

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

**MINISTERE DE L'ENSEGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE**

**ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE**



P0008/05B

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
Ecole Nationale Polytechnique

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
المكتبة — BIBLIOTHEQUE  
Ecole Nationale Polytechnique

**DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE**

**PROJET DE FIN D'ETUDES**

Présenté pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Mécanique

**THEME :**

**EVALUATION DES PERFORMANCES AERODYNAMIQUES  
D'UNE PALE EOLIENNE A AXE HORIZONTAL PAR  
LA METHODE DE L'ELEMENT DE PALE —  
QUANTITE DE MOUVEMENT**

**Encadré par :**

Promoteur : Mr. MADANI Mohamed

Co-promoteur : Mr. AMEUR Khaled

**Présenté par :**

TOUMERT Fouad

**PROMOTION : 2004-2005**

JE DÉDIE CE TRAVAIL À

LA MÉMOIRE DE MON ONCLE CHÉRIF

QUE DIEU AIT SON ÂME

ET L'ACCUEILLE DANS SON VASTE PARADIS

« À DIEU NOUS APPARTENONS ET À LUI NOUS  
RETOURNERONS » »

## Dédicaces

JE DÉDIE CE MODESTE TRAVAIL :

À MES GRANDS PARENTS AHMED, TASSAADIT ET FARROUDJA.

À MES PARENTS BIEN AIMÉS OMAR ET ZAHOUA

À MES FRÈRES DJAMEL, NADJIB, M'HAND ET RACHID

À MES SŒURS À QUI JE SOUHAITE TOUT LE BONHEUR ET TOUTE RÉUSSITE

À MON ONCLE ABDELLAH ET MA TANTE SORAYÁ QUE JE REMERCIE POUR TOUT CE QU'ILS ONT FAIT POUR MOI SANS OUBLIER LEURS ENFANTS

À MES CHERS COUSINS HOUCINE, MOUMOUH, ALI, AHMED, MOURAD, ADEL ET KAMEL SANS OUBLIER MES CHÈRES COUSINES

À MES AMIS : BOUSSAAD, AMAR, LYÉS, MALEK, AZIZ, YOUNES, AKLI, MEHDI, ABDELWAHAB, CHAFIK, NOUREDDINE, KAMEL ET TOUFIK QUE JE REMERCIE VIVEMENT POUR SON AIDE PRÉCIEUSE SANS OUBLIER KHALED ET AMAR CYBERMEN À BIRKHADEM

À MES AMIES : MALIYÁ, FELLA, IMÈN, SONIA, SARRA ET NAIMA

À TOUS MES CAMARADES NOTAMMENT CEUX DE MA PROMOTION. JE LEUR SOUHAITE BEAUCOUP DE RÉUSSITE ET DE SUCCÈS

À TOUS LES POLYTECHNICIENS QUI TRAVAILLENT JOURS ET NUITS

ET PARTICULIÈREMENT À MA CHÈRE SOFIA POUR SA PRÉSENCE ET POUR LE SOUTIEN QU'ELLE M'A APPORTÉ DURANT UNE PÉRIODE PÉNIBLE

## Remerciements

Je remercie mon enseignant et promoteur Mr Mohamed MADANI pour ses précieux conseils et les efforts qu'il a fournis afin de m'encadrer pour réaliser ce travail. Je le remercie, aussi, d'avoir mis à notre disposition son bureau et tous le matériel nécessaire.

Je remercie, également, mon co-promoteur Mr Khaled AMEUR, chercheur au Centre de Développement des Energies Renouvelables, pour son apport précieux et sa disponibilité. Je le remercie aussi d'avoir accepté de travailler avec nous et de m'avoir aidé par son expérience et sa documentation.

Je remercie Mr Farid TERKI de la division éolienne au C.D.E.R. pour son aide considérable et précieuse en terme de documentation et je salue sa modestie.

Je remercie Mr BOUHADJAR de m'avoir aidé à prendre contact avec les gens du C.D.E.R. et Mr BENNOUR pour son aide en terme de documentation.

Je remercie mes enseignants depuis le primaire pour ce qu'ils ont fait de moi.

Je remercie mes parents de m'avoir soutenu moralement et matériellement durant tout mon cursus sans oublier mon oncle Abdallah et sa famille et mon frère Nadjib pour sa participation matérielle afin de me faciliter le travail.

Je remercie tous mes amis et camarades pour toute l'aide qu'ils m'ont apportée notamment Lyes, Boussaad, Amar et Wahab ainsi que Maliya et Fella pour leur soutien durant mon cursus sans oublier Aziz que je remercie de m'avoir assuré le transport durant mes trois années de spécialité.

A tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à l'élaboration de ce modeste travail et la réussite de ma formation : *je vous suis reconnaissant.*

**الموضوع :** تـتـمـيـن فـعـالـيـات شـفـرة عـنـفـة هـوائـيـة ذات محور افقي.

يهدف عملنا في الأول إلى تصنيف العنفات الهوائية و من ثم إلى تـتـمـيـن فـعـالـيـات شـفـرة عـنـفـة هـوائـيـة ذات محور افقي باستعمال طريقة شفرة عنصرية – كمية الحركة. من أجل ذلك وضعنا برنامج الكتروني للحساب لتقييم معاملات العزم، القوة، و الاستطاعة انطلاقا من المعطيات الايروديناميكية و رسم منحنياتها المميزة.

**الكلمات المفتاحية :** عنفة هوائية ، حاملة ، دافعة ، عزم ، قوة ، توجيه.

### Résumé :

#### **Sujet :**

Evaluation des performances aérodynamiques d'une pale d'éolienne à axe horizontal.

Notre travail consiste, dans un premier temps, à faire une classification des différents types d'éoliennes, ensuite, déterminer les coefficients de couple, de poussée et de puissance d'une pale éolienne à axe horizontal en utilisant la méthode de l'élément de pale-quantité de mouvement. Un programme de calcul a été mis en place pour pouvoir estimer ces coefficients, à partir des données aérodynamiques, et tracer les courbes caractéristique.

**Mots clefs :** éolienne, portance, traînée, profil, puissance, couple, poussée, calage, vrillage.

### Abstract :

#### **Topic:**

Evaluation of the aerodynamic performances of a wind mills blade with horizontal axis.

Our work consists, initially, to make a classification of various types of wind mills, then, to determine the torque, thrust and power coefficients of a wind blade with horizontal axis by using the blade element-momentum method. A calculation program was set up to be able to estimate these coefficients, starting from the aerodynamic data to plot the characteristic curves.

**Words keys:** wind mills, lift, drag, profile, power, torque, thrust, pitch, twist.

Nomenclature	
Introduction.....	2
Historique.....	3

## Chapitre I : L'énergie éolienne

A/ Notions de base.....	12
1. L'origine de l'énergie éolienne.....	12
2. La force de Coriolis.....	12
3. Les ressources éoliennes.....	12
3.1. Les vents globaux.....	12
3.1.1. Les vents géostrophiques.....	13
3.1.2. Les vents de surface.....	13
3.2. Les vents locaux.....	13
3.2.1. Les brises de mer.....	13
3.2.2. Les vents de montagne.....	14
4. L'énergie du vent.....	14
4.1. La densité de l'air.....	15
4.2. La surface balayée par le rotor.....	15
4.3. La vitesse du vent.....	15
5. Le tube de courant.....	15
6. La distribution de la pression à l'avant et à l'arrière du rotor.....	16
7. L'énergie du vent.....	16
8. Echelle des vitesses du vent.....	17
9. La rose des vents.....	18
10. La rugosité et le cisaillement du vent.....	18
10.1.1. La rugosité.....	19
10.1.2. Classes et longueurs de rugosité.....	19
10.2. Le cisaillement du vent.....	20
10.3. La rose des rugosités.....	20
11. L'impact des obstacles avoisinants.....	21
12. Variations de la vitesse du vent.....	21
12.1. Variations de courte durée.....	21
12.2. Variations journalières.....	21
12.3. Variations saisonnières.....	21
13. La carte des vents.....	22
14. Description de la variation du vent.....	22
15. La turbulence.....	23
15.1. Les obstacles au vent.....	23
15.1.1. Effet d'abri.....	24
15.1.2. Effet de sillage.....	24
15.1.3. Effet de parc.....	25
16.1. Disposition des parcs éoliens.....	25
16.2. Perte d'énergie à cause de l'effet de parc.....	25
17. Effets accélérateur.....	26
17.1. Effet de tunnel.....	26
17.2. L'effet de colline.....	26
B/ Le choix d'un site éolien.....	27

18.1. L'étude du site.....	27
18.2. La recherche d'une vue dégagée.....	27
18.3. Le raccordement au réseau.....	27
18.4. L'infrastructure.....	28
18.5. L'usage des données météorologiques.....	28

## Chapitre II : Les éoliennes

1. Les composants d'une éolienne.....	30
1.1. Le rotor et ses pales.....	30
1.2. La nacelle.....	30
1.2.1. Le multiplicateur de vitesse.....	32
1.2.2. L'arbre secondaire.....	32
1.2.3. La génératrice.....	32
1.2.4. Un contrôleur électronique.....	32
1.2.5. Un dispositif d'orientation de la nacelle.....	33
1.3. La tour.....	33
1.3.1. Le mât haubané.....	33
1.3.2. La tour en treillis.....	33
1.3.3. La tour tubulaire.....	33
2. Les types d'éoliennes.....	34
2.1. Les éoliennes à axe horizontal.....	34
2.1.1. Les éoliennes lentes.....	35
2.1.2. Les éoliennes rapides.....	35
2.1.2.1. Les éoliennes face au vent.....	35
2.1.2.2. Les éoliennes sous le vent.....	36
2.1. Les éoliennes à axe vertical.....	36
2.1.2. L'éolienne de Darrieus.....	37
2.1.3. L'éolienne de Savonius.....	38
3.1. Les éoliennes offshore.....	40
3.2. Les fondations installées en mer.....	40
3.2.1. Les fondations offshore traditionnelles (les caisson de béton).....	40
3.2.2. Les fondations offshore nouvelles.....	41
3.2.2.1. Le caisson d'acier.....	41
3.2.2.2. Le mono-pilot d'acier.....	42
3.2.2.3. Le trépied.....	42
4. Ordre de grandeur des coûts.....	43
5. La classification des éoliennes.....	43
6. Avantages et inconvénients de l'utilisation des éoliennes.....	47
6.1. Avantages.....	47
6.2. Inconvénients.....	47
7.1. L'usage domestique de l'énergie éolienne.....	47
7.2. Choisir un système approprié.....	47

## Chapitre III : Aérodynamique des pales

1. Introduction.....	49
2. Les notions générales de l'aérodynamique.....	49
2.1. La portance.....	49
2.2. Le décrochage et la traînée.....	50

2.2.1. Le décrochage aérodynamique.....	50
2.2.2. La traînée.....	50
3. L'aérodynamique des éoliennes.....	50
3.1. L'aérodynamique du rotor.....	52
3.1.1. L'incidence.....	52
3.1.2. Le vrillage.....	52
3.1.3. Le profil de la pale.....	53
3.1.3.1. La corde du profil.....	54
3.1.3.2. Les matériaux utilisés pour la pale.....	55
4. Géométrie et formulation mathématique.....	55
4.1.1. Triangle des vitesses.....	55
4.1.2. La vitesse spécifique.....	56
4.2. Les efforts s'exerçant sur la pale.....	57
4.2.1. La poussée.....	57
4.2.2. Le couple.....	58
4.2.3. La puissance.....	59
4.2.4. La théorie de Betz.....	60
4.2.5. Le rendement.....	61
5. Les différentes méthodes utilisées pour la modélisation.....	61

#### Chapitre IV : Méthode de l'élément de pale – quantité de mouvement

1. Introduction.....	63
2. Les caractéristiques géométriques.....	63
3. La mise en équation du modèle utilisé.....	64
3.1. Calcul de l'angle $\varphi$ et de la vitesse relative $W$ .....	64
3.2. Calcul des facteurs d'interférences.....	67
3.3. Les coefficients locaux de couple, de poussée et de puissance.....	70
3.3.1. Le coefficient de couple local.....	70
3.3.2. Le coefficient de poussée local.....	70
3.3.3. Le coefficient de puissance local.....	70
4.1. Les pertes aux extrémités de la pale.....	70
4.2. Le modèle de freinage avancé.....	71
5.1. Algorithme de calcul.....	72
5.2. L'organigramme schématique du programme de calcul.....	73

#### Chapitre V : Résultats et discussions

1. L'exemple de calcul.....	75
2. Validation du programme de calcul.....	76
3. Variation du nombre de pale.....	76
4. Variation de l'angle de calage.....	78
5. Conclusion.....	80

#### Conclusion Générale

#### Références Bibliographiques

#### Annexes

**Nomenclature :**

Symbole	Unité	Définition
a	Sans dimension	Facteur d'interférence axiale
a'	Sans dimension	Facteur d'interférence tangentielle
B	Sans dimension	Nombre de pale
c	m	La corde
c/r	Sans dimension	La corde adimensionnelle
C <sub>F</sub>	Sans dimension	Le coefficient de poussée
C <sub>P</sub>	Sans dimension	Le coefficient de puissance
C <sub>Q</sub>	Sans dimension	Le coefficient de couple
C <sub>m</sub>	N.m	Le couple moteur
C <sub>L</sub>	Sans dimension	Le coefficient de portance
C <sub>D</sub>	Sans dimension	Le coefficient de traînée
E <sub>c</sub>	Joule (J)	L'énergie cinétique du vent
F <sub>a</sub>	N	La force axiale
F <sub>t</sub>	N	La force tangentielle
D	N	La force de traînée
L	N	La force de portance
m	Kg/s	Le débit massique
p <sub>1</sub>	Pas	La pression en amont du rotor
p <sub>2</sub>	Pas	La pression en aval du rotor
P	Watt	La puissance récupérée
P <sub>a</sub>	Watt	La puissance sur l'arbre du rotor
P <sub>e</sub>	Watt	La puissance véhiculée par le vent
Q	N.m	La quantité de mouvement
R	m	Le rayon du bout de la pale
r	m	Le rayon à une station donnée
S	m <sup>2</sup>	La surface balayée par le rotor
t	s	Le temps
U	m/s	La vitesse tangentielle du vent
V	m/s	La vitesse axiale du vent en amont du rotor

Symbol	Unit	Description
$V_0$	m/s	La vitesse axiale du vent à travers le rotor
$V_1$	m/s	La vitesse du vent en aval du sillage
$V_\infty$	m/s	La vitesse du vent incident
$W$	m/s	La vitesse relative du vent
$\alpha$	deg	L'angle d'incidence
$\sigma$	Sans dimension	La solidité ou l'utilisation d'aubage
$\lambda$	Sans dimension	La vitesse spécifique
$\varphi$	deg	L'angle d'hélice
$\mu$	Sans dimension	Le rayon adimensionnel de la pale
$\psi$	deg	L'angle au cône
$\Omega$	rad/s	La vitesse de rotation du rotor
$\beta$	deg	L'angle de calage
$\eta$	%	Le rendement de l'éolienne

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

## INTRODUCTION

## INTRODUCTION

Le vent partage avec l'eau la première source d'énergie mécanique d'origine naturelle et la plus ancienne à avoir été exploitée par l'homme. On retrouve des traces des premiers moulins à vent et panémons aussi lointains que plus de mille ans avant notre ère de ce début du 21<sup>ème</sup> siècle où rien (ou presque) ne fonctionne sans pétrole ou électricité. Ces deux sources d'énergie, eau et vent concurrencent sans peine en terme d'énergie à long terme les ressources mises en conserve par la nature il y a des millions d'années, (pétrole, charbon, gaz naturel...). Elles sont la conséquences immédiates du soleil (*Eau* = évaporation, nuages, pluies, rivières, lacs, fleuves et mers. *Vent* = déplacement des différences de température des masses thermiques de notre planète). Nous sommes tous plus ou moins familiers avec ces moulins à vent que l'on aperçoit occasionnellement dans les films documentaires. Ce sont de grandes roues avec une multitude de pales en périphérie qui tournent à la moindre sollicitation du vent. Ces moulins servaient beaucoup, servent encore, pour pomper l'eau abreuvant le bétail, irriguer les terres et subvenir aux besoins quotidiens des éleveurs et cultivateurs des deux Amériques et partout ailleurs dans le monde. Ces fameux moulins n'existent que depuis 150 à 175 ans tout au plus, ils ne sont que le développement en plus petit des moulins de Hollande qui eux-mêmes ne sont que des copies ou adaptations de moulins à grain du Moyen Orient et d'Orient qui eux existent depuis quelques millénaires.

Aujourd'hui, cette technique d'extraction de l'énergie du vent ne cesse d'évoluer en développant le même principe sur lequel a été bâtie la première éolienne. Ce domaine se focalise actuellement sur les turbines à axe horizontal après avoir vu que l'éolienne à axe vertical ne satisfait pas l'homme en terme de rendement, ainsi, qu'elle demeure difficile à démarrer. La technologie s'intéresse vivement à ce domaine, notamment, à l'aérodynamique des pales éoliennes qui restent l'organe duquel la rentabilité en puissance dépend beaucoup plus.

Dans le chapitre IV, on développera un modèle de calcul pour déterminer les coefficients de poussée, de couple et de puissance qui seront évalués par un programme de calcul, ainsi, on présentera un exemple d'application pour un profil de pale d'éolienne à axe horizontal pour voir la dépendance de la rentabilité de la conception aérodynamique de ces pales.

## HISTORIQUE :

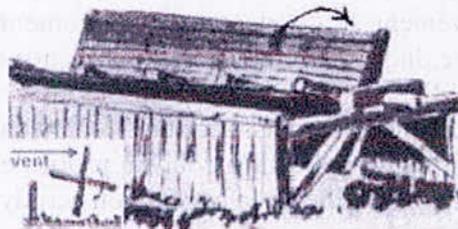
Il existe des dizaines de types et systèmes de moulins à vent à travers le monde. Ils sont issus du passé historique des hommes et des civilisations qui nous ont précédés. Une des plus vieille relation de moulin à vent serait celle de l'époque de *Hammourabi*, roi de *Babylone* environ 1730 avant notre ère soit il y a près de 4000 ans en notre début du 21ème siècle.

Certains historiens de l'éolien mentionnent que les moulins à vent existaient depuis plus de 3000 ans. En réalité, personne ne sait exactement quand les premiers moulins à vent furent construits. Quelques très rares écrits et dessins subsistent aujourd'hui. Des documents inestimables pour l'histoire des hommes et des civilisations. On sait, que les Chinois, les Perses et les Égyptiens utilisaient déjà la force du vent il y a des dizaines de siècles. Plus tard les peuples de la région de la mer Égée utilisèrent le même principe.



*figure 1 : représentation de l'époque de l'énergie de l'eau et du vent (15eme siècle)*

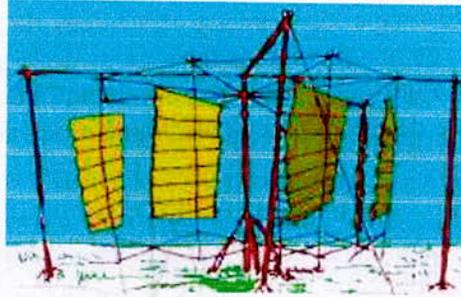
En Asie, on retrouvait les traces d'un moulin à vent à axe horizontal comportant 4 à 8 palettes faisant face au vent un peu à la manière des moulins à eau rudimentaires qui utilisent le fil de l'eau pour tourner (*figure 2*).



*figure 2 : moulin à vent à axe horizontal à la manière d'un moulin à eau*

Ce type de moulin aurait été quelque peu utilisé, sans grand succès, par les premiers colons du 18ème et 19ème siècle en Amérique du Nord.

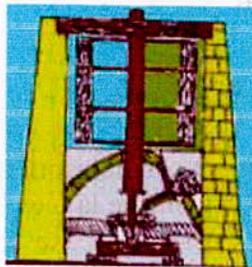
Un autre modèle à axe vertical comportait de 6 à 12 bras horizontaux supportant des nattes verticales faites de roseaux, de toile ou de cuir (*figure 3*).



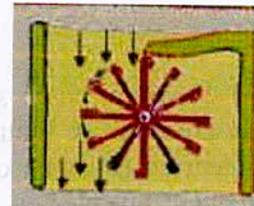
**figure 3** : dessin d'un moulin à vent primitif à axe vertical

Des historiens de l'éolien notent que ce type de moulin à vent était encore utilisé au début du 20<sup>ème</sup> siècle en Asie comme moulin de pompage pour les rizières.

Les premiers moulins des Perses étaient du type à axe vertical (type panémons).



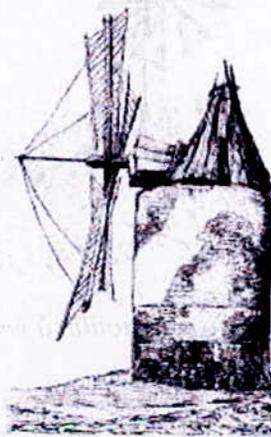
**figure 4.a** : vue de face



**figure 4.b** : vue de dessus

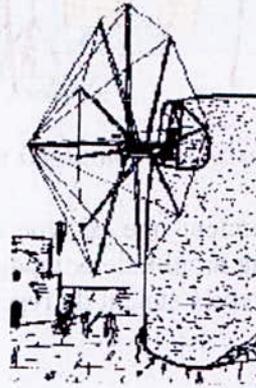
Un tronc d'arbre portait 4 à 8 bras horizontaux eux-mêmes reliés par un ensemble de pales verticales faites de roseaux, de toile ou de cuir. La bâtisse construite de torchis faisait face au vent dominant par une ou deux chicanes (*figure 4.a*). Le vent s'engouffrant à l'intérieur faisait tourner les pales de ces moulins élémentaires (*figure 4.b*).

Lors de la conquête d'Egypte, on découvrit avec surprise que des moulins à vent conventionnels étaient utilisés par les Egyptiens de la même facture que les moulins du type Hollandais.



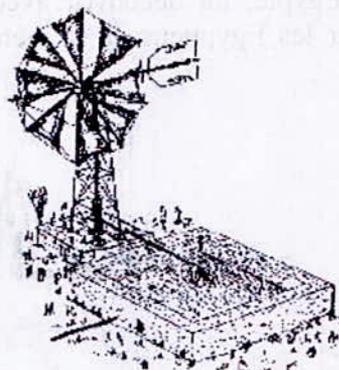
**figure 5** : moulin utilisé par les Egyptiens

En Europe, dans le temps, on retrouve des traces de moulins à vent à voiles tels que ceux qui sont encore utilisés de nos jours dans les régions de l'Est de la Méditerranée, en Grèce et Crète notamment. La *figure 6* présente un moulin à vent antique dit de "Monkairos". La structure portante était massive et faite de pierres. Les pales étaient des voiles de tissus. L'orientation était fixe face au vent dominant.



*figure 6 : moulin européen : Monkairos*

Une évolution basée selon le même principe a donné un moulin qui a été largement utilisé pour le pompage de l'eau pour les régions cultivées des régions de la mer Égée (*figure 7*). Les pales étaient en tissus ou cuirs fins. Les moulins à vent classiques à axe horizontal furent vraisemblablement inventés en Perse vers l'an 700 avant notre ère. Il s'agit probablement d'une extrapolation des voiles de bateaux qui sillonnaient les fleuves de ces régions qui inspirèrent les inventeurs de ces nouveaux moulins. Un axe horizontal portait perpendiculairement 4 à 8 bras eux-mêmes munis de voiles rectangulaires ou triangulaires. Le vent s'engouffrant dans les voiles exerçait une *poussée* qui se traduisait par une rotation de l'ensemble. Ce type de moulin se révéla plus performant que les moulins primitifs à axe vertical. Les peuples Égéens conservèrent ce principe durant des siècles. On retrouve de ces moulins encore en activité dans presque toutes les îles et les côtes de la mer Méditerranée.



*figure 7 : nouveau moulin à vent à axe horizontal*

Nous voyons que le chemin des premiers moulins à vent s'étire de l'extrême orient en direction de l'Ouest. Il est plus que probable que les voyageurs et commerçants des lointaines époques apportèrent dans leurs bagages des croquis et dessins de ces moteurs aériens. Vers le

10<sup>ème</sup> siècle, au cours des Croisades, des moines et des soldats rapportèrent en Europe de l'Ouest des croquis et descriptions de ces moulins. Ce fut une première révolution technologique. Très rapidement vers l'an 1100, les premiers moulins à voiles commencèrent de tourner leurs ailes immenses sur l'île d'Albion et également sur les côtes de France, de Belgique, de Hollande, d'Allemagne et jusqu'aux pays nordiques, Danemark, Norvège et Suède d'aujourd'hui. Dès les 12<sup>ème</sup> et 13<sup>ème</sup> siècles, ces mêmes moulins, avec de légères variantes, apparurent également en Espagne, au Portugal et pratiquement sur toutes les régions d'Europe.

L'un des premiers moulins à vent connu en Europe aurait été construit au 11<sup>ème</sup> siècle. Ce moulin, (figure 8), est reporté pour avoir été construit en Grande Bretagne vers la fin du 11<sup>ème</sup> siècle. Plusieurs exemplaires furent également érigés dans les régions de la mer du nord. Ce type de moulin était construit sur une tour de pierre comme les moulins français plusieurs dizaines d'années plus tard. Techniquement, seule la partie du haut était mobile pour être dirigée en direction du vent.

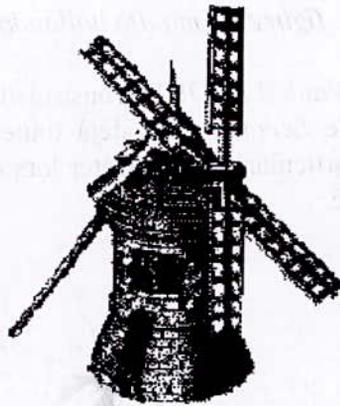


figure 8 : moulin anglais du 11<sup>ème</sup> siècle

La Hollande s'empara de l'idée dès le 13<sup>ème</sup> siècle, peut-être même avant. Très vite, on modifia ces moulins, initialement construits pour moulinier le grain, afin de fournir de l'énergie pour les tanneries. Ils furent massivement adaptés aussi en systèmes de pompage pour assainir les marécages marins et de ce fait, gagner des terres sur la mer. Des centaines de moulins tournèrent inlassablement jusqu'au début du 20<sup>ème</sup> siècle pour ces hardis Hollandais qui volaient la mer en érigeant des barrages de terre gigantesques (*Polders*) et en pompant l'eau de ces terres inondées. Entre le 15<sup>ème</sup> et le 19<sup>ème</sup> siècle on compta plus de 9000 moulins en activité en Hollande. Le pari de ces hommes de se construire une patrie à même la mer semble avoir été gagné jusqu'à ce jour. Pendant ce temps, des hommes du nord ne demeuraient pas immobiles devant les prouesses des hommes du sud. Les nordiques, les Danois notamment, avaient eux aussi maîtrisé la technique des moulins à vent comme ils avaient maîtrisé les mers avec leurs *Drakkars*. C'est entre les 11<sup>ème</sup> et 12<sup>ème</sup> siècles et la fin du 19<sup>ème</sup> siècle que les hommes et leurs compagnes utilisèrent la force du vent et de l'eau comme l'une des sources primaires d'énergies. Ces utilisations étaient essentiellement mécaniques. Pompage, moulinier le grain, tanneries, scieries...

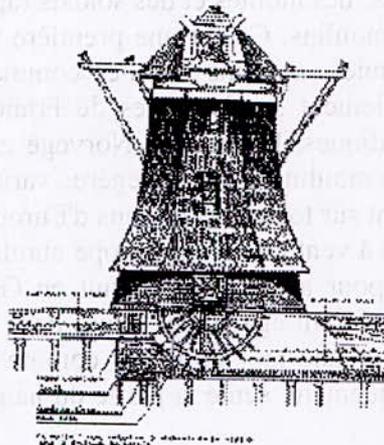


figure 9 : moulin hollandais

En 1890, le Danois *Paul LECOUR* construit lui aussi un aérogénérateur. La particularité du moulin à vent de *Lecour*, avait déjà toutes les caractéristiques des éoliennes modernes. Les pales avaient la particularité de s'arrêter lors de grands vents. L'élan de nouvelles applications de l'éolien était donné.



figure 10 : moulin à vent danois

Il est à noter qu'au cours de la même période, les États-Unis entrevoyaient elle aussi la possibilité de fabriquer de l'électricité à l'aide de moulins à vent. *Charles F. BRUSH* expérimenta en 1890 un moulin à vent géant à *Cleveland (Ohio, USA)* pour produire de l'électricité. Il s'agit de la première application de ce genre aux USA.



figure 11 : moulin américain de Charles F. BRUSH

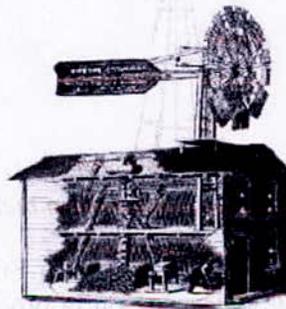
La taille de l'homme et de son chien en bas à droite de la *figure 11* nous donne une bonne idée de la dimension de cet aérogénérateur géant. C'est au cours des 18<sup>ème</sup> et 19<sup>ème</sup> siècles que la vapeur commença à supplanter vraiment ces formes d'énergie essentiellement moulins à eau et moulins à vent. On découvrit bien vite que la vapeur permettait de faire fonctionner les usines vingt quatre heures par jour si nécessaire, ce que les moulins à vent ne pouvaient faire, étant tributaires des sautes d'humeur du vent. Petit à petit, les moulins à vent disparurent ou furent abandonnés. A la fin du siècle dernier, l'invention du moteur à pétrole fit sonner momentanément le glas des moulins à vent. Cette énergie nouvelle était souple d'emploi quoique polluante, disponible, de faible coût et surtout abondante, enfin tout le monde le croyait. La crise du pétrole des années 1970 réveilla durement le monde. En réalité, on n'avait pas abandonné l'espoir de tirer toute l'énergie potentielle du vent.

