

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Ecole Nationale Polytechnique d'Alger
Département de Mécanique



المدرسة الوطنية المتعددة التخصصات
Ecole Nationale Polytechnique

Thèse de Doctorat en sciences

Spécialité : Génie mécanique

Présentée par

ZERGANE Saïd

Thème

***Développement d'une méthode d'optimisation
pour la micro-localisation des aérogénérateurs
dans une ferme éolienne***

Membres de jury

- **Président de jury :** Saïd RECHAK Professeur, ENP, Alger
- **Directeur de thèse :** Arezki SMAILI Professeur, ENP, Alger
- **Examineurs :** Ouahiba GUERRI Directrice de recherche CDER, Alger
Amina MATAOUI Professeure, USTHB, Alger
Nouredine BEN HAMIDOUCHE Professeur, Université de Msila
Salah LARBI Professeur, ENP, Alger

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Ecole Nationale Polytechnique d'Alger
Département de Mécanique



المدرسة الوطنية المتعددة التخصصات
Ecole Nationale Polytechnique

Thèse de Doctorat en sciences

Spécialité : Génie mécanique

Présentée par

ZERGANE Saïd

Thème

***Développement d'une méthode d'optimisation
pour la micro-localisation des aérogénérateurs
dans une ferme éolienne***

Membres de jury

- **Président de jury :** Saïd RECHAK Professeur, ENP, Alger
- **Directeur de thèse :** Arezki SMAILI Professeur, ENP, Alger
- **Examineurs :** Ouahiba GUERRI Directrice de recherche CDER, Alger
Amina MATAOUI Professeure, USTHB, Alger
Noureddine BEN HAMIDOUCHE Professeur, Université de Msila
Salah LARBI Professeur, ENP, Alger

REMERCIEMENTS

En premier lieu, mes sincères remerciements vont à Monsieur Arezki SMAÏLI, Professeur à l'ENP d'Alger, pour son encadrement, son soutien, ses conseils et sa direction attentive. Ses compétences scientifiques, sa disponibilité, sa sympathie et sa bonne humeur, en faisant un encadrement exceptionnel.

Je remercie vivement Monsieur Saïd RECHAK, Professeur à l'ENP d'avoir accepté de présider le jury de ma thèse de Doctorat.

Je tiens à remercier tout particulièrement : Madame Ouahiba GUERRI, directrice de recherche au CDER et madame Amina MATAOUI Professeure à l'USTHB d'Alger qui ont accepté de faire parti membres de jury.

Mes remerciements s'adressent aussi à Monsieur Nouredine BEN HAMIDOUCHE, Professeur à l'université de Msila, ainsi qu'à Salah LARBI, Professeur à l'ENP d'Alger, qui m'ont fait l'honneur d'avoir accepté de me réserver un peu de leurs temps pour examiner ce travail et d'avoir accepté de faire parti des membres du jury.

Finalement je n'oublierai jamais d'adresser mes remerciements à toute personne qui m'a aidé, de près ou de loin dans ce travail de Doctorat.

ملخص:

يرتكز هذا العمل على جزئين. الجزء الأول يتألف إلى تطوير طريقة جديدة لتحسين لموقع تربيينات الرياح في محطة الوباح، والتي تهدف مباشرة إلى الحد من تأثير الأعقاب وضمان أعلى معدل إنتاج للطاقة. تعتمد الطريقة المقترحة على المنهج الرياضي لتوليد الأرقام شبه العشوائية ونموذج الأعقاب الخطية لجينسن Jensen. الجزء الثاني هو اعتماد لنموذج أكثر تفصيلاً وأكثر واقعيّ لايشيهارا Ischihara، الذي يأخذ في الاعتبار تأثيرات طبقة المهدة الجوية، خشونة التربة والاضطراب للتنبؤ أكثر دقة تأثير تداخل التربيينات الهوائية وتقليل آثار الأعقاب. لحل معادلات طريقة الحساب المقترحة، تم تطوير برنامج MATLAB. لهذا، باستخدام تربيينات الرياح النموذجية، تم عرض نتائج المحاكاة التي حصلنا عليها ومقارنتها مع تلك الموجودة في الأدبيات. عدة تحسينات تم الحصول عليها في إجمالي إنتاج الطاقة. أيضاً، وجدنا أنه يمكن تحديد العدد الأمثل للتربيينات بشكل صحيح لمحطة رياح معينة.

كلمات مفتاحية: نماذج الأعقاب، طاقة الرياح، المحطات الهوائية، الحل الأمثل، الطبقة المهدة الجوية، الاضطراب.

Abstract:

This work focuses on two parts. The first one consisted in developing a new optimization method for the location of wind turbines in a wind farm, which aims directly to reduce the wake effect and ensure a maximum power production of the wind farm. The proposed method is based on the mathematical approach of generating pseudo-random numbers and the linear wake model of Jensen. The second part focuses on the adoption of a more detailed and realistic wake model of Ischihara, which takes into account atmospheric boundary layer effects, soil roughness and turbulence to predict much more accurately the impact of wind turbine interference within the site and minimize the effects of the wake. To solve the resulting mathematical model of the proposed calculation method, a MATLAB program was developed. Using typical wind turbines, the simulation results we obtained are presented and compared with those of the literature. Improvements in total farm power were obtained. Also, we have found that the optimal number of wind turbines can be properly determined for a given wind farm.

Keywords: Wake models, Wind Energy, Wind farm, Optimization, Atmospheric boundary layer, Turbulence.

Résumé :

Le présent travail porte sur deux parties. La première partie consistait à développer une nouvelle méthode d'optimisation pour l'emplacement des aérogénérateurs dans une ferme éolienne, qui vise directement à réduire l'effet de sillage et assurer un taux de production maximal de puissance. La méthode proposée est basée sur l'approche mathématique de génération des nombres pseudo-aléatoires et le modèle de sillage linéaire de Jensen. La deuxième partie se focalise sur l'adoption d'un modèle de sillage plus détaillé et plus réaliste, qui est celui d'Ischihara, qui tient compte des effets de la couche limite atmosphérique, la rugosité du sol et la turbulence permettant de prédire de façon beaucoup plus précise l'impact de l'interférence des éoliennes du site et minimiser les effets du sillage. Pour résoudre les équations du modèle mathématique de la méthode de calcul proposée, un programme MATLAB a été élaboré. En utilisant des turbines éoliennes typiques, les résultats de simulation que nous avons obtenus sont présentés et comparés avec ceux de la littérature. Des améliorations sur la production totale de puissance de la ferme ont été obtenues. Egalement, nous avons trouvé que le nombre optimal d'aérogénérateurs peut être proprement déterminé pour une ferme éolienne donnée.

Mots clés: Modèles de sillage, Énergie éolienne, Ferme éolienne, Optimisation, Couche limite atmosphérique, Turbulence.

Table des matières

Remerciements

Résumé

Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Nomenclature

Introduction.....	12
Chapitre 1 Généralités et considérations aérodynamiques.....	15
Introduction.....	15
1.1. Turbine éolienne.....	16
1.1.1. Eolienne à axe horizontal.....	16
1.1.2. Eolienne à axe vertical.....	19
1.1.2.1. Traînée différentielle.....	20
1.1.2.2. Variation cyclique d'incidence.....	21
1.2. Eolienne moderne et conversion d'énergie.....	21
1.2.1. Constitution d'une éolienne moderne.....	22
1.2.2. Conversion d'énergie.....	22
1.3. Considération aérodynamique.....	23
1.3.1. Limite de Betz.....	24
1.3.2. Courbe caractéristique de C_p	26
1.3.3. Fonctionnement à vitesse constante.....	27
1.3.4. Fonctionnement à vitesse variable.....	28
1.4. Régulation de la puissance d'un aérogénérateur.....	29
1.5. Système de régulation de la vitesse de rotation d'un aérogénérateur.....	29
1.5.1. Système par décrochage aérodynamique.....	30
1.5.2. Système par orientation des pales (Pitch control).....	30
1.5.3. Système par effacement total ou partiel du rotor.....	31
1.5.4. Système par freinage aérodynamique centrifugeuse.....	31

1.5.5. Système par freinage automatique.....	32
1.6. Eolienne de grande puissance.....	32
1.7. Mesure de la vitesse du vent.....	33
1.7.1. Mesure par anémomètre.....	33
1.7.2. Mesure par télédétection.....	34
Chapitre 2 Modèles de sillages et revue des travaux antérieurs.....	36
Introduction.....	36
2.1. Modèles de sillage.....	38
2.1.1. Modèle de Jansen.....	38
2.1.2. Modèle de Larsen.....	39
2.1.3. Modèle de Frensdén.....	40
2.1.4. Modèle d'Ainslie.....	41
2.1.5. Modèle d'Ishihara.....	42
2.2. Turbulence associée au sillage.....	43
2.3. Profil de la vitesse du vent en couche limite.....	44
2.3.1. Loi logarithmique.....	44
2.3.2. Loi en puissance.....	45
2.3.3. Évaluation de la puissance fournie en couche limite.....	45
2.4. Aspect aérodynamique du profil de la couche limite.....	47
2.4.1. Cas neutre.....	47
2.4.2. Cas stable.....	48
2.4.3. Cas instable.....	48
2.5. Travaux antérieurs.....	49
Chapitre 3 Procédure d'optimisation des aérogénérateurs dans une ferme éolienne.....	52
3.1. Méthodes d'optimisation.....	52
3.1.1. Les algorithmes génétiques.....	52
3.1.2. Méthode de Monte Carlo.....	54
3.1.3. Génération des nombres pseudo-aléatoires.....	54
3.1.3.1. Mode de fonctionnement.....	55
3.1.3.2. Un vrai exemple.....	56

3.2. Procédure d'optimisation.....	56
3.3. Application à une ferme éolienne.....	60
Chapitre 4 Résultats et discussions.....	63
Introduction.....	63
4.1. Caractéristiques de la turbine éolienne adoptée.....	63
4.2. Caractéristiques du sillage d'une éolienne.....	65
4.2.1. Modèle de sillage.....	65
4.2.2. Vitesse du vent dans le sillage.....	66
4.2.3. Epaisseur de sillage	67
4.3. Effet de couche limite atmosphérique.....	68
4.3.1. Déficit de vitesse en couche limite.....	68
4.3.2. Calcul de puissance d'une éolienne en couche limite.....	70
4.4. Intensité de la turbulence.....	72
4.4.1. Turbulence ambiante.....	73
4.4.2. Turbulence générée.....	74
4.4.3. Effet de la turbulence générée sur la puissance.....	75
4.5. Micro-localisation optimale.....	77
4.6. Etude comparative avec les travaux antérieurs.....	78
4.7. Nombre approprié de turbines dans une ferme éolienne.....	82
4.7.1. Effet du nombre de turbines sur la puissance.....	82
4.7.2. Coût d'une centrale éolienne.....	83
4.7.3. La fonction objectif basée sur le coût d'une centrale éolienne.....	84
4.8. Espacement entre les turbines.....	86
4.9. Effet de la taille de l'éoliennes sur le taux de réduction de puissance.....	87
Conclusion.....	89
Référence.....	92

Liste des tableaux

Tableau 2.1 Valeurs des coefficients $K_T(Z_0)$ et Z_0	45
Tableau 2.2 Valeurs du coefficient α correspondent aux types de sol.....	45
Tableau 4.1 Caractéristiques de la turbine E 2.....	64
Tableau 4.2 Effet du nombre de discrétisation sur la puissance d'une éolienne.....	70
Tableau 4.3 La puissance produite avec vitesse uniforme sur le disque actuateur.....	71
Tableau 4.4 Effet de la turbulence sur la puissance d'une éolienne obtenu à $x/D=8$	75
Tableau 4.5 Puissance maximale produite et taux de réduction de puissance dans le modèle d'Ischihara et dans le modèle de Jensen.....	78
Tableau 4.6 Caractéristiques et conditions adoptées de l'étude antérieure	80
Tableau 4.7 Nouveaux paramètres et conditions adoptées.....	80
Tableau 4.8 Comparaison des résultats.....	80
Tableau 4.9 Evolution de la fonction Objectif en fonction du nombre d'éoliennes	85
Tableau 4. 10 Caractéristiques des éoliennes typiques 2 étudiées.....	88

