0,912	16
0,271	0,655	17
0,265	0,588	18
0,281	0,587	19
0,299	0,597	20
0,326	0,603	22
0,375	0,647	24
0,419	0,683	26
0,482	0,745	28,1
0,56	0,824	30
0,817	1,05	35
1,03	1,14	40
1,26	1,2	45
1,38	1,12	50
1,7	1,17	55
1,87	1,08	60
1,98	0,94	65
2,19	0,857	70
2,17	0,666	74,9
2,21	0,472	79,9
2,32	0,356	84,8

Tableau 4.2 La géométrie de la pale

rayon(m)	corde(m)
0.723	0.25
0.724	0.4572
0.880	0.4572
1.383	0.4572
1.634	0.4572
1.886	0.4572
2.137	0.4572
2.389	0.4572
2.649	0.4572
2.892	0.4572
3.143	0.4572
3.395	0.4572
3.646	0.4572
3.897	0.4572
4.149	0.4572
4.40	0.4572
4.903	0.4572
5.03	0.4572

On présente également dans le tableau 4.3 d'autres caractéristiques et conditions d'opérations

Tableau 4.3 Caractéristiques de la turbine NREL

Vitesse de rotation (tr/min)	72
Longueur de la pale (m)	5.03
Nombre de pale	3
Angle de calage en bout de pale (degrés)	12
Rugosité du sol (m)	0.3

La figure 4.1 illustre la courbe de puissance résultante, pour une gamme de vitesse du vent typique : 6m/s à 25 m/s.

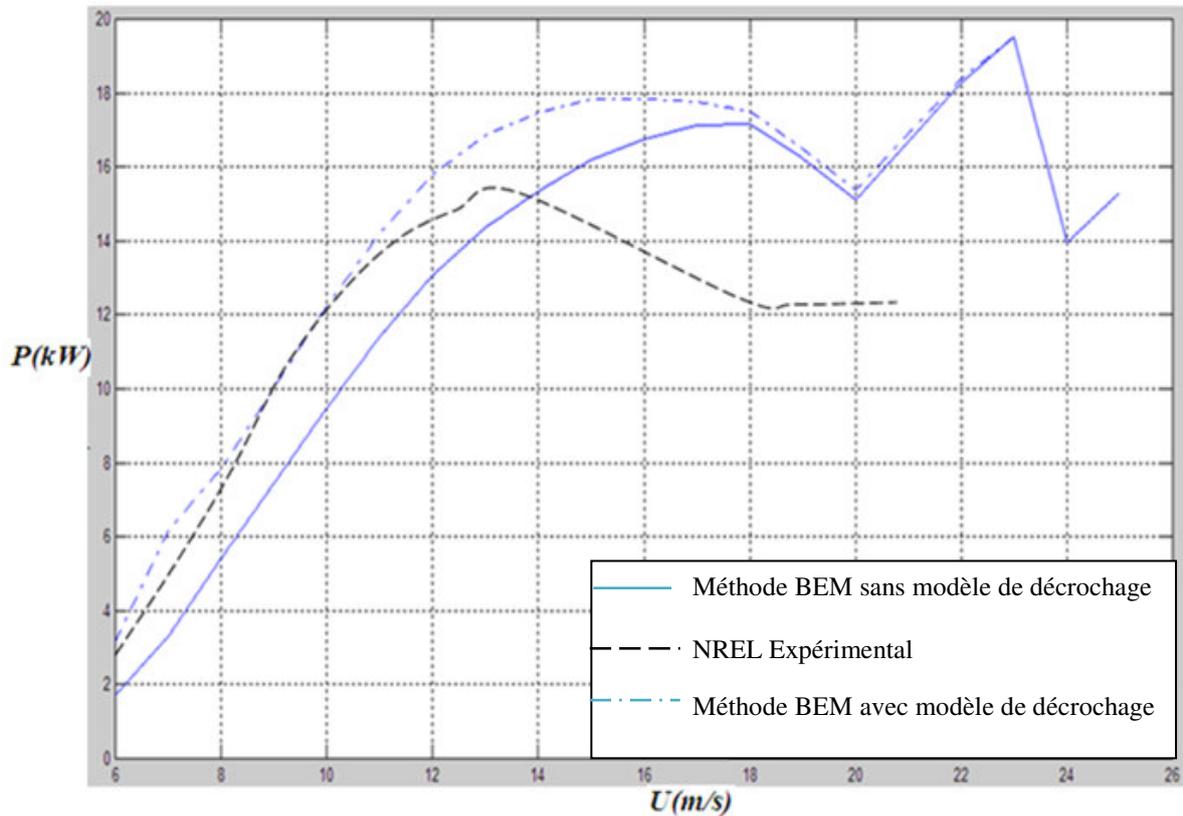


Fig 4.1 Courbe de puissance

Afin de valider le code calcul, la courbe expérimentale de puissance de la turbine NREL est confrontée avec la prédiction numérique selon la méthode BEM. Comme il peut être constaté dans la figure 4.1, de bonnes concordances peuvent être notées pour les vitesses inférieures à 12 m/s, avec un écart maximal qui peut aller jusqu'à 2.1kW à la vitesse 10m/s. Ces écarts sont attribués au fait que les données aérodynamiques, à savoir, les coefficients de portance et de traînée (voir le tableau 4.1) utilisés correspondent à ceux d'un profil statique et bidimensionnel ne représentant pas la pale réellement en rotation. Pour remédier cet inconvénient des modèles de retard de décrochage statique sont souvent utilisés. Pour la présente étude, nous avons adopté un modèle, développé par Laino et Hansen comme il a été décrit au paragraphe 3.11.