Lors de la conquête de l'Ouest par les européens, les colons firent face aux problèmes de l'énergie mécanique et l'approvisionnement en eau. Il n'était pas question d'utiliser la force animale ou humain car les bêtes de trait étaient trop précieuses et les bras bien plus utiles pour défricher. Très vite, on adapta localement les moulins de Hollande pour les scieries à bois. Les rotors comportaient de 8 à 16 pales contrairement aux moulins hollandais qui n'en comportaient que 4. Le couple était plus important pour l'usage de scieries. Des constructions gigantesques firent leur apparition tel ce moulin du milieu du 19<sup>ème</sup> siècle : "The Great Halladay and Wheelers".



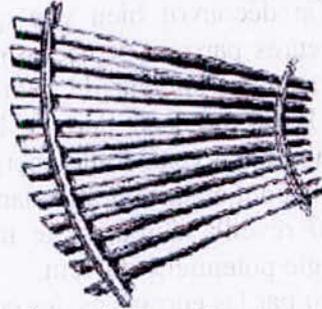
*figure 12 : le Great Halladay and Wheelers*

Un autre exemple de gigantisme de l'époque était le moulin type *Shreddin* ainsi appelé car sa fonction était de déchiqueter les fibres de coton, de tabac, voir même de peaux d'animaux. Le rotor éolien était construit à *Batavia* ville considérée à l'époque comme la capitale des moulins à vent. La structure bâtiment était construite sur place. Hélas, ces moulins étaient très coûteux, inefficaces, voire trop encombrants. Seuls les plus riches pouvaient se permettre de telles constructions, alors, il fallait donc trouver une solution pour le pompage de l'eau.



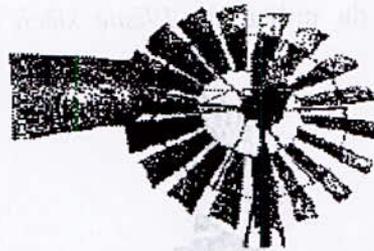
*figure 13 : moulin à vent type « Shreddin »*

Entre temps, on avait substitué les pales recouvertes de toile pour des aubes fixes, faites de bois et retenues par un cercle également en bois. C'étaient les ancêtres des moulins à vent de l'ouest. C'est vers 1850 que les pales de bois furent renforcées de métal.



*figure 14 : pale en bois renforcée avec un métal*

Rapidement, les constructeurs se dirigèrent vers le tout métal et la tendance fut suivie par tous (1855 – 1860). Dès 1870, la majorité des moulins à vent de pompage étaient fabriqués tout en métal.



*figure 15 : rotor à pâles entièrement en métal*

Les manufacturiers s'établirent très vite et partout en Amérique du Nord et, tous fabriquèrent des moulins à vent pour pomper l'eau des colons. Les modèles étaient tous bâtis sur le même principe, seuls des astuces techniques plus ou moins sophistiquées pouvaient les discerner.



*figure 16 : premier modèle américain avec des pâles en métal pour pompage d'eau*

Dès le début du 20<sup>ème</sup> siècle, des chercheurs tant en Europe qu'en Amérique du Nord s'intéressèrent à la production mécanique de puissance ou la production électrique au moyen de

moulins à vents classique, de moulins à vent du type de ceux utilisés par les cultivateurs puis, par des innovations, prémices des éoliennes modernes.



*figure 17 : projet NASA en 1970*



*figure 18 : la plus grande éolienne au Canada*

Entre ce début du 3<sup>ème</sup> millénaire et les premières tentatives de production d'énergie mécanique ou électrique à l'aide de générateurs plus performants au début du 20<sup>ème</sup> siècle, l'ingéniosité des constructeurs fut mise à rude épreuve. Presque tout ce que l'on peut imaginer de nos jours en matière de capture de l'énergie du vent a été expérimenté. On assiste aujourd'hui à des turbines à vent de classe de mégawatt (jusqu'à 3 MW) et à des parcs d'éoliennes qui s'étalent sur des surfaces énormes et cela n'est que le fruit de cette laborieuse ambition humaine qui cherche à tirer le meilleur de cette humanité et l'avenir nous réserve encore de belles surprises, notamment, dans le domaine des énergies renouvelables.

## **Chapitre I :**

# **L'ENERGIE EOLIENNE**

## A/. LES NOTIONS DE BASE :

### I.1. L'origine de l'énergie éolienne :

Les énergies renouvelables dérivent de l'énergie solaire tout comme l'énergie qui se trouve dans les combustibles fossiles à excepter les énergies marémotrices et géothermiques. En effet, le soleil émet chaque heure quelque  $1,74 \cdot 10^{14}$  kilowattheures d'énergie à notre planète c-à-d : la terre reçoit une puissance équivalente à  $1,74 \cdot 10^{17}$  W.

Cette énergie émise par le soleil est convertie en d'autres formes, l'énergie éolienne représente 1 à 2% seulement mais 50 à 100 fois plus que l'énergie transformée en biomasse par l'ensemble des végétaux de la terre.

Le soleil réchauffe les régions situées autour de l'équateur, à latitude 0, bien plus qu'il ne réchauffe les autres parties du globe. Ayant une densité plus faible que l'air froid, l'air chaud s'élève jusqu'à une altitude d'environ 10 km. Ensuite il s'étend vers le nord et le sud. Si la terre ne tournait pas, les courants d'air iraient jusqu'aux pôles Nord et Sud avant de redescendre (suite au refroidissement) et de retourner à l'équateur [7].

### I.2. La force de Coriolis

Dans l'hémisphère nord, tout mouvement, observé depuis la terre, semblera se dévier vers la droite et cela est due à la rotation de la terre (dans l'hémisphère sud, la déviation est vers la gauche). On appelle cette force de déviation *la force de Coriolis* (d'après le mathématicien français *Gustave Gaspard Coriolis*, 1792 - 1843).

Dans l'hémisphère Nord, les vents tendent à souffler dans le sens inverse des aiguilles d'une montre lorsqu'ils s'approchent d'une zone de basse pression. Dans l'hémisphère Sud, en revanche, ils tendent à tourner dans le sens des aiguilles d'une montre autour d'une dépression. La force de Coriolis, alors, influe sur les directions du vent.

### I.3. Les ressources éoliennes :

#### I.3.1. Les vents globaux :

L'air s'étend vers les deux hémisphères nord et sud dans la haute atmosphère créant une zone de basse pression au niveau du sol à l'équateur. A approximativement 30 degrés de latitude, cet air commence à redescendre sous l'effet de la force de Coriolis ce qui crée une zone de haute pression (anticyclone) qui se crée aussi aux deux pôles à cause du refroidissement de l'air. Nous pouvons donc établir les directions suivantes du vent :

*tableau I.1 : les directions dominantes du vent*

<b>Latitude</b>	90-60°N	60-30°N	30-0°N	0-30°S	30-60°S	60-90°S
<b>Directions</b>	NE	SO	NE	SE	NO	SE

La détermination des directions du vent joue un rôle important lors de l'installation d'éoliennes étant donné qu'il doit y avoir aussi peu d'obstacles que possible dans la direction

dominante. Cependant, la géographie locale peut influencer sur les résultats généraux indiqués ci-dessus.

#### I.3.1.1. Les vents géostrophiques :

Ils représentent les produits des écarts de températures et des variations de pressions et la surface du sol influe peu sur leurs directions et leurs vitesses car on les trouve à des hauteurs supérieures à 1000 m au-dessus du niveau du sol. Leurs vitesses peuvent être mesurées en utilisant des ballons-sondes.

#### I.3.1.2. Les vents de surface :

L'influence de la surface du sol sur les vents peut être importante jusqu'à environ 100 m au-dessus du sol. La rugosité du terrain ainsi que les obstacles naturels ou artificiels peuvent freiner le vent. Les directions des vents de surface diffèrent un peu de celles des vents géostrophiques à cause de l'influence de la force de Coriolis. Ce sont les vents de surface qui présentent le plus grand intérêt pour l'énergie éolienne.

#### I.3.2. Les vents locaux :

Comme il a été dit, les vents globaux jouent le rôle important dans la détermination des vents dominants. Cependant, la climatologie locale peut influencer. Les vents locaux sont toujours superposés aux vents dominants, ainsi, la détermination des directions des vents dominants fera appel à la somme d'influences globales et locale. Ainsi, lorsque les vents globaux sont faibles, les vents locaux tendent à dominer le régime des vents.

##### I.3.2.1. Les brises de mer :

En cours de journée, la terre se réchauffe plus rapidement que la mer, ce qui provoque un soulèvement de l'air chaud qui s'étend ensuite vers la mer. L'air froid provenant de la mer est tout de suite attirée par la dépression créée au niveau de la terre à cause de son réchauffement : c'est la brise de la mer. Au crépuscule, le phénomène se stabilise car les températures sur terre et sur mer deviennent plus au moins égales. La nuit, la direction de cette brise prend le chemin inverse. En général, la vitesse de cette brise de mer est plus forte que celle de la brise de terre car la différence de température entre la terre et la mer est plus importante la journée.

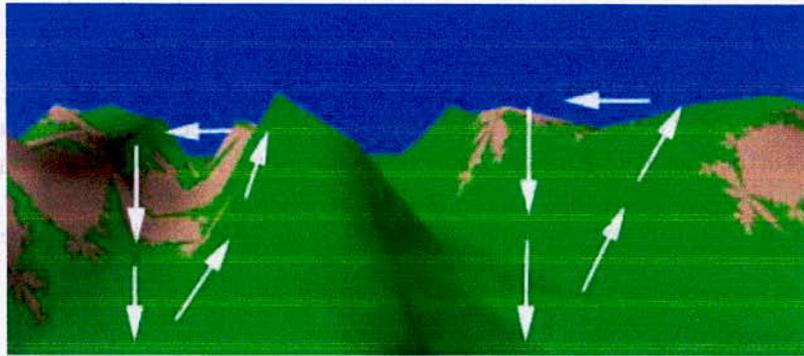


figure I.1 : les brises de mer

### I.3.2.2. Les vents de montagne :

Les reliefs, notamment les montagnes, favorise beaucoup de phénomènes climatologiques intéressants. La brise de vallée en est un exemple. Dans l'hémisphère Nord, elle active sur les versants exposés au sud (au nord dans l'hémisphère Sud). Le réchauffement des versants et de l'air avoisinant font diminuer la densité de l'air. L'air commence, alors, à s'élever vers le sommet de la montagne, produisant ce que l'on appelle une « brise montante ». La nuit, le phénomène s'inverse et une « brise descendante se produit ».

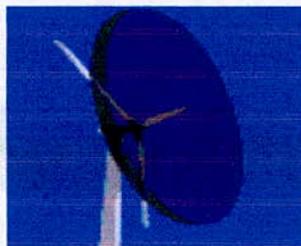
Comme exemple, on peut citer le phénomène de Foehn que l'on trouve dans les Alpes, ainsi que les effets de Chinook et de Zonda se produisant dans les Montagnes Rocheuses en Amérique du Nord et dans les Andes en Amérique du Sud, respectivement. D'autres exemples de vents locaux sont le Mistral qui pénètre dans la vallée du Rhône pour s'étendre ensuite vers la mer Méditerranée, et le Sirocco soufflant du Sud de Sahara vers la Méditerranée.



*figure I.2 : les brises de montagnes (montante et descendante)*

### I.4. L'énergie du vent :

Une éolienne est un appareil qui capte l'énergie cinétique du vent et la convertit en un couple qui fait tourner les pales du rotor. On peut, alors, distinguer trois facteurs déterminant le rapport entre l'énergie du vent et l'énergie mécanique récupérée par le rotor : la densité de l'air, la surface balayée par le rotor et la vitesse du vent.



*figure I.3 : un disque cylindrique d'air, de 1 m d'épaisseur, traverse la surface de 1500 m<sup>2</sup> balayée par le rotor d'une éolienne typique de 600 kW*

Si, par exemple, le diamètre du rotor est égal à 43 m, un tel disque pèsera en effet 1,9 tonnes, donc 1500 fois 1,25 kg.

#### I.4.1. La densité de l'air :

L'air se déplace sous forme d'un vent véhiculant une énergie cinétique proportionnelle à sa masse volumique. Elle dépend donc de la densité de l'air. Autrement dit, plus l'air est dense, plus la partie de l'énergie récupérable par l'éolienne est importante. A une pression atmosphérique normale et à une température de 15 degrés Celsius, l'air pèse environ  $1,225 \text{ kg/m}^3$ . Cependant, la densité diminue un peu lorsque l'humidité de l'air augmente. De même, l'air froid est plus dense que l'air chaud, tout comme la densité de l'air est plus faible à des altitudes élevées (dans les montagnes) à cause de la pression atmosphérique plus basse qui y règne. La quantité d'énergie disponible est approximativement de 16% plus élevée à  $-20 \text{ }^\circ\text{C}$  qu'à  $+20 \text{ }^\circ\text{C}$  [7].

#### I.4.2. La surface balayée par le rotor :

La surface balayée par le rotor d'une éolienne typique de 600 kW est de quelque 1500  $\text{m}^2$ , le diamètre du rotor étant d'environ 43 à 44 m. L'énergie récupérable par une éolienne dépend en effet de la surface balayée par son rotor. La surface balayée par le rotor s'accroît avec le carré du diamètre du rotor, alors, doubler le diamètre entraînera  $2^2 = 2 \times 2 =$  quatre fois plus d'énergie. Alors, la puissance de l'éolienne augmente fortement en fonction du diamètre de la zone balayée [7].

#### I.4.3. La vitesse du vent :

L'énergie du vent, sensée être captée par le rotor éolien, croit avec le cube de la vitesse moyenne du vent. Il faut, alors, savoir que de faibles augmentations de la vitesse du vent entraînent de fortes augmentations de la puissance disponible. Une augmentation de 10% de la vitesse du vent peut entraîner une augmentation de 30% de la puissance de l'éolienne.

#### I.5. Le tube de courant :

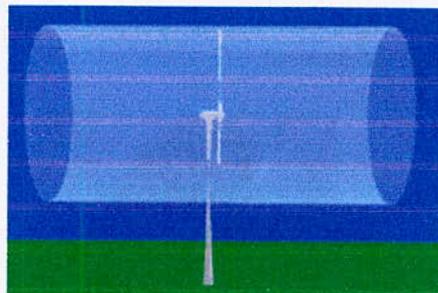


figure I.4 : le tube de courant cylindrique

La vitesse du vent en amont du rotor est plus élevée que celle en aval, une diminution causée par l'obstacle (le rotor dans ce cas). Sachant que le débit massique est conservé, alors, le débit massique d'air entrant est égal à celui sortant. La diminution de la vitesse entraînera une

élévation de la pression en aval ce qui explique la distorsion du tube de courant en aval du rotor. En réalité, une éolienne dévie le vent même avant son arrivée au rotor (figure I.6).

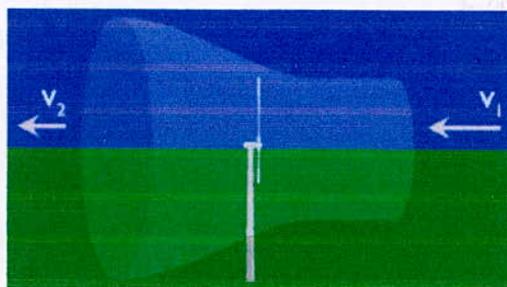
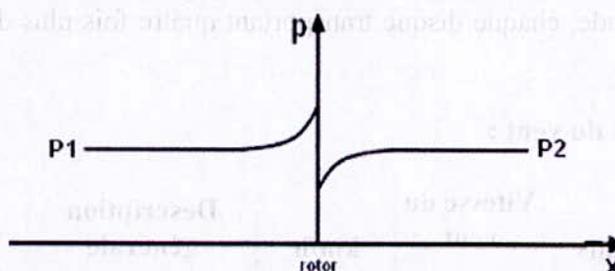


figure I.6 : distorsion du tube de courant

Si le tube était cylindrique, la zone de haute pression en aval du rotor empêcherait une partie de l'air arrivant de passer. Le rotor freine le vent qui continue en aval avec une vitesse décroissante d'une façon progressive jusqu'à ce qu'elle devienne constante.

#### I.6. La distribution de la pression à l'avant et à l'arrière du rotor :



graphe I.1 : distribution de pression en amont et en aval du rotor [5]

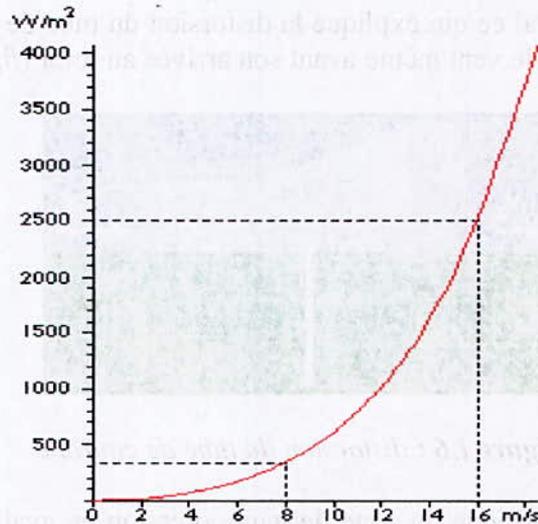
Lorsque l'air s'approche du rotor qui constitue un obstacle au vent, la pression atmosphérique augmente et brusquement au niveau du rotor. Nous voyons si bien que la pression atmosphérique diminue de façon dramatique juste à l'arrière du rotor. Ensuite, elle augmente jusqu'à atteindre le niveau de pression normal.

Plus en aval, la turbulence assure que le mélange du vent en déplacement lent à l'arrière du rotor avec le vent en écoulement libre de la zone ambiante. Par conséquent, plus nous nous éloignons de l'éolienne, plus l'effet d'abri<sup>1</sup> diminue.

#### I.7. L'énergie du vent :

La quantité d'énergie que véhicule le vent dépend, avant tout, de la vitesse de celui-ci. L'énergie transportée par le vent varie avec le cube de sa vitesse moyenne. Ainsi, un doublement de la vitesse du vent correspond à une augmentation de sa capacité énergétique de  $2^3 = 2 \times 2 \times 2 = 8$  fois. Par exemple, pour arrêter une voiture après avoir doublé sa vitesse, il faut quatre fois plus d'énergie.

<sup>1</sup> : voir I.17.1.1



graphe 1.2 : variations de la puissance en fonction de la vitesse du vent

Nous venons de voir qu'une éolienne capte l'énergie en freinant le vent. Alors, un doublement de la vitesse du vent entraînera donc le passage de deux fois plus de disques d'air à travers le rotor par seconde, chaque disque transportant quatre fois plus d'énergie. Le graphe 1.2 explique ce concept.

#### 1.8. Echelle des vitesses du vent :

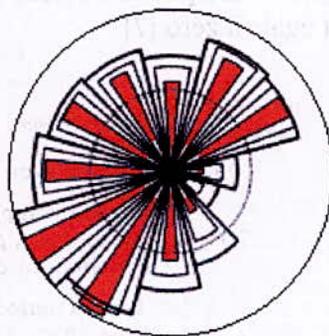
Degrés Beaufort	Noeuds	Vitesse du vent (m/s)	km/h	Description générale	Pression sur surface plane en daN/m <sup>2</sup>
0	1	0 - 0,4	< 1	Calme	
1	1 - 3	0,5 - 1,5	1 - 5	Très légère brise	0,13 (1 m/s)
2	4 - 6	1,6 - 3,4	6 - 11	Légère brise	0,8 (2,5 m/s)
3	7 - 10	3,5 - 5,5	12 - 19	Petite brise	3,2 (5 m/s)
4	11 - 16	5,5 - 8	20 - 28	Jolie brise	6,4 (7 m/s)
5	17 - 21	8,1 - 10,9	29 - 38	Bonne brise	13 (10 m/s)
6	22 - 27	11,4 - 13,9	39 - 49	Vent frais	22 (13 m/s)
7	28 - 33	14,1 - 16,9	50 - 61	Grand frais	33 (16 m/s)
8	34 - 40	17,4 - 20,4	62 - 74	Coup de vent	52 (20 m/s)
9	41 - 47	20,5 - 23,9	75 - 88	Fort coup de vent	69 (23 m/s)
10	48 - 55	24,4 - 28	89 - 102	Tempête	95 (27 m/s)
11	56 - 63	28,4 - 32,5	103 - 117	Violente tempête	117 (30 m/s)

12	64 - 71	32,6 - 35,9	118 - 133	Ouragan	160 (35 m/s)
13	72 - 80	36,9 - 40,4	134 - 149		208 (40 m/s)
14	81 - 89	40,1 - 45,4	150 - 166		265 (45 m/s)
15	90 - 99	45,1 - 50	167 - 183		325 (50 m/s)
16	100 - 108	50,1 - 54	184 - 201		365 (54 m/s)
17	109 - 118	54,1 - 60	202 - 220	Cyclone	470 (60 m/s)

**tableau I.2 :** échelle Beaufort des vitesses du vent

### I.9. La rose des vents :

La rose des vents est construite pour mieux se faire une idée de la distribution des vitesses et des directions du vent, elle est construite à partir des observations météorologiques faites dans une région sur une ou plusieurs années (l'idéal sur *10 ans*).



**figure I.7 :** exemple d'une rose des vents [9]

La rose des vents que nous voyons sur la *figure I.7* est composée de douze secteurs de 30 degrés chacun (selon le standard de l'*Atlas Eolien Européen* mais elle aurait pu être construite avec huit ou seize secteurs). Chaque secteur est conique et son rayon indique la fréquence relative de chaque direction du vent. Au centre, dans chaque secteur, on indique la contribution totale de la moyenne du cube de la vitesse par une portion marquée en rouge, et la plus petite indique la fréquence relative de chaque direction du vent. Les sections marquées en rouge sont les plus importantes car l'énergie du vent varie avec le cube de sa vitesse (dans l'exemple de la *figure I.7*, nous voyons que la direction dominante du vent est *sud-ouest*). La rose des vents est construite selon une échelle donc chaque rayon est multiplié par un certain nombre de façon à avoir le rayon de la plus grande portion égale à celui du cercle concentrique.

Lors de la localisation d'un site éolien, la rose des vents nous donne une idée sur la direction des vents dominants, il faut, alors, faire en sorte d'avoir peu d'obstacles et une rugosité moindre dans cette direction.

### I.10. La rugosité et le cisaillement du vent :

Les couches d'air basses sont en friction contre la surface du terrain, donc, la surface de contact influe vivement sur la vitesse du vent en écoulement tandis qu'à environ 1 Km au-dessus du sol, l'influence de la surface de contact devient pratiquement nulle. Dans l'industrie éolienne, on distingue entre la rugosité du terrain et l'influence des obstacles avoisinants et les contours du paysage (l'orographie).

#### I.10.1.1. La rugosité :

On peut voir qu'une rugosité forte freine considérablement la vitesse du vent par une simple comparaison. Les grandes bâtisses, les forêts, l'herbe longue, les buissons et les arbrisseaux freinent considérablement le vent tandis qu'une piste d'atterrissage n'influe que peu. La surface de la mer a une rugosité encore plus faible que les pistes d'atterrissage ce qui fait qu'elle influe encore moins sur la vitesse du vent.,

#### I.10.1.2. Classes et longueurs de rugosité :

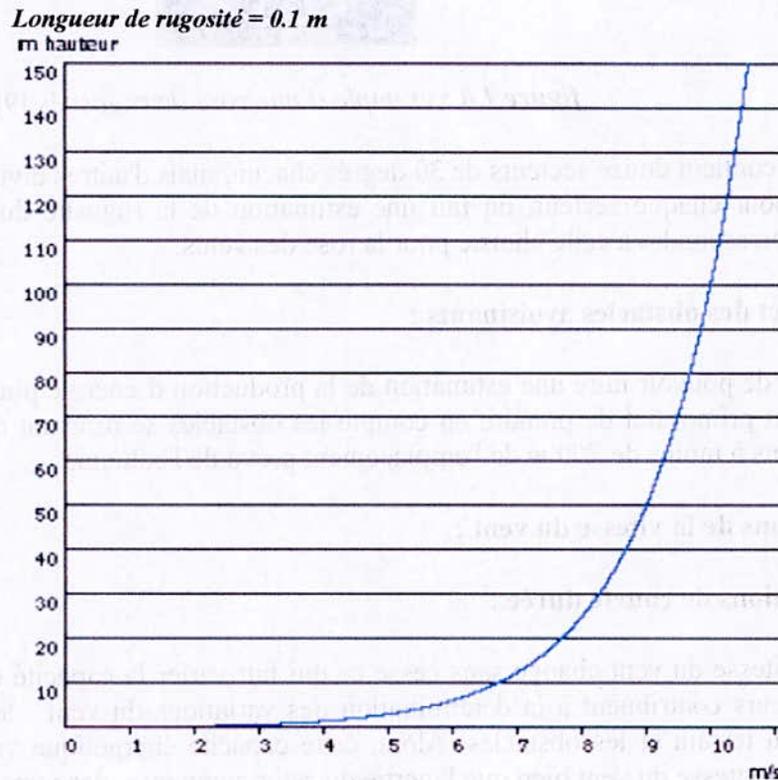
Ce sont deux notions auxquelles on se réfère pour évaluer le potentiel éolien d'un site donné. Le terme longueur de rugosité désigne la hauteur au-dessus du sol à laquelle la vitesse moyenne du vent en théorie serait égale à zéro [7].

Classe de rugosité	Longueur de rugosité m	Indice d'énergie (en pour cent)	Type de paysage
0	0,0002	100	Surface d'eau
0,5	0,0024	73	Terrain complètement dégagé avec une surface lisse, p.ex. une piste d'atterrissage en béton ou de l'herbe fraîchement coupée.
1	0,03	52	Terrain agricole dégagé, sans clôtures ou haies vives, et avec très peu de constructions. Seulement des collines doucement arrondies.
1,5	0,055	45	Terrain agricole avec quelques constructions et des haies vives de 8 m de haut situées à environ 1.250 m les unes des autres.
2	0,1	39	Terrain agricole avec quelques constructions et des haies vives de 8 m de haut situées à environ 500 m les unes des autres.
2,5	0,2	31	Terrain agricole avec beaucoup de constructions, arbrisseaux et plantes, ou des haies vives de 8 m de haut situées à environ 250 m les unes des autres.
3	0,4	24	Villages, petites villes, terrain agricole avec de nombreuses ou de hautes haies vives, des forêts et un terrain très accidenté.
3,5	0,8	18	Grandes villes avec de hauts immeubles.
4	1,6	13	Très grandes villes avec de hauts immeubles et des grattes ciel.

tableau I.3 : classes et longueurs de rugosité et le type de paysage approprié

### I.10.2. Le cisaillement du vent :

Le *graphe I.3* montre les variations de la vitesse du vent dans un paysage de *classe de rugosité 2* (terre agricole cultivée, avec de rares maisons et clôtures, distantes les unes des autres de quelque *500 m*) [5].

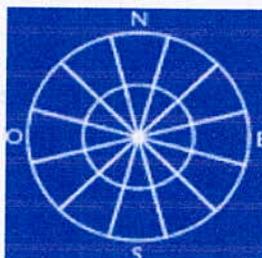


**graphe I.3 :** variations des vitesses du vent en fonction de la hauteur par rapport à la terre

Le cisaillement du vent désigne la variation de la vitesse du vent en fonction de la distance à la surface de la terre; il est pris en considération lors de la construction d'une éolienne. Pour une éolienne dont la hauteur du moyeu est de *40 m* et le diamètre du rotor est de *40 m*, la vitesse du vent sera égale à *9,7 m/s* au point le plus haut de la surface balayée par le rotor, contre *7,7 m/s* au point le plus bas. Cela signifie que les forces travaillant sur les pales sont bien plus fortes lorsque celles-ci se trouvent dans leur position la plus haute que lorsqu'elles se trouvent dans leur position la plus basse.