Liste des figures

Fig. 1.1 Capacité éolienne actuelle et les prévisions à travers le monde: 2020 et 2030.....	16
Fig. 1.2 Atlas du vent de l'Algérie réalisé par le CDER	17
Fig. 1.3 Photos d'éolienne à axe horizontal.....	19
Fig. 1.4 Photos d'éolienne à axe vertical.....	20
Fig. 1.5 Principe de fonctionnement d'un rotor Savonius.....	20
Fig. 1.6 Principe de fonctionnement d'un rotor Darius.....	21
Fig. 1.7 Principaux constituants d'une éolienne moderne.....	22
Fig. 1.8 Conversion d'énergie d'un système éolien.....	23
Fig. 1.9 Modèle physique du disque actuateur d'une éolienne.....	23
Fig. 1.10 Courbe caractéristique de C_p des différentes éoliennes.....	26
Fig. 1.11 Influence du nombre de pales.....	27
Fig. 1.12 Courbe typique de puissance d'un aérogénérateur.....	29
Fig. 1.13 Système par décrochage aérodynamique.....	30
Fig. 1.14 Influence de l'angle de calage sur le coefficient de puissance.....	30
Fig. 1.15 Système par effacement du rotor.....	31
Fig. 1.16 Système par freinage aérodynamique centrifugeuse.....	31
Fig. 1.17 Système de freinage automatique.....	32
Fig. 1.18 Evolution de la puissance produite d'une éolienne en fonction du diamètre.....	32
Fig. 1.19 Anémomètre à couple.....	33
Fig. 1.20 Anémomètre sonique.....	34
Fig. 1.21 La girouette.....	34
Fig. 1.22 Sodar TRITON portable de la compagnie <i>Second Wind</i>	35
Fig. 2.1 Ferme éolienne de Gansu en Chine.....	37
Fig. 2.2 Effet de sillage dans un parc éolien.....	38
Fig. 2.3 Le sillage dans le modèle de Jensen.....	39
Fig. 2.4 Le sillage dans le modèle de Larsen.....	40
Fig. 2.5 Le sillage dans le modèle de Frensdén.....	41
Fig. 2.6 Le sillage dans le modèle d'Ainslie.....	42
Fig. 2.7 Illustration de la turbulence ambiante et de la turbulence générée.....	43
Fig. 2.8 Superposition des turbulences.....	44

Fig. 2.9	Discrétisation du disque actuateur.....	46
Fig. 2.10	Vitesse uniforme et unidirectionnelle à chaque élément de surface.....	46
Fig. 2.11	Forces agissants sur une particule d'air.....	47
Fig. 2.12	Profil vertical de la vitesse dans les trois cas ; neutre, stable et instable.....	49
Fig. 3.1	Principe des algorithmes génétiques.....	53
Fig. 3.2	Modèle physique du sillage d'Ischihara.....	57
Fig. 3.3	Modèle physique du sillage de Jensen.....	57
Fig. 3.4	Espacement transversal et longitudinal entre deux turbines.....	59
Fig. 3.5	Ferme éolienne proposée.....	60
Fig. 3.6	Organigramme de la méthode d'optimisation proposée.....	62
Fig. 4.1	Courbe de puissance de la turbine ENERCON E2.....	64
Fig. 4.2	Déficit de vitesse en fonction de la distance x/D	66
Fig. 4.3	Taux de croissance du sillage en fonction de la distance x/D	68
Fig. 4.4	Profils de vitesses du vent en couche limite atmosphérique pour les différentes vitesses de références.....	69
Fig. 4.5	Profils verticaux pour différentes vitesses de références.....	71
Fig. 4.6	Egalité de déficit et de surplus de vitesse.....	72
Fig. 4.7	Evolution de l'intensité de la turbulence ambiante en fonction de la hauteur Z	73
Fig. 4.8	Evolution de la turbulence générée en fonction de la distance x/D	74
Fig. 4.9	Effet de la turbulence ajoutée sur la production de puissance	76
Fig. 4.10	Arrangement optimal des éoliennes de type ENERCON E2.....	77
Fig. 4.11	Arrangement optimal : (a) étude antérieure, (b) présente étude.....	79
Fig. 4.12	Arrangement optimal : (a) Mosesi, (b) Grady, (c) Présente étude.....	82
Fig. 4.13	Effet du nombre d'éoliennes sur le taux de réduction de puissance.....	83
Fig. 4.14	Coût d'investissement en fonction du nombre de turbines.....	84
Fig. 4.15	Arrangement optimal pour la fonction <i>Objectif</i> optimale.....	86
Fig. 4.16	Effet de l'espacement d'une cellule sur le taux de réduction de puissance.....	87
Fig. 4.17	Effet de la taille de l'éolienne sur le taux de réduction de puissance.....	88

Nomenclature

Lettres Latines

A	Section du disque actif	m^2
A_w	Section du sillage	m^2
a	Entier choisi à priori	
a	Facteur d'induction axial	
a_x	Coefficient déterminant le taux de déficit de vitesse	
b	Entier choisi à priori	
$Cost$	Coût de l'installation éolienne	
c_p	Chaleur spécifique de l'air à pression constante	J/kgK
C_T	Coefficient de poussée	
C_p	Coefficient de puissance	
C_{pMax}	Coefficient de puissance maximale	
D	Diamètre de l'éolienne	m
D_w	Diamètre du sillage	m
dx	Espacement longitudinal entre deux turbines	m
dy	Espacement transversal entre deux turbines	m
G	Accélération de la pesanteur	m/s^2
I	Intensité de turbulence	
I_a	Intensité de la turbulence ambiante	
I_w	Intensité de la turbulence additionnée	
K_1	Première constante empirique du modèle physique d'Ischihara	
K_2	Deuxième constante empirique du modèle physique d'Ischihara	

K_3	Troisième constante empirique du modèle physique d'Ischihara	
$K_T(Z_0)$	Coefficient adimensionnel de la rugosité	
k_w	Coefficient d'expansion de sillage	
L	Paramètre longueur de Monin-Obukov	m
m	Distribution donnée	
M	Nombre d'itérations	
M	Nombre de discrétisations	
mod	Fonction donnant le reste entier de la division	
N	Nombre de turbines	
N_c	Nombre de cellules	
$N_{éol}$	Nombre de turbines dans une ferme éolienne	
Obj	Fonction objectif	
p	Coefficient de turbulence	
P	Puissance développée	W
P_i	Puissance élémentaire	W
P_m	Puissance d'un arrangement	W
P_n	Puissance d'une seule éolienne	W
P_{ses}	Puissance sans effet de sillage	W
P_{tot}	Puissance totale	W
Q_0	Flux de chaleur sensible sol-air	W/m^2
R	Rayon de la pale	m
r_w	Rayon du sillage	m
S	Section du disque actif	m^2
T	Poussée axiale	N
T	Température équivalente au sol	K

u	Vitesse dans le sillage	m/s
U	Vitesse du vent sur le disque actif	m/s
U_D	Vitesse de démarrage	m/s
U_M	Vitesse de coupure	m/s
U_{moyeu}	Vitesse au niveau du moyeu	m/s
U_n	Vitesse nominale	m/s
$U(z)$	Vitesse du vent en couche limite atmosphérique	m/s
U_{ref}	Vitesse de référence	m/s
U_w	Vitesse du vent dans le sillage	m/s
U_z	Vitesse moyenne du vent à la hauteur Z	m/s
U_1	Vitesse du vent en amont	m/s
U_2	Vitesse du vent en aval	m/s
x	Position en aval	m
$X(n)$	Suite d'entiers pseudo-aléatoires	
Z	Hauteur de la turbine éolienne	m
Z_0	Rugosité du sol	m

Symboles grecs

α	Exposant sans dimension dépendant de la rugosité	
Ω	Vitesse de rotation de l'éolienne	rad/s
λ	Vitesse spécifique	
ρ	Masse volumique de l'air	kg/m^3
η_a	Rendement aérodynamique	
ΔS_i	Élément de surface de disque actif	m^2
Δu	Différence de vitesse du vent	m/s

Introduction générale

Dans les grandes sociétés modernes, la consommation des énergies fossiles les plus répandues, tels que, le pétrole, le gaz naturel et le charbon dans les dernières décennies est toujours en augmentation. Leur surexploitation fait réduire ses réserves et rapproche l'échéance de leurs épuisements, ou du moins leurs conséquences dans le dégagement massif du gaz carbonique dans l'atmosphère et leurs responsabilités du réchauffement climatique. Des voies vers laquelle la société actuelle s'engage à favoriser un grand détour vers les énergies renouvelables. L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, propre, durable et ne produit pas de gaz à effet de serre. D'ailleurs, le taux de croissance de l'énergie éolienne dans le monde ne cesse d'augmenter par l'installation des aérogénérateurs dans des sites plus ventés pour la production de l'énergie électrique. Le premier parc éolien fut installé en Californie (Etats Unies) vers la fin des années 1970. Dès les années 1990, des aérogénérateurs qui dépassent un taux de production de 1MW ont été construits et utilisés dans des centrales éoliennes dans plusieurs pays. En Algérie, dans la région d'Adrar, connue par son potentiel éolien important, avec une vitesse moyenne mensuelle du vent à 10 m du sol toujours supérieure à 5 m/s [1], une ferme éolienne de 10 MW a été installée pour la production d'électricité [2].

Cependant le rendement des parcs éoliens dépend essentiellement de l'emplacement des turbines. Sous l'effet du sillage, d'importantes réductions de la vitesse du vent peuvent être notées, également la puissance produite subit un déficit dans la zone aval d'une éolienne. Dans cet objectif, on présente une étude qui vise directement la minimisation de l'effet de sillage et assurer un taux de production maximal de puissance par l'emplacement optimal des aérogénérateurs. Ce travail est basé sur l'adoption d'un modèle du sillage plus complet d'Ischihara [3] et le développement d'une nouvelle méthode de génération des

nombres pseudo-aléatoires, comme approche mathématique d'optimisation de positionnement des turbines. Plus précisément la proposition d'un modèle de sillage plus réaliste et plus complet, qui tient compte des effets de la couche limite atmosphérique, la rugosité du sol et la turbulence, pour permettre de prédire de façon beaucoup plus précise l'impact de l'interférence des éoliennes du site et minimiser les effets du sillage. Pour ce faire, le modèle du sillage résultant a été implanté dans un programme MATLAB. Les caractéristiques de l'éolienne ENERCON E2 ont été introduites dans le code d'optimisation élaboré.

Le travail présenté est structuré en quatre chapitres:

Le premier chapitre porte sur l'énergie éolienne et son état actuel. Quelques chiffres montrent l'importance et l'évolution dans le temps de l'énergie éolienne depuis que l'homme a connu l'effet du vent à la génération électrique. Ensuite, il a été question de classifications des aérogénérateurs, leurs caractéristiques, la description d'une éolienne moderne destinée à la production électrique et des considérations aérodynamiques.

Dans le deuxième chapitre, on a présenté les différents modèles de sillages. Le déficit de vitesse et l'évolution du diamètre de sillage d'une éolienne de front sont les principales caractéristiques de chaque modèle. Modéliser le sillage prend en compte les paramètres introduits dans chaque modèle, tels que la rugosité du sol, les dimensions de la turbine et la turbulence de l'écoulement. Ensuite, nous avons présenté une revue bibliographique qui retrace les différents travaux antérieurs sur le positionnement des éoliennes dans une ferme éolienne. A la fin du chapitre, la méthode de discrétisation du disque actuateur éolienne a été clarifiée pour calculer la puissance développée de l'aérogénérateur en couche limite atmosphérique.

Dans le chapitre 3, on a présenté la méthode d'optimisation sur la micro-localisation optimale des aérogénérateurs dans une ferme éolienne. Cette méthode est basée sur l'étude de deux modèles physiques de sillage; le modèle simplifié de Jensen [4] et le modèle plus détaillé d'Ischihara [3], et une nouvelle approche mathématique développée, dite « méthode de génération des nombres pseudo-aléatoires ». Pour simuler la procédure d'optimisation de la méthode développée, un programme a été mis au point sous MATLAB.

Enfin, le dernier chapitre présente les résultats de simulation obtenus par notre méthode sur l'optimisation de la micro-localisation des aérogénérateurs dans une ferme

éolienne. Au premier lieu, une exploration de l'effet du sillage selon les modèles d'Ishihara et de Jensen sur le déficit de vitesse, sur l'expansion du sillage dans l'aval d'une turbine de front et sur la micro-localisation optimale a été présentée et discuté. Ensuite, nos résultats de simulation obtenus ont été analysés et comparés avec ceux des travaux antérieurs.