L'application de ce modèle, permet de prédire les coefficients aérodynamiques de portance

C_l , de traînée C_d statiques et bidimensionnels à un profil tridimensionnel, d'où l'écart maximale de la puissance se réduit nettement à 1kW. Donc, les résultats de la puissance obtenus par le modèle de Laino et Hansen [29], sont tout à fait cohérents avec la courbe expérimentale pour les valeurs des constantes du retard suivantes :

$$a = b = d = 1$$

$$k = 0.12$$

La puissance peut être ainsi décrite par une régression polynômiale donnée comme suit :

$$P = -0.00667467U^3 + 0.12188549U^2 + 1.45539547U - 10.65496759 \quad (4.1)$$

Il est bon de mentionner que pour des vitesses plus élevées, l'écart entre l'expérimental et l'application du modèle de Laino et Hansen diverge considérablement, ce qui nous permet de dire que ce modèle n'est pas approprié pour la correction des performances d'une turbine éolienne à des hautes vitesses du vent.

4.1.2 Facteur d'induction axiale

En plus de la connaissance de la courbe de puissance (voir figure 4.1), le coefficient de poussée C_T (donnée par la relation 1.5) caractérisant le rotor de la turbine éolienne est indispensable pour l'optimisation de la micro-localisation. Le coefficient C_T dépend uniquement du facteur d'induction axiale a peut être évalué par itération en utilisant la relation 2.35.

A titre d'exemple, pour l'éolienne NREL phase III dont les caractéristiques géométriques et aérodynamiques sont présentées dans les tableaux 4.1 et 4.2 et pour une vitesse du vent $U=12\text{m/s}$, on obtient la valeur du facteur d'induction axiale a en fonction du rayon r (Fig 4.2)