### I.10.3. La rose des rugosités :

Tout comme la rose des vents, la rose des rugosités estime la production énergétique d'un site donnée si la vitesse du vent a été mesurée pendant une longue période à une hauteur qui correspond à celle du moyeu de l'éolienne à implanter. Il est effectivement possible de faire des estimations très précises, sauf lorsqu'il s'agit de paysages très complexes (par exemple un terrain très ondulé). La rose des rugosités décrit la rugosité du terrain dans les différentes directions du vent.



*figure 1.8 : exemple d'une rose de rugosités [9]*

Elle contient douze secteurs de 30 degrés chacun, mais d'autres divisions sont également possibles et pour chaque secteur, on fait une estimation de la rugosité du terrain. La division choisie doit correspondre à celle choisie pour la rose des vents.

### **I.11. L'impact des obstacles avoisinants :**

Afin de pouvoir faire une estimation de la production d'énergie plus au moins précise il est absolument primordial de prendre en compte les obstacles se trouvant dans la direction des vents dominants à moins de 700 m de l'emplacement prévu de l'éolienne.

### **I.12. Variations de la vitesse du vent :**

#### **I.12.1. Variations de courte durée :**

La vitesse du vent change sans cesse ce qui fait varier la capacité énergétique du vent. Plusieurs facteurs contribuent à la détermination des variations du vent : le temps qu'il fait, la topographie du terrain et les obstacles. Alors, cette capacité énergétique varie en fonction des variations de la vitesse du vent bien que l'inertie du rotor compense, dans une certaine mesure, les variations les plus courtes.

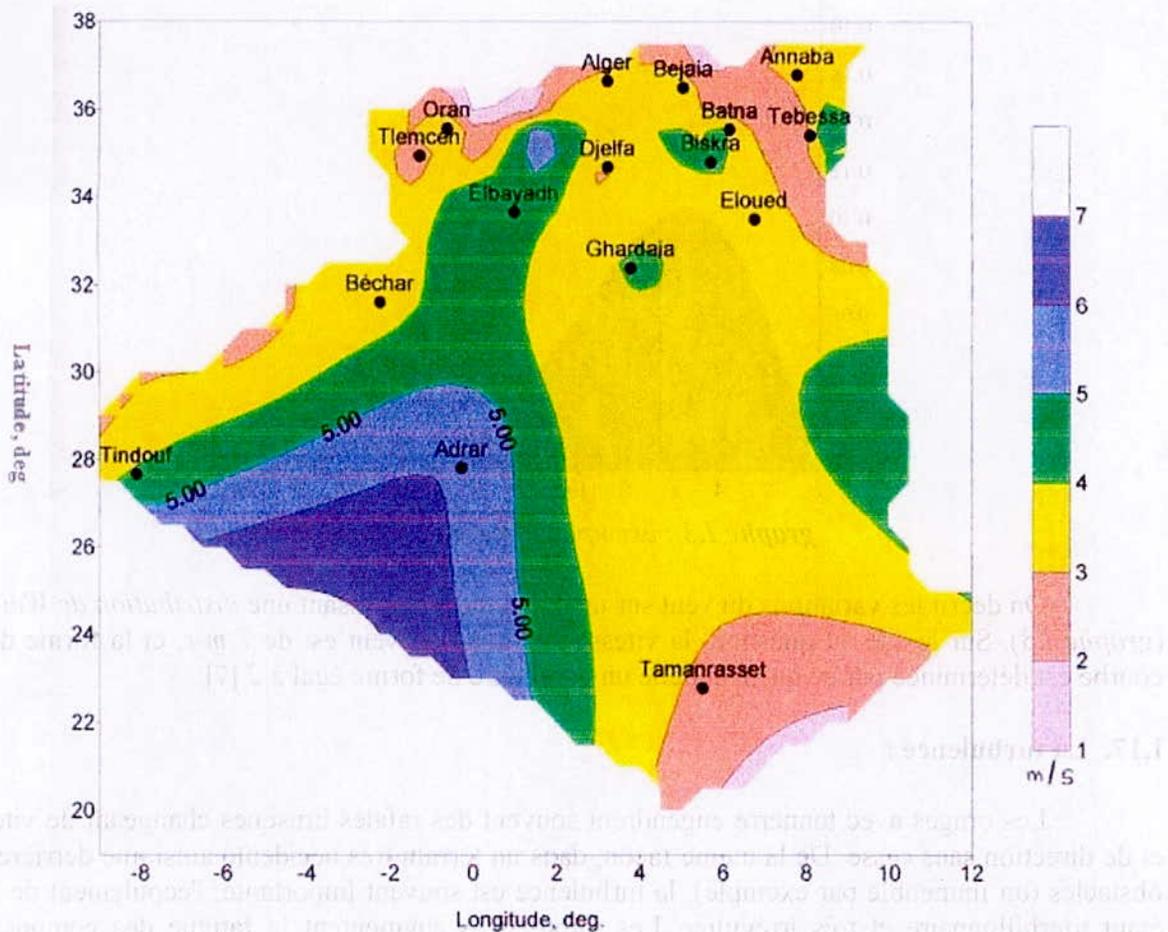
#### **I.12.2. Variations journalières :**

Presque partout dans le monde, le vent souffle plus fort la journée que la nuit. Cela est dû principalement au fait que les écarts de température entre la mer et la terre sont plus importants la journée que pendant la nuit. La journée, les masses d'air sont également plus turbulentes tendent à changer de direction plus fréquemment que la nuit. C'est en fait un avantage que la plupart de l'électricité éolienne soit produite pendant la journée, sa consommation étant plus importante pendant la journée que pendant la nuit.

#### **I.12.3. Variations saisonnières :**

Par suite du déplacement à la surface de la terre des zones de haute pression (anticyclones) et des zones de basse pression, la vitesse et la direction du vent varient au cours de l'année. La variation annuelle de l'intensité et la direction du vent demeure plus au moins cyclique et elle dépend de la position du soleil par rapport à l'équateur.

### I.13. La carte des vents :



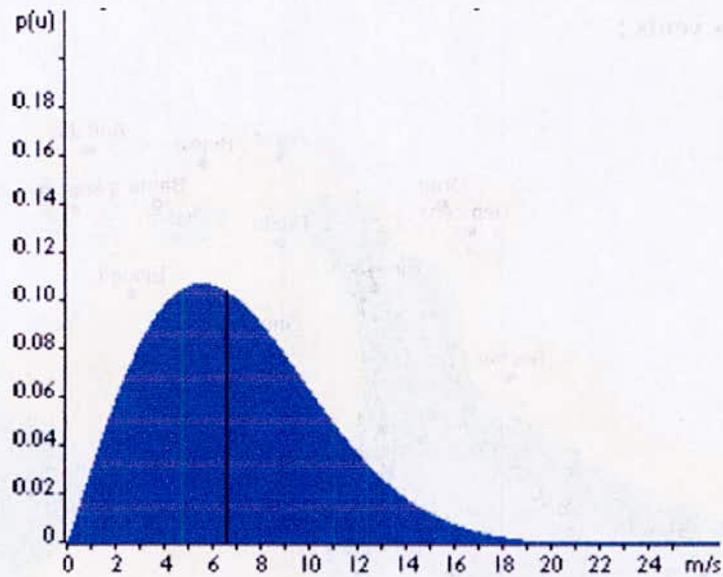
**figure I.9 :** carte annuelle de la vitesse moyenne du vent à 10 m du sol en Algérie [10]

La carte est un excellent guide aux promoteurs de projets éoliens en révélant directement les sites éoliens qui, selon une certaine probabilité, sont les meilleurs. Elle n'est donc financée et publiée que par le gouvernement.

Cependant, la carte ne suffit pas pour évaluer correctement la capacité d'un site donné mais il faut visiter le site pour bien vérifier, entre autres, la rugosité et la porosité des obstacles, et pour contrôler que le paysage n'a pas changé.

### I.14. Description de la variation du vent :

Il est très important pour l'industrie éolienne d'être en mesure de décrire les variations de la vitesse du vent. Les fabricants utilisent ces informations pour optimiser la conception des éoliennes dans le but de minimiser les coûts liés à la production d'électricité. Les investisseurs, eux, ont besoin de ces informations afin de pouvoir estimer les revenus liés à la production d'électricité.



graphie I.3 : exemple d'une distribution de Weibull

On décrit les variations du vent sur un site donné en utilisant une *distribution de Weibull* (graphie I.3). Sur le site en question, la vitesse moyenne du vent est de  $7 \text{ m/s}$ , et la forme de la courbe est déterminée par ce qu'on appelle un paramètre de forme égal à 2 [7].

### I.17. La turbulence :

Les orages avec tonnerre engendrent souvent des rafales brusques changeant de vitesse et de direction sans cesse. De la même façon, dans un terrain très accidenté ainsi que derrière les obstacles (un immeuble par exemple), la turbulence est souvent importante, l'écoulement de l'air étant tourbillonnaire et très irrégulier. Les turbulences augmentent la fatigue des composants mécaniques de l'éolienne et rendent plus difficile la récupération de l'énergie cinétique du vent par une éolienne. En général, on essaye d'accroître la hauteur des tours afin d'éviter que la turbulence engendrée près du sol influe sur la surface balayée par le rotor.

#### I.17.1. Les obstacles au vent :

Les obstacles au vent freinent considérablement la vitesse du vent en aval et provoquent souvent des turbulences (les immeubles, les arbres, les rochers).

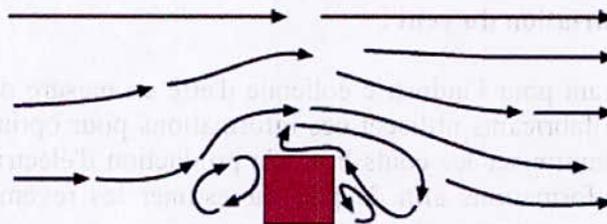


figure I.10 : comportement du vent autour d'un obstacle

La figure 1.10 montre l'écoulement d'un flux d'air autour d'un obstacle. La zone turbulente s'étend à environ *trois fois* la hauteur de l'obstacle et elle est plus forte derrière l'obstacle que devant celui-ci. Par conséquent, particulièrement dans la direction des vents dominants, il faut de préférence chercher à éviter la présence d'obstacles près d'une éolienne.

#### I.17.1.1. Effet d'abri (derrière l'obstacle) :

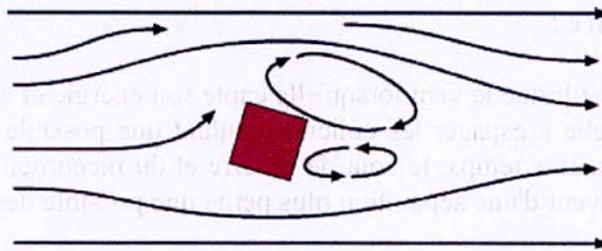


figure 1.11 : effet d'abri

Le freinage du vent par un obstacle dépend de la porosité<sup>2</sup> de ce dernier, c.-à-d. de son ouverture. Un bâtiment est évidemment massif, sa porosité étant nulle, tandis qu'un arbre sans feuilles laisse passer plus que la moitié du vent. Par contre, le feuillage des arbres peut être très dense, ce qui fait baisser leur porosité à moins d'un tiers. L'effet d'abri créé par un obstacle donné est fonction de sa hauteur et de sa longueur. Lorsque les constructeurs d'éoliennes ou les ingénieurs-conseil font des estimations de la production d'énergie d'une éolienne, ils prennent en considération tous les obstacles se trouvant dans la direction des vents dominants, à moins de 1 km de l'éolienne.

#### I.17.1.2. Effet de sillage :

Une éolienne va toujours créer un effet d'abri dans la direction du vent en poupe. En fait, il y aura toujours un sillage derrière l'éolienne, c'est-à-dire une longue traînée de vent qui est bien plus turbulente et ralentie que le vent devant le rotor.

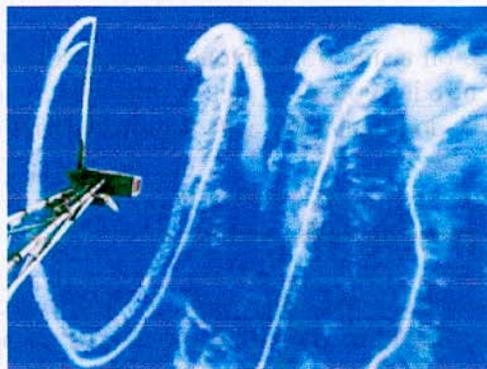


figure 1.12 : effet de sillage

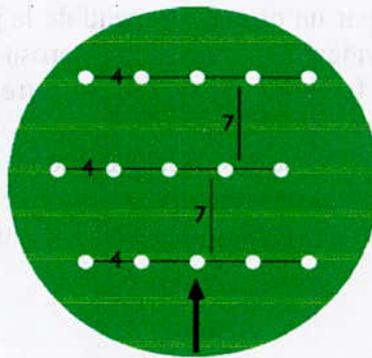
<sup>2</sup>: la surface ouverte divisée par la surface totale de l'objet exposé au vent

A l'aide d'une fumée ajoutée à l'air passant à travers le rotor d'une éolienne, on a pu voir le comportement du vent en aval du rotor (*figure I.12*). Il est vivement conseillé d'espacer les éoliennes d'une distance calculée dans les parcs éoliens afin d'éviter que la turbulence engendrée derrière chaque éolienne n'affecte trop la production énergétique des éoliennes situées plus en aval. La distance entre les éoliennes est souvent encore plus grande dans la direction des vents dominants.

### I.17.1.3. Effet de parc :

Une éolienne freine le vent lorsqu'elle capte son énergie et la convertit en électricité. Par conséquent, on cherche à espacer les éoliennes autant que possible dans la direction des vents dominants mais, en même temps, le coût de la terre et du raccordement des éoliennes au réseau électrique parle en faveur d'une séparation plus petite que possible des éoliennes.

### I.18.1. Disposition des parcs éoliens :



*figure I.13 : disposition des éoliennes d'un parc [5]*

En générale, la distance souhaitable entre les éoliennes installées dans des parcs éoliens est de 3 à 9 *diamètres* du rotor dans la direction des vents dominants, et de 3 à 5 *diamètres* dans la direction latérale.

Sur la *figure I.13*, on a mis trois rayons de cinq éoliennes chacun dans une disposition très typique. La distance entre les éoliennes (les points blancs) correspond à 7 *diamètres* du rotor dans la direction des vents dominants, et à 4 *diamètres* dans la direction perpendiculaire aux vents dominants.

### I.18.2. Perte d'énergie à cause de l'effet de parc :

Le diamètre du rotor, la rose des vents, la distribution de Weibull et la rugosité du terrain dans les différentes directions du vent étant connus, la perte d'énergie due à l'effet d'abri peut être calculée.

En général, la perte d'énergie à cause de l'effet de parc est d'environ 5 % [7].

### I.19. Effets accélérateurs :

On peut illustrer par une simple expérience : en utilisant une pompe de bicyclette ordinaire, on verra que la vitesse de l'air abandonnant la valve est bien plus élevée que la vitesse du mouvement du piston. Ce phénomène est évidemment dû au fait que la section de la valve est beaucoup plus étroite que la section du cylindre de la pompe.

#### I.19.1. Effet de tunnel :

Entre les grands bâtiments ou dans un col étroit, le vent se trouve comprimé sur le côté exposé au vent (du bâtiment ou de la montagne), ce qui fait accélérer considérablement sa vitesse entre les obstacles, c'est « l'effet de tunnel ».



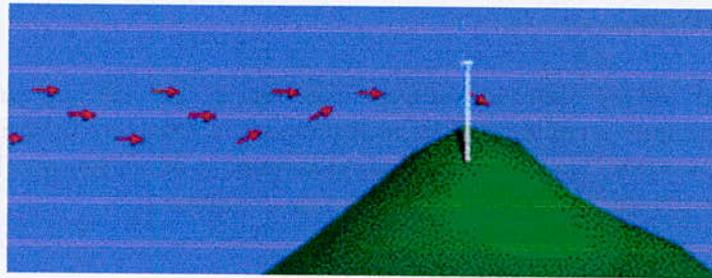
figure I.14 : illustration de l'effet de tunnel [5]

Si la vitesse normale dans un terrain dégagé est de, disons,  $6 \text{ m/s}$ , elle atteindra facilement  $9 \text{ m/s}$  dans un couloir naturel. L'installation d'une éolienne dans un tel tunnel est donc une façon intelligente d'obtenir une vitesse de vent supérieure à celle de la zone ambiante mais sans négliger l'étude de la rugosité des pentes. Si les collines entourant le tunnel sont très rugueuses et accidentées, il peut y avoir beaucoup de turbulence dans l'écoulement du vent, ce qui provoque une turbulence. Trop de turbulence risque non seulement d'annuler complètement l'avantage obtenu par une vitesse de vent accélérée, mais aussi d'augmenter l'usure sur l'éolienne.

#### I.19.2. L'effet de colline :

En général, on préfère installer les éoliennes sur une colline ou une chaîne de hauteurs plus élevées que le paysage environnant pour avoir une vue plus dégagée que possible.

Le vent se trouve accéléré par une colline à cause de la différence de pression entre l'avant et l'arrière de celle-ci. La zone de haute pression en amont de la colline comprime le vent qui s'étend, ensuite, vers la zone de basse pression en aval.



*figure 1.15 : illustration de l'effet de colline [5]*

Le vent commence, alors, à dévier bien avant qu'il n'arrive à la colline et il faut prendre cette déviation en considération dans le calcul dimensionnel de l'éolienne à installer sur la colline (figure 1.15). Une colline accidentée ou à pentes raides peut provoquer de fortes turbulences ce qui risque d'annuler l'avantage souhaité que l'on compte gagner par une accélération de la vitesse.

## **B/. LE CHOIX D'UN SITE EOLIEN :**

### **I.20.1. L'étude du site (vent, rugosité, ...) :**

Observer la nature constitue, déjà, une aide excellente pour l'identification d'un bon site éolien. Les arbres et les buissons peuvent servir d'un bon indicateur de la direction des vents dominants. De même, l'apparence d'un littoral accidenté peut indiquer que des siècles d'érosion ont travaillé dans une direction particulière.

Des données météorologiques, reproduites de préférence en forme d'une rose des vents sur 30 ans, seront probablement le meilleur guide, mais ces données ne sont que très rarement collectées sur le site exact en question, et de plus, on doit pour plusieurs raisons toujours s'en servir avec beaucoup de prudence. S'il y a déjà des éoliennes à proximité, elles peuvent être un indicateur excellent de la ressource éolienne locale.

### **I.20.2. La recherche d'une vue dégagée :**

Il est préférable d'avoir une vue aussi dégagée que possible dans la direction des vents dominants. De même, il faut avoir aussi peu d'obstacles et une rugosité aussi faible que possible dans cette direction. Si, de plus, on réussit à trouver une colline à pentes douces, il est possible d'en profiter pour obtenir un effet accélérateur.

### **I.20.3. Le raccordement au réseau :**

Les grandes éoliennes de production électrique sont raccordées au réseau électrique. Il est, alors, primordial que l'éolienne soit installée relativement près d'une ligne électrique de 10 à 30 kilovolt afin d'éviter que des coûts exorbitants pour l'installation de nouveaux câbles. Les grandes éoliennes produisant 690 Volt sont équipées d'un transformateur, situé soit à côté de l'éolienne soit à l'intérieur de sa tour, qui convertit l'électricité en haute tension.

Le réseau électrique près de l'éolienne installée doit avoir l'habilité de recevoir l'électricité qu'elle produit. Si beaucoup d'éoliennes ont déjà été raccordées au réseau, il est

possible qu'il faille le renforcer en posant un plus grand câble qui sera éventuellement raccordé plus près d'une station de transformation à haute tension.

#### **I.20.4. L'infrastructure :**

L'établissement des fondations des éoliennes tient une partie considérable dans le coût de l'élaboration d'un projet éolien. Il ne faut omettre, aussi, les coûts liés à la construction d'un chemin permettant aux camions lourds de gagner le site.

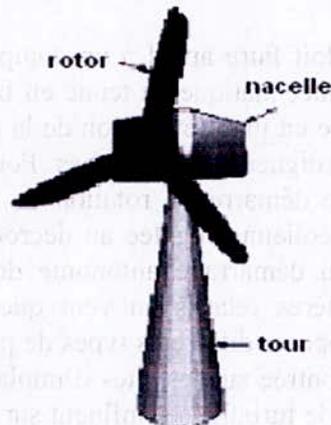
#### **I.20.5. L'usage des données météorologiques :**

Les météorologues recueillent des données pour leurs prévisions du temps et pour l'aviation. Ces données peuvent être également utilisées pour évaluer les conditions éoliennes générales dans un site donné. Cependant, des mesures précises de la vitesse du vent - et donc de l'énergie éolienne - sont bien plus importantes pour la réalisation d'un projet éolien que c'est le cas lorsqu'il s'agit de faire des prévisions du temps. Ainsi, la vitesse du vent se trouve très influencée par la rugosité de la zone environnante, par les obstacles avoisinants (arbres, phares, bâtiments,...) et par les contours du terrain local. Dans la plupart des cas, on risque de sous-estimer le potentiel éolien si l'on se sert de données météorologiques sans les ajuster pour le site en question. A moins que l'on ne fasse des calculs qui compensent les conditions locales prévalant à l'endroit où les mesures ont été réalisées, il est très difficile de faire des estimations de la ressource éolienne sur un site donné, même lorsque celui-ci est situé à proximité de la station météo.

**Chapitre II :**  
**LES EOLIENNES**

## II.1. Les composants d'une éolienne :

Les trois composants essentiels d'une éolienne sont : le rotor, la nacelle et la tour comme l'illustre la *figure II.1*.



*figure II.1 : les composants essentiels d'une éolienne*

### II.1.1. Le rotor et les pales :

C'est le capteur qui transforme l'énergie du vent en énergie mécanique, il est constitué d'un ensemble de pales (un nombre variable) et de l'arbre primaire et la liaison étant assurée par le moyeu. Sur certaines machines, l'arbre primaire qui tourne à faible vitesse comporte un dispositif permettant de faire passer des conduites hydrauliques entre la nacelle (repère fixe) et le moyeu (repère tournant). Cette installation hydraulique est notamment utilisée pour la régulation du fonctionnement de la machine (calage des pales variable, freinage du rotor).

#### II.1.1.1. Le rotor :

L'utilisation de rotor à trois pales est prédominante dans l'industrie des machines de moyenne et grande puissance ( $> 30 \text{ kW}$ ). Dans le monde, elles représentent environ 80 % du marché. Une éolienne monopale doit être munie d'une masse inerte permettant l'équilibrage de la pale ; elle est donc sensiblement équivalente à une machine bipale en terme de poids.

Dynamiquement, la configuration tripale est la plus équilibrée. Elle doit cependant accepter un chargement cyclique plus important. Aérodynamiquement, les études montrent un léger avantage à posséder plusieurs pales (réduction des pertes d'extrémités). On augmente ainsi le coefficient de puissance d'environ 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.

Le choix résulte donc d'un compromis entre l'efficacité aérodynamique du rotor, le poids, la dynamique des structures et le prix associé.

### II.1.1.2. Les pales :

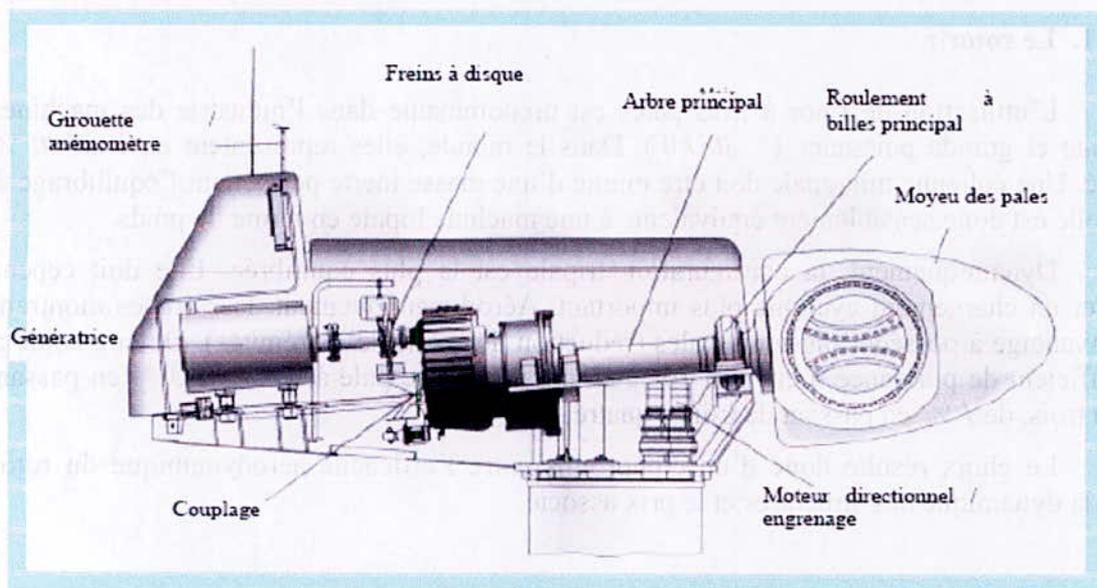
La pale d'une éolienne est en réalité le véritable capteur de l'énergie présente dans le vent. La production d'énergie de l'installation dépend de ses performances et, par conséquent, l'intérêt économique de la machine.

La conception d'une pale doit faire appel à un compromis délicat entre le rendement aérodynamique, la légèreté, la résistance statique, la tenue en fatigue. Ainsi le choix des profils, leur répartition en envergure, la forme en plan (évolution de la corde en fonction de l'envergure) et le vrillage de la pale doivent être soigneusement étudiés. Pour une machine de grande taille à pas variable, on pourra envisager de démarrer la rotation en s'aidant du générateur utilisé en moteur. Par contre, pour une petite éolienne régulée au décrochage, le vrillage, notamment au pied de la pale, devra permettre un démarrage autonome de la machine. À ces contraintes s'ajoutent bien évidemment les critères relatifs au vent que la machine devra utiliser. Les constructeurs sont ainsi amenés à proposer différents types de pales pour une même puissance en fonction de la vitesse moyenne rencontrée sur les sites d'implantation, et encore, les conditions d'écoulement du vent (vitesses, taux de turbulence) influent sur la conception (charges extrêmes, tenue en fatigue).

On aperçoit donc que la conception d'une pale est en fait *un procédé itératif* avec de nombreux paramètres et de nombreuses contraintes et c'est pour cela que des logiciels sont mis en place pour faciliter la mise en évidence de tous ces paramètres lors de la conception.

### II.1.2. La nacelle :

La nacelle est une véritable salle de machines perchée dans le ciel. Elle comporte une ou deux génératrices, une boîte de vitesses, un système de freins à disque et différents équipements automatisés d'asservissement.



*figure II.2 : une coupe d'une nacelle et ses différents organes*

On construit maintenant des éoliennes énormes de classe de mégawatt sur des tours de près de 100 mètres et qui sont surtout limitées non par la technologie, mais par les grues gigantesques qu'elles nécessitent.

Les différents composants que l'on peut rencontrer dans une nacelle sont :

#### II.1.2.1. Le multiplicateur de vitesse :

Il sert à élever la vitesse de rotation entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire qui entraîne la génératrice électrique. En effet, la faible vitesse de rotation de l'éolienne ne permettrait pas de générer du courant électrique dans de bonnes conditions avec les générateurs de courant classiques. La boîte de vitesse permet d'avoir un rotor tournant lentement (30 à 40 tours/mn) pouvant se coupler à un générateur de série, donc peu cher, qui tourne lui 40 à 50 fois plus vite.

#### II.1.2.2. L'arbre secondaire :

L'arbre secondaire comporte généralement un frein mécanique qui permet d'immobiliser le rotor au cours des opérations de maintenance et d'éviter l'emballement de la machine.

#### II.1.2.3. La génératrice :

C'est elle qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique (c'est un alternateur). Les plus simples et robustes sont des générateurs à induction, mais il faut alors contrôler leur excitation par des condensateurs ou les relier au réseau, ce qui n'est pas facile. On doit essayer de stabiliser la vitesse de ces moteurs asynchrones près de leur puissance nominale (vers 1800 tours) pour avoir en bout de ligne une fréquence et une tension régulières c'est pourquoi certains fabricants installent deux génératrices, l'une exploitant les basses vitesses de vent, l'autre pour les hautes vitesses. On peut, aussi, utiliser une génératrice auto-excitée : un moteur synchrone à aimants permanents. Ce type d'alternateur est plus facile à gérer mais plus cher et comporte de nombreuses pièces mécaniques.

- **Remarque** : enfin, l'avenir pourrait bien se situer dans les génératrices à basse vitesse car elles suppriment tout recours à un multiplicateur. L'innovation de *Jeumont Industrie* (une génératrice discoïde) réduit la taille de ces alternateurs multipôles. Toutefois, le courant produit doit passer par un onduleur de grande puissance. Il s'agit là d'une technologie de pointe.