Le mémoire se termine par une conclusion générale résumant l'ensemble des résultats obtenus au cours de ce travail, ainsi que les perspectives et les suites proposées à cette étude.

CHAPITRE 1

Généralités et considérations aérodynamiques

Introduction

Le vent, étant défini comme la ressource éolienne, est une masse d'air qui se déplace de façon perpétuelle entre deux zones inégalement réchauffées par l'ensoleillement de la Terre. C'est ainsi provient l'énergie éolienne longtemps exploitée depuis l'antiquité. L'observation par l'homme de l'effet du vent sur les voiles des barques traversant les grands fleuves, suscite le commencement de l'exploitation de ce phénomène à sa faveur dans le transport fluviale. C'est sans doute, de là, que vient l'idée de faire tourner indéfiniment la voile autour de son axe. Dans les premiers temps de la civilisation humaine, dans la Mésopotamie ancienne, le roi Hammourabi utilisait déjà l'énergie éolienne pour des fins d'irrigation, les chinois ont également exploité la puissance du vent pour moulin à eau et le pompage d'eau. L'éolienne a poursuivi sa lente évolution au cours des siècles, et les rotors à axe horizontal n'ont fait leur apparition qu'au XIII^{ème} siècle. La génération électrique par le vent n'est apparue qu'en 1888, l'éolienne de Charles F. Brush; une première transformation en puissance électrique à l'aide de la dynamo [2]. Ainsi, l'énergie en provenance du vent a pu être redécouverte et de nouveau utilisée. Au milieu du XX^{ème} siècle, les aérogénérateurs ont fait leur apparition massive. Dans les années 1960, on a assisté à ce qu'on appelle « la

tendance gigantesque » des éoliennes de taille considérable ont été mises en œuvre pour la production de l'électricité, déjà en fonctionnant un million d'aérogénérateurs à cette date.

Parallèlement, les scientifiques et les chercheurs du domaine de l'aérodynamique ont permis une évolution des turbines plus adaptées au captage de l'énergie du vent. La crise pétrolière de 1973 a relancé de nouveau les recherches et les réalisations éoliennes dans le monde. Depuis les années 1990, l'énergie éolienne a fait un grand progrès du côté technologique et fait naître plusieurs compagnies de construction et d'installation dominantes sur le marché mondial, comme Vestas (DK) avec 21 %, GE Wind (EU) avec 17 %, Enercon (GE) avec 15 % et Gamesa (SP) avec 12 % [5].

Au cours de la dernière décennie, la capacité de production mondiale d'énergie éolienne a connu une croissance fulgurante estimée à 28 % par an. Plusieurs facteurs expliquent cette expansion spectaculaire. D'une part, cette source d'énergie renouvelable aide les états à augmenter leur production d'électricité sans la production de gaz à effet de serre. D'autre part, plusieurs de ces pays voient dans le développement de la filière éolienne une étape importante vers une diminution de leur dépendance aux combustibles fossiles, dont les prix ne cessent d'augmenter. Cette croissance a aussi été stimulée par des avancées technologiques qui permettent de construire des éoliennes plus puissantes permettant d'occuper moins de territoire, tout en produisant la même quantité d'électricité. En 2013, selon le Global Wind Energy Council (GWEC), il y avait déjà 318,137 gigawatts de capacité d'énergie éolienne installée sur la planète [6].

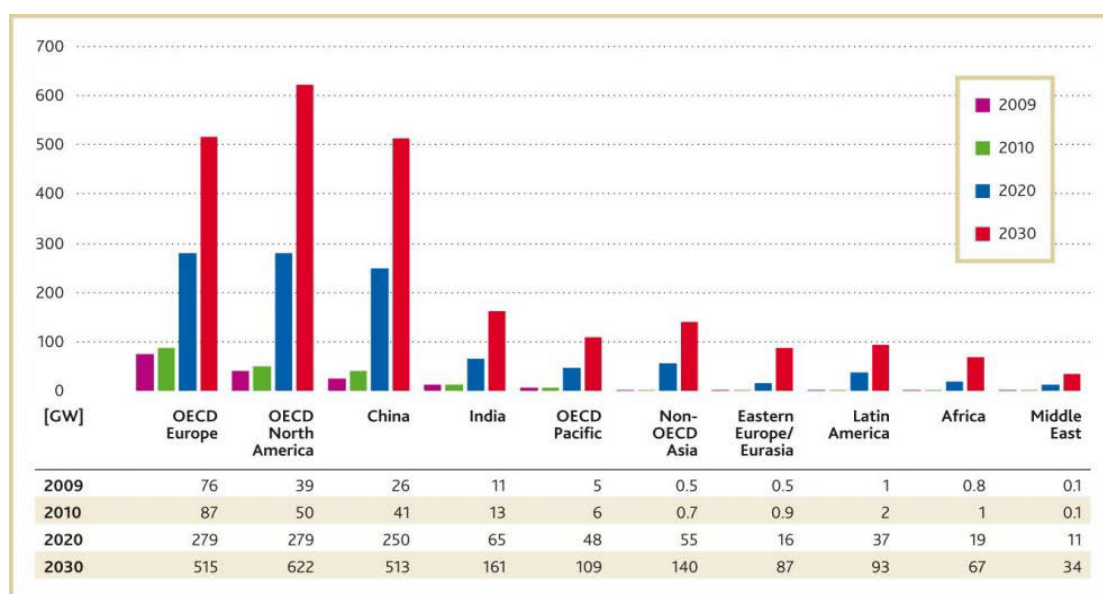


Fig. 1.1 Capacité éolienne actuelle et prévisions à travers le monde: 2020 et 2030 [6]

La Chine domine le classement des pays avec 91,4 gigawatts (et prévoit en ajouter 640 GW d'ici 2030), suivie de près par les États-Unis avec 61 gigawatts. Le GWEC estime qu'en 2020, la production éolienne mondiale composera de 10 à 12 % de toute l'énergie électrique produite [7]. La figure 1.1, nous montre à titre d'exemple, l'évolution et les prévisions de la production mondiale d'électricité d'origine éolienne en Giga Watt.

En Algérie, les énergies renouvelables n'ont pas connu le développement qui permet leur disponibilité, et qu'impose leur importance pour le développement économique et social. En 1957 deux installations éoliennes ont été construites, l'une à Ksar Sidi Issa dans la région d'Adrar pour l'irrigation des terres cultivées, et l'autre sur le site des Grands Vents à Alger où une tentative de raccorder les éoliennes au réseau de distribution d'énergie électrique, avec le montage d'un aérogénérateur bipale de type pneumatique à pas variable de 30 m de hauteur et de diamètre de 25 m et une puissance de 100 kW [8].

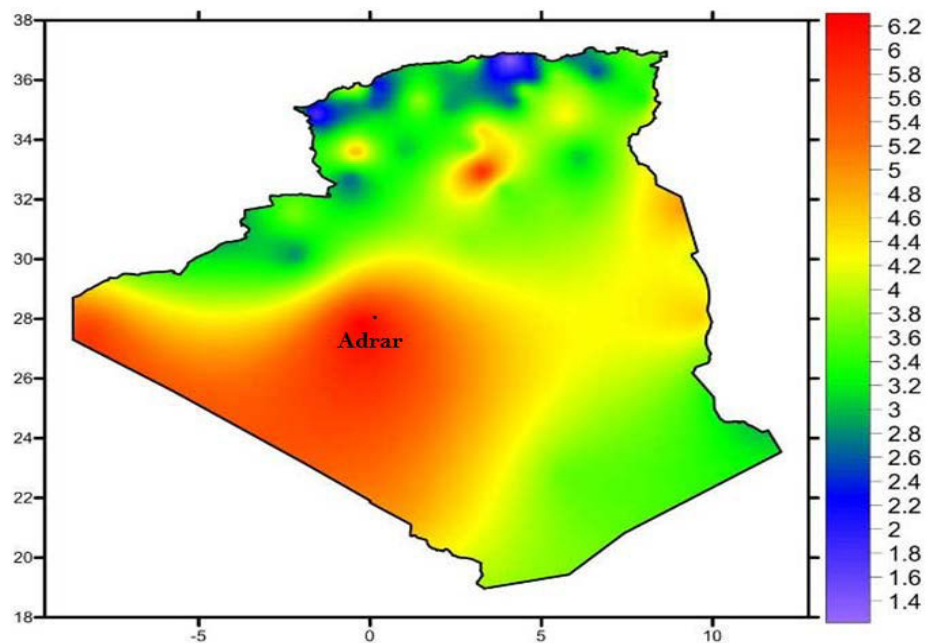


Fig 1.2 Atlas du vent de l'Algérie réalisé par le CDER [1]

A l'horizon 2030, l'Algérie prévoit d'atteindre près de 40% de la production nationale d'électricité de sources renouvelables. Bien que le choix de l'énergie solaire soit prédominant, l'énergie éolienne représente le deuxième axe de production de ce programme. Une connaissance précise de gisement éolien est nécessaire avant qu'un parc éolien soit installé. Pour ce faire, plusieurs études du CDER ont été entamées pour l'élaboration de cartes éoliennes. L'un des premiers travaux de cartographie éolienne du pays à 10 m du sol a été réalisé par le CDER en 2006 (Fig. 1.2) [1]. Comme le démontre cette cartographie des vents,

le nord de l'Algérie est surtout caractérisé par l'existence de zones de microclimats sur les régions côtières (Alger, Oran, Annaba, Bedjia) ainsi que sur les hauts plateaux de Tiaret. Les régions du sud ouest (Adrar, Tindouf, Timimoune, ...) s'avèrent les plus ventées du pays. Des vitesses du vent dépassant 6m/s à 10 m d'altitude, ont été mesurées dans la région d'Adrar.

Comme rapporté par Smaili [2], l'état de filière éolienne en Algérie, est encore en phase embryonnaire, étant abordé en analysant la situation des 15 pays africains. La majorité des pays africains n'ont pas mis en place un cadre réglementaire facilitant le déploiement de la technologie éolienne en Afrique. Ajouté à cela, une autre contrainte est le coût de revient généralement élevé d'électricité éolienne par rapport au coût des autres énergies conventionnelles, particulièrement dans les pays producteurs d'énergie fossile comme l'Algérie. Enfin, il convient de rappeler l'historique de la ferme éolienne de Kaberten de 10 MW. Comme rapporté par l'agence de presse nationale, le 13 décembre 2010, le consortium CEGELEC (Algérie-France) a été retenu par la compagnie de l'engineering de l'électricité et du gaz (CEEG), filiale du groupe public de l'électricité et du gaz Sonelgaz, pour la construction de la première ferme éolienne en Algérie. C'est une ferme de 10 MW de capacité à être installée sur une superficie de 33 hectares dans le site de Kaberten situé dans la région d'Adrar. L'offre commerciale de CEGELEC est un investissement de 2,21 milliards de dinars et un coût du kWh de 7,257 DA. Une production d'énergie de 32 GWh par année a été estimée à l'aide du logiciel WASP [9], en considérant 12 éoliennes chacune ayant 850 kW de puissance nominale. L'énergie produite par la ferme sera intégrée dans le réseau d'électricité de la wilaya d'Adrar. La ferme est en service depuis juillet 2014.

1.1. Turbine éolienne

On distingue deux types de turbines éoliennes adaptés selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice et l'utilisation avec un certain niveau de technologie :

- éolienne à axe vertical (VAWT).
- éolienne à axe horizontal (HAWT).

1.1.1. Eolienne à axe horizontal

Sont de loin les plus utilisées actuellement dans les parcs éoliens, par ses faibles emprises au sol et ses efficacités énergétiques. La direction du vent est parallèle à l'axe de rotation, souvent nécessitent un mécanisme d'orientation face au vent et démarrent de façon autonome. Ce type d'aérogénérateurs capte le vent en hauteur loin du sol, à cette hauteur le

vent est beaucoup moins ralenti par le relief ou affecté par la rugosité du sol, ce qui présente un rendement aérodynamique plus élevé. Les constructeurs de ces machines utilisent des aérogénérateurs à deux pales, à trois pales (les plus courants) ou même multi-pales (Fig. 1.3).