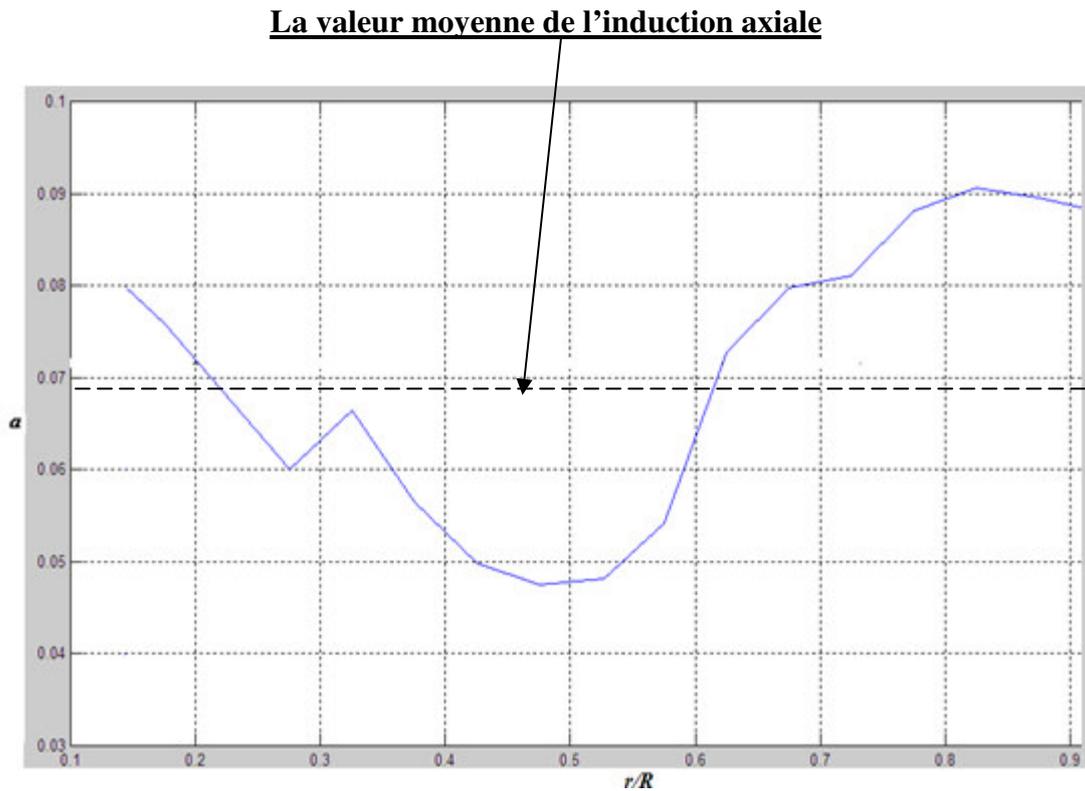


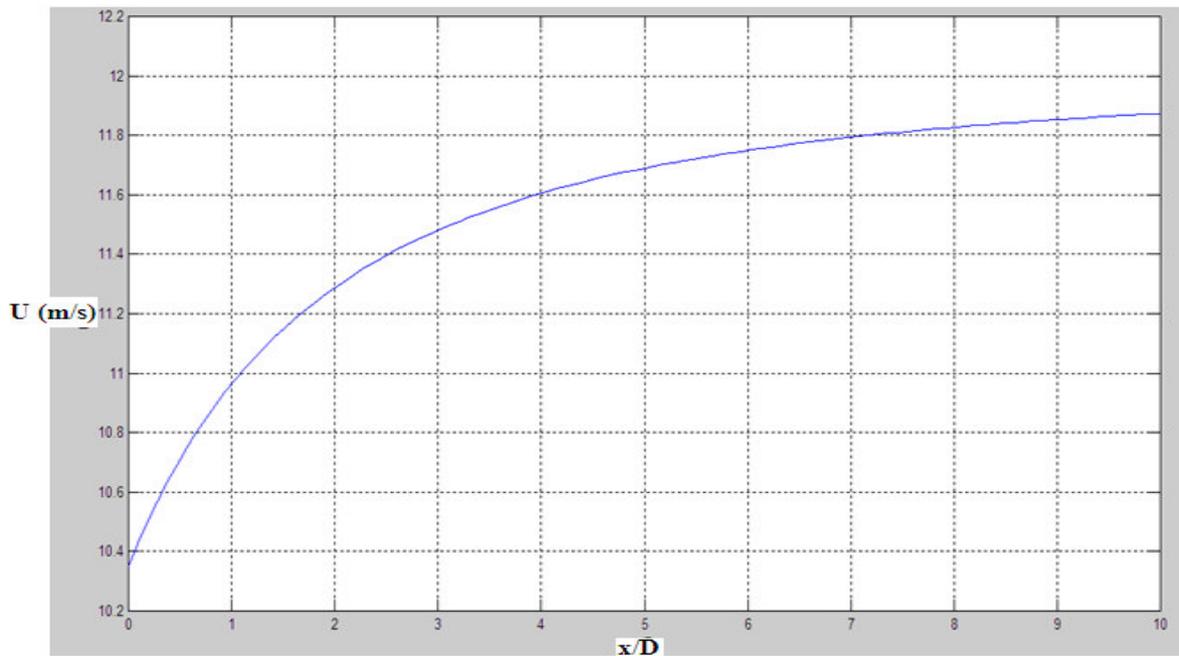
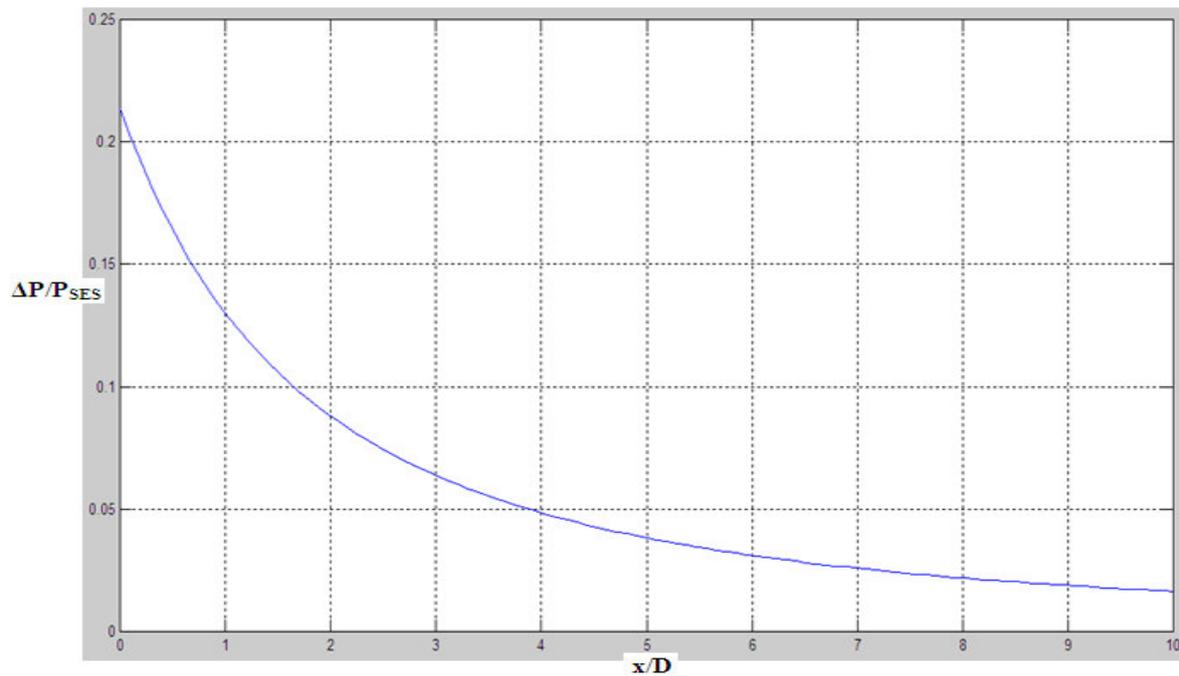
Fig 4.2 Evolution du facteur d'induction axiale le long de la pale

Une valeur moyenne de $a = 0.0687$ a été trouvée. Par conséquent, le coefficient de poussée, $C_T = 0.256$, a été considéré dans les calculs

4.2 Distribution de vitesse dans le sillage d'une éolienne

La relation 3.7 permet de calculer la vitesse du vent d'une turbine à une distance x en aval par rapport à la position du rotor. A titre d'exemple en considérant la turbine NREL phase III avec une vitesse $U_0 = 12\text{m/s}$, on obtient les résultats donnés par les figures 4.3 et 4.4. La figure 4.3 illustre la distribution de la vitesse dans le sillage de l'éolienne. Comme il peut être noté, la vitesse subit une chute juste en aval de la turbine, ensuite elle augmente en fonction de x/D pour se rapprocher de la vitesse initiale U_0 à partir de $x = 10D$.

La figure 4.4 montre l'évolution du taux de réduction de la puissance d'une éventuelle turbine placée dans le sillage d'une autre turbine en amont. Des réductions peuvent être notées à partir de $x = 0$, ensuite, la courbe affiche une tendance décroissante pour devenir inférieure à 2 % à partir de $x = 10D$.

**Fig 4.3 Distribution de la vitesse dans le sillage****Fig 4.4 Taux de réduction de puissance**

Dans l'infini aval, le vent tend à atteindre la valeur de la vitesse initiale U_0 . Une réduction nette de la puissance en provenance du vent, associée à la diminution de la vitesse sur la direction longitudinale x d'une éolienne peut être observée selon la figure 4.4. Donc, il

est important dans la micro-localisation, de procéder à l'optimisation des distances transversale et longitudinale entre les turbines dans le parc éolien.

4.3 Détermination des espacements optimaux entre les turbines

La méthode d'optimisation de Monte Carlo appliquée à la micro-localisation des turbines dans un parc de dimensions données et subdivisé en nombre de cases identiques, a été présentée dans la section 3.9. Ici, on procède dans un premier temps à l'optimisation des dimensions des cases. Pour ce faire, on considère le nombre d'éoliennes, $N_{éol} = 100$, de type NREL phase III, le nombre de cases, $N_c \times N_c = 10 \times 10$, et les dimensions de chaque cases : $RJ \times RI$ (soit les dimensions du parc $10RJ \times 10RI$). Pour la vitesse du vent, uniforme en grandeur et en direction, soit une valeur de 12 m/s, la puissance totale du parc, sans effet de sillage, P_{SES} est de 1301.3 kW.