Tous ces équipements peuvent nécessiter un système de refroidissement liquide, ce qui leur permet d'avoir une taille plus réduite.

#### II.1.2.3. Un contrôleur électronique :

Il s'agit d'un ordinateur qui peut gérer le démarrage de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante (de l'ordre de 5 m/s), le pas des pales, le freinage de la machine, l'orientation de l'ensemble rotor/nacelle face au vent de manière à maximiser la récupération d'énergie et réduire les efforts instationnaires sur l'installation. Pour mener à bien ces différentes tâches, le

contrôleur utilise les données fournies par un anémomètre (mesurant la vitesse du vent) et une girouette (indiquant la direction du vent), habituellement situés à l'arrière de la nacelle. Enfin, le contrôleur assure également la gestion des différentes pannes éventuelles pouvant survenir.

#### II.1.2.4. Un dispositif d'orientation de la nacelle :

Il permet la rotation de la nacelle à l'extrémité supérieure de la tour, autour de l'axe vertical. Dans le passé, l'orientation était assurée par un système à empennage. De nos jours, on utilise, généralement, des moteurs électriques entraînant une couronne dentée. De nombreuses éoliennes comportent un système de blocage mécanique de la position de la nacelle suivant une orientation donnée ; cela évite de solliciter constamment les moteurs et permet aussi de bloquer l'éolienne durant les opérations de maintenance. Le dispositif d'orientation comprend un compteur de tours, de manière à éviter de tordre inconsidérément le câble acheminant l'énergie électrique provenant de la génératrice jusqu'au pied de la tour. Au bout d'un certain nombre de tours de la nacelle, celle-ci est alors manoeuvrée en sens inverse à l'aide des moteurs d'orientation pour dévriller le câble.

- **Remarque :** On trouve aussi divers dispositifs de refroidissement par ventilateurs, radiateurs d'eau ou d'huile et un groupe hydraulique.

#### II.1.3. La tour :

Son rôle est d'une part de supporter l'ensemble rotor/nacelle pour éviter que les pales ne touchent le sol, mais aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante, de manière à sortir autant que possible le rotor du gradient de vent qui existe à proximité du sol, améliorant ainsi la captation de l'énergie.

Trois grands types de tours peuvent être rencontrés :

##### II.1.3.1. Le mât haubané :

Il est simple de construction mais s'adresse essentiellement aux machines de faible puissance. Il présente toutefois l'avantage de pouvoir soustraire l'éolienne à des conditions météorologiques extrêmes (forte tempête, cyclone). L'emprise au sol du haubanage peut devenir un obstacle à son utilisation.

##### II.1.3.2. La tour en treillis :

Son avantage essentiel est sa simplicité de construction, qui la rend intéressante pour les pays en voie de développement (non industrialisés). Pour des machines de grande taille, ce type demeure inesthétique.

##### II.1.3.3. La tour tubulaire :

Bien que de construction plus complexe, elle a la faveur des constructeurs car elle permet d'abriter certains dispositifs de régulation ou de commande et apporte une protection

évidente aux personnels chargés de la maintenance qui doivent grimper jusqu'à la nacelle (installation géante aisée d'une échelle voire d'un ascenseur intérieur).

**Remarques :**

Les tours en treillis sont les moins chères, mais souvent mal acceptées.

La tour tubulaire est beaucoup plus élégante mais le prix d'une telle tour peut atteindre trois ou quatre fois celui d'un mât haubané. La solidité de la fondation deviendra un élément important et c'est la solution pour les grandes éoliennes.

## II.2. Les types d'éoliennes :

### II.2.1. Eoliennes à axe horizontal :

La plus grande partie de la technologie éolienne décrite dans ce qui a précédé et dans ce qui va suivre se réfère aux éoliennes à axe horizontal. La raison est bien simple : toutes les éoliennes commerciales raccordées au réseau sont aujourd'hui construites avec un rotor du type hélice, monté sur un axe horizontal (un arbre principal horizontal). La finalité du rotor est évidemment de convertir le mouvement linéaire du vent en énergie rotative susceptible d'entraîner une génératrice. Les turbines hydrauliques sont construites selon ce même principe fondamental, le courant d'eau étant parallèle à l'axe de rotation des aubes de la roue.

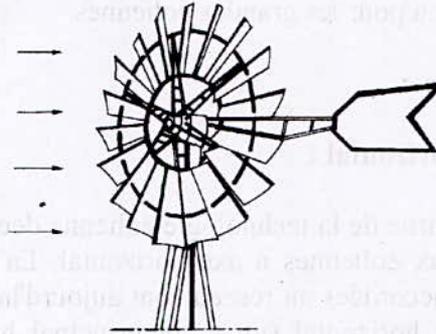


*figure II.3 : une éolienne à axe horizontal*

Ces machines sont les descendantes directes des moulins à vent (voir historique) sur lesquels les ailes, faites de voiles tendues sur une structure habituellement en bois, ont été remplacées par des éléments ressemblant fortement à des ailes d'avion. La portance de ces ailes placées dans le vent ne sert pas ici à sustenter un aéronef mais à générer un couple moteur destiné à entraîner un dispositif mécanique tel qu'une génératrice électrique, une pompe...

### II.2.1.1. Les éoliennes lentes :

Une catégorie particulière d'éolienne à axe horizontal est celle des machines multipales de faible diamètre (jusqu'à 10 m environ). La masse importante de la roue aubagée, les vitesses de rotation peu élevées (en regard du diamètre) font que ces machines de faible puissance sont utilisées principalement pour le pompage de l'eau. Cependant, une application récente de ce type de machine (avec des diamètres de l'ordre du mètre) est la génération électrique à bord de bateaux de plaisance ou de course au large.



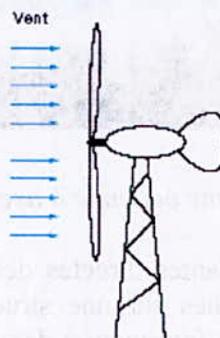
*figure II.4 : une éolienne multipale (lente)*

### II.2.1.2. Les éoliennes rapides :

Ces machines présentent généralement un nombre de pales compris entre 2 et 4 et peuvent développer des puissances élevées (jusqu'à 3 mégawatts). Leur axe de transmission est parallèle au sol.

L'intérêt des éoliennes rapides est qu'elles sont à puissance importante et elles sont beaucoup plus légères que les éoliennes lentes mais elles présentent l'inconvénient de démarrer difficilement.

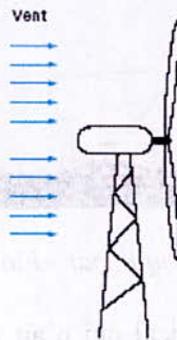
#### II.2.1.2.1. Les éoliennes face au vent :



*figure II.5 : la configuration : face au vent*

Le rotor est orienté dans la direction du vent. L'avantage principal de cette configuration est qu'on évite ainsi que l'abri créé derrière la tour influe sur la production de l'éolienne. La grande majorité des éoliennes sont, en effet, conçues de cette façon. Un certain effet d'abri est cependant également créé devant la tour, ce qui fait que le vent commence à dévier bien avant qu'il n'arrive à la tour même lorsque celle-ci est ronde et lisse. Par conséquent, chaque fois qu'une pale de rotor passe devant la tour, il y aura une légère diminution de la production de puissance de l'éolienne. L'inconvénient principal est que le rotor doit être non-flexible et placé à une certaine distance de la tour. En plus, il est primordial de munir une éolienne face au vent d'un mécanisme d'orientation afin que le rotor soit toujours tourné vers le vent.

#### II.2.1.2.2. Les éoliennes sous le vent :



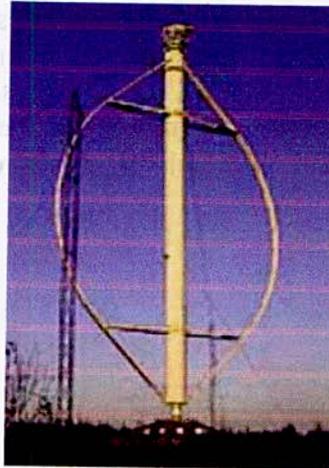
*figure II.6 : la configuration : sous le vent*

Le rotor est placé du côté sous le vent de la tour. L'avantage théorique de cette configuration est que la nacelle n'a plus besoin d'être munie d'un mécanisme d'orientation à condition que le rotor et la nacelle aient été conçus de telle manière que la nacelle s'oriente passivement selon les changements de la direction du vent. Pour les grandes éoliennes, un tel avantage est cependant assez douteux vu qu'on aura besoin de câbles pour récupérer l'électricité produite par la génératrice éolienne et l'absence, donc, d'un mécanisme d'orientation risque de provoquer un vrillage de câbles électriques lorsque l'éolienne s'oriente passivement dans la même direction. Les éoliennes sous le vent permettent l'emploi d'un rotor moins rigide ce qui comporte certains avantages tant à l'égard du poids que de la dynamique structurale de la machine. Ainsi, les flexions naturelles des pales à des vitesses de vent élevées enlèvent automatiquement une partie de la charge à laquelle la structure est exposée. L'avantage fondamental de cette configuration est, donc, qu'il est possible de construire l'éolienne plus légère. L'inconvénient fondamental est la variation de la production d'électricité provoquée par le passage du rotor à travers l'ombre de la tour, variation qui risque d'augmenter sensiblement les charges de fatigue.

#### II.2.2. Les éoliennes à axe vertical :

Les roues hydrauliques classiques sont construites de façon à laisser arriver l'eau perpendiculairement à l'axe de rotation de la roue. Dans ce sens, les éoliennes à axe vertical ressemblent un peu aux roues hydrauliques (voir, aussi, historique). En fait, certaines éoliennes à axe vertical pourraient également fonctionner avec un axe horizontal, mais il est peu probable qu'elles soient aussi efficaces qu'une éolienne munie d'un rotor du type hélice.

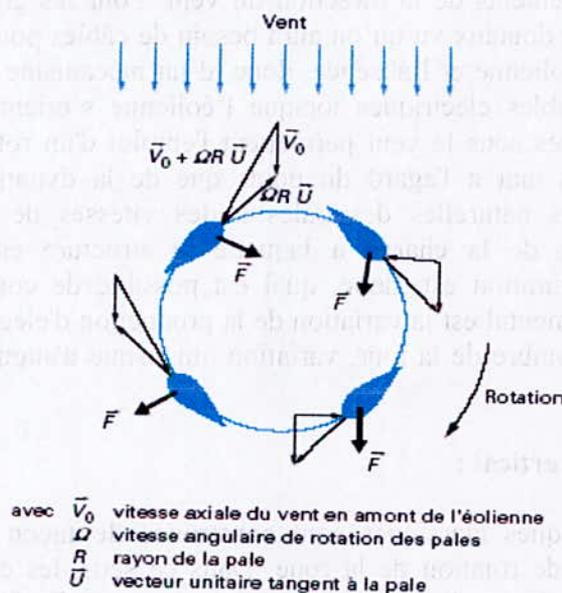
**II.2.2.1. L'éolienne de Darrius :**



*figure II.7 : éolienne de Darrius fabriqué par «FloWind» avant son faillite en 1997*

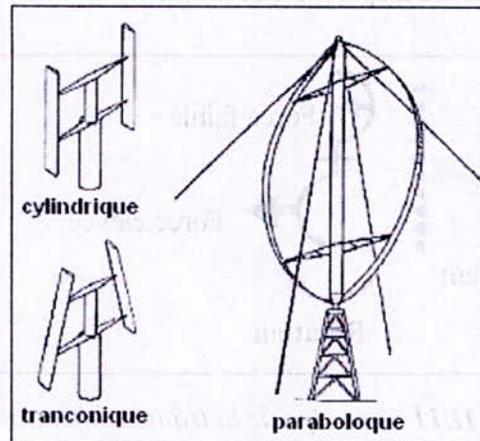
C'est la seule éolienne à axe vertical qui n'ait jamais été fabriquée commercialement (elle est nommée d'après l'ingénieur français *Georges Darrius* qui breveta la conception en 1931). L'éolienne de Darrius est caractérisée par ses pales de rotor en forme de C qui la font ressembler un peu à un fouet à œufs [7]. Elle est normalement construite avec deux ou trois pales. Le principe de fonctionnement de ce type est : la variation cyclique de l'incidence :

- **Variation cyclique d'incidence :**



*figure II.8 : illustration de la variation cyclique de l'incidence*

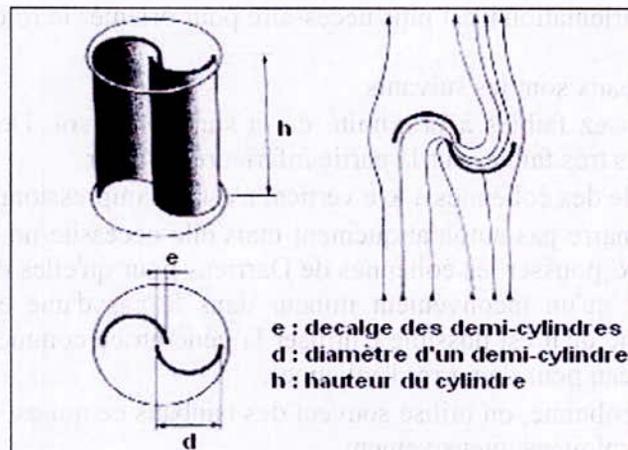
Le fonctionnement est ici basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles est soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La combinaison de ces forces génère alors un couple moteur. En fait, les différents angles auxquels sont soumis les profils, proviennent de la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil (en rotation autour de l'axe vertical) et de la vitesse du vent (*figure II.8*). De tels rotors peuvent être de forme cylindrique, tronconique ou parabolique (*figure II.9*).



*figure II.9 : différents rotors de Darrieus*

#### II.2.2.2. L'éolienne de Savonius :

Le rotor de Savonius, du nom de son inventeur, un ingénieur finlandais qui l'a breveté à la fin des *années 1920*, étant très simple, présente un intérêt pour les pays très peu industrialisés car il est facile à fabriquer. Il a été développé aussi pour de petites éoliennes conçues pour la navigation de plaisance (pour recharge de batteries). De plus, il démarre à de faibles vitesses de vent, de l'ordre de  $2 \text{ m/s}$ . Les dimensions des machines à rotor de Savonius restent toutefois modestes,  $3$  à  $4 \text{ m}$  de hauteur maximale pour des diamètres de  $2 \text{ m}$  environ.

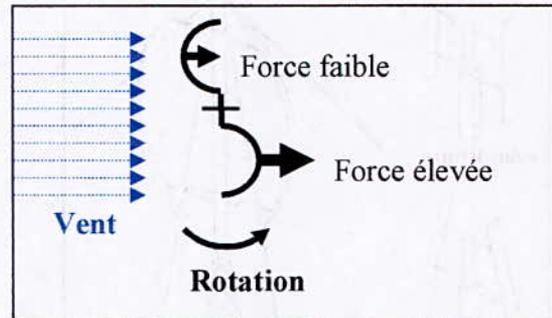


*figure II.10 : le rotor de Savonius*

Ce type fonctionne selon le principe de la traînée différentielle :

- **La traînée différentielle :**

Les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes (*figure II.11*). Il en résulte donc un couple moteur, que l'on peut utiliser pour entraîner un générateur électrique ou un autre dispositif mécanique tel qu'une pompe.



*figure II.11 : principe de la traînée différentielle*

Le fonctionnement est ici amélioré par la circulation de l'air rendue possible entre les deux demi-cylindres, ce qui augmente le couple moteur.

Lors du démarrage de ce type de machine, les cylindres sont orientés par rapport au vent de telle manière à avoir le couple résultant nul. L'éolienne ne pourra donc pas démarrer spontanément. La superposition de plusieurs rotors identiques, mais décalés d'un certain angle l'un par rapport à l'autre, permet de remédier à ce problème, rendant ainsi la machine totalement autonome.

Les avantages théoriques d'une machine à axe vertical sont les suivantes :

- Elle nous permet de placer la génératrice et d'autres composants à terre, et nous n'avons pas besoin de munir la machine d'une tour.
- Le mécanisme d'orientation n'est plus nécessaire pour orienter le rotor dans la direction du vent.

Les inconvénients principaux sont les suivants :

- Les vents sont assez faibles à proximité de la surface du sol. Donc supprimer la tour implique des vents très faibles sur la partie inférieure du rotor.
- L'efficacité globale des éoliennes à axe vertical n'est pas impressionnante.
- L'éolienne ne démarre pas automatiquement mais elle nécessite un couple de démarrage. (Ainsi, il faut p.ex. pousser les éoliennes de Darrieus pour qu'elles démarrent. Cependant, ceci ne constitue qu'un inconvénient mineur dans le cas d'une éolienne raccordée au réseau, étant donné qu'il est possible d'utiliser la génératrice comme un moteur absorbant du courant du réseau pour démarrer l'éolienne).
- Pour faire tenir l'éolienne, on utilise souvent des haubans ce qui est peu pratique dans des zones agricoles exploitées intensivement.

- Pour remplacer le palier principal du rotor, il faut enlever tout le rotor. Ceci vaut tant pour les éoliennes à axe vertical que pour celles à axe horizontal, mais dans le cas du rotor de Darrieus, cela implique un véritable démontage de l'éolienne entière.

### II.3.1. Les éoliennes offshore :

Le développement d'éoliennes de la classe du mégawatt et de fondations moins chères, ainsi que des connaissances nouvelles sur les conditions éoliennes en mer, sont des facteurs importants ayant amélioré la rentabilité des parcs éoliens offshore. Alors que l'énergie éolienne est une technologie rentable et compétitive sur les bons sites terrestres depuis quelque temps, elle est maintenant sur le point de franchir une nouvelle limite : la limite marquée jusqu'ici par le bord de la mer. L'énergie éolienne offshore devient, elle aussi, rapidement de plus en plus rentable dans les pays industrialisés en attendant que nous, les pays peu industrialisés, valorisons cette énergie et ses ressources.



*figure II.12 : l'éolienne offshore*

### II.3.2. Les fondations des éoliennes installées en mer :

Le plus grand défi lancé à l'énergie éolienne offshore est celui de réduire les coûts: le câblage sous-marin, d'un côté, et les fondations assez spéciales, de l'autre, ont jusqu'ici fait de l'énergie éolienne offshore une option coûteuse. La production d'une éolienne installée en mer est en général supérieure de 50 % à celle d'une éolienne similaire située sur un terrain plat vu l'impact presque nul de la surface de la mer. Des études ont conclu que, dans le cas de fondations destinées à un parc éolien offshore, l'acier est beaucoup plus compétitif que le béton. Toutes les nouvelles technologies de fondation soient rentables jusqu'à des profondeurs d'eau de 15 m, et éventuellement même à des profondeurs encore plus grandes.

Lorsqu'une structure d'acier est installée en mer, la corrosion ne constitue pas un problème majeur. Les expériences des plate-formes de forage pétrolier ont montré qu'il est en fait possible de les protéger contre la corrosion par l'emploi de cathodes. De plus, les fabricants fourniront automatiquement les éoliennes offshore avec une peinture d'une classe de protection plus élevée que celle des éoliennes terrestres. Les fondations des plate-formes de l'industrie pétrolière ont normalement une durée de vie d'environ 50 ans.

#### II.3.2.1. Les fondations offshore traditionnelles :

- le caisson de béton :

Pour les premiers parcs offshore construits dans le monde, on a utilisé des fondations constituées de caissons de béton. Ce type de fondation se sert de la gravité pour maintenir l'éolienne dans une position verticale.



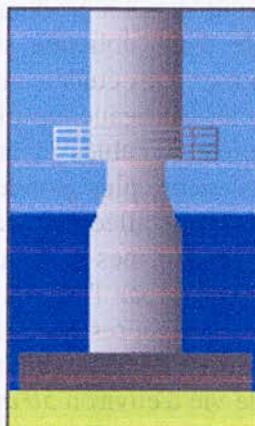
*figure II.13 : le caisson de béton*

Quand on utilise la technique traditionnelle de caissons de béton, le coût de la fondation finale est plus ou moins proportionnel au carré de la profondeur d'eau. Par exemple, pour des profondeurs d'eau variant entre 2,5 et 7,5 m, un poids moyen de chaque fondation est d'environ 1050 tonnes et le coût risque d'être élevé. Les fondations en béton tendent à devenir trop lourdes et trop chères. Pour franchir cette barrière du coût, on s'est, donc, lancé dans le développement d'autres techniques de fondation.

### II.3.2.2. Les fondations offshore nouvelles :

#### II.3.2.2.1. Le caisson d'acier :

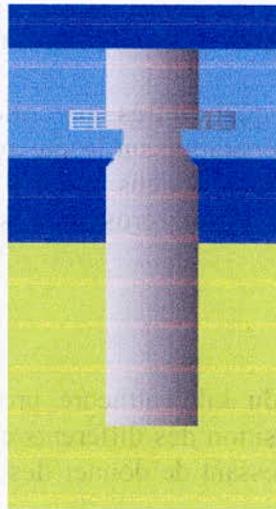
Une toute nouvelle technologie emploie une méthode similaire que la précédente, mais, au lieu de béton armé, elle utilise un tube d'acier cylindrique qui est fixé sur une boîte d'acier placée sur le fond de mer. Une fondation d'acier est une construction sensiblement plus légère qu'une fondation en béton.



*figure II.14 : le caisson d'acier*

Bien que le poids de la fondation finale installée en mer doive s'élever à environ 1000 tonnes, la structure d'acier ne pèsera, elle, que quelque 80 à 100 tonnes à des profondeurs d'eau d'entre 4 et 10 m. Ce poids relativement peu lourd de la structure permet aux barges de transporter et d'installer les fondations très rapidement et d'utiliser la grue assez légère employée également à l'érection des éoliennes mêmes. Après leur installation, les caissons d'acier sont remplis d'olivine, un minéral très dense qui donne aux fondations le poids nécessaire pour résister aux vagues et à la pression de la glace. Il faut, aussi, protéger le fond de mer près de la base des fondations contre l'érosion, en plaçant des cailloux ou des rochers autour des arêtes de la base.

#### II.3.2.2.2. Le mono-pilot d'acier :

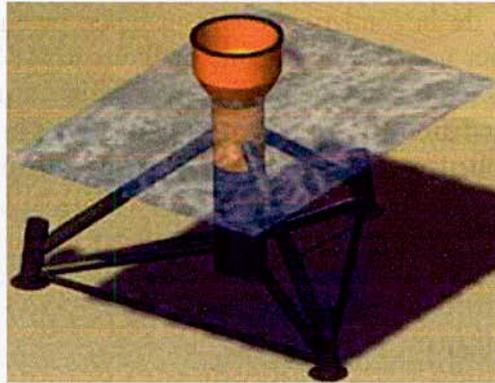


*figure II.15 : la fondation mono-pilot*

La fondation mono-pilot est une construction simple : elle est constituée d'un seul pilot d'acier de 3,5 à 4,5 m de diamètre. Le pilot est enfoncé de quelque 10 à 20 m dans le fond de mer suivant le type de sous-sol. Un avantage important de cette fondation est qu'aucune préparation du fond sous-marin n'est nécessaire. Par contre, la fondation à mono-pilot requiert de l'équipement de pilotage lourd, et elle est déconseillée pour des endroits où le fond de mer contient beaucoup de gros cailloux. Si on heurte un grand caillou lors des travaux de pilotage, il est possible de le perforer. Avec ce type de fondation, l'érosion ne constitue normalement pas un problème.

#### II.3.2.2.3. Le trépied :

Il s'inspire des plate-formes légères à trois pieds employées par l'industrie pétrolière pour le forage dans les champs pétroliers marginaux. Un châssis en trois tubes d'acier partant la base de la tour de l'éolienne transfère les forces de la tour à trois pilots d'acier minces (0,9 m de diamètre) enfoncés de 10 à 20 m dans le fond sous-marin suivant les conditions du sol et les charges de glace à prévoir sur le site. A cause de la nécessité de pilotage, la fondation à trois pieds n'est pas appropriée aux endroits, où le fond sous-marin contient beaucoup de gros cailloux.



*figure II.16 : le trépied*

Le grand atout de ce type est qu'il est très approprié à de grandes profondeurs d'eau. En plus, il ne nécessite pas une grande préparation sur le site avant l'installation. Par contre, ce type de fondation n'est pas adapté à des parcs éoliens situés à des profondeurs d'eau inférieures à 6 à 7 mètres. Avec ce type de fondation, l'érosion n'est normalement pas un problème à considérer.

#### II.4. Ordre de grandeurs des coûts :

Le prix de revient minimal du kilowattheure produit est l'objectif qui imposera le dimensionnement, le choix et la disposition des différents composants. Dans ce cas, et pour des éoliennes à axe horizontal, il est intéressant de donner des ordres de grandeur relatifs à chacun des principaux composants :

Élément	Part du prix total (en %)
Éolienne	71
Supportage, fondation	14
Montage	8
Terrain	7

*Tableau II.1 : ordre de grandeurs des prix pour chaque élément*

#### II.5. La classification de éoliennes :

On peut classer les différents types d'éoliennes selon plusieurs paramètres tels que : le rendement, le type de rotor, le type d'axe etc...

Les tableaux et figures suivants présentent de différents exemples de classification.