Eolienne bipale

Eolienne à trois pales

Eolienne multi-pales

Fig. 1.3 Photos d'éoliennes à axe horizontal

1.1.2. Eolienne à axe vertical

Dans ce type d'éolienne, la direction du vent est perpendiculaire à l'axe de rotation, ceci permet une adaptation symétrique avec toutes les directions du vent. Par contre une majorité de ces aérogénérateurs ne peuvent pas démarrer automatiquement, il faut les entraîner en rotation dès que le vent souffle à une vitesse suffisante. La génératrice et la boîte à vitesse sont au sol, ce qui impose que l'éolienne fonctionne avec un vent plus proche du sol. L'implantation de certains de ces éoliennes sur un terrain, nécessite un renforcement spécial à grande distance, par des câbles qui passent en dessus des pales, cela nécessite une installation gigantesque et un coût élevé (Fig. 1.4).



Eolienne Darrieus



Eolienne Savonius

Fig. 1.4 Photos d'éoliennes à axe vertical

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

1.1.2.1. La traînée différentielle

Pour démarrer ce genre d'aérogénérateurs, le vent soufflant exerce des efforts inégaux sur les faces creuses de la machine et entraîne une différence d'intensité, par conséquent l'apparition d'un couple moteur que l'on peut utiliser pour le pompage d'eau ou pour la génération électrique, comme nous montre l'exemple du rotor Savonius. Il est favorable pour une vitesse de démarrage plus faible de l'ordre de 2 m/s (Fig. 1.5) [10].

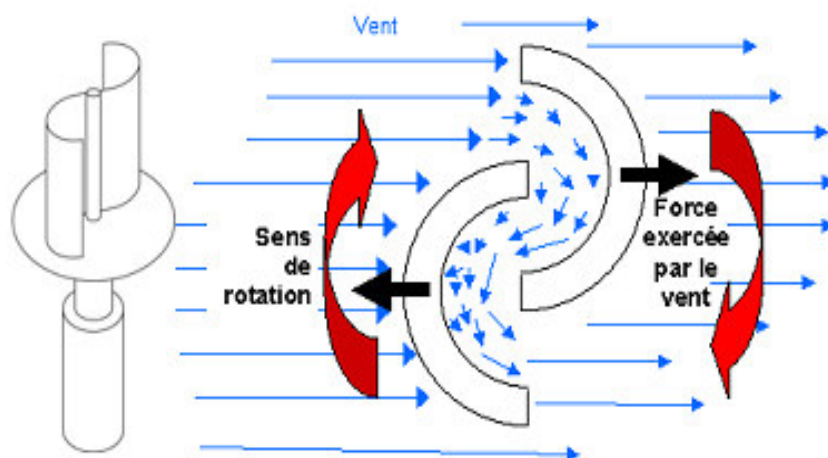


Fig. 1.5 Principe de fonctionnement d'un rotor Savonius [10]

1.1.2.2. Variation cyclique d'incidence

La mise en rotation de ces éoliennes est due à la portance qui se base sur le principe de la variation cyclique d'incidence. La machine placée dans un écoulement d'air selon différents angles est soumise à des forces d'intensités et de directions variables. La combinaison de toutes ces forces génère un couple moteur. C'est le rotor Darrieus qui représente le meilleur exemple de ce type d'éolienne (Fig. 1.6).

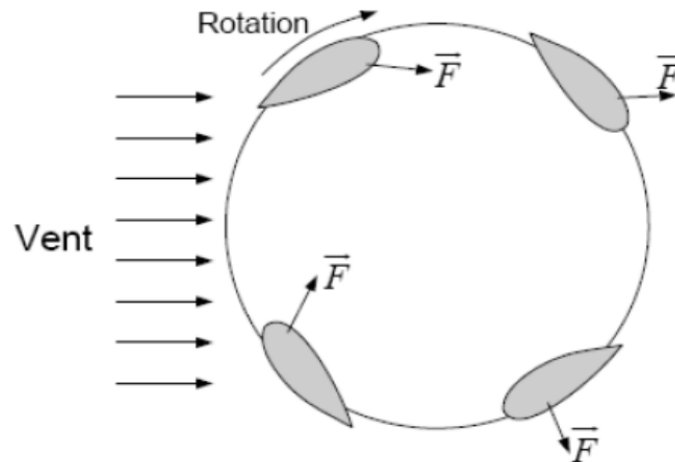


Fig. 1.6 Principe de fonctionnement d'un rotor Darrieus [8]

Généralement les éoliennes à axe vertical ont peu d'avantages et ses applications sont très restreintes, leur système de génération d'énergie est placé au sol, elles fonctionnent pour toutes les directions du vent et ne nécessitent pas d'une tour ou d'un système d'orientation. En revanche, ces éoliennes doivent être entraînées au démarrage. Le mat souvent très lourd, subit de fortes contraintes mécaniques. Certaines d'entre elles sont haubanées de grandes distances par des câbles [8].

1.2. Eolienne moderne et conversion d'énergie

Une éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique le plus souvent, ensuite, en énergie électrique. Les éoliennes produisant de l'électricité sont appelées aérogénérateurs, tandis que les éoliennes qui pompent directement de l'eau sont parfois dénommées éoliennes de pompage, dans les parcs éoliens destinés à la production électrique on utilise des aérogénérateurs de grande puissance à trois pales, pour ses stabilités dynamiques et présentent moins de risques de vibrations, d'où fatigue et bruit plus faibles

1.2.1. Constitution d'une éolienne moderne

Une éolienne moderne est composée de plusieurs constituants présentés dans la figure 1.7.

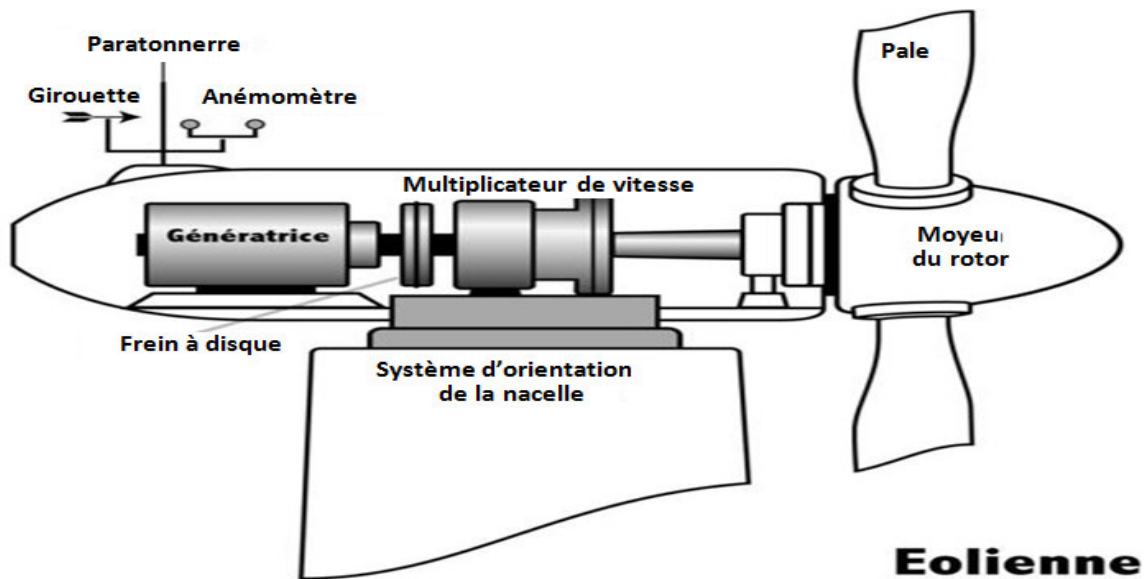


Fig. 1.7 Principaux constituants d'une éolienne moderne

Une tour, supporte la nacelle et le rotor le plus haut possible du fait de l'augmentation de vitesse du vent avec la hauteur. La nacelle, partiellement insonorisée avec une armature métallique, accueille la génératrice, les freins à disque, le multiplicateur de vitesse et les différents équipements électroniques de contrôle qui permettent de commander les différents mécanismes d'orientation ainsi que le fonctionnement global de l'éolienne. L'arbre, où les pales sont fixées, est lié directement au multiplicateur de vitesse. Du fait de la non-uniformité de la direction du vent, les éoliennes modernes sont équipées par des girouettes, des anémomètres et des paratonnerres pour détecter la direction et la vitesse du vent, et protéger les aérogénérateurs des foudres.

1.2.2. Conversion d'énergie

Le système de conversion d'énergie éolienne en énergie électrique ce fait en deux grandes étapes [11]:

- Une partie de l'énergie disponible du vent est extraite par les pales de la turbine pour la convertir en énergie mécanique de rotation.

- Le multiplicateur varie de façon appropriée la vitesse de rotation vers la génératrice, celle-ci convertit l'énergie mécanique de rotation en énergie électrique par une machine asynchrone dans la plus part des cas.

L'énergie électrique fournie par l'éolienne est stockée ou injectée directement au réseau électrique existant. Comme il est illustré par la figure 1.8, l'ensemble de la chaîne de conversion d'énergie fait appel à plusieurs domaines très diversifiés et pose des problèmes aérodynamiques, mécaniques et électriques.

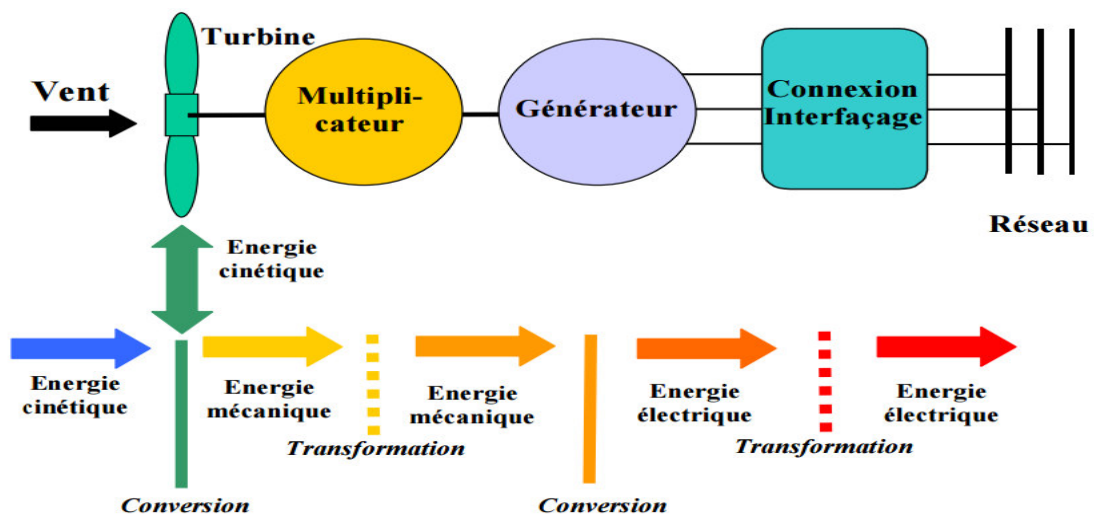


Fig. 1.8 Conversion d'énergie d'un système éolien [11]

1.3. Considérations aérodynamiques

Considérons le volume de contrôle d'une éolienne représenté par un modèle physique simplifié dans la figure 1.9.

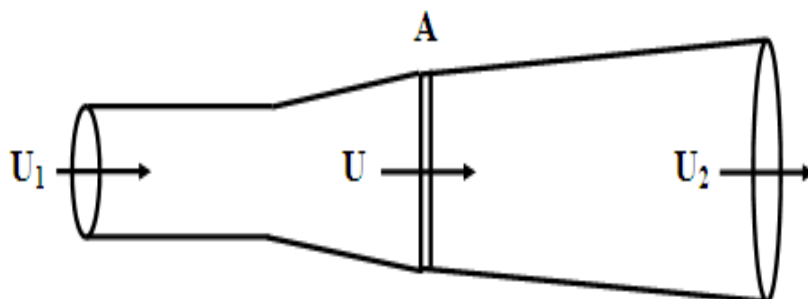


Fig. 1.9 Modèle physique du disque actif d'une éolienne [12]

1.3.1. Limite de Betz

Lorsqu'une masse d'air traverse la section frontale A d'une éolienne, elle exerce une poussée sur les pales qui tournent en même temps avec la génératrice en faisant produire de l'énergie électrique. Dans le modèle physique d'une éolienne, on représente la vitesse du vent, U_1 en amont de la turbine, U_2 en aval et U la vitesse sur le disque actif qui représente la surface balayée par la rotation des pales [12].