L'effet de l'espacement transversal est investigué d'abord. Pour cela on fait varier le nombre $J = 10$ à 5 ($J = 10, 9, 8, \dots, 5$) alors que le nombre I est maintenu constant ($I = 10$). Les résultats sont présentés dans le tableau 4.4.

Tableau 4.4 Effet d'espacement transversal

$(I \times J)$	10 x 10	10 x 9	10 x 8	10 x 7	10 x 6	10 x 5
P (kW)	1231.7	1232.6	1232.5	1232.35	1232.3	1231.1
$(\%) \Delta P / P_{SES}$	5.27	5.27	5.29	5.29	5.30	5.38

Comme il peut être constaté, le sillage ne semble pas affecter l'espacement transversal qu'à partir de la valeur $J = 8$, où les valeurs de puissance sont pratiquement constantes. Egalement la réduction de puissance, en comparant avec celle de sans sillage est constante.

Ensuite l'effet de l'espacement longitudinal est investigué. Pour cela, cette fois ci on fait varier le nombre $I = 10$ à 5 ($I = 10, 9, 8, \dots, 5$) et le nombre J est maintenu constant ($J = 10$). Le tableau 4.5 présente les résultats.

Tableau 4.5 Effet de l'espacement longitudinal

$(I \times J)$	10 x 10	9 x 10	8 x 10	7 x 10	6 x 10	5 x 10
P(Kw)	1231.7	1226.0	1217.8	1207.7	1194.8	1177.9
$(\%)\Delta P/P_{SES}$	5.27	5.78	6.4	7.17	8.18	9.48

Comme il peut être constaté, l'effet du sillage est beaucoup plus important que le cas transversal ; des différences notables sur la puissance entre les cas $I=10$ et $I=9$. Par conséquent les dimensions optimales d'une case s'avèrent correspondre aux valeurs $I=10$ et $J=8$.

4.4 Etude de l'effet du nombre d'itérations

L'efficacité de la méthode de Monte Carlo dépend essentiellement du nombre d'itérations, on se rapproche de la solution la plus optimale avec beaucoup d'itérations. L'exemple suivant nous le montre pour le cas d'un parc de 30 turbines NREL, on augmente uniquement le nombre d'itérations et à chaque fois on calcule la puissance maximale produite.

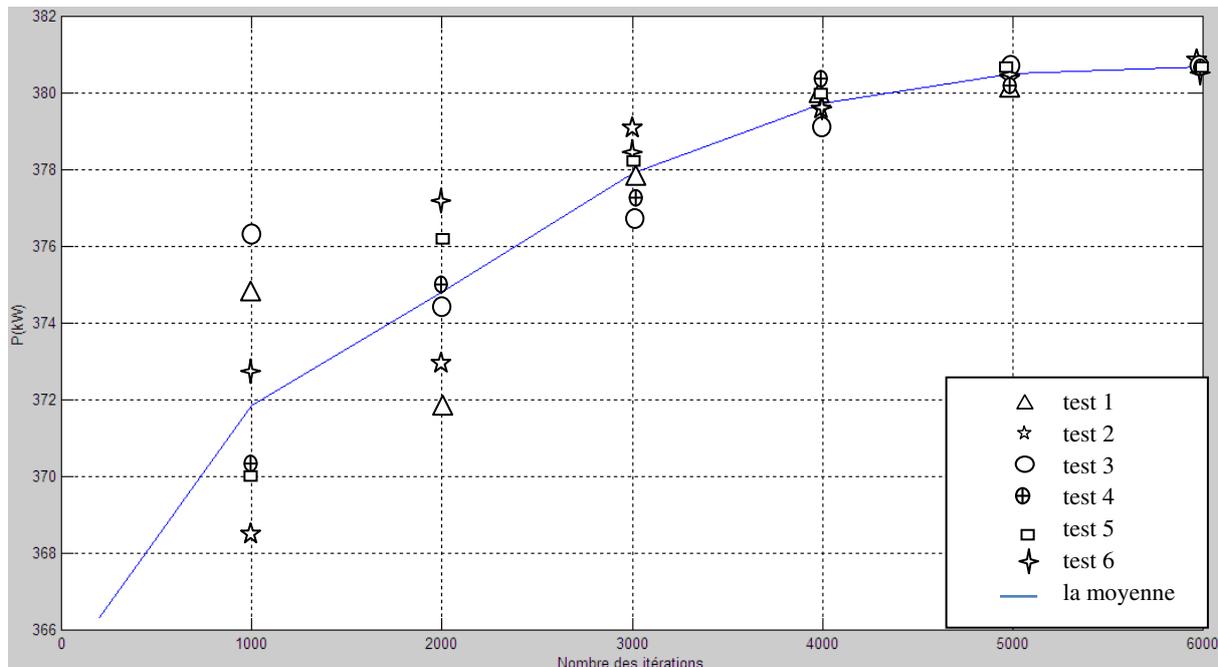


Fig 4.5 L'influence du nombre d'itérations

A titre d'exemple, on réalise 6 tests pour le même nombre M d'itérations, les résultats obtenus révèlent un écart important de la puissance maximale produite pour un nombre réduit d'itération M . L'écart se rétrécit considérablement entre les six tests, à une valeur qu'on peut estimer très satisfaisante en se rapprochant de la valeur de 6000 itérations qui semble être optimale (Fig 4.5), alors que le temps d'exécution du calcul augmente également de 20 secondes pour 1000 itérations à 8 minutes pour 6000 itérations.

4.5 Micro-localisation optimale

Les dimensions optimales transversales et longitudinales entre les turbines calculées dans le paragraphe 4.4, sont utilisées dans la micro-localisation ainsi que les données expérimentales de la turbine NREL. Pour déterminer l'emplacement optimal des aérogénérateurs, on considère un parc éolien de 100 cases identiques, les dimensions d'une seule case sont (50.3m x 40.24m). Les centres de ces cases peuvent être l'endroit de 30 turbines distribuées d'une façon aléatoire dans la centrale éolienne.