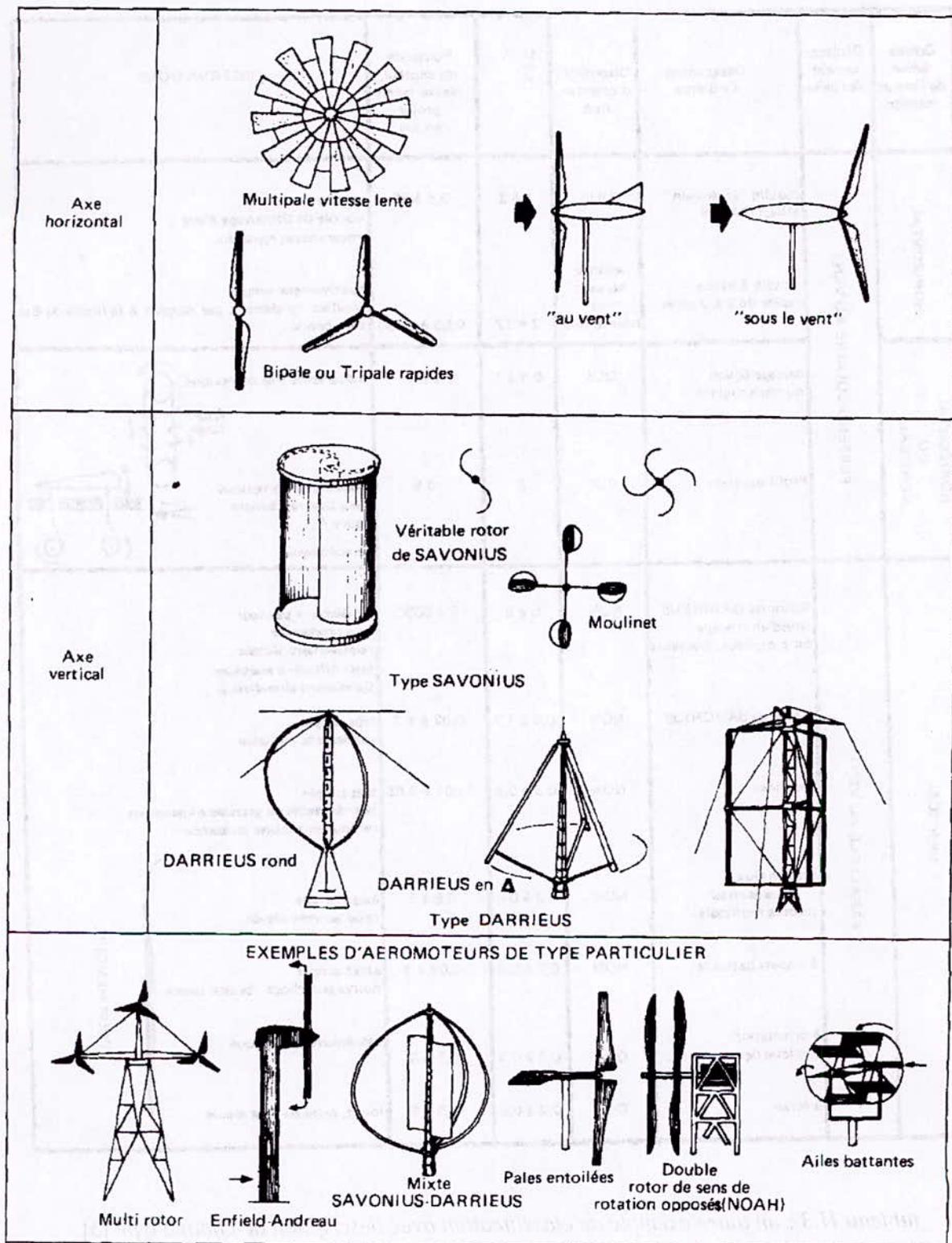


tableau II.2 : exemple de classification de différents types d'éoliennes selon le type d'axe et de rotor [3]

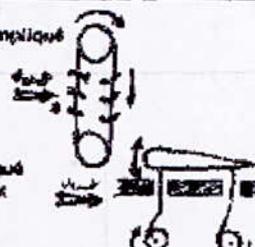
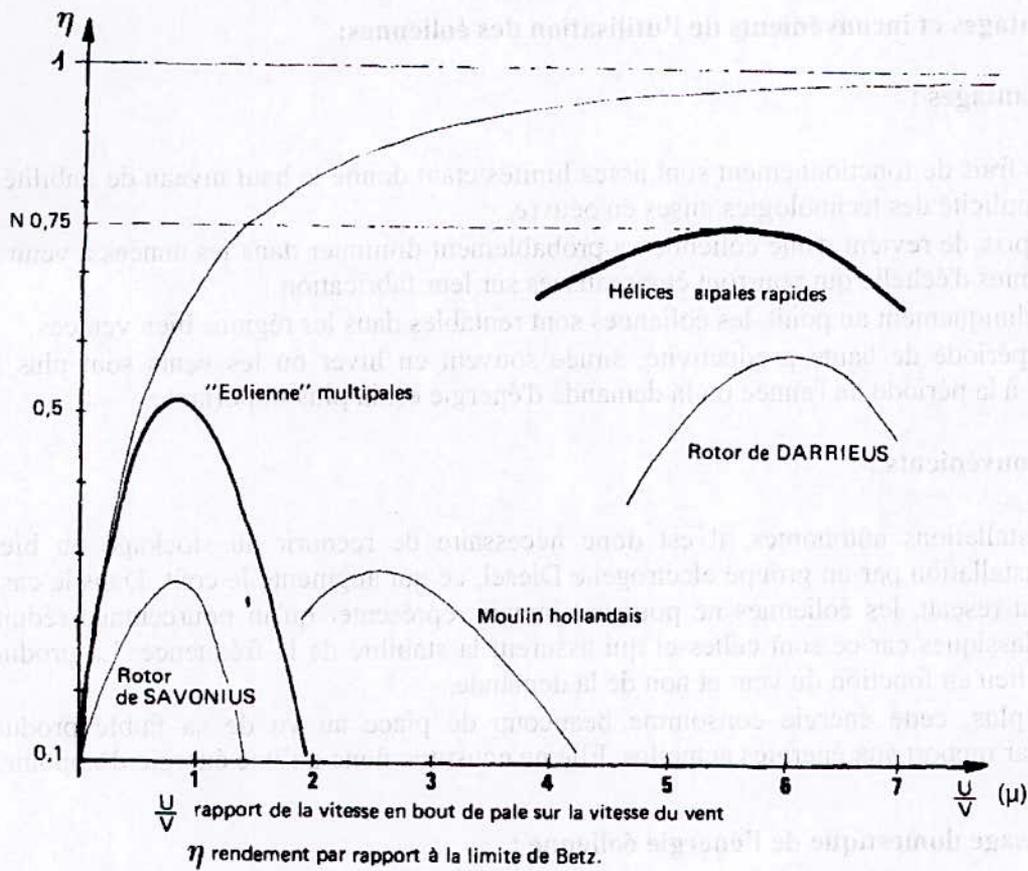
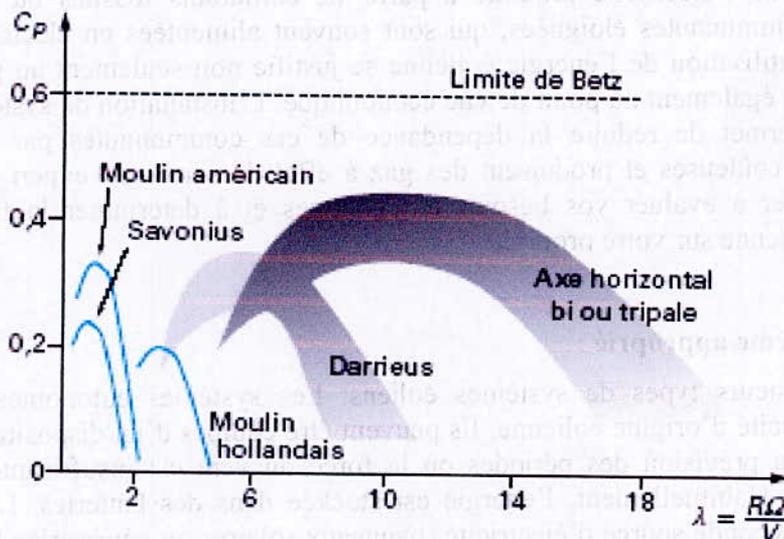
Orientation de l'axe de rotation	Déplacement des pales	Désignation Courante	Dispositif d'orientation	$\frac{U}{V}$	Puissance du capteur réalisé ou en projet en kW	OBSERVATIONS
HORIZONTAL	PERPENDICULAIRE AU VENT	moulin "américain" MULTIPALES	OUI	1 à 2	0,5 à 10	simple couple de démarrage élevé encore assez répandu.
		moulin à hélice rapide de 2 à 3 pales	selon le vent ou sous le vent	2 à 12	0,05 à 5000	relativement simple meilleur rendement par rapport à la limite de Betz bien connu.
HORIZONTAL OU VERTICAL	PERPENDICULAIRE AU VENT	barrage éolien ou tapis roulant	OUI	0,5 à 1	2 à 3	mécanisme très compliqué 
		Profil oscillant	OUI	2	0,5	mécanisme compliqué mais bon rendement 100% ? anecdotique
VERTICAL	PARALLELE AU VENT	Rotor de DARRIEUS (rod en triangle ou à plusieurs éléments)	NON	5 à 8	5 à 5000	ne démarre pas seul bon rendement relativement simple mais difficile à maîtriser. Quasiment abandonné.
		Rotor de SAVONIUS	NON	0,5 à 1,7	0,02 à 1,7	très simple rendement modeste
		moulinet	NON	0,3 à 0,6	0,001 à 0,05	très simple pas réalisable en grandes dimensions ne fournit aucune puissance
		rotor à flux transversal turbine multipale	NON	0,3 à 0,4	0,5 à 5	assez simple prise au vent élevée
		à clapets battants	NON	0,2 à 0,6	0,05 à 3	assez simple nombreux chocs, bruits, usure
		à orientation cyclique des pales	OUI	0,3 à 0,6	0,5 à 8	mécanisme compliqué
		à écran	OUI	0,2 à 0,6	0,5 à 5	lourd, prise au vent élevée

tableau II.3 : un autre exemple de classification avec description de chaque type [3]



graphe II.1 : la classification des différents types selon le rendement [4]



graphe II.2 : les courbes  $C_p - \lambda$  des différents types d'éoliennes [6]

## II.6. Avantages et inconvénients de l'utilisation des éoliennes:

### II.6.1. Avantages :

- Les frais de fonctionnement sont assez limités étant donné le haut niveau de fiabilité et la relative simplicité des technologies mises en oeuvre.
- Le prix de revient d'une éolienne va probablement diminuer dans les années à venir suite aux économies d'échelle qui pourront être réalisées sur leur fabrication.
- Techniquement au point, les éoliennes sont rentables dans les régions bien ventées.
- La période de haute productivité, située souvent en hiver où les vents sont plus forts, correspond à la période de l'année où la demande d'énergie est la plus importante.

### II.6.2. Inconvénients :

- d'installations autonomes, il est donc nécessaire de recourir au stockage ou bien de doubler l'installation par un groupe électrogène Diesel, ce qui augmente le coût. Dans le cas d'un couplage au réseau, les éoliennes ne pourront jamais représenter qu'un pourcentage réduit des centrales classiques car ce sont celles-ci qui assurent la stabilité de la fréquence. La production d'énergie a lieu en fonction du vent et non de la demande.
- De plus, cette énergie consomme beaucoup de place au vu de sa faible production d'énergie par rapport aux énergies actuelles. Elle ne constitue donc qu'une énergie d'appoint.

### II.7.1. L'usage domestique de l'énergie éolienne :

Les habitants de la campagne, désireux de réduire l'effet indésirable sur l'environnement de leur consommation d'énergie, peuvent restreindre leur dépendance par rapport au réseau d'électricité en utilisant un système éolien. Même un minisystème éolien permet d'économiser de l'électricité produite à partir de carburants fossiles ou de l'énergie nucléaire. Pour les communautés éloignées, qui sont souvent alimentées en électricité par des génératrices diesel, l'utilisation de l'énergie éolienne se justifie non seulement au point de vue environnemental, mais également au point de vue économique. L'installation de systèmes éoliens de forte puissance permet de réduire la dépendance de ces communautés par rapport aux génératrices, qui sont coûteuses et produisent des gaz à effet de serre. Un expert en systèmes éoliens peut vous aider à évaluer vos besoins énergétiques et à déterminer la faisabilité de l'installation d'une éolienne sur votre propriété.

### II.7.2. Choisir le système approprié :

Il existe plusieurs types de systèmes éoliens. Les systèmes autonomes produisent uniquement de l'électricité d'origine éolienne. Ils peuvent être équipés d'un dispositif permettant de stocker l'énergie en prévision des périodes où la force du vent est insuffisante pour faire fonctionner l'éolienne. Habituellement, l'énergie est stockée dans des batteries. Les systèmes hybrides utilisent une seconde source d'électricité (panneaux solaires ou génératrice Diesel) pour compenser le manque d'énergie d'origine éolienne. On utilise souvent un mécanisme de commutation qui commande le démarrage à distance d'une génératrice lors du déclenchement de la turbine éolienne.

## **Chapitre III :**

# **L'AERODYNAMIQUE DES PALES**

### III.1. Introduction :

L'industrie éolienne se base sur une vaste étude aérodynamique vu que le rotor, et plus exactement les pales, soit l'organe le plus important dans la capture de l'énergie du vent. On s'est toujours mis à bien étudier et même modéliser tous les phénomènes liés à l'écoulement de l'air à travers le rotor. Cela conduit à des concepts, très complexe parfois, mais qui mènent vers une optimisation en terme de rendement en puissance, en couple et en poussée. Donc, l'étude aérodynamique des pâles demeure une partie très importante dans la conception éolienne rajoutée au dimensionnement des pâles et l'étude de la dynamique des structures des matériaux utilisés dans l'industrie éolienne.

Notre travail se focalisera, alors, sur cette étude aérodynamique, notamment, sur l'évaluation des performances aérodynamiques d'une pale d'éolienne à axe horizontal pour voir nettement l'influence de plusieurs paramètres sur la puissance, le couple et la poussée récupérés. La modélisation du problème, notamment le problème de la turbulence, fera appel à des méthodes très utilisées qu'on exposera lors de ce chapitre. Pour notre travaille, on a opté pour une méthode couplée dite : *élément de pale – quantité de mouvement (BEM)*. Cette méthode sera détaillée dans le chapitre qui va suivre.

### III.2. Les notions générales de l'aérodynamique :

Nous avons vu, lors du chapitre précédent, que le rotor, muni de pales montées sur le moyeu, est placé en amont de la nacelle et même de la tour c'est-à-dire qu'on assiste à une configuration face au vent, et cela est dans le but d'isoler la zone de turbulence et d'écoulement irrégulier qui se crée derrière la tour (à cause de l'effet d'obstacle).

A priori, c'est le vent qui fait tourner le rotor mais, en réalité, les choses sont plus compliquées que cela. Il ne s'agit pas simplement d'un air qui bute les pales pour faire tourner le rotor. L'industrie des éoliennes modernes emprunte, en fait, plusieurs technologies de l'industrie aéronautique, mais d'une façon adaptée à l'utilisation éolienne vu que les conditions de fonctionnement d'une éolienne soient différentes de celles des avions.

#### III.2.1. La portance :

Un avion peut être tenu en vol grâce au profil de l'aile qui favorise la rapidité de l'écoulement sur l'extrados (le dessus) que sur l'intrados (le dessous).

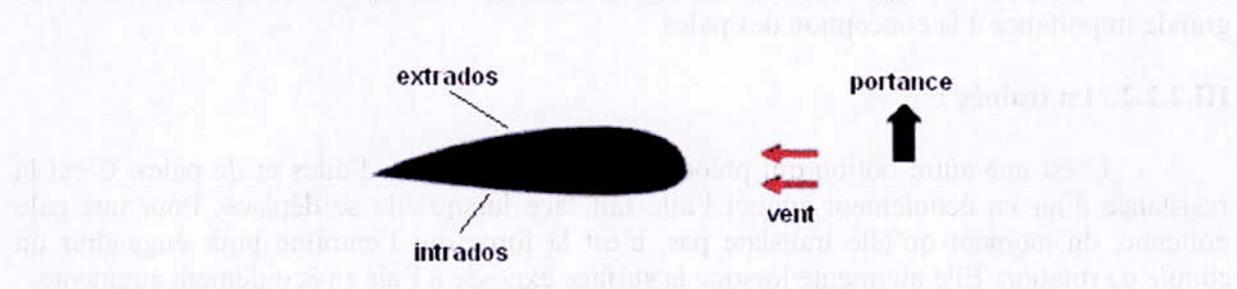


figure III.1 : une coupe transversale d'une aile d'avion

La portance est, alors, le résultat de la dépression qui se crée à l'extrados, c'est une force qui soulève l'aile vers le haut et garde l'avion en vol. elle est perpendiculaire à la direction du vent. Cette notion est bien connue chez les couvreurs de toits, même, depuis déjà

des siècles. L'expérience leur a appris que le côté sous le vent subit une sollicitation plus importante et les matériaux utilisés risquent d'être arrachés en cas d'une fixation mauvaise.

### III.2.2. Le décrochage et la traînée :

#### III.2.2.1. Le décrochage aérodynamique :

Lorsqu'un avion prend une pente, pour monter en haut, il s'incline trop vers l'arrière dans une tentative de monter plus rapidement. L'aile s'incline, l'écoulement de l'air arrête soudainement de suivre la surface de l'extrados d'une façon régulière et ce que l'on peut dire, dans un premier temps, est que la portance augmente certainement.

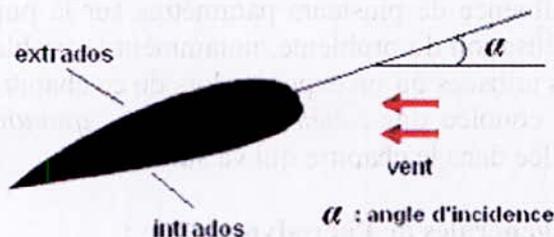


figure III.2 : une coupe d'une aile inclinée

En réalité, l'air commence à tourner créant un tourbillon irrégulier : c'est la turbulence, suite à laquelle, la portance résultant de l'écoulement d'air sur l'extrados disparaît. Ce phénomène est appelé : *décrochage aérodynamique*. L'aile décrochera lorsque son profil s'éloigne trop de la direction de l'écoulement de l'air, c'est-à-dire, lorsque l'angle d'incidence (appelé aussi angle d'attaque) augmente. Ce phénomène de décrochage peut, aussi, avoir lieu si la surface de l'aile (ou de la pale éolienne) n'est pas tout à fait uniforme et lisse. A titre d'exemple illustratif, une petite bosselure ou une simple pièce de scotch peut provoquer une turbulence sur l'extrados de l'aile (ou de la pale) même à des angles d'attaques assez petits.

Ce phénomène est très nocif à savoir que si une aile perd sa portance l'avion tombera à terre comme une pierre. Donc, on essaie de l'éviter à tout prix lors de la conception des ailes. Pour les pales éoliennes, la turbulence peut provoquer une rupture de celles-ci et, bien avant cela, chuter le rendement en énergie récupérée et c'est pour cela qu'on accorde une grande importance à la conception des pales.

#### III.2.2.2. La traînée :

C'est une autre notion qui préoccupe les constructeurs d'ailes et de pales. C'est la résistance d'air en écoulement auquel l'aile fait face lorsqu'elle se déplace. Pour une pale éolienne, du moment qu'elle translate pas, c'est la force qui l'entraîne pour engendrer un couple de rotation. Elle augmente lorsque la surface exposée à l'air en écoulement augmente.

### III.3. L'aérodynamique des éoliennes :

Dans ce qui a précédé, on a vu que le rotor tourne suite à l'action du vent soufflant sur les pales. De là, on peut directement penser que la force qui fait tourner ce rotor provient du vent arrivant de la direction dominante ce qui est erroné. On essaiera d'étudier une

fameuse expérience qui démontre ce qui a été dit, c'est l'expérience de la bicyclette.

Lorsqu'une bicyclette ordinaire, équipée d'une banderole ou d'une girouette, se déplace à une vitesse de  $7 \text{ m/s}$  dans un temps supposé tout à fait calme. La vitesse du vent, dans ce cas, mesurée sur la bicyclette est de  $7 \text{ m/s}$  et la banderole est orientée vers l'arrière étant donné que le vent souffle directement de l'avant (figure III.3).

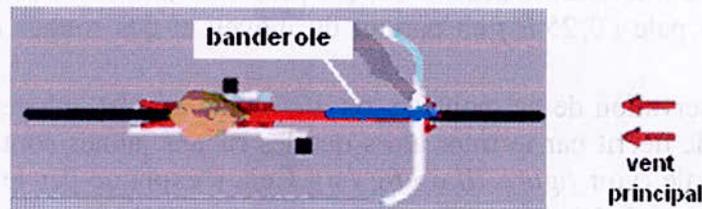


figure III.3 : comportement d'une banderole face à une direction du vent

Supposons, cette fois-ci, qu'il y a un vent qui souffle directement du côté droit avec la même vitesse ( $7 \text{ m/s}$ ) et la bicyclette se déplace aussi à  $7 \text{ m/s}$ , la banderole sera tournée partiellement vers la gauche d'un angle de  $45^\circ$  (figure III.4) et d'un angle inférieur s'il soufflerait avec une vitesse moindre.

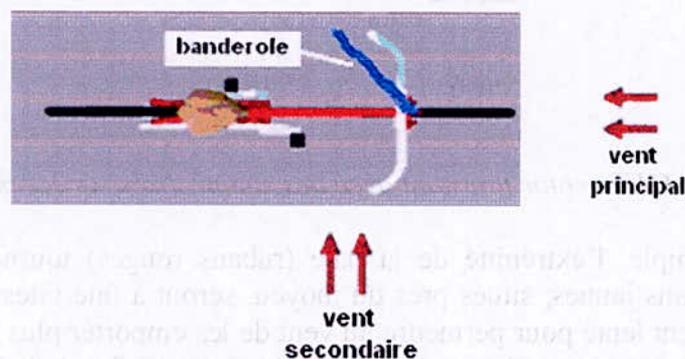


figure III.4 : comportement d'une banderole sollicitée par deux directions du vent

Géométriquement, la direction résultante des deux vents soufflant de devant et celui soufflant depuis la droite est la somme vectorielle des deux vecteurs vitesses arrivant sur la banderole (figure III.5). On constate si bien que le vent varie en direction et en intensité.

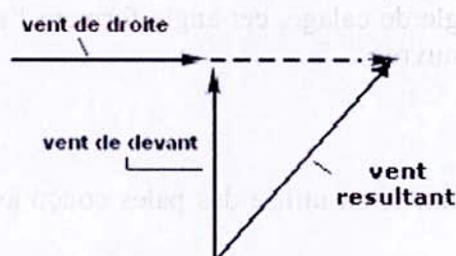


figure III.5 : triangle des directions des vents soufflant

A l'aide de ce triangle, on peut calculer la vitesse moyenne du vent arrivant sur la banderole en utilisant bien sur la géométrie et la trigonométrie.

### III.3.1. L'aérodynamique du rotor :

Pour bien voir les phénomènes accompagnant l'écoulement de l'air autour des pales lors du mouvement du rotor à axe horizontal, une étude expérimentale a été faite en utilisant une éolienne [7]. On a fixé des rubans sur chaque pale : des jaunes à une distance d'un quart de la longueur de la pale ( $0,25.R$ ) en partant du moyeu et des rouges au bout de la pale (figure III.6).

Après l'observation de ce montage, on a constaté que les rubans rouges sont tenus dans le plan du cercle décrit par le rotor alors que les rubans jaunes sont déviés par le vent vers l'arrière de la pale (voir figure III.6 «fig b»). Cela s'explique par le fait que la vitesse tangentielle à l'extrémité de la pale est plus importante ( $U = R.\Omega$ ). A proximité du moyeu, où sont fixés les rubans jaunes, la vitesse tangentielle est moins importante ( $U = 0,25.R.\Omega$ ).

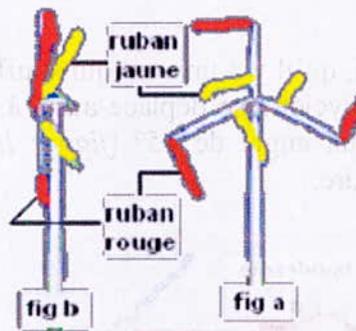


figure III.6 : rotor tournant avec des rubans fixés sur les pales

Si, par exemple, l'extrémité de la pale (rubans rouges) tourne à une vitesse de  $64 \text{ m/s}$ , alors, les rubans jaunes, situés près du moyeu, seront à une vitesse de  $16 \text{ m/s}$  ; c'est une vitesse relativement lente pour permettre au vent de les emporter plus vers l'arrière. Cette vitesse tangentielle est, encore, nulle au centre du moyeu ce qui fait de la base d'une pale une partie très sollicitée par la force du vent incident.

### III.3.1. L'incidence :

L'incidence est caractérisée par un angle appelé aussi *angle d'attaque*. C'est l'angle avec lequel le vent résultant (principal + secondaire) bute la pale par rapport à la ligne de corde du profil. Rajouté à l'angle de calage, cet angle formera l'angle d'hélice (ce sera revu plus clairement dans ce qui va suivre).

### III.3.2. Le vrillage :

Pour les grandes éoliennes, on utilise des pales conçues avec un angle appelé : *angle de vrillage*.

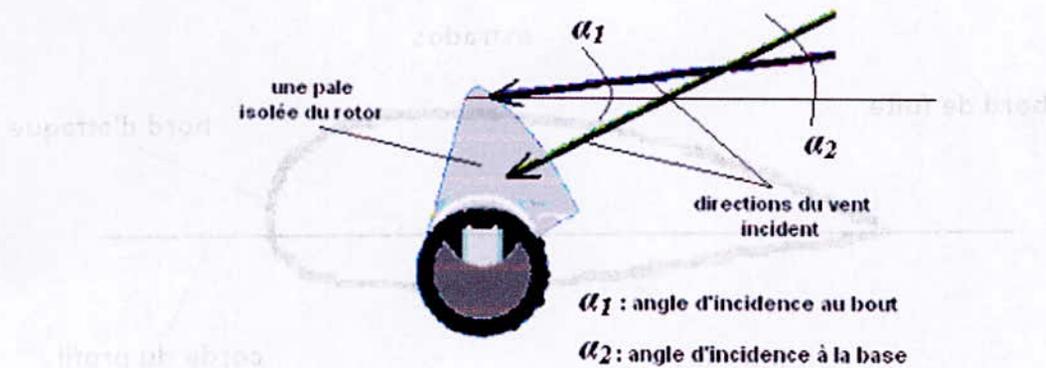


figure III.7 : variation de l'incidence au long de la pale

Si l'on subdivise la pale en plusieurs sections, à chaque station, on trace la ligne médiane de l'extrados et de l'intrados du profil. L'angle que forme chaque ligne par rapport à la ligne de la station de base représente le vrillage de la pale. On voit si bien sur la figure III.8 que les lignes médianes des profils (ligne de corde) ne sont pas parallèles.

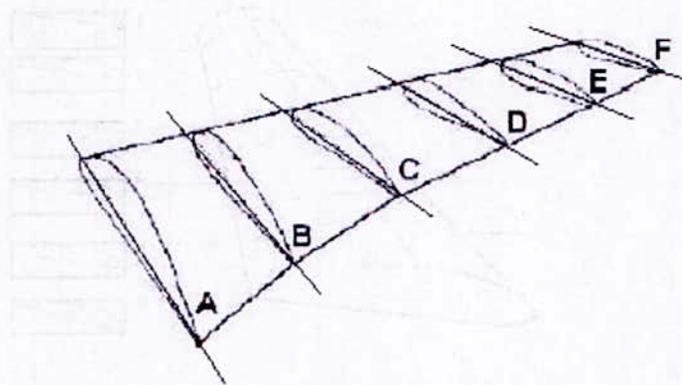


figure III.8 : une pale vrillée avec variation du profil

Vu depuis la pale du rotor, le vent arrivera d'un angle d'incidence (par rapport à la direction générale du vent dans le paysage) bien plus vif au fur et à mesure que nous nous déplaçons vers la base de la pale et le centre du rotor (figure III.7 :  $\alpha_1 < \alpha_2$ ).

Comme il a été dit dans le paragraphe sur le décrochage aérodynamique, lorsque l'angle d'incidence devient trop vif, on perd la portance. Pour les pales éoliennes, le vent n'entraîne plus le rotor à partir d'un angle d'incidence trop vif. C'est pourquoi il faut vriller les pales de façon à avoir un angle d'incidence des filets d'air *optimal* pour chacune des sections considérées de la pale. Pour les éoliennes régulées par décrochage aérodynamique, la pale est conçue et construite de manière à décrocher graduellement, en cas de vitesses nocives, depuis base vers l'extrémité.

### III.3.3. Le profil de la pale :

On appelle profil la coupe transversale d'une pale ou d'une aile.

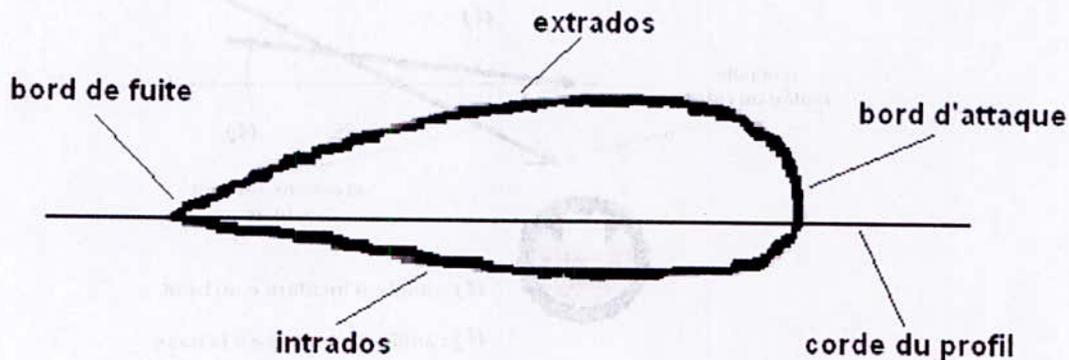


figure III.9 : coupe transversale d'une pale (profil)

Pour les pales, les concepteurs utilisent souvent, pour la partie la plus extrême, des profils classiques destinés à l'aviation c'est pour cela qu'elles ressemblent à des ailes d'avion. Par contre, les profils de la partie la plus intérieure sont plus épais. Ils sont conçus spécialement pour les éoliennes (figure III.10).

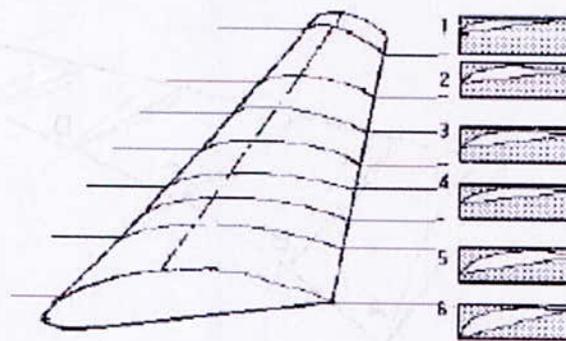


figure III.10 : une pale à profil variable sur sa longueur

Le choix du profil se fait selon certains compromis étant donné que la pale fonctionne dans des conditions bien précises. Elle doit avoir, alors, des caractéristiques fiables de portance et de décrochage pour permettre un fonctionnement optimal. Elle doit, aussi, pouvoir fonctionner même en cas de salissure de sa surface (ce qui est déconseillé pour les ailes d'avion) surtout dans les localités où il ne pleut pas beaucoup.

Les profils les plus utilisés dans la conception éolienne sont : les profils *NACA*, notamment, *NACA4412*, *NACA4415*, *NACA23024*, etc... et les profils *S*, tel que le *S809*.

### III.3.3.1. La corde du profil :

La corde est la ligne médiane de l'intrados et l'extrados d'un profil. Sa longueur est la largeur de la pale (figure III.9). Cette largeur peut être fixe (pales à largeur fixe) ou variable (pales à largeurs variables : figure III.10). En général, on découpe une pale en sections dans un rapport de 1 à 6 (comme dans l'exemple de la figure III.10), voire de 1 à 10 afin de déterminer les cordes qui sont habituellement décroissantes. La surface pour une section précise est la circonférence pour un point donné ce qui permet, à chaque, niveau de déterminer les rendements.