L'analyse qui suit, ne tient pas compte de la forme géométrique de l'éolienne, elle est basée sur les hypothèses simplificatrices suivantes [13] :

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

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

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

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

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

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

On peut réécrire donc la relation (1.1) d'une autre façon :

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

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

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

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

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho AU_1^2} = 4a(1 - a) \quad (1.5)$$

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

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

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

La valeur maximale récupérable de la puissance correspondant au :

$$\frac{dC_p}{da} = 0 \quad (1.7)$$

Ce qui implique que $a = \frac{1}{3}$

On aura donc

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

Le facteur $\frac{16}{27}$ est appelé le coefficient ou limite de Betz, cette limite représente le coefficient de puissance maximale C_{pMax} . [14].

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

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

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

Pour le meilleur des cas, ce sont les turbines à trois pales à axe horizontal qui représentent un rendement plus élevé proche de la valeur $\eta_a = 0.48$ [15].

1.3.2. Courbe caractéristique de C_p

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

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

Par la variation de C_p en fonction de la vitesse spécifique locale, la figure 1.10 nous permet de voir nettement que les éoliennes à axe horizontal, ont les meilleurs coefficients de puissance, d'où la raison pour la quelle elles sont beaucoup plus répandues que les éoliens à axe vertical. Ce sont les éoliennes à trois pales qui sont généralement les plus utilisées.

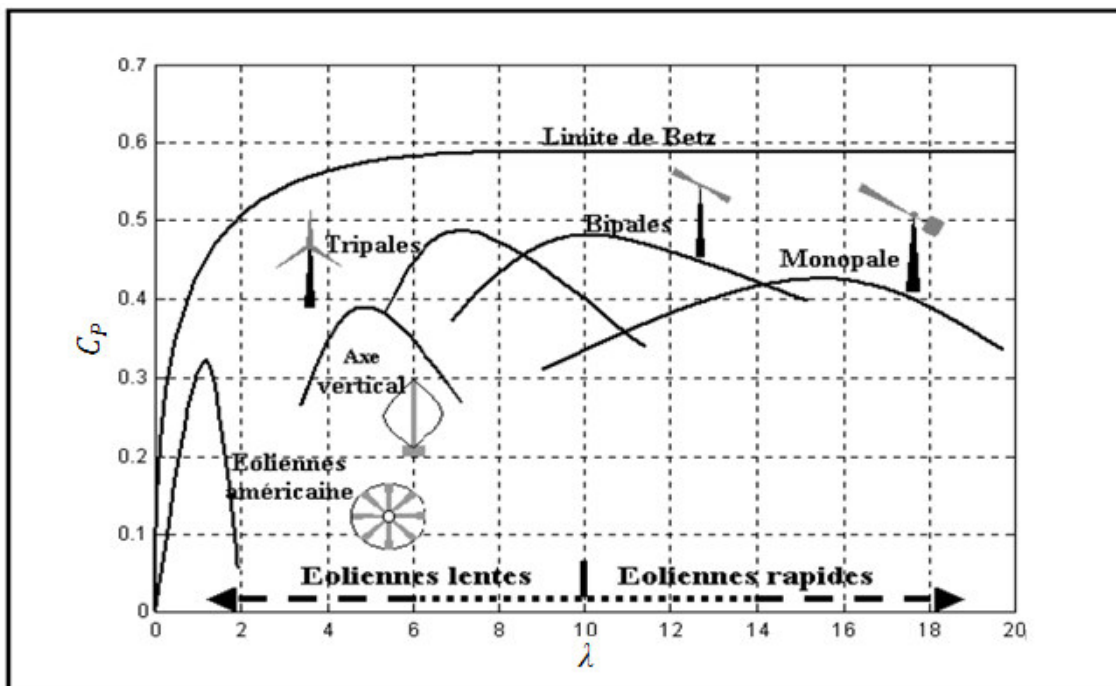


Fig. 1.10 Courbe caractéristique de C_p des différentes éoliennes [15]

D'un point de vue théorique, le meilleur rendement aérodynamique correspond au nombre de pale plus élevé. On augmente alors le coefficient de puissance de 10% en passant d'une pale à deux, de 3% en passant de deux à trois, de 1% en passant de trois à quatre, etc....(Fig. 1.11). Mais une turbine de trois pales est dynamiquement plus stable car elle présente moins de risques de vibrations, d'où fatigue et bruit plus faible de plus, elle a un meilleur impact visuel, une turbine d'une seule pale nécessite un contre poids [16]. Pour une

turbine à deux pales, des vibrations cycliques importantes peuvent apparaître lorsque la nacelle cherche à suivre le vent. Les éoliennes multi-pales ont un couple de démarrage faible, de ce fait qu'elles sont conçues pour le pompage d'eau et l'irrigation des terres cultivées.

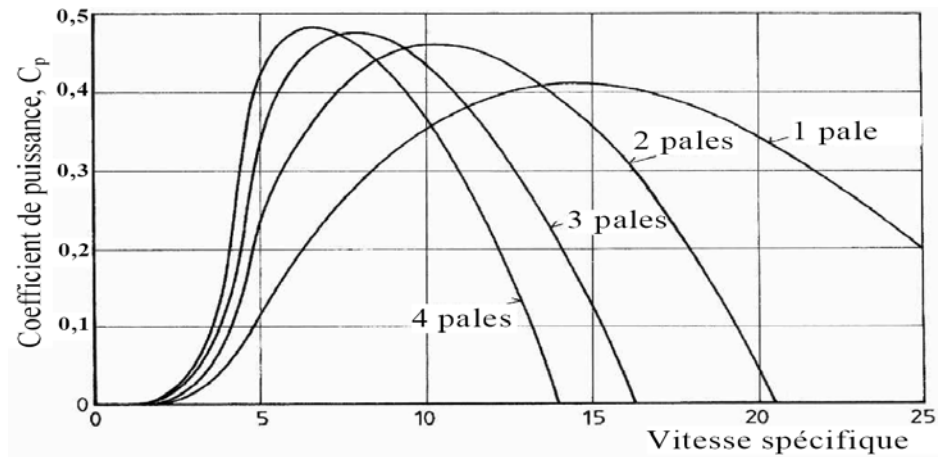


Fig. 1.11 Influence du nombre de pales [16]

1.3.3. Fonctionnement à vitesse constante

Dans les éoliennes qui fonctionnent à vitesse fixe, la génératrice dont la vitesse de rotation nominale est souvent égale à 1500 tours par minute est une machine asynchrone à cage d'écureuil couplée directement au réseau. Le multiplicateur de vitesse entraîne cette machine à une vitesse maintenue approximativement constante grâce à un système mécanique d'orientation des pales. Une batterie de condensateurs est souvent associée pour compenser la puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone à cage. La conception des turbines éoliennes à vitesse fixe est fortement liée aux caractéristiques aérodynamiques et mécaniques. Le temps de réponse de certaines de ces parties se situe dans la gamme de la dizaine de millisecondes [17]. En conséquence, en cas de rafales de vent, on peut observer une variation rapide et importante de la puissance électrique générée. Cette configuration présente les inconvénients suivants:

- Un dispositif consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone.
- Bruyant, à cause de la modification du système d'orientation des pales fortement sollicité.
- Variations fréquentes du couple mécanique à cause du mouvement des pales pour garder une vitesse constante, ce qui entraîne des variations rapides du courant dans le réseau

- Impossibilité de réglage de la puissance générée.

1.3.4. Fonctionnement à vitesse variable

Au regard de l'ensemble des courbes caractéristiques, pour une vitesse de rotation Ω constante, une variation de la vitesse du vent entraîne une variation du coefficient de puissance C_p . Le rendement de la turbine s'en trouve dégradé. L'intérêt de la vitesse variable est de pouvoir garder le maximum du coefficient de puissance quelque soit la vitesse du vent U pour ainsi optimiser le fonctionnement de la turbine éolienne en terme de puissance extraite, autrement dit de pouvoir ajuster la vitesse de rotation de l'arbre de la génératrice en fonction de la vitesse du vent et de garder le rapport $\frac{\Omega}{U}$ constant.

Actuellement, les éoliennes de fortes puissances, connectées aux réseaux de moyenne tension, fonctionnent sous vitesse variable. Les avantages principaux des éoliennes à vitesse variable comparées à celles à vitesse fixe sont les suivants [17] :

- Augmentation de la plage de fonctionnement, notamment pour les faibles vitesses de vent où le maximum de puissance peut être aisément converti.
- Simplicité du système d'orientation des pales. Grâce au contrôle de la vitesse du générateur, les constantes de temps mécaniques des pales peuvent être plus longues, réduisant la complexité du système d'orientation des pales et son dimensionnement par rapport à la puissance nominale.
- Réduction des efforts mécaniques grâce à la l'adaptation de la vitesse de la turbine lors des variations du vent. De ce fait, l'incidence des rafales de vent sur la puissance générée peut être affaiblie.
- Réduction du bruit lors du fonctionnement à faible puissance car la vitesse est lent.

1.4. Régulation de la puissance d'un aérogénérateur

Le potentiel éolien est toujours perturbé par la variation de la vitesse du vent, pour cela, l'aérogénérateur doit modifier ses paramètres afin d'avoir une puissance stable et ne dépasse pas une valeur nominale (Fig. 1.12). A partir d'une vitesse du vent V_D la turbine éolienne commence à fournir de l'énergie jusqu'à la vitesse nominale V_n , au delà, la puissance atteint sa valeur nominale stable [16].

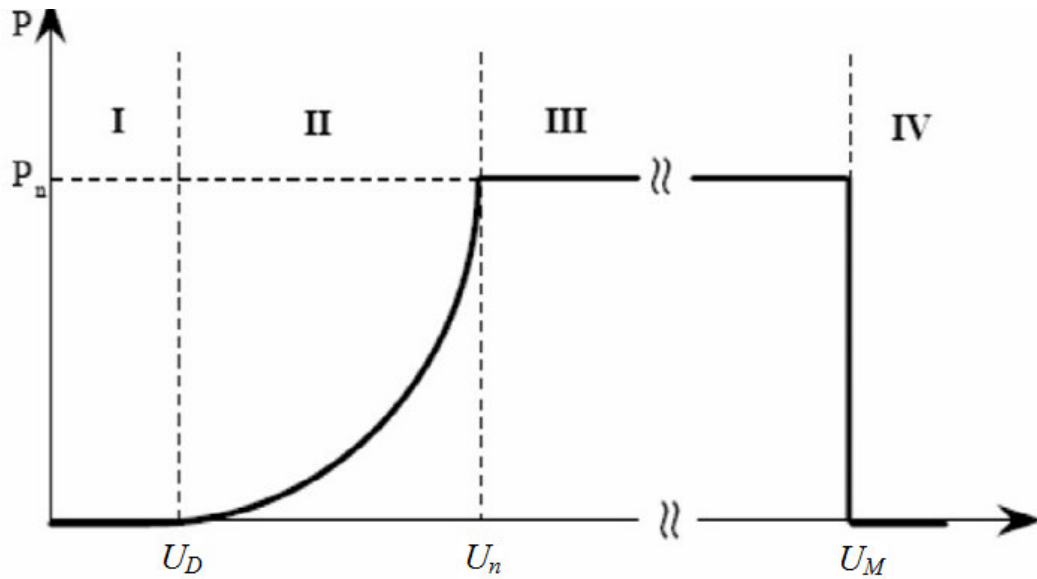


Fig. 1.12 Courbe typique de puissance d'un aérogénérateur

Les vitesses U_D , U_n et U_M définissent la courbe de puissance en quatre zones:

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

1.5. Système de régulation de la vitesse de rotation d'un aérogénérateur

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

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

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

1.5.1. Système par décrochage aérodynamique

C'est le système le plus simple et le moins coûteux, il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Par l'augmentation de l'angle d'attaque ou incidence à des vitesses du vent, qui dépassent les valeurs nominales. La traînée augmente considérablement alors que la portance diminue, par conséquent le profil de la pale n'est plus optimal, ce qui entraîne une turbulence à la surface de la pale et une baisse du coefficient de puissance, par la suite une décroissance du couple capté par chacune des pales. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation, et maintient la puissance produite à une valeur constante. Ce qui permet une adéquation avec le réseau électrique existant. Ce mode de régulation charge l'aérogénérateur de forces de fatigues supplémentaires (Fig. 1.13) [19].