La vitesse du vent est constante et égale à 12 m/s sur la première rangée du parc. Par l'effet du sillage, un déficit de l'énergie cinétique du vent affecte le reste des turbines du parc à partir de la deuxième rangée. Donc, la capacité maximale de production de puissance, dans tout le parc est inférieure à celle produite par tous les aérogénérateurs sans effet de sillage. La puissance d'une seule éolienne est estimée à une puissance totale de 13.013kW, ce qui donne pour les 30 éoliennes du parc, une puissance totale de 390.39 kW.

L'application de la méthode de Monte Carlo permet ainsi de déterminer un arrangement convenable des aérogénérateurs dans un parc donné, maximisant la puissance et minimisant les interférences des sillages entre les aérogénérateurs.

La figure 4.6 montre comment un tel arrangement ou distribution aléatoire peut être obtenu. Pour un nombre d'itérations $M = 6000$ (nombres de distributions aléatoires possible) dans le parc de 30 aérogénérateurs NREL, la distribution offrant une puissance de 380.739kW s'avère la plus optimale. En comparant avec la puissance sans effet de sillage P_{SES} , soit la valeur 390.39 kW, on note seulement une diminution de 2.47 % sur la puissance totale.

La configuration de cette distribution optimale ou micro-localisation optimale est illustrée dans la figure 4.7

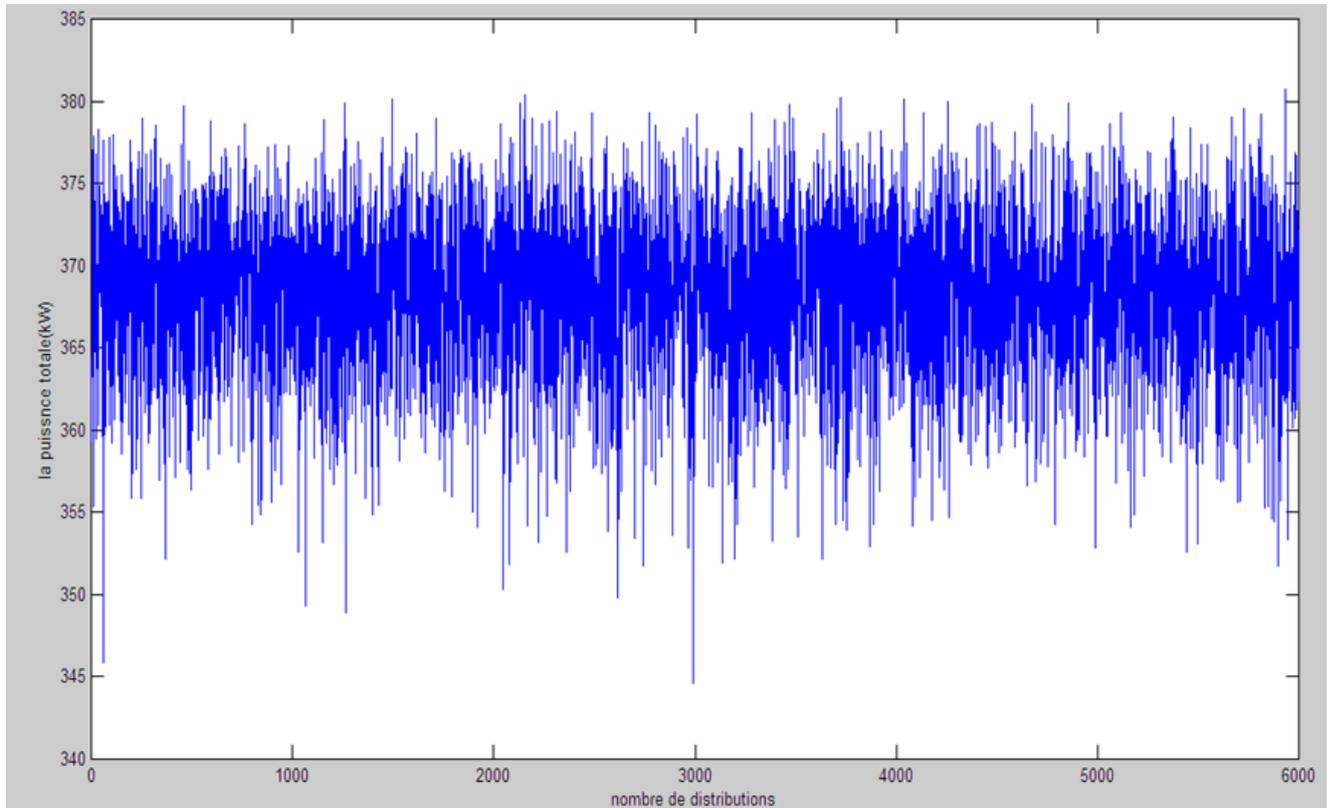


Fig 4.6 Puissance résultante d'un parc en fonction du nombre d'essais

X	X		X	X		X			
X		X					X	X	
	X						X		
		X	X					X	
			X	X					
	X							X	
	X	X	X			X	X		
						X			X
X							X	X	
					X				X

Fig 4.7 Présente étude : Distribution optimale de 30 éoliennes dans un parc de 100 cases

4.6 Etude de validation

Pour confirmer la validité de notre méthode de calcul, les résultats de simulation obtenus antérieurement par Marmidis [16] et Moseti [8], sont reproduits par notre code. Les caractéristiques aérodynamiques de la turbine utilisée ainsi que les conditions d'opération sont illustrées dans le tableau 4.6. Le parc éolien considéré est un terrain carré de 2 km de côté, et consiste en 100 cellules carrées de 200 m de côté.