### III.3.3.2. Les matériaux utilisés pour la pale :

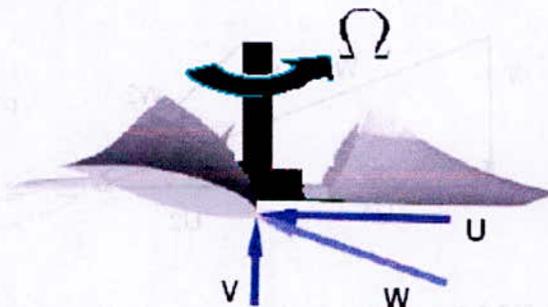
La plupart des pales modernes des grandes éoliennes sont fabriquées en plastique (polyester ou époxy) renforcé par des fibres de verre (en anglais, appelé aussi *GRP* : *glass fibre reinforced plastics*). L'utilisation de fibres de carbone ou d'aramide comme matériaux de renforcement est une autre possibilité, mais en général, une telle solution s'avérera trop chère pour les grandes éoliennes.

Les matériaux composites de bois, *bois-époxy* ou *bois-fibres-époxy*, n'ont pas encore pénétré le marché des pales, bien qu'on explore toujours les possibilités de leur utilisation pour la fabrication des pales. Les alliages d'acier et d'aluminium posent des problèmes de poids et de fatigue du métal, respectivement. Par conséquent, ces alliages sont actuellement utilisés seulement pour les très petites pales.

### III.4. Géométrie et formulation mathématique :

On essaiera d'étudier une pale en fonctionnement en représentant les différentes sollicitations pour pouvoir déterminer le triangle des vitesses, le triangle de efforts et, enfin, la poussée, le couple et la puissance.

#### III.4.1.1 Le triangle des vitesses :



*figure III.11 : représentation des différentes vitesses « vue de dessus »*

Comme la *figure III.11* nous montre, on a trois vecteurs vitesses qui peuvent être représentés :

**V** : la vitesse axiale du vent.

**U** : la vitesse tangentielle du vent due à la rotation du rotor ( $U = -R\Omega$ ). (III.1)

**W** : la vitesse relative qui est la résultante.

On peut, alors établir le triangle des vitesses suivant :

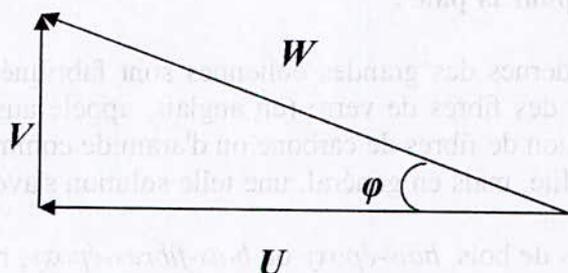


figure III.12 : triangle des vitesses

on peut écrire :

l'angle  $\phi$  est appelé : angle d'hélice

$$\phi = \alpha + \beta \text{ où :}$$

$\alpha$  : est l'angle d'incidence.

$\beta$  : est l'angle de calage.

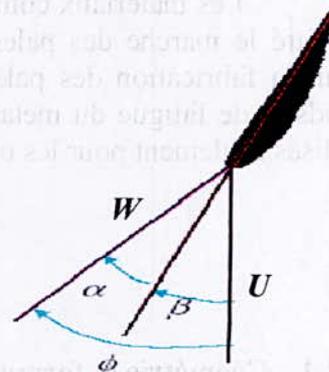


figure III.13 : les angles caractéristiques

Si la pale est vrillée, l'angle d'incidence sera :

$$\alpha = \phi - \beta - \text{l'angle de vrillage} \quad (III.2)$$

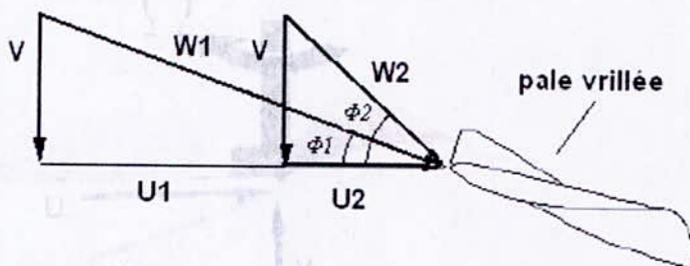


figure III.14 : variations de l'angle d'hélice le long d'une pale vrillée

En cas de vrillage, l'angle d'hélice sera variable en fonction des sections de la pale. La vitesse axiale du vent reste constante mais la vitesse tangentielle varie en fonction des sections car  $U = -r.\Omega$  et  $r$  varie de  $\theta$  à  $R$  : rayon de la pale.

Si, encore, l'axe faisant la longueur de la pale fait un angle avec la verticale au moyeu on aura un autre angle  $\psi$  appelé : angle au cône.

### III.4.1.2. La vitesse spécifique :

La vitesse spécifique est définie comme étant le rapport entre la vitesse axiale du vent et la vitesse tangentielle que transmet le rotor au vent. Elle ramène l'évaluation des performances d'une pale à un problème adimensionnel.

$$\lambda = \frac{U}{V} = \frac{r.\Omega}{V} \quad (III.3)$$

### III.4.2. Les efforts s'exerçant sur un élément de pale :

#### III.4.2.1. La poussée :

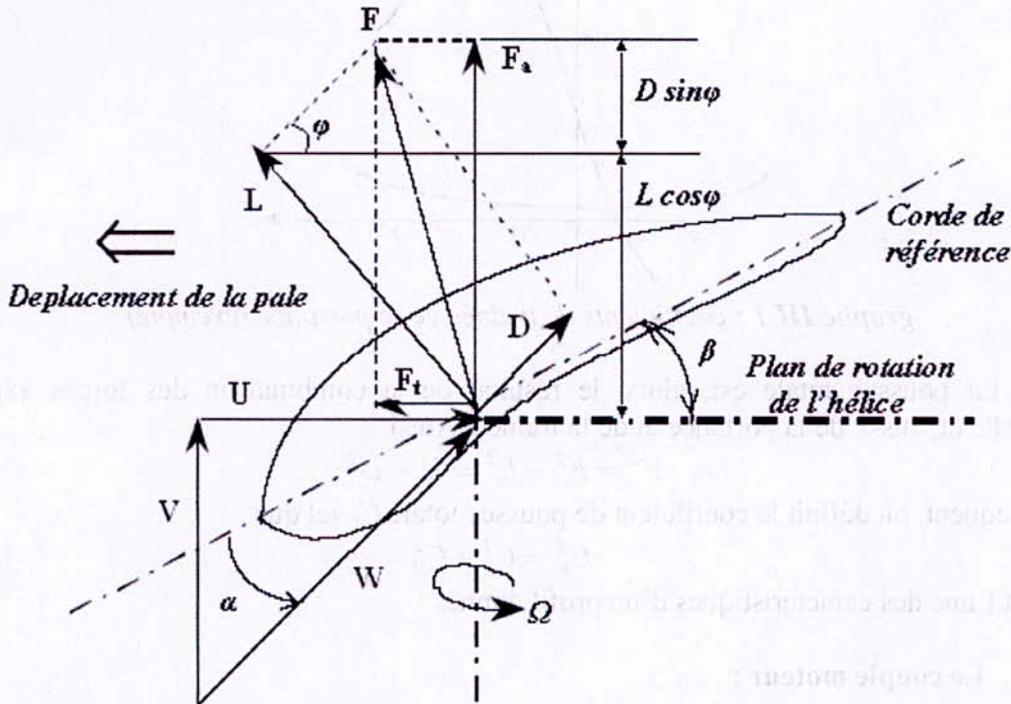


figure III.15 : les efforts aérodynamiques qui s'exercent sur un élément de pale [13]

La projection de la force  $F$  sur les deux directions tangentielle et normale nous donne la poussée axiale  $F_a$  (dans la direction du vent) et la poussée tangentielle  $F_t$  (dans le plan de rotation de l'hélice) :

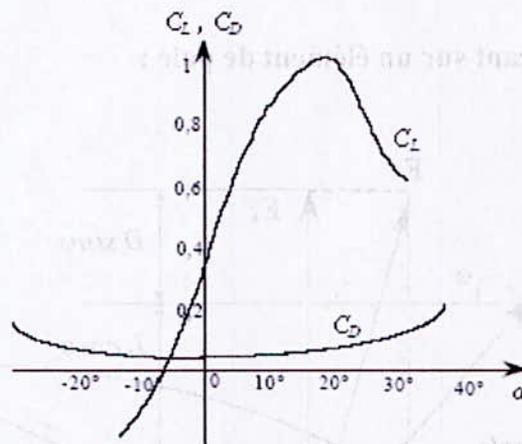
$$F_a = L \cos \phi + D \sin \phi \quad (\text{III.4})$$

$$F_t = L \sin \phi - D \cos \phi \quad (\text{III.5})$$

$$L : \text{la portance (normale à la direction résultante } W) : L = \frac{1}{2} C_L \rho S W^2 \quad (\text{III.6})$$

$$D : \text{la traînée (tangentielle à la direction résultante } W) : D = \frac{1}{2} C_D \rho S W^2 \quad (\text{III.7})$$

Avec  $C_L$  et  $C_D$  coefficients de portance et de traînée respectivement. On les trouve dans des abaques (ou dans des tables) en fonction de l'angle d'incidence  $\alpha$  et ils sont obtenus expérimentalement en tenant compte de la viscosité de l'air, du nombre de *Reynolds* et, aussi, des tourbillons de l'air qui se détachent de la pale suite à l'envergure limitée de cette dernière. Ils sont, aussi, nécessaires pour l'évaluation de la puissance récupérée par le rotor.



graphe III.1 : coefficients de traînée et de portance (exemple)

La poussée totale est, alors, le résultat de la combinaison des forces axiale et tangentielle et, aussi, de la portance et de la traînée. Ainsi :

$$F^2 = F_a^2 + F_t^2 = L^2 + D^2 \tag{III.8}$$

Par conséquent, on définit le coefficient de poussée totale  $C_F$  tel que :

$$C_F^2 = C_L^2 + C_D^2 \tag{III.9}$$

et qui est l'une des caractéristiques d'un profil donné.

### III.4.2.2. Le couple moteur :

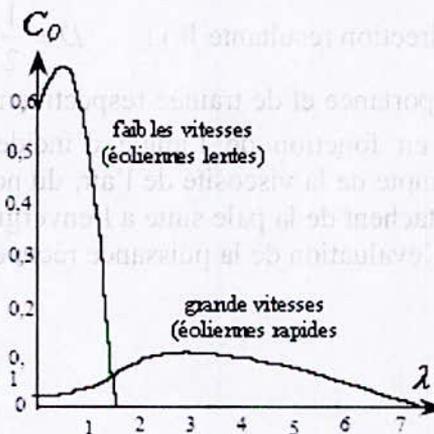
On peut, ainsi, déterminer le couple moteur engendré par la poussée tangentielle :

$$dC_m = \frac{1}{2} \rho W^2 r dS (C_L \sin \phi - C_D \cos \phi) \tag{III.10}$$

ou bien :

$$dC_m = r \cdot (dL \sin \phi - dD \cos \phi) = \frac{1}{2} C_Q r \rho dS W^2 \tag{III.11}$$

«  $r$  » représente le bras de levier et  $c$ 'est le rayon de la section considérée et «  $dS$  » la section.  $C_Q$  : est une autre caractéristique du profil, c'est le coefficient de couple qui est évalué en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$  et il est donné dans des courbes  $C_Q - \lambda$ .



graphe III.2 : la courbe  $C_Q - \lambda$

### III.4.2.3. La puissance :

A partir de toutes ces formules établies précédemment, on peut déterminer la puissance élémentaire produite par la poussée aérodynamique axiale  $F_a$  qui sollicite la pale à la section  $dS$  distante de  $r$  de l'axe de rotation :

$$dP_a = dF_a \cdot V \quad (III.12)$$

La puissance totale étant : 
$$P_a = \sum dF_a \cdot V = F_a \cdot V \quad (III.13)$$

La puissance élémentaire récupérée sur l'arbre (puissance utile) s'exprime comme suit :

$$dP = \Omega \cdot dC_m \quad (III.14)$$

C'est-à-dire :

$$dP = \frac{1}{2} \rho W^2 \Omega \cdot r dS (C_L \sin \phi - C_D \cos \phi) \quad (III.15)$$

La puissance totale sur l'arbre sera alors :

$$P = \sum \Omega \cdot dC_m = C_m \cdot \Omega \quad (III.16)$$

Tout comme pour le couple, on définit un coefficient de puissance qui évolue en fonction de  $\lambda$  et du régime du rotor :

$$C_p = \frac{P_{\text{récupérée par le rotor}}}{P_{\text{disponible dans le vent}}} = \frac{P}{P_e} < 1 \quad (III.17)$$

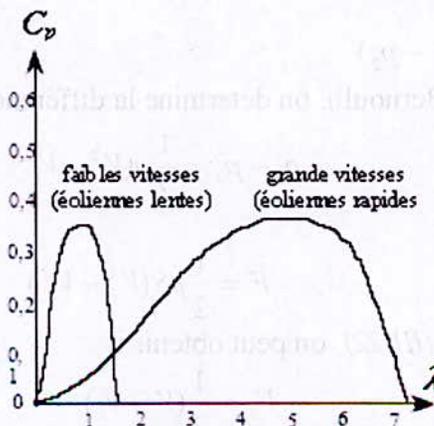
$P_e$  est la puissance véhiculée par le vent lors de son écoulement :

$$P_e = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (III.18)$$

Ainsi, on écrit la puissance :

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho S V^3 \quad (III.19)$$

Le coefficient de puissance est la caractéristique la plus importante du profil d'une pale, il est évalué en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$ , voire, du régime de fonctionnement du rotor.



graphe III.3 : la courbe  $C_p - \lambda$

D'après les relations (III.11), (III.14) et (III.19), on constate que :  $C_p = \lambda C_Q$ . (III.20)

Dans les paragraphes suivants, nous citerons les méthodes utilisées pour l'évaluation de ces trois caractéristiques  $C_F$ ,  $C_Q$  et  $C_P$  et, nous-même, nous allons utiliser l'une de ces méthodes pour tracer les différentes courbes en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$ .

#### III.4.2.4. La théorie de Betz :

Soit un écoulement axial à travers une surface balayée par une hélice d'éolienne. La figure III.16 illustre le modèle.

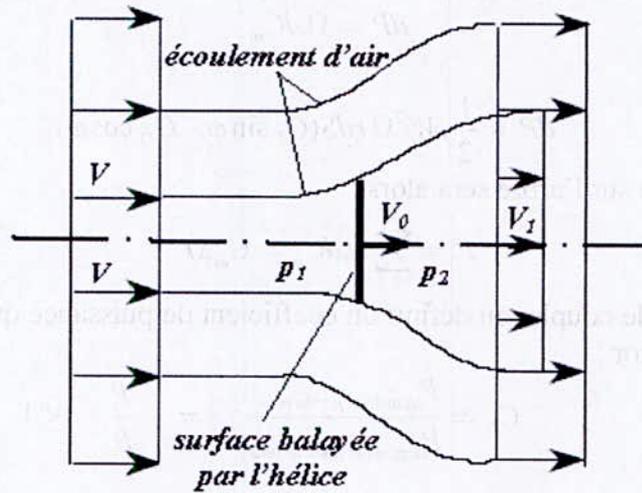


figure III.16 : modèle de l'écoulement axial de l'air [13]

La quantité de mouvement acquise par la masse  $m$  en traversant la surface  $S$  de l'hélice est :

$$Q = m.(V - V_1) \quad (III.21)$$

Cette quantité de mouvement engendre une force  $F$  (la poussée aérodynamique) exprimée par deux relations :

$$F = \frac{\Delta Q}{\Delta t} = \frac{\Delta m(V - V_1)}{\Delta t} = \frac{\rho S V_0 \Delta t (V - V_1)}{\Delta t} = \rho S V_0 (V - V_1) \quad (III.22)$$

$$F = S \Delta p = S(p_1 - p_2) \quad (III.23)$$

En utilisant l'équation de Bernoulli, on détermine la différence de pression  $(p_1 - p_2)$ . Ainsi :

$$p_1 - p_2 = \frac{1}{2} \rho (V^2 - V_1^2) \quad (III.24)$$

La relation (III.23) devient :

$$F = \frac{1}{2} \rho S (V^2 - V_1^2) \quad (III.25)$$

Comparée avec la relation (III.22), on peut obtenir :

$$V_0 = \frac{1}{2} (V + V_1) \quad (III.26)$$

$$\Rightarrow V - V_1 = 2(V - V_0) \quad (III.27)$$

L'énergie cinétique du vent transmise à l'hélice est :  $E_c = \frac{1}{2}m(V^2 - V_1^2)$  (III.28)

Si l'on considère que la masse  $m$  représente un débit massique  $\dot{m} = \rho S V_0$  l'expression exprimera, alors, une puissance. C'est la puissance que transmet le vent à l'hélice et elle s'écrit:

$$P = \frac{1}{2} \rho S V_0 (V^2 - V_1^2) \quad (III.29)$$

On définit, ainsi, le facteur d'interférence axial :  $a = 1 - \frac{V_0}{V}$  (III.30)

Les relations (III.26), (III.27), (III.30) et (III.29) donnent :

$$P = \frac{1}{2} \rho S V^3 4a(1-a)^2 \quad (III.31)$$

On peut directement tirer le coefficient de puissance en fonction de  $a$  qui s'écrit :

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad (III.32)$$

La fonction  $C_p = f(a)$  est maximisée pour une valeur de  $a$  qui est :  $a = \frac{1}{3}$  (III.33)

Pour cette valeur, on a bien :  $C_{p_{\max}} = f\left(\frac{1}{3}\right) = \frac{16}{27} = 0.593$  (III.34)

Cette valeur est appelée : *limite Betz* ; elle détermine la puissance maximale que l'on peut extraire d'un vent en écoulement par une hélice éolienne.

#### III.4.2.5. Le rendement :

Le rendement en puissance de l'hélice est défini par :

$$\eta = \frac{P}{P_a} = \frac{C_m \cdot \Omega}{F_a \cdot V} \quad (III.35)$$

### III.5. Les différentes méthodes utilisées pour la modélisation:

Pour modéliser le flux d'air à travers le rotor éolien à axe horizontal, on utilise différentes méthodes telle que :

- Le model du vortex cylindrique du disque actuateur.
- La méthode du potentiel d'accélération.
- La méthode du flux instable-afflux dynamique.
- La méthode de l'élément de pale-quantité de mouvement.

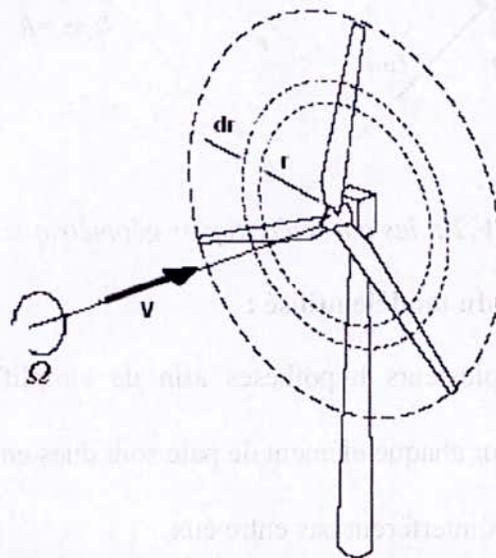
## **Chapitre IV :**

# **METHODE DE L'ELEMENT DE PALE – QUANTITE DE MOUVEMENT B.E.M.**

### IV.1. Introduction :

La méthode que nous allons exposer lors de ce chapitre est dite : *méthode de la quantité de mouvement - élément de pale* ( $B.E.M^3$ ). Elle fut appliquée, au tout début, pour les calculs aérodynamiques des hélices d'avions. Elle fut appelée : *la méthode tourbillonnaire* mais cette appellation semblait inadéquate du moment qu'elle englobait deux méthodes : la *méthode de la conservation de la quantité de mouvement* et la *théorie de l'élément de pale*. « Élément de pale » parce que, dans un premier temps, on subdivise la pale en plusieurs stations (*figure IV.3*) et on applique le principe de la conservation de la quantité de mouvement à chaque station et, enfin, on somme sur toute la longueur de la pale.

Les facteurs d'interférences des vitesses axiale et tangentielle sont évalués par un procédé itératif sachant que les équations de  $a$  et  $a'$  ne sont pas linéaires.



*figure IV.1 : anneau élémentaire  $dr$  produit par la rotation de la pale*

Ces facteurs sont déterminés en égalisant les forces au niveau de chaque élément de pale avec la variation de la quantité de mouvement à travers l'anneau décrit par ce même élément de pale (*figure IV.1*). Et enfin, on tire l'angle d'hélice, l'angle d'attaque et les vitesses induites.

### IV.2. Les caractéristiques géométriques :

Les caractéristiques géométriques d'une pale éolienne à axe horizontal sont : l'angle au cône  $\psi$ , le rayon au pied  $r_{\text{pied}}$  et le rayon au bout  $r_{\text{bout}}$  qui est le rayon total de la pale. La *figure VI.2* montre ces caractéristiques et les vitesses induites à l'élément  $dr$ .

<sup>3</sup> : Blade Element Momentum

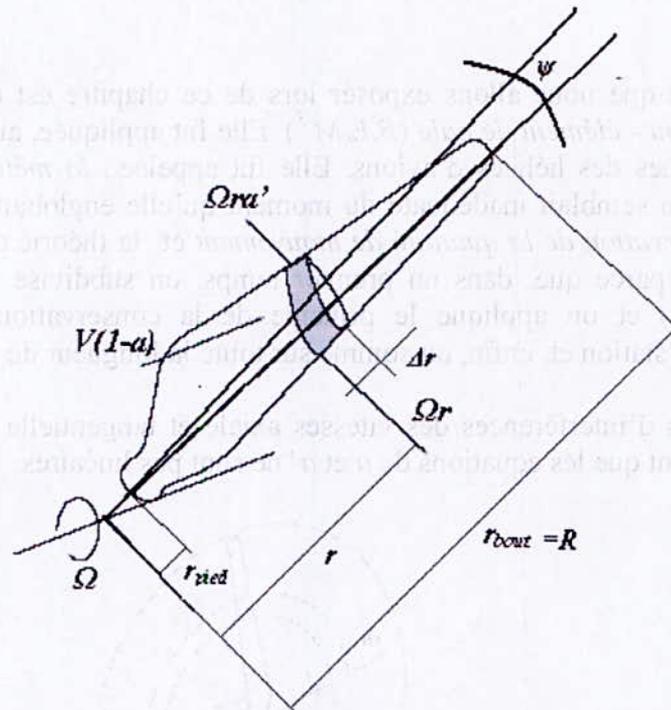


figure IV.2 : les caractéristiques géométriques de la pale [15]

### IV.3. La mise en équation du modèle utilisé :

On a opté pour plusieurs hypothèses afin de simplifier la méthode. Les plus importantes sont :

- Les forces qui agissent sur chaque élément de pale sont dues entièrement à la portance et à la traînée.
- Les différents anneaux n'interfèrent pas entre eux.
- Le nombre de Reynolds est constant sur toute la longueur de la pale.
- La pale est rigide.

#### IV.3.1. Calcul de la vitesse relative $W$ et de l'angle $\phi$ :

La solidité, appelée aussi « utilisation d'aubage », relative à l'anneau représentant l'élément  $dr$  est donnée par :

$$\begin{aligned} \sigma &= \frac{\text{surface des éléments des pales}}{\text{surface balayées par ces éléments}} \\ &= \frac{Bcr \cos \psi}{\pi r^2 \cos^2 \psi} = \frac{Bc}{\pi r \cos \psi} \end{aligned} \quad (IV.1)$$

La vitesse spécifique relative à l'extrémité de la pale est :

$$\lambda = \frac{\Omega R \cos \psi}{V_{\infty}} \quad (IV.2)$$

La figure IV.4 nous donne les différentes vitesses au niveau d'un élément de pale situé à une distance  $r$  du cône.

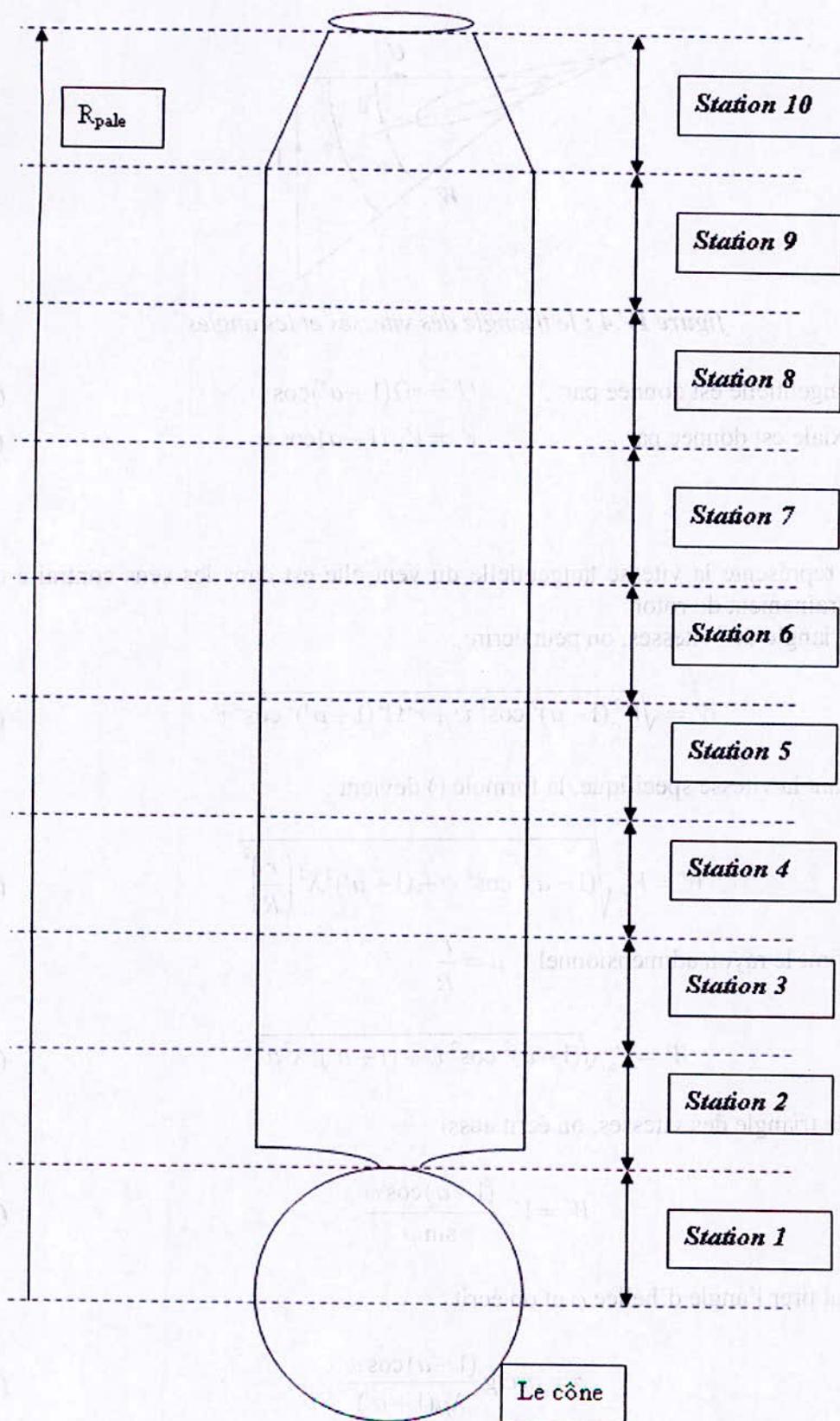


figure IV.3 : subdivision de la pale en plusieurs stations [14]

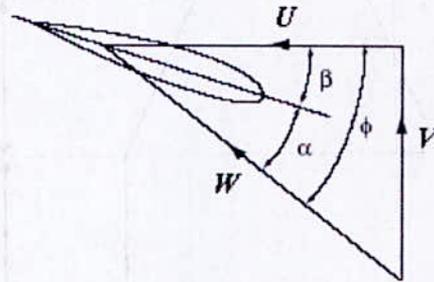


figure IV.4 : le triangle des vitesses et les angles

La vitesse tangentielle est donnée par :  $U = r\Omega(1+a') \cos \psi$  (IV.3)

La vitesse axiale est donnée par :  $V = V_{\infty} (1-a) \cos \psi$  (IV.4)

**Remarque :**

$U$  représente la vitesse tangentielle du vent elle est dans les sens contraire que la vitesse d'entraînement du rotor.