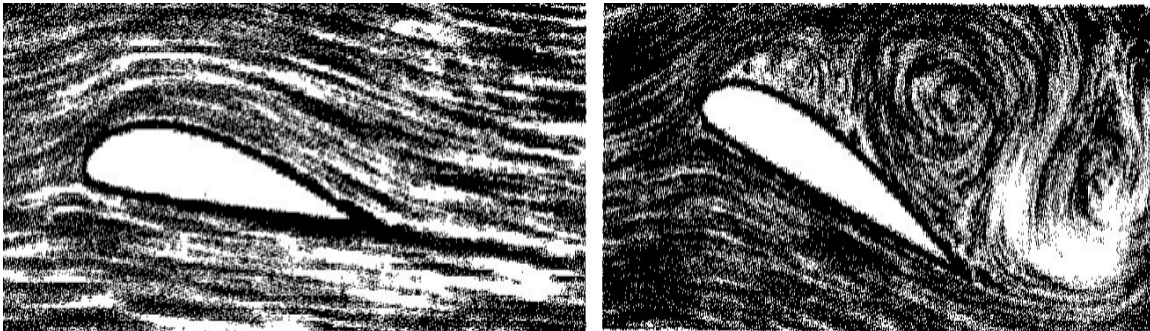


Fig. 1.13 Système par décrochage aérodynamique [19]

1.5.2. Système par orientation des pales (Pitch control)

Les pales sont conçues de façon à maintenir une vitesse de rotation constante, à partir d'une vitesse du vent. Ce système permet d'augmenter l'angle de calage β , ce qui diminue l'angle d'incidence et c'est ainsi, le coefficient de puissance diminue également (Fig. 1.14).

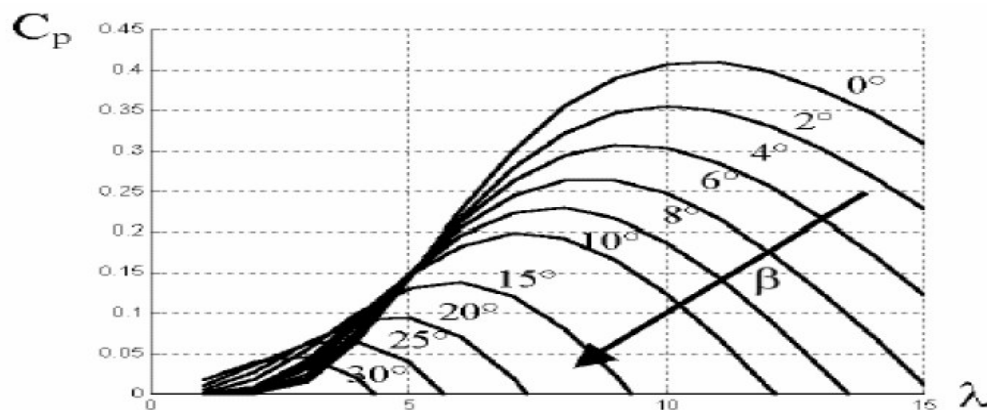


Fig. 1.14 Influence de l'angle de calage sur le coefficient de puissance [20]

1.5.3. Système par effacement total ou partiel du rotor

C'est la diminution de la surface affectée par le vent, alors la masse d'air traversant la surface frontale de la turbine, diminue également. Le rotor est pivoté avec un système lorsque le vent dépasse une valeur déterminée. La mise en marche de ce mode de réglage de vitesse peut être effectuée de façon automatique (Fig. 1.15) [21].

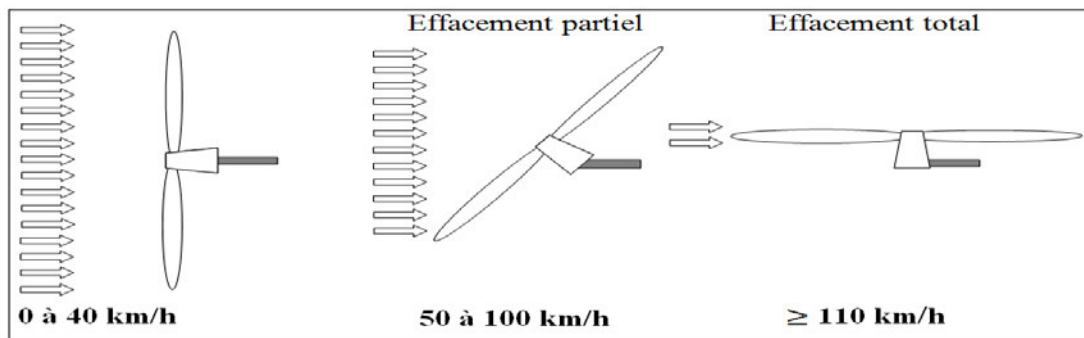


Fig. 1.15 Système par effacement du rotor [21]

1.5.4. Système par freinage aérodynamique centrifugeuse

Ce mode de freinage, fonctionne sous l'action de la force centrifuge qui apparait lors de la rotation du rotor de l'éolienne. Il est constitué par deux plaques courbées P_1 et P_2 et maintenues au repos à l'aide de deux ressorts x_1 et x_2 , pour un seuil de rotation de la turbine qui correspond à une vitesse du vent qu'on ne doit pas dépasser. Lorsque la fréquence de rotation augmente avec la vitesse vent et dépasse le seuil, la force centrifuge proportionnelle à la fréquence de rotation agit sur les plaques qui s'ouvrent en prenant une position pour le freinage (Fig. 1.16) [22], et c'est ainsi la vitesse de l'éolienne se réduit. Dès que la vitesse du vent diminue, la force centrifuge diminue également et l'action des ressorts redevient prépondérante, emportant les plaques à la position du repos.

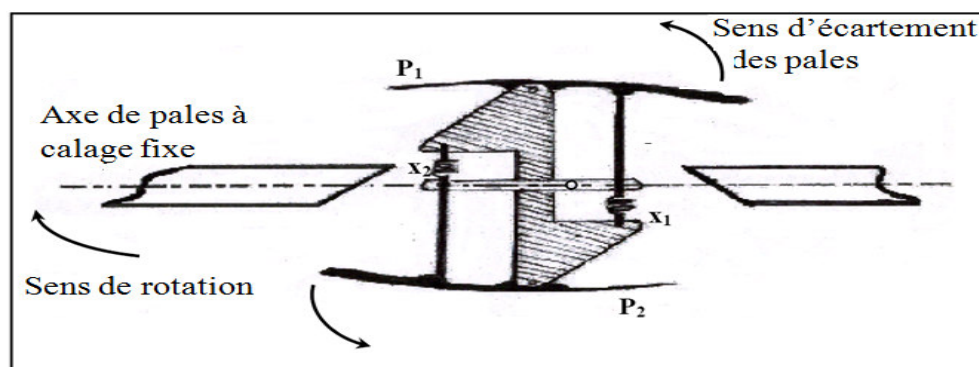


Fig. 1.16 Système par freinage aérodynamique centrifugeuse [22]

1.5.5. Système par freinage automatique

Une plaque P solidaire au plan de la turbine, est actionnée lorsque le vent, qui exerce une force de pression sur elle atteint un seuil et préserve la destruction de la machine. Cette plaque pousse le frein à s'insérer au plus près de l'arbre de la turbine et réduit progressivement la vitesse de rotation (Fig. 1.17) [19].

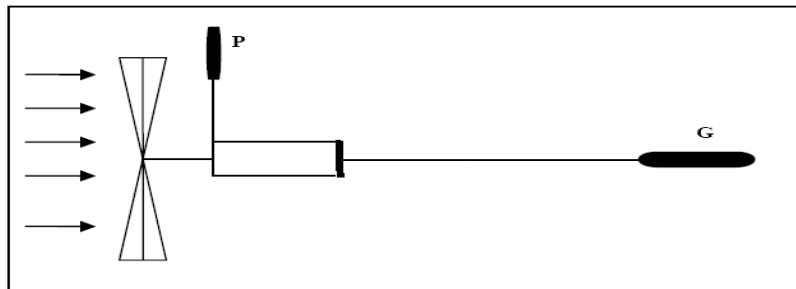


Fig. 1.17 Système de freinage automatique

1.6. Eolienne de grande puissance

Avec le développement récent et le besoin de fournir des puissances croissantes, les constructeurs et les chercheurs mettent au point des éoliennes de plus en plus puissantes et donc plus grandes (Fig. 1.18). Pour utiliser le maximum de force du vent, on cherche à ce que l'hélice balaie une surface plus grande où le vent est au maximum. Pour cela, les éoliennes sont très haut perchées pour ne pas subir les effets de sol qui freinent le vent.

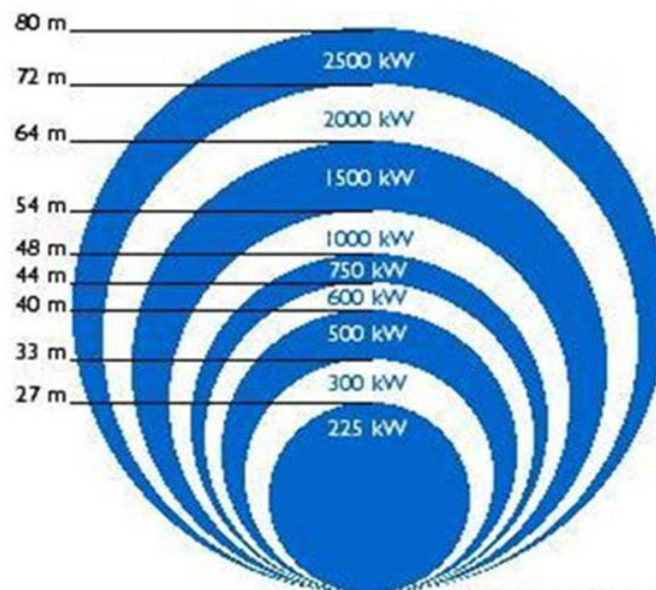


Fig. 1.18 Evolution de la puissance produite pour éolienne en fonction du diamètre [23]

Les plus grandes éoliennes commercialisées actuellement possèdent une hélice de plus de 100 m de diamètre. Cette hélice est perchée à plus de 100 m de hauteur pour produire jusqu'à 4.5 MW [23].

1.7. Mesure de la vitesse du vent

La vitesse du vent détermine la quantité d'énergie produite dans une centrale éolienne. Donc il est impératif de prendre des mesures adaptées à la hauteur de l'éolienne. La vitesse du vent augmente selon la hauteur du mât de l'aérogénérateur, c'est là où l'appareil de mesure est placé. Il est évident que l'importance de l'aérogénérateur qu'il soit placé à une hauteur au maximum possible où la vitesse du vent est plus importante. La mesure directe du vent se fait dans des stations météorologiques, où deux éléments servent à la caractériser : sa vitesse et sa direction. Le mot «direction» en parlant du vent sous-entend celle d'où vient le vent. Un vent d'ouest est un vent qui souffle de l'ouest, un vent du nord est un vent qui souffle du nord. Son indication est donnée en utilisant des girouettes. Elle est mesurée généralement en mètres par seconde, en kilomètres par heure, mais aussi en nœuds ou milles par heure.

1.7.1. Mesure par anémomètre

Les instruments utilisés pour mesurer la vitesse du vent sont les anémomètres, parmi les types existants et les plus utilisés, on se limite à citer les types suivants:

- Anémomètre à couple : c'est le plus simple (Fig. 1.19), son principe est basé sur la rotation des assiettes sous l'effet du vent, plus le vent est intense plus la vitesse de rotation augmente.



Fig. 1.19 Anémomètre à couple

- Anémomètre sonique : Il est le plus sophistiqué pour sa précision (Fig. 1.20), son principe de fonction est basé sur la dépendance de la vitesse de propagation des ultrasons par rapport à la vitesse du vent. Il permet d'effectuer des mesures plus détaillées et précises, telles que les trois composantes de vitesse.



Fig. 1.20 Anémomètre sonique

Chaque éolienne est équipée d'un indicateur de la direction du vent, le plus souvent on utilise une girouette (Fig. 1.21). La direction du vent est repérée par la région de sa provenance, on dit un vent de l'est, lorsqu'il provient de l'est.



Fig. 1.21 Girouette

1.7.2. Mesure par télédétection

Afin d'évaluer la vitesse et la direction du vent à distance, on utilise un autre instrument de mesure, le Sodar (Fig. 1.22). Le Sodar (*Sonic Detection And Ranging*) est un appareil de télédétection et de mesure qui trouve ses applications en météorologie. Sur le

principe des ondes sonores, les données atmosphériques sont calculées en utilisant la vitesse du son pour mesurer la vitesse et la direction des vents en altitude ainsi que la structure thermodynamique et la turbulence dans les basses couches de l'atmosphère terrestre. Les mesures sont effectuées par l'émission d'un signal acoustique dont l'écho est analysé, ainsi que les turbulences atmosphériques [24]. D'une manière similaire, le LIDAR (Light Detection and Ranging) analyse le profil du vent au moyen d'un faisceau laser. Comme pour le SODAR, un rayon lumineux tridimensionnel de forme conique est envoyé dans l'atmosphère. Le décalage Doppler des émissions laser diffusées par les particules atmosphériques est mesuré en vue de définir les caractéristiques du vent [25].