Tableau 4.6 Caractéristiques et conditions d'opération

La hauteur de l'éolienne	60m
La vitesse du vent	12m /s
La longueur de la pale	20m
La rugosité du sol	0.3m
Le coefficient de poussée	0.8

Dans les deux études, on a considéré la fonction du coût d'investissement annuel (coût/an) non-dimensionné pour l'ensemble du parc en fonction du nombre d'éoliennes à installer et peut être exprimé de la façon suivante [16] :

$$Ct = N \left[\frac{2}{3} + \frac{1}{2} e^{-0.00174 N^2} \right] \quad (4.2)$$

Où N est le nombre total d'éoliennes à installer dans le parc

L'optimisation effectuée est basée sur la minimisation du coût d'investissement des éoliennes par unité de puissance totale du parc, de telle sorte que seul le nombre de turbines doit être pris en considération. Pour ce faire, Marmidis [16] et Moseti [8] ont proposé la fonction objective suivante :

$$f_{ob} = \frac{Ct}{P_{tot}} \quad (4.3)$$

P_{tot} est la puissance totale extraite par l'ensemble des N turbines du parc

La solution optimale de l'emplacement pour les deux études référées à Marmidis [16] et Moseti [8], a été basée sur le minimum de réduction du coût par unité de puissance.

a

X			X		X		X		
			X			X		X	
	X			X		X	X		
	X					X			
X				X		X			
X			X						
			X	X	X				
	X			X	X			X	
	X		X				X		
				X					

b

	X				X	X			
									X
				X					X
	X						X		X
	X			X		X	X		X
	X		X	X	X				X
				X	X	X	X	X	X
						X	X		
				X					
	X		X	X		X			

Fig 4.8-b Configuration de Marmidis, et al[16] -a-pour 29 turbines
-b-pour 32 turbines

Pour Marmidis et al qui ont utilisé la méthode de Monte Carlo, deux configurations présentent l'emplacement optimal dans les figures 4.8-a et 4.8-b.

X		X					X		X
	X			X				X	
			X		X				
X						X			
							X		
			X					X	X
					X				
	X			X		X	X		
X		X	X		X			X	X

Fig 4.9 Configuration de Moseti et al [8]

Pour le résultat de Moseti et al, fondé sur l'algorithme génétique, la configuration optimale de 32 éoliennes est présentée dans la figure 4.9

Le tableau 4.7 montre la comparaison de la puissance produite avec l'effet du sillage dans tout le parc, les résultats des travaux de Moseti et al [8], et Marmidis et al [16], selon le nombre d'éoliennes. Pour les trois formes d'optimisation, nous avons le cas de Marmidis-b s'avère le plus intéressant résultat avec 16395 kW de puissance produite, comparativement à 12352 kW et 14664 kW. Mais bien sûr avec un nombre moins de turbines pour les deux dernières configurations et avec la valeur 0.0146 de la fonction objectif, le cas de Marmidis-b est également meilleur résultat.

Tableau 4.7 Comparaison des résultats des travaux antérieurs

Cas	Moseti [8]	Marmidis a [16]	Marmidis b [16]
Nombre d'éoliennes	26	29	32
Puissance (kW)	12352	1 4664	16395
f_{ob}	0.0172	0.0154	0.0146

Le facteur utilisé dans ces études pour permettre de préciser si ces résultats sont optimaux ou non, c'est la comparaison de la fonction objective des trois résultats, définis par le rapport entre le coût d'investissement et la puissance produite du parc, mentionnée dans la relation 4.1. Ce qui n'était pas le cas dans nos études, on a visé directement la micro-localisation pour un nombre déterminé d'aérogénérateurs en se basant sur la puissance produite du parc éolien, sans tenir compte du coût d'investissement. Donc, on procède à la comparaison des résultats de la puissance correspondant à la configuration optimale de Marmidis et Moseti, pour le nombre de turbines 26, 29 et 32 en introduisant dans notre programme de calcul établi les conditions d'opérations et caractéristiques aérodynamiques. Comme nous avons mentionné plus haut, la puissance maximale de la micro-localisation augmente avec le nombre de turbines à installer dans un site donné.

Tableau 4.8 Les résultats avec la présente étude

Nombre d'éoliennes	26	29	32
Puissance (kW)	12195	1 4576	16186

Comme il peut être constaté dans le tableau 4.8, nos résultats concordent bien avec ceux

Obtenus antérieurement. Les puissances produites sont tout à fait cohérentes avec l'augmentation du nombre de turbines en appliquant le programme de calcul établi dans notre étude, alors que le taux de réduction d'énergie, augmente également de façon considérable sous l'effet du sillage du fait que le parc éolien devient de plus en plus dense.

4.7 L'effet du nombre de turbines dans un parc

La valeur nette de la puissance produite dans un parc éolien, dépend essentiellement du nombre d'éoliennes à installer dans un site donné, plus le nombre de turbines est grand plus le sillage est important. Par conséquent, le taux de réduction d'énergie sera plus considérable. De ce fait, on cherche à étudier l'effet de sillage en fonction du nombre de turbines. Les résultats de la micro-localisation et les dimensions optimales du parc sont utilisées avec les caractéristiques de la turbine NREL, en augmentant uniquement le nombre d'aérogénérateurs $N_{éol}$. La puissance maximale correspondant à l'emplacement optimale est calculée par la même méthode de Monte Carlo, pour un nombre d'itérations de 6000 itérations.

Comme nous montre la figure 4.10, le taux de réduction $\% \Delta P/P_{SES}$ sillage s'accroît considérablement en fonction du nombre de turbines dans la centrale éolienne, du fait que le parc devient de plus en plus dense.