A partir du triangle des vitesses, on peut écrire :

$$W = \sqrt{V_{\infty}^2 (1-a)^2 \cos^2 \psi + r^2 \Omega^2 (1+a')^2 \cos^2 \psi} \quad (IV.5)$$

En introduisant la vitesse spécifique, la formule () devient :

$$W = V_{\infty} \sqrt{(1-a)^2 \cos^2 \psi + (1+a')^2 \lambda^2 \left(\frac{r}{R}\right)^2} \quad (IV.6)$$

D'où, on définit le rayon adimensionnel :  $\mu = \frac{r}{R}$

Et on écrit :

$$W = V_{\infty} \sqrt{(1-a)^2 \cos^2 \psi + (1+a')^2 \lambda^2 \mu^2} \quad (IV.7)$$

En utilisant le triangle des vitesses, on écrit aussi :

$$W = V_{\infty} \frac{(1-a) \cos \psi}{\sin \varphi} \quad (IV.8)$$

Ainsi, on peut tirer l'angle d'hélice  $\varphi$  et on écrit :

$$\varphi = \arctg \frac{(1-a) \cos \psi}{\lambda \mu (1+a')} \quad (IV.9)$$

Cette formule sera utilisé pour évaluer l'angle  $\varphi$  et les facteurs d'interférences  $a$  et  $a'$ .

## IV.3.2. Calcul des facteurs d'interférences axiale et tangentielle :

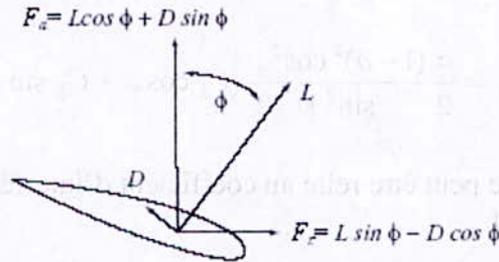


figure IV.5 : forces agissant sur l'éléments de pale dr

Dans ce qui va suivre, on évaluera les forces axiale et tangentielles par deux différentes méthodes à savoir la méthode de l'aile infinie et la théorie de la conservation de la quantité de mouvement. En égalisant les forces obtenues par ces deux méthodes, on obtient les coefficients d'interférences axiale et tangentielle.

## IV.3.2.1. La force axiale :

- D'après la théorie de l'élément de pale :

La force axiale sur l'élément de pale  $\Delta r$  obtenue par la théorie de l'élément de pale est donnée par :

$$\text{force axiale} = \frac{1}{2} \rho W^2 c \Delta r (C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi) \quad (\text{IV.10})$$

A cause de l'inclinaison du rotor par rapport à la verticale (angle au cône  $\psi$ ), cette force doit être multipliée par  $\cos \psi$ . Afin d'obtenir la force totale au niveau d'un anneau particulier situé à la distance  $r$ , il suffit de multiplier la formule (IV.10) par le nombre de pale et on obtient :

$$\Delta F_a = \frac{1}{2} \rho W^2 B c \Delta r (C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi) \cos \psi \quad (\text{IV.11})$$

- D'après la théorie de la variation de la quantité de mouvement :

La variation de la pression à travers le rotor est :

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho V_\infty^2 C_H \quad (\text{IV.12})$$

En multipliant la formule (IV.12) par la surface de l'anneau, on obtient la force axiale :

$$\Delta F_a = \frac{1}{2} \rho V_\infty^2 C_H (2\pi r \Delta r \cos^2 \psi) \quad (\text{IV.13})$$

En égalisant les forces (IV.11) et (IV.13), on obtient le coefficient de perte axiale,

$$C_H = \frac{W^2 B c (C_L \cos \psi + C_D \sin \psi)}{2\pi r \cos \psi V_\infty^2} \quad (IV.14)$$

On introduit les équations (IV.1) et (IV.8) dans l'expression (IV.14), on obtient,

$$C_H = \frac{\sigma (1-a)^2 \cos^2 \varphi}{2 \sin^2 \psi} (C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi) \quad (IV.15)$$

Le coefficient de perte axiale peut être relié au coefficient d'interférence axiale par la théorie de la quantité de mouvement :

$$dF_a = \frac{1}{2} \rho V_\infty^2 C_H ds = \rho ds V_1 (V_\infty - V_2) \quad (IV.16)$$

où

$$V_1 = V_\infty (1-a) \text{ et } V_2 = V_\infty (1-2a) \quad (IV.17)$$

A partir de ces équations, on obtient :

$$C_H = 4a(1-a) \quad (IV.18)$$

et de là, on obtient :

$$a = \frac{1 - \sqrt{1 - C_H}}{2} \quad (IV.19)$$

A ce niveau, une nouvelle approximation est introduite qui est l'ignorance de l'effet du  $C_D$  dans le calcul de  $a$ . On remplace l'équation (IV.15) dans (IV.19) et on obtient le coefficient d'interférence axiale donné par :

$$a = \frac{1 - \sqrt{1 - \frac{\sigma (1-a)^2 \cos^2 \psi}{2 \sin^2 \psi} C_L \cos \varphi}}{2} \quad (IV.20)$$

#### IV.3.2.2. La force tangentielle :

Le facteur d'interférence angulaire  $a'$  est déterminé en remplaçant le couple calculé par la théorie de l'élément de pale avec la variation de la quantité de mouvement angulaire au niveau du rotor.

- D'après la théorie de l'élément de pale :

De la figure IV.5, la force tangentielle pour un élément de pale d'épaisseur  $\Delta r$  est :

$$\text{force tangentielle} = \frac{1}{2} \rho W^2 c \Delta r (C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi) \quad (IV.21)$$

Pour un anneau quelconque, le couple est obtenu en multipliant l'équation (IV.21) par  $r \cos \varphi$  et le nombre de pales B. ainsi, on écrit :

$$\Delta Q = \frac{1}{2} \rho W^2 c \Delta r B (C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi) r \cos \varphi \quad (IV.22)$$

Comme pour le calcul de  $a$ , on néglige l'effet de  $C_L$ .

• **D'après la variation de la quantité de mouvement :**

Le couple est donné par la formule suivante :

$$\text{Couple} = \text{débit massique} \times \text{vitesse angulaire communiquée à l'air} \times r$$

Le débit massique est :

$$m = \rho V_\infty (1-a) 2\pi r \Delta r \cos^2 \psi \quad (IV.23)$$

La vitesse tangentielle communiquée à l'air par le rotor est :

$$U = 2 r \Omega a' \cos \psi \quad (IV.24)$$

Enfin, le couple s'écrit :

$$\Delta Q = 4\pi \rho V_\infty r^3 \Delta r (1-a) a' \Omega \cos^3 \psi \quad (IV.25)$$

On égalise les équations (IV.22) et (IV.25), on obtient :

$$2\pi V_\infty r^2 (1-a) a' \Omega \cos^2 \psi = W^2 c B C_L \sin \varphi \quad (IV.26)$$

On remplace l'équation (IV.8) dans l'équation (IV.26), on a :

$$8\pi r^2 a' \Omega \cos \psi = W c B C_L \quad (IV.27)$$

D'après la figure IV.4, on a la vitesse relative :

$$W = (1+a') \frac{r \Omega \cos \psi}{\cos \varphi} \quad (IV.28)$$

Enfin, on remplace les équations (IV.1) et (IV.28) dans l'expression (IV.27) et on obtient l'équation donnant le facteur d'interférence tangentielle, donné par :

$$\frac{a'}{1+a'} = \frac{\sigma \cos \psi C_L}{8 \cos \varphi} \quad (IV.29)$$

Les équations (IV.20) et (IV.29) donnant  $a$  et  $a'$  ne peuvent être résolues que par une procédure itérative.

**IV.3.3. Les coefficients locaux de couple, de poussée et de puissance :****IV.3.3.1. Le coefficient de couple local  $C_{Ql}$  :**

D'après ce qui a précédé, on a :

$$\Delta Q = \frac{1}{2} \rho V_{\infty}^2 \Delta s C_{Ql} r \cos \psi \quad (IV.30)$$

On remplace les formules (IV.7), (IV.22) et  $\Delta S = 2\pi r \Delta r \cos^2 \psi$  dans l'équation (IV.30), on aura :

$$C_{Ql} = \frac{cB}{2\pi r \cos^2 \psi} (C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi) \left[ (1-a)^2 \cos^2 \psi + (1+a')^2 \lambda^2 \mu^2 \right] \quad (IV.31)$$

**IV.3.3.2. Le coefficient de poussée local  $C_{Fl}$  :**

On a :

$$\Delta F = \frac{1}{2} \rho V_{\infty}^2 \Delta s C_{Fl} \quad (IV.32)$$

On remplace les formules (IV.7), (IV.11) et  $\Delta S = 2\pi r \Delta r \cos^2 \psi$  dans l'équation (IV.32), on obtient :

$$C_{Fl} = \frac{cB}{2\pi r \cos \psi} (C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi) \left[ (1-a)^2 \cos^2 \psi + (1+a')^2 \lambda^2 \mu^2 \right] \quad (IV.33)$$

**IV.3.3.3. Le coefficient de puissance local  $C_{pl}$  :**

Le coefficient de puissance local est donné par la formule :

$$C_{pl} = \lambda C_{Ql} \quad (IV.34)$$

Ces coefficients étant déterminés, on intègre sur toute la longueur de la pale pour chaque coefficient local pour avoir le coefficient total.

**IV.4.1. Les pertes aux extrémités de la pale :**

Ces pertes causent une diminution du coefficient de couple aux extrémités, et par conséquent, une diminution du coefficient de puissance. Pour remédier à ces pertes, on utilise un modèle afin de déterminer un coefficient de correction à chaque extrémité. Le modèle de Prandtl nous donne le facteur de perte au bout de la pale :

$$F_{\text{bout}} = \frac{2}{\pi} ar \cos(e^{-f}) \quad (IV.35)$$

Où :

$$f = \frac{B}{2} \frac{R-r}{R \sin \phi_{bout}} \quad (IV.36)$$

Pour faciliter le programme de calcul, on fait une approximation sur  $R \sin \phi_{bout}$ . On prendra alors :  $r \sin \phi$ . Si la pale ne débute pas à partir du cône (ce qui n'est pas le cas pour la pale qu'on va utiliser), on définit le facteur de perte au pied de la pale, similaire à  $F_{bout}$  avec :

$$f = \frac{B}{2} \frac{r - r_{pied}}{r_{pied} \sin \phi_{bout}} \quad (IV.37)$$

Le facteur totale de perte est alors :  $F = F_{pied} F_{bout}$  (IV.38)

En prenant compte de ces pertes, les facteurs d'interférence des vitesses axiale et tangentielle se présente ainsi :

$$a = \frac{1 - \sqrt{1 - \frac{\sigma (1-a)^2 \cos^2 \psi}{2 \sin^2 \psi} C_L \cos \varphi}}{2F} \quad (IV.39)$$

$$\frac{Fa'}{1+a'} = \frac{\sigma \cos \psi C_L}{8 \cos \varphi} \quad (IV.40)$$

#### IV.4.2. Le modèle de freinage avancé :

Notre méthode reste efficace pour des valeurs de  $a$  inférieures à 0.5. Lorsque l'on dépasse cette valeur, l'écoulement en aval (le sillage) a tendance à prendre le retour vers le rotor ce qui provoque un freinage de celui-ci.

Pour corriger les pertes dues à ce freinage, on utilise un modèle empirique dit : *modèle de freinage avancé*.

Glauert a établi une relation entre  $C_H$  (voir équation (IV.18)) et  $a$  qui est la suivante :

$$C_H = 0.889 - 0.44a + 1.55a^2 \quad (IV.41)$$

L'équation de  $a$  devient :

$$a = 0.143 + \sqrt{0.0203 - 0.6427(0.889 - C_H)} \quad (IV.42)$$

Et si on prend compte des pertes aux extrémités :

$$C_H = 0.889 - 0.44a + 1.55a^2 F^2 \quad (IV.43)$$

$$a = \frac{0.143 + \sqrt{0.0203 - 0.6427(0.889 - C_H)}}{F} \quad (IV.44)$$

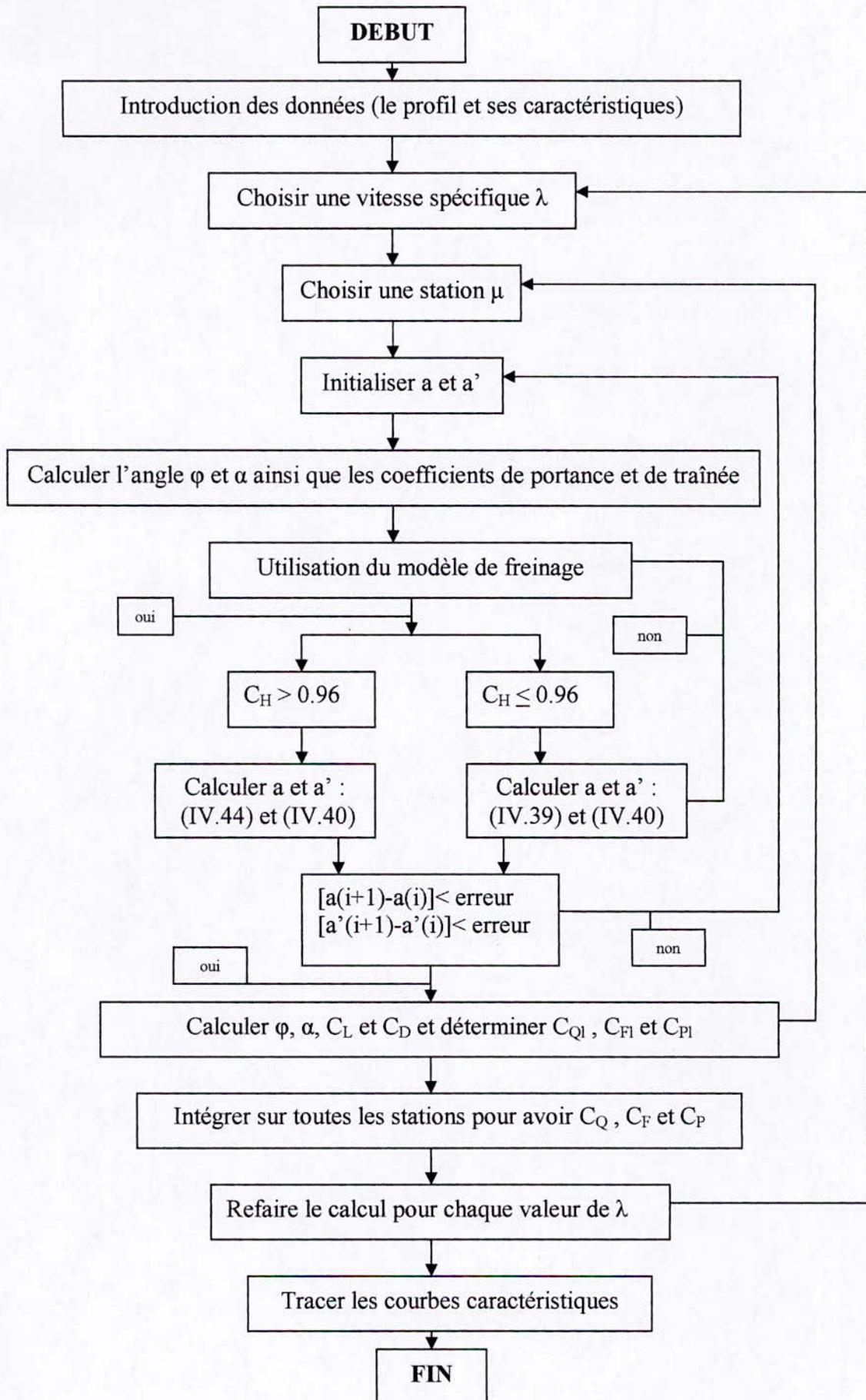
Notre méthode est valable pour  $C_H \leq 0.96$  (utiliser l'équation (IV.39)). Cependant, pour  $C_H > 0.96$ , il faut prendre en compte le freinage et utiliser l'équation (IV.44) pour estimer  $a$ .

#### IV.5.1. Algorithme de calcul :

Les différentes étapes pour calculer les coefficients de puissance, de poussée et de couple se résument dans l'algorithme suivant :

- On subdivise la pale en un nombre bien déterminé de stations (figure IV.3). (L'angle au cône  $\psi$ , la vitesse spécifique au bout de la pale  $\lambda$  et les caractéristiques aérodynamiques du profil  $C_D$  et  $C_L$  pour chaque station sont considérés comme des données).
- On se fixe une station et on initialise  $a$  et  $a'$ .
- On calcule l'angle  $\varphi$  (IV.9), ainsi, l'angle d'incidence  $\alpha$  ( $\alpha = \varphi - \beta$ ).
- Avec l'angle d'incidence connu, on calcule le coefficient de portance  $C_L$  en utilisant les tables pour le profil utilisé.
- On calcule  $a$  et  $a'$ .
- On compare ces nouvelles valeurs avec celles de l'itération précédente. On se fixe une certaine erreur comme critère d'arrêt du procédé itératif et dès qu'elle est satisfaite, on passe à la station suivante.
- On utilise les dernières valeurs calculées de  $a$  et  $a'$  pour déterminer l'angle  $\varphi$ , l'angle d'attaque  $\alpha$  et les coefficients de traînée et de portance  $C_L$  et  $C_D$  ainsi que les coefficients locaux de poussée, de couple et de puissance.
- On avance d'une station et on refait l'opération jusqu'à ce que l'on balaie toute la longueur de la pale. On somme les coefficients locaux pour avoir les coefficients totaux.
- On refait les mêmes étapes pour différentes valeurs de la vitesse spécifique  $\lambda$ .
- On trace les courbes caractéristiques en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$ .

#### IV.5.2. L'organigramme schématique du programme de calcul :



## **Chapitre V :**

# **RESULTATS ET DISCUSSIONS**

### V.1. L'exemple de calcul :

Les courbes suivantes sont tracées en se servant des données de cet exemple. Il s'agit d'un aérogénérateur tripale ayant les caractéristiques suivantes :

- Angle au cône :  $\psi = 0$
- Rayon adimensionnel du cône :  $\mu = 0.05$
- Profil : NACA 4412 sur toute l'envergure de la pale.
- Corde et vrillage :

station	Rayon adimensionnel $\mu$	Corde adimensionnelle $\mu = 0.05$	Angle de vrillage $\beta$
1	0.05	0	0
2	0.150	0.089	4.870
3	0.250	0.089	4.300
4	0.350	0.089	3.730
5	0.450	0.089	3.150
6	0.550	0.089	2.580
7	0.650	0.089	2.010
8	0.750	0.089	1.430
9	0.850	0.087	0.860
10	0.950	0.084	0.287

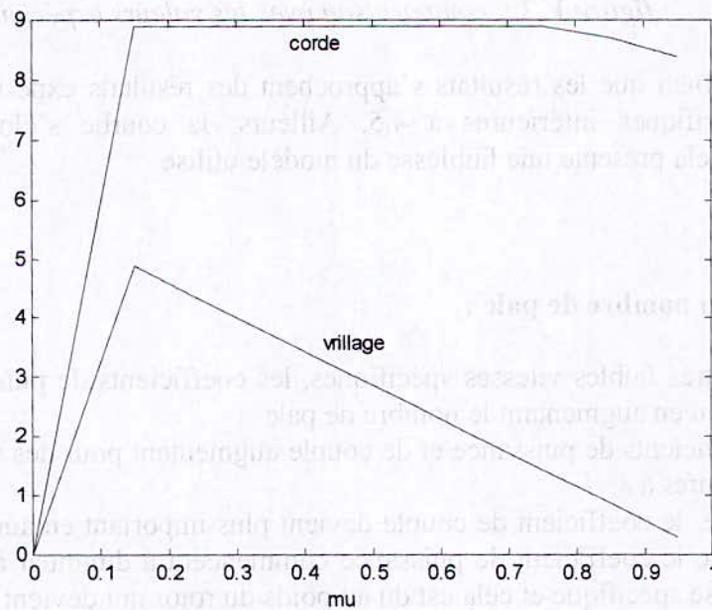


figure V.1 : la corde et l'angle de vrillage du profil utilisé

## V.2. Validation du programme de calcul :

A l'aide des données expérimentales du coefficient de puissance, on peut situer notre programme de calcul en terme de cohérence des résultats.

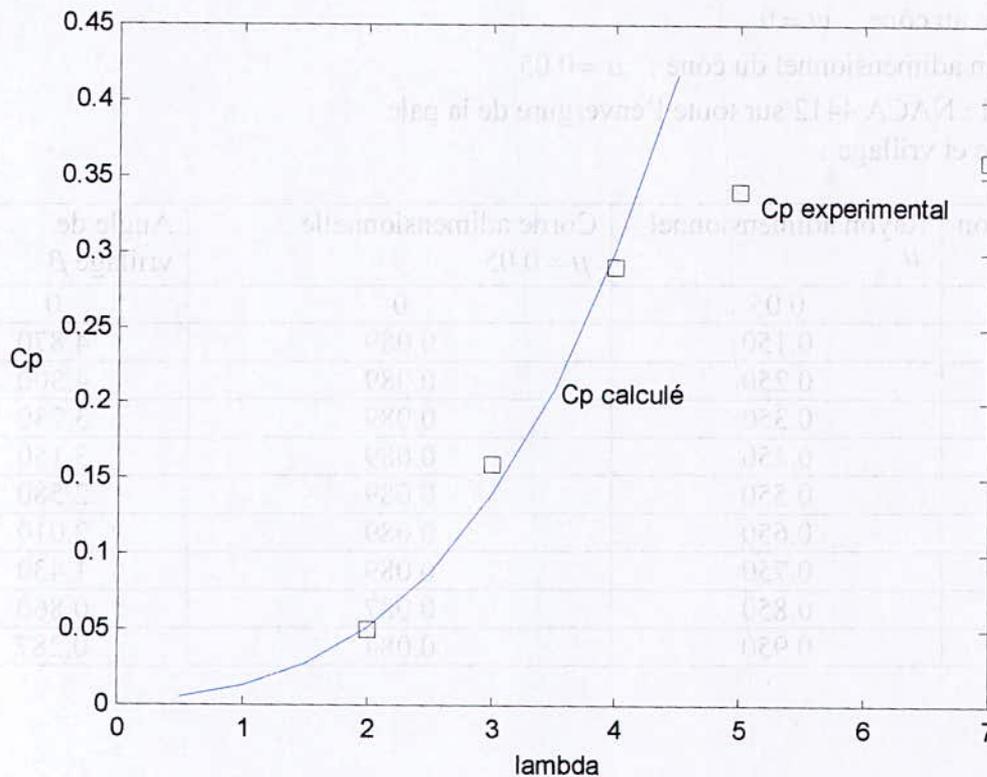


figure V.2 : comparaison avec les valeurs expérimentales

On voit bien que les résultats s'approchent des résultats expérimentaux et ce pour des vitesses spécifiques inférieures à 4.5. Ailleurs, la courbe s'éloigne de la courbe expérimentale et cela présente une faiblesse du modèle utilisé.

## V.3. Variation du nombre de pale :

Pour de très faibles vitesses spécifiques, les coefficients de puissance, de couple et de force varient peu en augmentant le nombre de pale.

Les coefficients de puissance et de couple augmentent pour des valeurs de la vitesse spécifique supérieures à  $\lambda=1$ .

En réalité, le coefficient de couple devient plus important en augmentant le nombre de pales tandis que le coefficient de puissance commencera à diminuer à partir de certaines valeurs de la vitesse spécifique et cela est dû au poids du rotor qui devient une contrainte pour la rapidité du mouvement et l'éolienne devient, ainsi, lente ; on peut bien citer l'exemple des éoliennes multipales (éolienne lentes). Malheureusement, on ne peut pas voir cela sur les résultats de notre méthode.

Le coefficient de force varie aussi mais on voit bien que les courbes commencent à diverger en multipliant le nombre de pale.

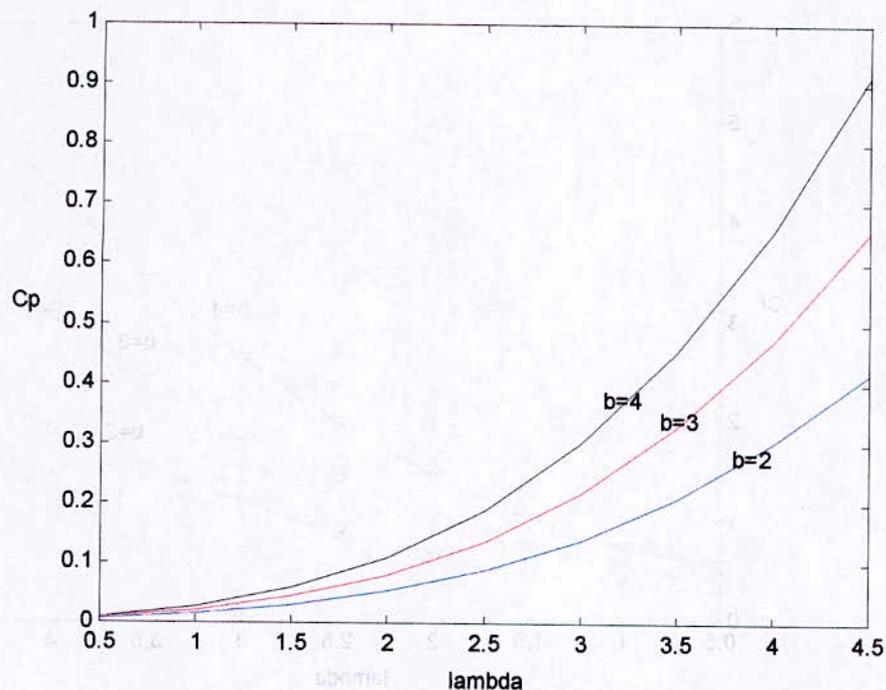


figure V.3 : courbes  $C_p-\lambda$  en fonction du nombre de pales

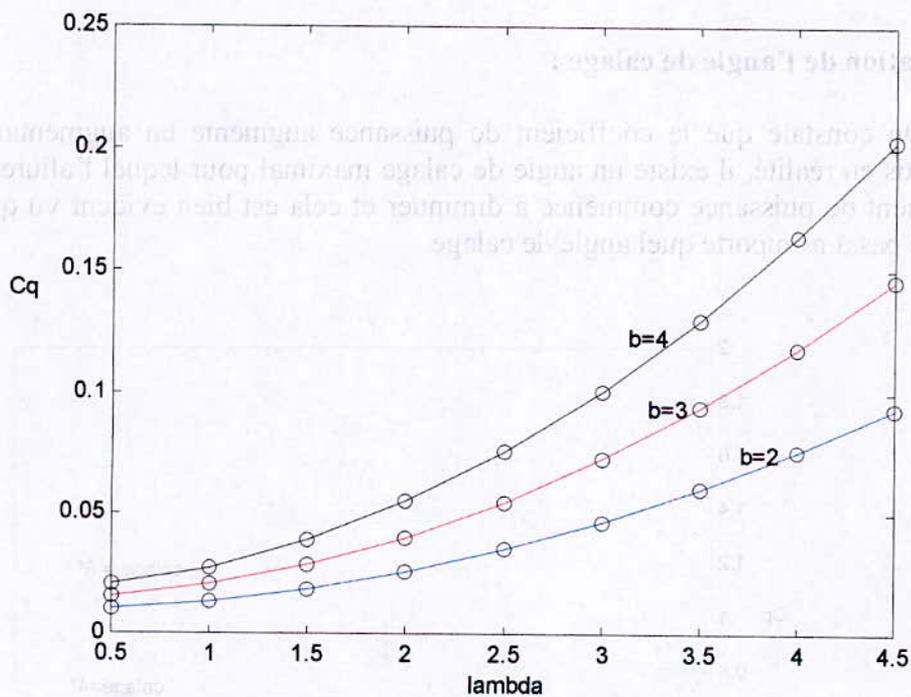


figure V.4 : courbes  $C_q-\lambda$  en fonction du nombre de pales

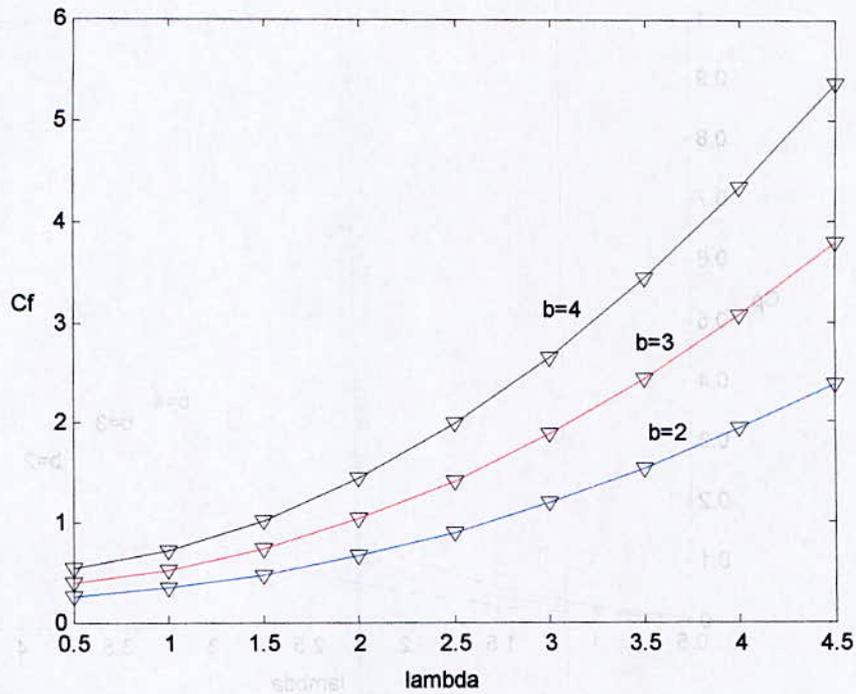


figure V.5 : courbes  $C_f - \lambda$  en fonction du nombre de pales

**V.4. Variation de l'angle de calage :**

On constate que le coefficient de puissance augmente en augmentant l'angle de calage. Mais en réalité, il existe un angle de calage maximal pour lequel l'allure de la courbe du coefficient de puissance commence à diminuer et cela est bien évident vu que la pale ne fonctionne pas à n'importe quel angle de calage.