Les mesures SODAR et LIDAR offrent la possibilité d'analyser des profils de vent à diverses altitudes et sur l'intégralité de la surface de l'éventuel rotor. Ceci est d'autant plus intéressant pour des projets comprenant des éoliennes à grand rotor avec des hauteurs importantes. Bien que les techniques de mesures par télédétection intéressent de plus en plus les professionnels dans le secteur de l'éolien, le recours aux mâts de mesures reste essentiel lors du développement d'un projet. Les mesures SODAR et LIDAR sont souvent utilisées de manière complémentaire aux données collectées par le mât. Elles permettent d'affiner les données existantes, en améliorant la compréhension du profil du vent dans les zones complexes d'un site donné [24].



Fig. 1.22 Sodar TRITON portable de la compagnie *Second Wind* [24].

CHAPITRE 2

Modèles de sillage et revue des travaux antérieurs

Introduction

Un parc éolien ou une centrale éolienne est un regroupement d'aérogénérateurs dans un site venté donné, reliés par un réseau électrique (Fig. 2.1). Normalement les parcs éoliens se situent naturellement là où il y a un niveau du vent suffisant tout au long de l'année, pour permettre une production maximale d'énergie électrique permanente, comme les côtes, les bords de mers et les océans. Dans le monde, plusieurs pays se penchent vers la production de l'électricité à partir de l'énergie du vent par l'implantation des centrales éoliennes. Les premières fermes éoliennes ont vu le jour aux Etats-Unis vers les années 1970 [26]. Ensuite, ils ont été développés en Europe dans les années 1985. A partir des années 1990 plusieurs parcs ont été construits à travers le monde, particulièrement dans les pays Asiatiques : Chine, Inde et Japon. Les plus grands parcs éoliens terrestres opérationnels sont situés aux États-Unis. En novembre 2010, le parc éolien de Roscoe est le plus grand parc éolien terrestre dans le monde avec 781,5 MW [27], suivie par le Horse Hollow Wind Energy Center (735,5 MW). Le plus grand parc éolien en construction est l'Alta Wind Energy Center (800 MW) [28]. Le plus grand projet proposé est la ferme éolienne de Gansu de 20 000 MW, en Chine [29]. D'une manière générale, toute cette importance de l'énergie en provenance du vent est due aux avantages suivants qu'elle procure:

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



Fig. 2.1 Ferme éolienne de Gansu en Chine [29]

Comme une éolienne absorbe une partie de l'énergie cinétique du vent, une turbine qui se trouve en aval reçoit moins d'énergie disponible sur un site que dans une turbine avant, cette réduction d'énergie est la conséquence de déficit de vitesse durant le passage du vent sur l'aérogénérateur. Ceci est appelé effet de sillage. L'analyse du sillage de plusieurs éoliennes est l'une des étapes primordiales dans la conception des parcs éoliens, son effet devient plus important dans un regroupement trop dense d'aérogénérateurs, car il entraînerait des pertes considérables dans la puissance totale du parc [30]. Les caractéristiques de ce phénomène dépendent essentiellement du diamètre du rotor de la turbine, de l'état du sol, de la vitesse du vent en amont et de la hauteur du moyeu, plus en s'éloigne en aval de l'éolienne de front, plus la vitesse du vent tend à reprendre sa valeur initiale (Fig. 2.2). Donc à l'arrière d'une éolienne, le sillage a un double effet sur l'environnement immédiat :

- Une diminution de la vitesse du vent entraînant une importante réduction de production de puissance des éoliennes environnantes.
- Un niveau de turbulence élevé affecte la performance du reste des éoliennes du parc, les charges de fatigue sur les rotors sont plus importantes et donc, une baisse de la durée de vie des pales.

Durant les dernières décennies, le sillage était l'objet de plusieurs recherches en énergie éolienne, de nombreux travaux et études ont été réalisés pour analyser l'évolution de la vitesse du vent, modéliser le sillage, ainsi que la turbulence associée et leurs conséquences sur la production de la puissance dans un parc éolien et sur les charges qu'affectent les rotors. Beaucoup de modèles de sillage sont conçus en fonction des méthodes-empiriques analytiques et des méthodes de Navier-Stokes [31]. Les méthodes empiriques-analytiques qui ont des avantages dans le point de vue de la conception des parcs, de la simplicité et de la rapidité de calcul, sont également appelées modèles explicites et les autres sont classés dans les modèles implicites [32]. Les premières études sur la modélisation du sillage sont présentées dans les travaux de Betz [33] et Lancherter [34] au début des années 1920 [35], leurs travaux étaient la base des futures recherches sur la modélisation d'une turbine éolienne et de l'effet de sillage dans les parcs éoliens.



Fig. 2.2 Effet de sillage dans un parc éolien

2.1. Modèles de sillage

Nous nous limitons dans le présent travail à énumérer les principaux modèles analytique et semi-analytique de sillage unique, proposés et encore beaucoup plus utilisés.

2.1.1. Modèle de Jensen

Jensen [4] a présenté en 1986 un modèle plus simple et efficace qui traite le sillage que la turbulence en aval d'une turbine de front, bien que ce modèle est simple, il prédit les caractéristiques du sillage qui évolue de façon analytique en fonction du diamètre du rotor et la rugosité du sol [36]. De sa simplicité et de sa facilité de concevoir avec les outils de

programmation (Matlab, C++, Delphi), le modèle de Jensen, était l'objet de plusieurs utilisations dans la micro-localisation optimale des aérogénérateurs, la configuration d'un parc éolien par les codes commerciaux tels que le WindPRO. La Figure 2.3 illustre l'expansion du sillage sur un plan horizontal à travers le moyeu d'une turbine de ce modèle.

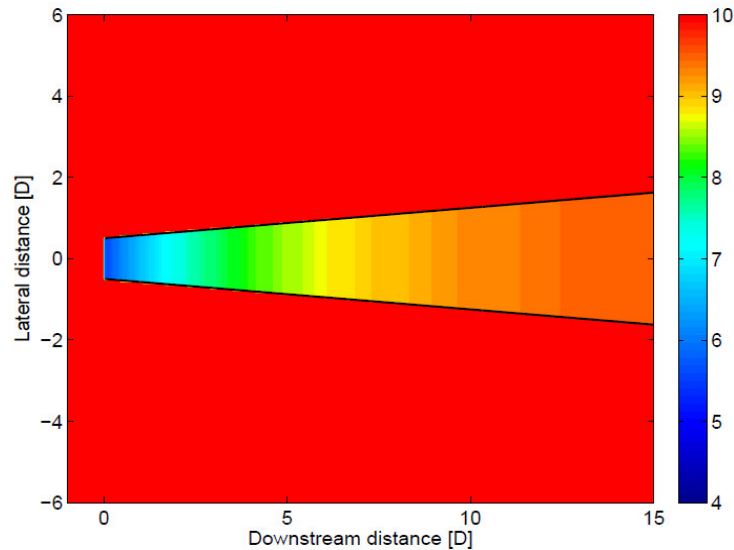


Fig. 2.3 Le sillage dans le modèle de Jensen [40]

Dans ce modèle, on prévoit que, le sillage résultant d'une éolienne se propage linéairement en fonction de la distance x [37]. Le déficit de vitesse ne dépend que de la distance derrière le rotor de front. La vitesse du vent dans le sillage est décrite par la relation suivante [38]:

$$U_w - U = -U \left[(1 - \sqrt{1 - C_T}) \left(\frac{D}{D + 2k_w} \right)^2 \right] \quad (2.1)$$

2.1.2. Modèle de Larsen

Le modèle de sillage de G.C. Larsen [39], est un modèle semi analytique, développé par le laboratoire Risø en 1988. Ce modèle est basé sur les équations de la couche limite turbulente de Prandtl qui donnent des formes de solutions pour la largeur du sillage et le profil de la vitesse moyenne en aval d'une éolienne. L'écoulement est en outre supposé incompressible et stationnaire et le cisaillement du vent est négligé. Un autre facteur est introduit dans le modèle de Larsen, la turbulence ambiante I_a générée par la rugosité du sol qui influe dans l'élargissement du rayon du sillage (Fig. 2.4) [40].

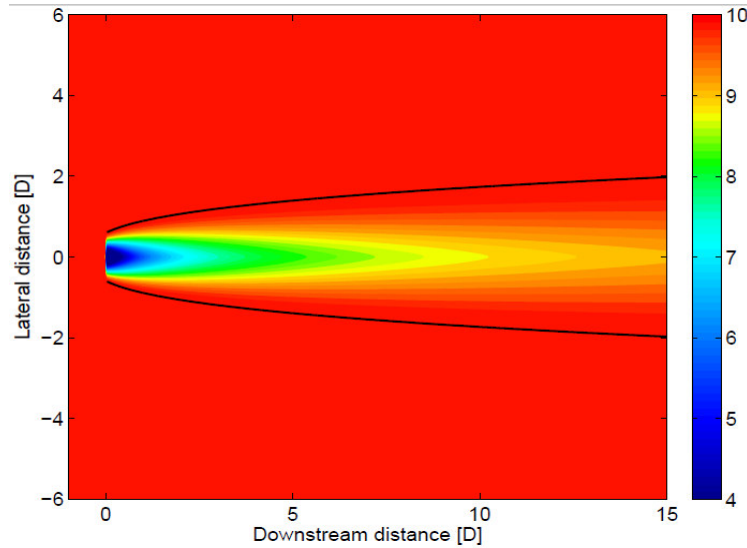


Fig. 2.4 Le sillage dans le modèle de Larsen [40]

Le déficit de vitesse de ce modèle sur un plan horizontal dans le sillage à travers le moyeu d'une turbine est obtenu par la relation suivante [39]:

$$\Delta U = -\frac{U}{9} (C_t A (x + x_0)^2)^{\frac{1}{3}} \left[r^{\frac{3}{2}} (3c_1^2 C_T A (x + x_0))^{-\frac{1}{2}} + \left(\frac{3}{\pi}\right)^{\frac{3}{10}} (3c_1^2)^{-\frac{1}{5}} \right]^2 \quad (2.2)$$

2.1.3. Modèle de Frendsen

Un modèle plus récent que le modèle de Jensen et de Larsen, c'est le modèle analytique Storpark Modèle (SAM), connu sous le nom ; modèle de Frendsen [41]. Ce modèle a été conçu pour prédire le déficit de vitesse du vent dans les grands parcs éoliens offshore avec une grille rectangulaire et un espacement constant entre les rangées, le travail est en cours pour rendre le modèle adapté pour les grilles irrégulières, cela est une exigence pour que le modèle soit utilisable pour les calculs généraux de parcs éoliens.

Le modèle de Frendsen distingue trois régimes de sillage différents: dans le premier régime unique ou multiple, le flux de sillage est présent sans interaction entre les autres sillages voisins. Le deuxième régime commence lorsque deux flux interagissent du sillage voisin. L'expansion de la suite est alors limitée à l'expansion dans le sens vertical. Le sillage dans le troisième et dernier régime est lorsque le flux de sillage est en équilibre avec la couche limite planétaire. Cela se produit lorsque la ferme éolienne peut être considérée comme infiniment grande [42]. Comme pour le modèle Jensen, le déficit de vitesse dans le sillage est supposé être en forme de chapeau (Fig. 2.5).