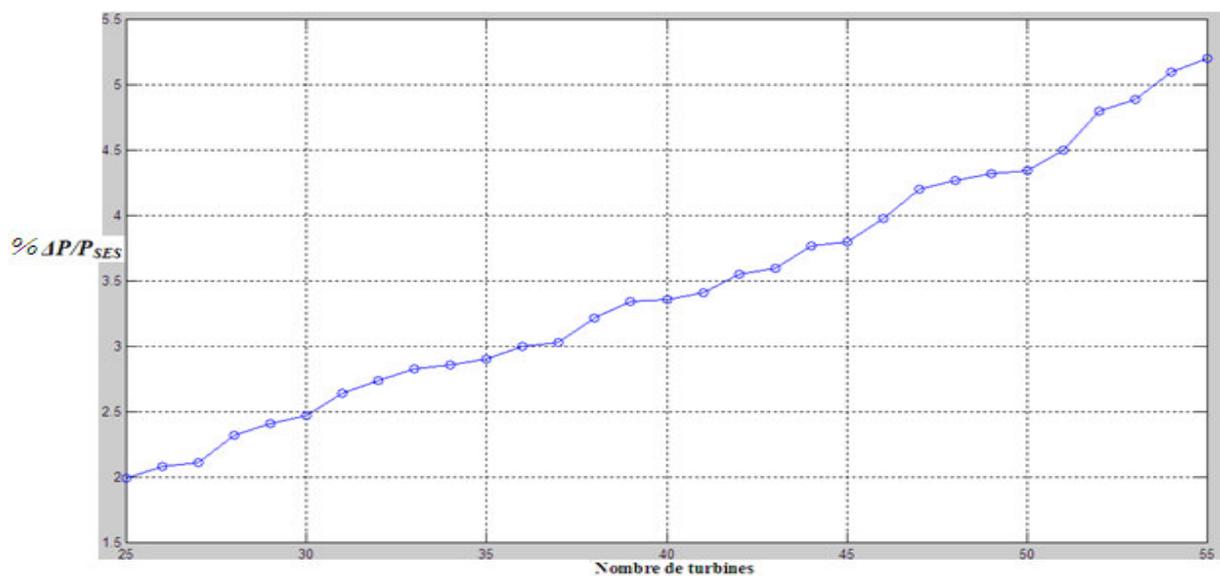


Fig 4.10 Taux de réduction de puissance en fonction du nombre de turbines

Conclusion

Le travail présenté dans ce mémoire, vise essentiellement à l'emplacement des aérogénérateurs dans un parc éolien. Il est bien connu que la production totale d'énergie du parc est fortement liée aux types d'arrangement ou micro-localisation des éoliennes dans le site, un arrangement trop dense entraînerait des réductions importantes de puissance, dues aux pertes de sillage résultant des éoliennes en aval.

Tout d'abord, un survol sur l'énergie en provenance du vent a été donné, l'évolution de l'énergie éolienne de l'antiquité aux grands aérogénérateurs dépassent les 90 mètres de hauteur et les 1 MW de puissance produite, avec un bref rappel sur les différents paramètres influant sur les caractéristiques des éoliennes et les systèmes de régulation de vitesse de rotation du rotor de la turbine pour maintenir une puissance électrique adéquate aux réseaux électriques existants. Ensuite, les principales théories d'aérodynamique liées à la détermination de la performance d'une éolienne, ont été présentées. Le reste du travail s'est focalisée sur les points importants suivants :

- Proposition d'un modèle linéaire qui décrit le sillage résultant d'une éolienne en aval et le généraliser sur l'ensemble du parc par l'adoption du principe de la superposition de multiples sillages dans un parc éolienne.
- L'optimisation d'espacements longitudinal et transversal entre les éoliennes, pour donner une dimension approprié au parc éolien, et ce, afin de réduire la distance des accès et les routes reliant les différentes turbines du parc, ceci peut contribuer à la réduction des coûts d'installation et améliorer la rentabilité économique du parc.
- L'utilisation de la méthode de calcul statistique de Monte Carlo, comme une approche

mathématique d'optimisation des turbines dans un parc éolien. Pour ce faire, un programme a été mis au point sous MATLAB. Le programme de calcul a été validé en confrontant les résultats avec ceux obtenus antérieurs de Marmidis [16] et Moseti [8].

Comme perspective et continuité à cette présente étude, nous proposons une méthode plus détaillée qui tient compte des effets 3D et l'aérodynamique instationnaire qui caractérise le vent atmosphérique. Une telle méthode permettrait ainsi d'aborder et d'étudier convenablement les tâches suivantes :

- La modélisation complète de l'éolienne avec ses différentes composantes, afin de prédire précisément l'impact de l'interférence entre les différentes éoliennes.
- Détermination des caractéristiques aérodynamiques des profils après décrochage, du fait que l'aérodynamique instationnaire conduit à des déformations et oscillations des pales, ce qui augmente dangereusement la destruction des pales. Ce problème est particulièrement accentué dans les aérogénérateurs de grande puissance où la dimension d'une pale atteint les 20 m.
- L'étude de l'interaction fluide-structure ou (aéroélasticité) pour déterminer les contraintes que subissent les pales. Ces contraintes sont l'unes des conséquences engendrées par le phénomène du décrochage dynamique, ce qui va nous permettre de réduire de façon considérable la fatigue des pales.

Références

- [1] A. Smaïli. *Energie Eolienne* (2009) Notes de cours PGS Economie d'énergie ENP
- [2] M.M. Hand, D.A. Simms, L.J. Fingersh, D.W. Jager, *Unsteady Aerodynamics Experiment Phase II-IV: Test Configurations and Available Data Campaigns*; (2001) NREL/TP-500-25950
- [3] L. Moreau, *Modélisation, Conception et Commande de Génératrice à Réductance variable à basse vitesse* (2005) thèse de doctorat, Université de Nantes,
- [4] www.Windpower.org
- [5] L. Hamane, *Les ressources éoliennes de l'Algérie* (2003) Revue des Energies Renouvelables - N°3- CDER
- [6] A. Boyette, *Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à alimentation avec système de stockage pour la production éolienne* (2006) Thèse de doctorat de l'université Henri Poincaré, Nancy I.
- [7] N.O. Jensen, *A note of wind generator interaction* (1993) Roskilde, Denmark: Risk National Laboratory
- [8] G. Moseti, C. Poloni, B. Diviacco, *optimization of wind turbine positioning in large wind farm by means of a genetic algorithm* (1995) *J Wind Eng Ind Aerodynamic*
- [9] M. Magnusson, A.S. Smedman, *Air flow behind wind turbines* (1999) *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 80 -169-189.
- [10] C.T. Kiranoudis, N.G. Voros, Z.B. Maroulis, *Short-cut design of wind farms* (2001) *Energy policy* 43-567-578.
- [11] I. Ammara, C. Masson, *A viscous three-dimensionel/actuator-disk method for the aerodynamic analysis of wind farm* (2002) *J Sol Energy* 124 (4)345-56.