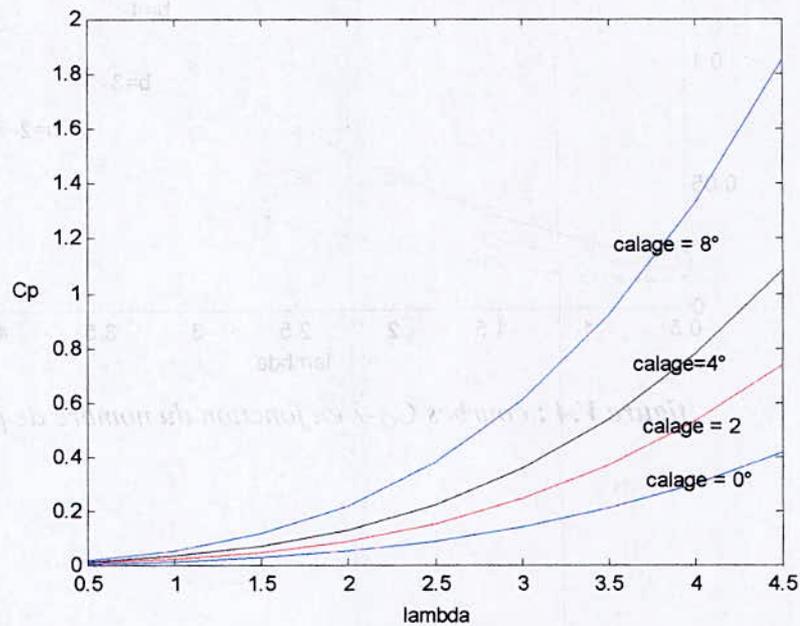


figure V.6 : courbes du  $C_p$  pour différentes valeurs de l'angle de calage

Le coefficient de couple augmente rapidement lorsque l'angle de calage augmente (pour la plage de  $\lambda$  correspondante).

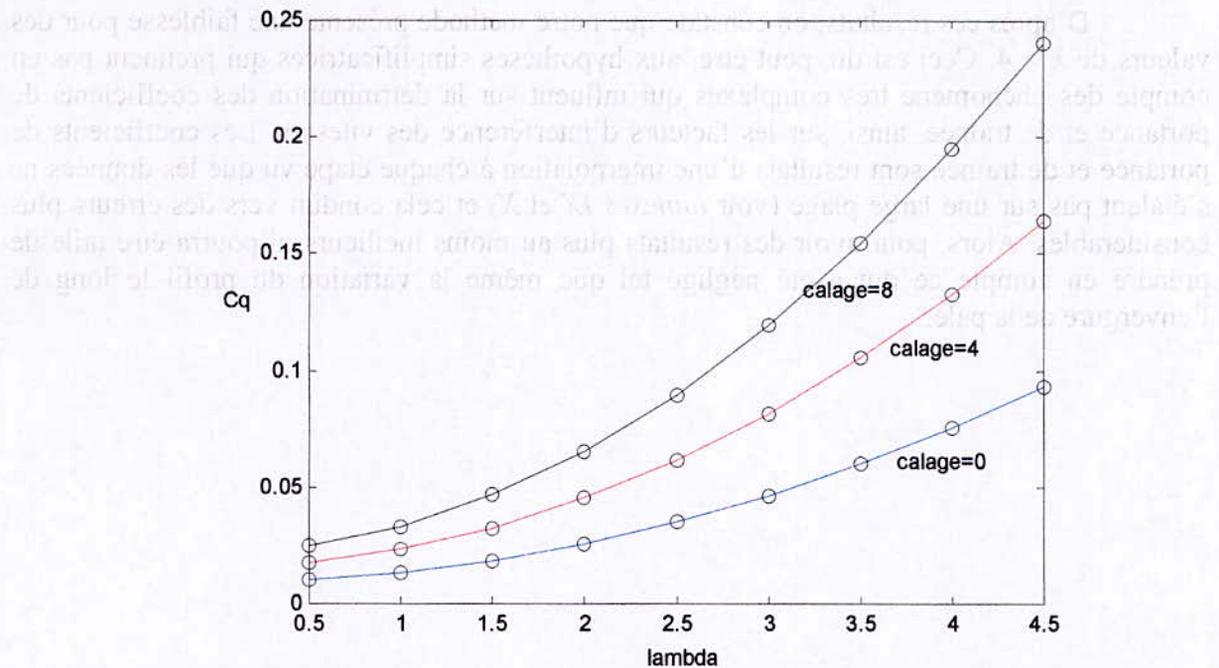


figure V.6 : courbes du  $C_Q$  pour différentes valeurs de l'angle de calage

Pour le coefficient de force tracé pour différents angles de calage, on voit si bien que l'influence de la variation du calage, pour la plage de  $\lambda$  correspondante, est très minime (les courbes sont confondues). Mais en réalité, l'influence commence à devenir importante pour des valeurs de  $\lambda$  supérieures à 4,5.

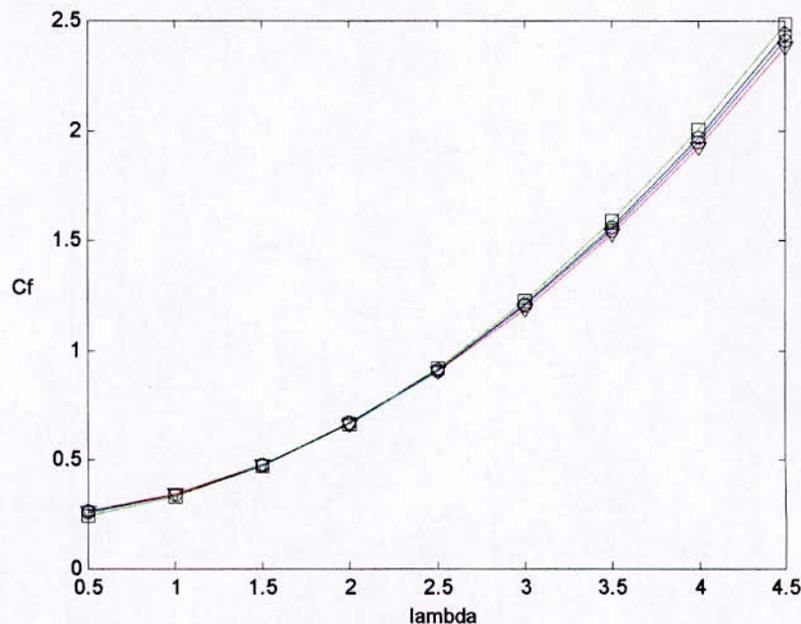


figure V.7 : courbes du  $C_F$  pour différentes valeurs de l'angle de calage

**Conclusion :**

D'après ces résultats, on constate que notre méthode présente une faiblesse pour des valeurs de  $\lambda > 4$ . Ceci est du, peut être, aux hypothèses simplificatrices qui prennent pas en compte des phénomènes très complexes qui influent sur la détermination des coefficients de portance et de traînée, ainsi, sur les facteurs d'interférence des vitesses. Les coefficients de portance et de traînée sont résultats d'une interpolation à chaque étape vu que les données ne s'étalent pas sur une large plage (voir annexes IX et X) et cela conduit vers des erreurs plus considérables. Alors, pour avoir des résultats plus au moins meilleurs, il pourra être utile de prendre en compte ce qui a été négligé tel que même la variation du profil le long de l'envergure de la pale.



Figure 17 : Courbes des  $C_L$  pour différentes valeurs de l'angle de calage.

Pour le coefficient de force traînée pour différents angles de calage, on voit bien que l'influence de la variation du calage pour la plage de  $\lambda$  correspondante est très minime (les courbes sont voisines). Mais en réalité, l'influence du calage à devenir importante pour des valeurs de  $\lambda$  supérieures à 2.

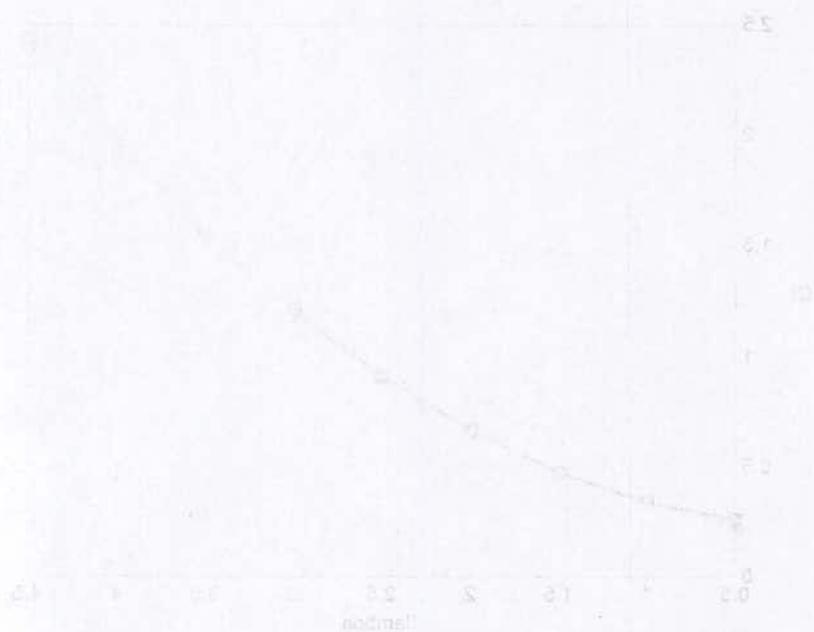


Figure 18 : Courbes des  $C_D$  pour différentes valeurs de l'angle de calage.

## **CONCLUSION**

## Conclusion générale :

La présente étude nous a permis d'avoir une idée générale sur les caractéristiques d'un profil utilisé dans la conception des éoliennes à axe horizontal. Le NACA 4412 était l'exemple que nous avons étudié mais il faut noter que nous aurions pu prendre un autre profil en ayant bien sûr ses caractéristiques géométriques ainsi que les coefficients de portance et de traînée.

Nous avons choisi le NACA 4412 parce qu'il est couramment utilisé. Notre étude nous a permis de modéliser l'écoulement du vent à travers le rotor à axe horizontal en utilisant la méthode de l'élément de pale – quantité de mouvement. Nous avons mis en place un programme de calcul qui évalue les performances aérodynamiques du profil NACA 4412 et il est utilisable pour d'autres profils ayant des données assez larges concernant les coefficients de portance et de traînée en fonction de l'angle d'incidence et du nombre de Reynolds.

Notre programme a généré des résultats qui se rapprochent des résultats expérimentaux mais cela n'est que pour des vitesses spécifiques relativement basses. Pour des vitesses spécifiques supérieures à 4.5, les résultats divergent. Cela peut s'expliquer par l'adoption de plusieurs hypothèses simplificatrices qui ont déstabilisé notre modèle. Notre méthode, aussi, est limitée, elle n'est applicable que pour des valeurs des facteurs d'interférences inférieures à 0.5.

Enfin, nous souhaitons des améliorations à notre programme telles que :

- La considération de l'élasticité de la pale qui cause un changement de la géométrie de celle-ci au cours du fonctionnement. Ce changement influe sur les caractéristiques aérodynamiques.
- La variation du nombre de *Reynolds* sur l'envergure de la pale ce qui fait varier les coefficients de portance et de traînée (voir annexes VII et VIII).
- L'évaluation des coefficients de portance et de traînée en même temps que les coefficients d'interférences. Le coefficient de traînée en évaluant la couche limite par la méthode des différences finies et le coefficient de portance par la méthode des panneaux vortex. Cela rendra le programme applicable pour n'importe quel profil du moment que les coefficients de portance et de traînée ne sont plus des données mais des résultats implicites.

## Références bibliographiques :

- [1] Marie-Annick Roy « *Guide de la technique* » Tome III : L'énergie. Presse polytechnique et universitaire romandes.
- [2] European Commission, Directorate-general for Energy "Wind Energy : the facts" volume 1: technology
- [3] Guy Cunty « *Eoliennes et Aérogénérateurs* » EDISUD, Aix-en-Provence, Dépôt legal 1<sup>er</sup> trimestre 2001
- [4] P. Le Chapellier « *Le vent, les éoliennes et l'habitat* » Eyrolles, Paris 1981
- [5] le site : [www.windpower.org](http://www.windpower.org)
- [6] THEMA Encyclopédie Larousse, Sciences et technique, Energie du vent et de la mer, 1999
- [7] windpower "Wind Turbine Energy" copyright 2001 Soren Krohn, updated 4 january 2001
- [8] Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, Ervin Bossanyi "Wind Energy Handbook" John Wiley & sons, Ltd , Chichester, New York, Weinheim, Brisbane, Singapore, Toronto
- [9] « yahoo encyclopédie »
- [10] le site du centre de développement des énergies renouvelables: [www.CDER.dz](http://www.CDER.dz)
- [11] Jean Martin, Ing de l'NSAM "Energies éoliennes" vol B1 articles 360
- [12] [www.mem.algeria.org](http://www.mem.algeria.org) Ministère de l'Energie et des Mines
- [13] Kevin J. Jackson « *Wind power generation trends* » Dynamic design engineering, Inc. Davis, California. Report number CWEC – 2003 – 01, date October 2002
- [14] K. Ameer « *Etude numérique des performances aérodynamiques des rotors à axe horizontal (méthode de l'Element de pale-quantité de mouvement)* » Rapport Interne CDER 1999
- [15] [www.MIT.edu](http://www.MIT.edu) : « *cours sur l'aérodynamique des pales éoliennes* »
- [16] Henrik Stiesdal, traduction : John Furtz & Hugg Pigot «*The wind Turbine : components and operation* » version of Special issue of Bonus-Turbine 1998 newsletter. BONUS ENERGY A/S Autumn 1999. lay-out production Claus Nybroe
- [17] MILEY, S.J. "A catalog of low Reynolds number airfoil data for wind turbine applications", report DE82-021712? US. Dept Energy, 1982

- [18] R. Chaboud « *La météo question de temps* » Nathan, Paris, 1993
- [19] D. Le Gourière « *Energie éolienne: théorie, conception et calcul pratique des installations* » Eyrolles, Paris, 1982
- [20] J. Bessemoulkin & R. Clause « *Vents, nuages et tempêtes* » Edition Maritimes et d'Outre-Mer, Paris, 1978
- [21] RetScreen « *Les systèmes éoliens autonomes : guide de l'acheteur* » Ressources Naturelles, Canada, N° Cat. M92-175-1999F
- [22] J. Vernier « *Les énergies renouvelables* » P.U.F, Paris, 1997
- [23] A. HASHATEL « *Etude comparative des aéromoteurs pour un choix approprié d'éolienne destinée à la production de l'énergie électrique* » Thèse de Projet de Fin d'Etudes, Dept. Génie Mécanique, E.N.P. d'Alger, Promotion 2003/2004

# **ANNEXES**

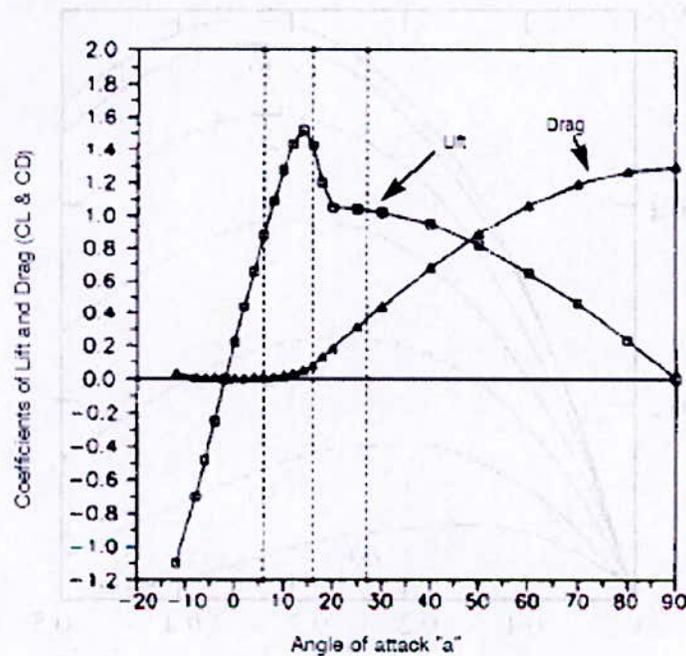
## Annexe I :

Caractéristique d'une pale à axe horizontal de 17 m de diamètre.

Radius $r$ (mm)	$\mu = r/R$	Chord $c$ (mm)	Pitch $\beta$ (degree)	Thickness/chord ratio of blade (%)
1700	0.20	1085	15.0	24.6
2125	0.25	1045	12.1	22.5
2150	0.30	1005	9.5	20.7
2975	0.35	965	7.6	19.5
3400	0.40	925	6.1	18.7
3825	0.45	885	4.9	18.1
4250	0.50	845	3.9	17.6
4675	0.55	805	3.1	17.1
5100	0.60	765	2.4	16.6
5525	0.65	725	1.9	16.1
5950	0.70	685	1.5	15.6
6375	0.75	645	1.2	15.1
6800	0.80	605	0.9	14.6
6375	0.85	565	0.6	14.1
7225	0.90	525	0.4	13.6
8075	0.95	485	0.2	13.1
8500	1.00	445	0.0	12.6

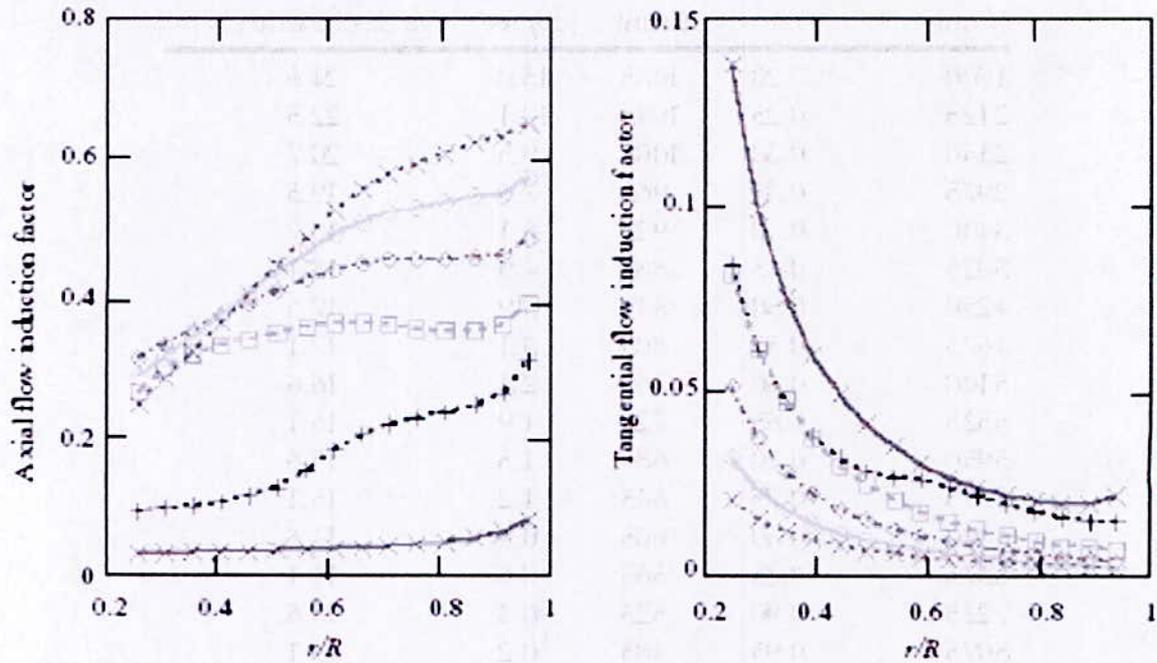
## Annexe II :

Relation entre les coefficients de portance et de traînée et l'angle d'incidence [16]



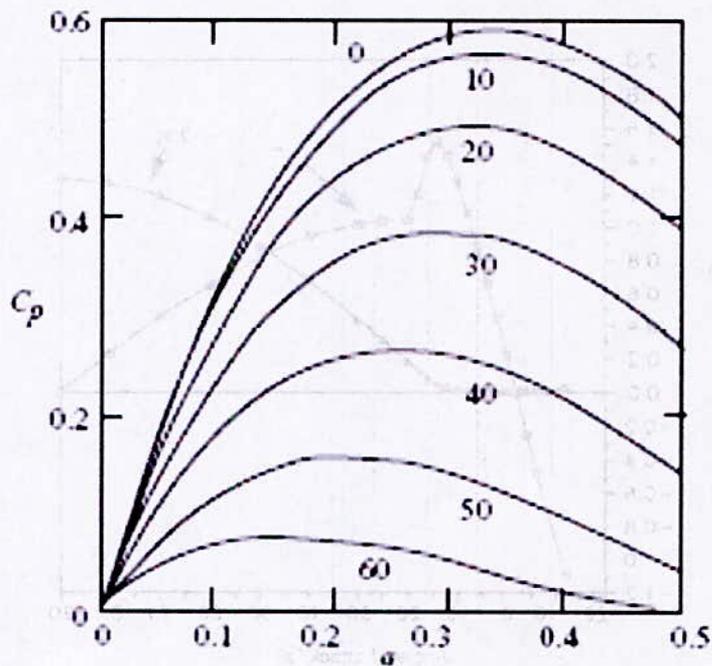
### Annexe III :

Les facteurs d'interférence des vitesses axiale et tangentielle en fonction de la station



### Annexe IV :

Coefficient de puissance en fonction du facteur d'interférence axial



## Annexe VII :

Variation du coefficient de portance en fonction de l'angle d'incidence et du nombre de Reynolds pour un profil NACA4412 [17]

$\alpha(^{\circ})$	Re = 42,000	Re = 83,000	Re = 160,000	Re = 330,000	Re = 640,000
-3.0	-0.03	0.10	0.13	0.07	0.10
-2.0	0.08	0.21	0.24	0.17	0.20
-1.0	0.19	0.32	0.34	0.27	0.30
0.0	0.30	0.42	0.43	0.37	0.41
1.0	0.40	0.53	0.52	0.47	0.51
2.0	0.50	0.63	0.61	0.56	0.60
3.0	0.59	0.72	0.70	0.65	0.69
4.0	0.67	0.81	0.77	0.74	0.77
5.0	0.74	0.89	0.85	0.82	0.85
6.0	0.80	0.95	0.91	0.90	0.92
7.0	0.86	1.02	0.98	0.98	0.99
8.0	0.91	1.07	1.04	1.05	1.05
9.0	0.96	1.12	1.09	1.11	1.11
10.0	0.99	1.16	1.13	1.17	1.17
11.0	1.02	1.18	1.17	1.22	1.23
12.0	1.03	1.20	1.19	1.26	1.29

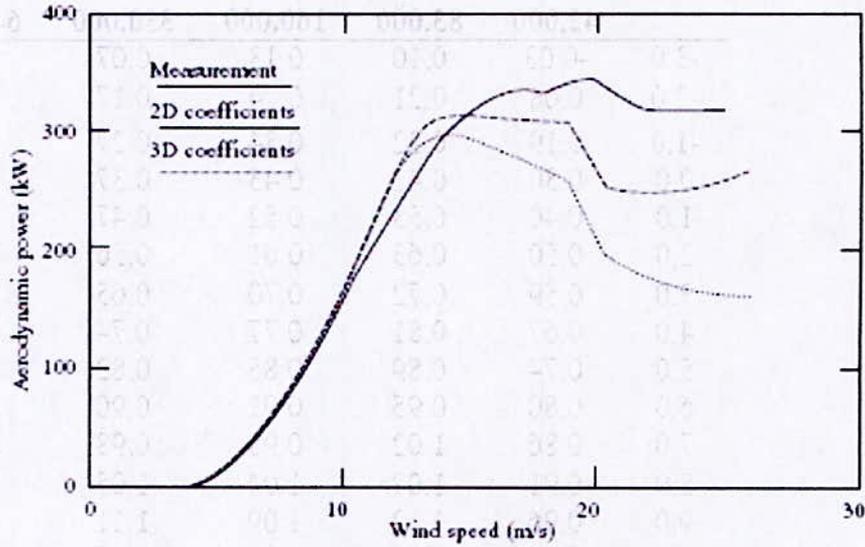
## Annexe VIII :

Variations du coefficient de traînée en fonction de l'angle d'incidence et du nombre de Reynolds pour un profil NACA4412 [17]

$\alpha(^{\circ})$	Re = 42,000	Re = 83,000	Re = 160,000	Re = 330,000	Re = 640,000
-3.0	0.0353	0.0327	0.0159	0.0140	0.0120
-2.0	0.0352	0.0291	0.0150	0.0136	0.0117
-1.0	0.0345	0.0251	0.0147	0.0131	0.0117
0.0	0.0334	0.0233	0.0145	0.0126	0.0119
1.0	0.0325	0.0229	0.0144	0.0122	0.0123
2.0	0.0316	0.0230	0.0144	0.0120	0.0127
3.0	0.0308	0.0236	0.0144	0.0120	0.0131
4.0	0.0305	0.0245	0.0146	0.0123	0.0137
5.0	0.0307	0.0259	0.0151	0.0130	0.0144
6.0	0.0315	0.0279	0.0161	0.0141	0.0152
7.0	0.0331	0.0308	0.0176	0.0157	0.0163
8.0	0.0356	0.0346	0.0199	0.0182	0.0177
9.0	0.0387	0.0398	0.0235	0.0219	0.0198
10.0	0.0470	0.0470	0.0288	0.0277	0.0231
11.0	<u>0.0568</u>	0.0568	0.0370	0.0373	0.0284
12.0	<u>0.0704</u>	0.0704	0.0504	0.0543	0.0369

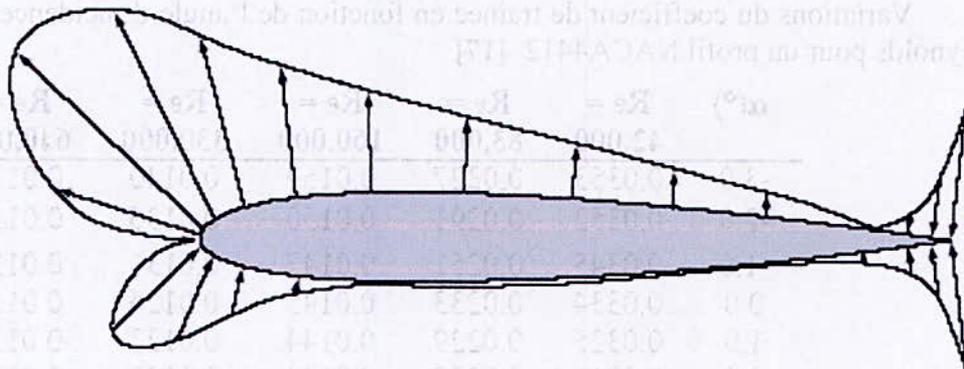
## Annexe V :

La puissance récupérée par une turbine NORTANK 300 kW en fonction de la vitesse du vent



## Annexe VI :

La distribution de pression autour d'un profil NACA4412 pour un angle d'attaque  $\alpha=5^\circ$



### Annexe IX :

Coefficient de portance en fonction de l'angle d'incidence (utilisé pour l'exemple de calcul)  
[14]

L'angle d'incidence $\alpha$ (deg)	Le coefficient de portance $C_L$
-90	0.00
-7	-0.40
6	1.00
10	1.20
14	1.26
18	0.99
27	0.85
90	0.00

### Annexe X :

Coefficient de traînée en fonction de l'angle d'incidence (utilisé pour l'exemple de calcul)  
[14]

L'angle d'incidence $\alpha$ (deg)	Le coefficient de traînée $C_D$
-90	1.20
-6	0.038
-0.07	0.0240
2	0.023
5.3	0.026
8	0.035
14	0.085
90	1.20