- [12] L.J. Vermeera, J.N. Sorensen, A. Crespo, *Wind turbine wake aerodynamics* (2003) Progress in Aerospace Sciences 39 – 467-510
- [13] M. Zhao, Z. Chen, F. Blaaajerg , *Probabilistic capacity of a grid connected wind farm based on optimization method* (2006) Renewable energy 31 - 2171–2187
- [14] G. Gamboa, G. Munda, *The problem of wind farm location: A social multi-criteria evaluation framework* (2007) Energy policy 35-1564-1583
- [15] J.C. Mora, J.M.C. Baron, J.R. Santos, M.B. Payan, *An evolutive algorithm for wind farm optimal design* (2007) Neurocomputing70-2651-2658
- [16] G. Marmidis, S. Lazarou, E. Pyrgioti, *Optimal placement of wind turbines in a wind park using Monte Carlo simulation* (2007) Renewable energy 35-1751-1772
- [17] J.D. Sorensen, S. Frandsen, N.J. Trap-Johansen, *Effective turbulence models and fatigue reliability in wind farms* (2008) Probabilistic Engineering Mechanics
- [18] J.L. Rodriguez-Amenedoa, S. Arnaltesa, M.A. Rodriguez, *Operation and coordinated control of fixed and variable speed wind farms* (2008) Renewable Energy 33-406–414
- [19] C. Masson, A. El Kasmi, *An extended k- ϵ model for turbulent flow through horizontal-axis wind turbines* (2008) Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 96 - 103–122
- [20] N. Mekkaoui, *Contribution à la modélisation et à la commande d'une Mini-Centrale éolienne à base de machines à induction simple et double alimentée* (2004) Mémoire de magister de l'université de Batna.
- [21] A. Mirecki, *Etude comparative de chaîne de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance* (2005) Thèse de doctorat de l'université de Toulouse
- [22] L. Leclercq, *Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes* (2004) Thèse de doctorat, de l'université de Lille

- [23] O. Gergaud, *Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque au réseau et associé à un accumulateur* (2002) Thèse de doctorat, , Ecole normale supérieure de Cachan.
- [24] L. Khettache, *Etude et commande d'un système éolien à base d'une machine électrique double alimentée* (2007) Mémoire de Magister de l'université de Batna.
- [25] N. Kasbadji Merzouk, *Gisement énergétique éolienne* (2006) Note de cours, Ecole doctorale d'énergie renouvelable-ENP.
- [26] D. Le Gourière, *Energie éolienne, théorie, conception et calcul pratique des installations* (1982) Ed.Eyrolles
- [27] R. Lanzafan, M. Meskinc, *Fluid dynamics wind turbine design: critical analysis, optimization and application of BEM* (2007) Renewable energy 32-2291-2305.
- [28] M.O.L. Hansen, *Aerodynamics of wind turbines* (2008) second edition by Earthscan (UK).
- [29] D.J. Laino, A.C. Hansen *Validation Study for aerodynamic and YAWDYN Using NREL Phase III Combined Experiment Data* (2003) AIAA-97-0943,
- [30] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud, M. Ben Ahmed *Aérogénérateurs électriques*, (2004) technique de l'ingénieur D 3960,
- [31] S. Muller, M. Feike, R.W. Doncker, *Adjustable speed generators for wind turbines based on doubly-fed induction and quadrant IGBT converters loked to the rotor* (2000) CDROM of the IEEE IAS Conf
- [32] F. POITIERS, *Etude et Commande de Génératrices Asynchrones Pour L'utilisation de L'énergie Eolienne* (2003), Thèse de Doctorat de l'Université de Nantes, Le 19 décembre
- [33] M.E.H. Benbouzid, *La recherche autour des énergies renouvelables au sein du LBMS* (2005) ENIB Brest.
- [34] www.energies-renouvelables.org

- [35] Extrait de l'étude, *Identification paysagère de la Loire Atlantique* (1996). Réalisée par l'atelier de Paysage Bruel-Delmar Pôle de compétence éolien de Loire-Atlantique
- [36] F. Boukli Hacene, N. Kasbadji Merzouk, L. Loukrafi, *Analyse statistique et élaboration d'un atlas éolien de la vallée du Chelif* (2007) Revue des énergies renouvelables Vol 10 N°4-583-588
- [37] H. Camblong, *Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable* (2003), Thèse de Doctorat de l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers de Bordeaux, France,.
- [38] R. Guillet, J.P. Leteurtois, *Rapport sur la sécurité des installations éoliennes* (2004) Conseil général des mines N° 04-5. Ministère de l'économie des finances et de l'industrie de la France.
- [39] A. Brebion, *D'éolienne sur votre territoire* (2006). ECOTERA SAS. Lille
- [40] C. Hiroux, *L'insertion d'une production inflexible dans des marchés concurrentiels : l'énergie éolienne* (2007) Thèse de doctorat, Université Paris-Sud XI
- [41] Un nouveau projet de parc éolien offshore (2008) WPDOFFSHORE - France.
- [42] J. Ladenburg, *Visual impact assessment offshore wind farms and prior experience* (2007) Applied energy: Danish institute of governmental research
- [43] R. Duvigneau *Introduction aux Méthodes d'optimisation sans Gradient pour l'optimisation et le contrôle en Mécanique des fluides* (2006) INRIA Sophia-Antipolis, Projet Opale
- [44] M. Hayoun, *la méthode de Monte Carlo Metropolis* (2002) Ecole Polytechnique, Laboratoire des Solides Irradiés, Jussieu Paris
- [45] B. Démidivitch, I. Maron, *Elément de calcul numérique* (1979) Edition MIR MOSCOU