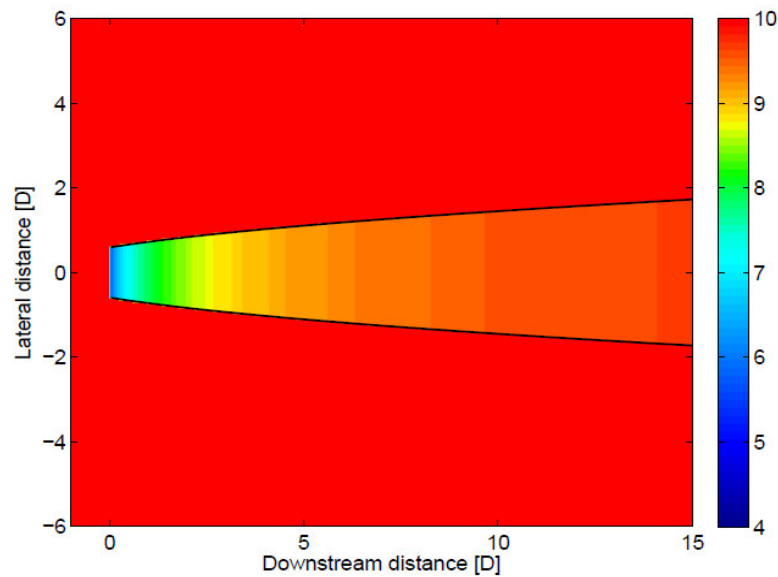


Fig. 2.5 Le modèle de sillage de Frensdén [40]

Initialement dans le SAM, la vitesse dans le sillage dans le premier régime est donnée par la relation suivante [40]:

$$U_w = \frac{U}{2} \left(1 \pm \sqrt{1 - 2 \frac{A}{A_w} C_T} \right) \quad (2.3)$$

2.1.4. Modèle d'Ainslie

Ainslie [43] a proposé une résolution des équations axisymétriques de Navier-Stokes pour simuler numériquement le sillage d'une éolienne. Dans sa formulation, Ainslie [43] utilise un modèle de fermeture algébrique pour évaluer la viscosité tourbillonnaire, prenant ainsi en compte la turbulence de l'écoulement et celle induite par le travail des forces de cisaillement. Un tel modèle algébrique suppose néanmoins l'équilibre entre la production et la dissipation de la turbulence, alors que cette hypothèse n'est pas valide dans la région du sillage proche, où la production excède largement la dissipation [44]. Afin de déterminer plus précisément les caractéristiques de l'écoulement dans la région du sillage proche, Ainslie propose de multiplier la viscosité tourbillonnaire par une fonction filtre, dont la forme est déterminée empiriquement. Du fait de sa formulation axisymétrique, ce modèle est incapable de traiter correctement les effets du sol ou les variations des conditions d'écoulement suivant la hauteur. La vitesse axiale calculée de ce modèle est illustrée à la figure 2.6.

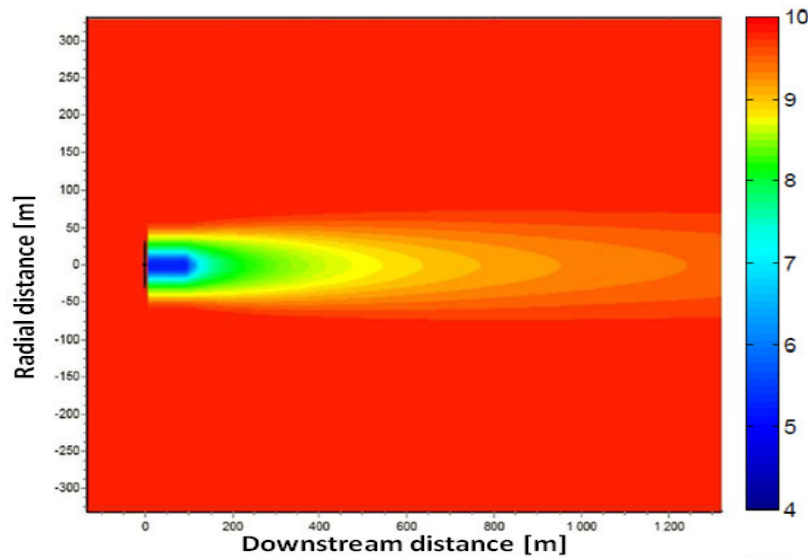


Fig. 2.6 Le sillage dans le modèle d'Ainslie [40]

Dans le cas de sillages composites, (sillages consistant en de multiples sillages provenant de turbines en amont) les sillages sont divisés en plusieurs sections (appelé carreaux de mosaïque) ayant chacun une constante mais de déficit de vitesse différente. La relation suivante nous permet de calculer la vitesse moyenne du vent dans le sillage [40] :

$$\frac{U - U_w}{U} = (U - U_c) \exp\left(-3.56 \left(\frac{r}{b}\right)^2\right) \quad (2.4)$$

2.1.5. Modèle d'Ishihara

Ishihara [3] a développé un modèle de sillage beaucoup plus complet en utilisant des données d'une soufflerie pour un modèle réduit d'une éolienne. Une des caractéristiques importantes de ce modèle est qu'il tient compte des effets des turbulences : la turbulence ambiante généralisée sur tout le parc et la turbulence générée due à la présence d'une éolienne en amont. Des expériences ont montré que pour les sites onshore, le taux de la reprise de sillage est élevé en raison de l'existence d'une turbulence suffisante dans l'écoulement. Dans le cas des sites offshore, une intensité de turbulence ambiante relativement plus faible est répandue; la reprise de sillage est donc plus dépendante de la turbulence générée par la turbine.

Le déficit de vitesse du modèle Ishihara est donnée comme suit:

$$U_w = U \left[1 - \frac{\sqrt{C_T}}{32} \left(\frac{1.666}{K_1}\right)^2 \left(\frac{x}{D}\right)^{-p} \exp\left(-\frac{r^2}{D_w^2}\right) \right] \quad (2.5)$$

2.2. Turbulence associée au sillage

Pour la planification de parcs éoliens, la connaissance de l'intensité de la turbulence éolienne est importante pour la stabilité des turbines, aussi pour les calculs de charge de la turbulence sur le rotor et sur l'estimation de la puissance produite. Dans les basses couches de l'atmosphère, l'intensité et la direction du vent, sont des variables aléatoires et chaotiques pour cette raison, le vent est dit turbulent. Les variétés des différents obstacles et la nature du terrain sont principalement à l'origine de cette turbulence. L'indice de turbulence qui caractérise le degré de turbulence, appelé intensité de turbulence du vent pendant une période déterminée, elle influe sur les performances et la durée de vie d'une turbine éolienne à travers les fluctuations qu'elle induit sur les pales et sur le rotor en générale, donc toute la structure de l'aérogénérateur subie des efforts de charge importants du fait qu'elle varie le champs de vitesse qui influe sur la pression instantanée.

L'intensité de la turbulence peut être décomposé en une composante, dite intensité ambiante I_a dépend de la rugosité du sol et de la hauteur de la turbine, et une composante, dite intensité ajoutée ou additionnée I_w générée par la présence d'une éolienne de front sur une autre éolienne dans le sillage (Fig. 2.7) [45].

$$I = I_a + I_w \quad (2.6)$$

La turbulence ambiante s'écrit ;

$$I_a = \frac{1}{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)} \quad (2.7)$$

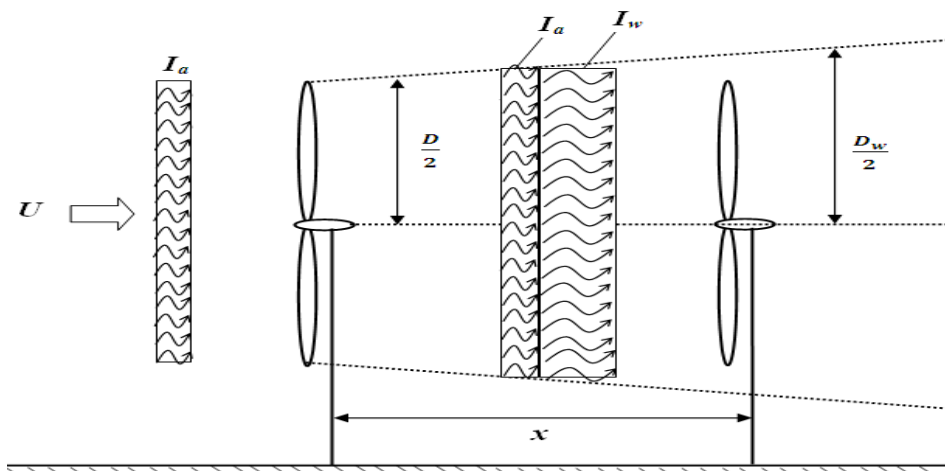


Fig. 2.7 Illustration de la turbulence ambiante et de la turbulence générée.

Dans un parc éolien, une éolienne peut être soumise à de multiples sillages résultants des turbines en amont. Ainsi le développement de l'intensité de la turbulence totale devait être affecté par les intensités entrantes (Fig. 2.8).

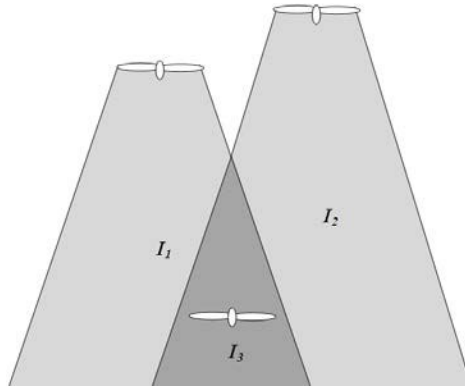


Fig. 2.8 Superposition des turbulences

La superposition des intensités de turbulence sur une turbine peut se faire de la façon suivante : la résultante de la turbulence sont obtenus lorsque ces intensité en additionnant quadrature de la turbulence ambiante et des turbulentes ajoutées comme suit [46]:

$$I = \sqrt{I_a^2 + \sum_{i=1}^N I_{w,i}^2} \quad (2.8)$$

2.3. Profil de la vitesse du vent en couche limite

Le profil vertical de la vitesse du vent en tout point dans la couche limite atmosphérique ne dépend que de la hauteur du moyeu et l'état du sol. Les plus courantes pour représenter la vitesse du vent sont la loi en puissance et la loi logarithmique [47].

2.3.1. Loi logarithmique

La loi logarithmique provient de fondements théoriques de la couche limite selon la relation suivante [48] :

$$\frac{U_z}{U_{ref}} = K_T(Z_0) \ln \frac{Z}{Z_0} \quad (2.9)$$

Conventionnellement, la vitesse moyenne de référence du vent U_{ref} est fixée à 10 m du sol sur 10 minutes, site plat, rugosité faible de type "rase campagne, aéroport" [49]. A titre

d'exemple, le tableau 2.1 ci-dessous indique les ordres de grandeur prescrits par l'Eurocode [48]:

Tableau 2.1 Valeurs des coefficients $K_T(Z_0)$ et Z_0

Nature du sol	$K_T(Z_0)$	Z_0
Océans et grands lacs	0.16	0.005
Aéroport, rase campagne	0.19	0.05
Bocage, Banlieue	0.21	0.2
Zones urbaines	0.23	0.75
Très grande ville	0.25	2

2.3.2. Loi en puissance

C'est une loi empirique qui s'ajuste mieux aux valeurs mesurées et donne une approximation simplificatrice de la couche limite [50].

$$U = U_{ref} \left(\frac{Z}{Z_{ref}} \right)^\alpha \quad (2.10)$$

α est un exposant sans dimension dépendant de l'état du sol comme il est indiqué dans le tableau 2.2 et exprimé par la relation :

$$\alpha = 0.096 \log(Z_0) + 0.016(\log(Z_0))^2 + 0.24 \quad (2.11)$$

Tableau 2.2 Valeurs du coefficient α correspondent aux types de sol

Nature du sol	α
Océans et grands lacs	0.10
Aéroport, rase campagne	0.15
Bocage, Banlieue	0.20
Zones urbaines	0.25
Très grande ville	0.35

2.3.3. Evaluation de la puissance fournie en couche limite

Pour évaluer les performances et décrire la courbe caractéristique de puissance d'une turbine éolienne, la méthode la plus utilisée est l'application de la théorie de l'élément de pale combinée à la théorie du moment axial, en admettant que la vitesse du vent qui

traverse le disque actuateur est axiale, uniforme et unidirectionnelle. Mais en couche limite atmosphérique, le modèle de la vitesse du vent, uniforme et unidirectionnelle semble inadéquat pour déterminer de façon plus détaillée la puissance d'une éolienne. La vitesse du vent traversant le disque actuateur de la turbine éolienne croît progressivement suivant la hauteur Z . Pour calculer de la puissance en couche limite atmosphérique, on propose la méthode de discrétisation (découpage) du disque actuateur en effectuant les étapes suivantes :

- Découper (discrétiser) le disque actuateur à des éléments de surface ΔS_i (Fig. 2.9), i indice d'élément de surface varie entre 1 et M (M nombre total de discrétisation du disque actuateur).

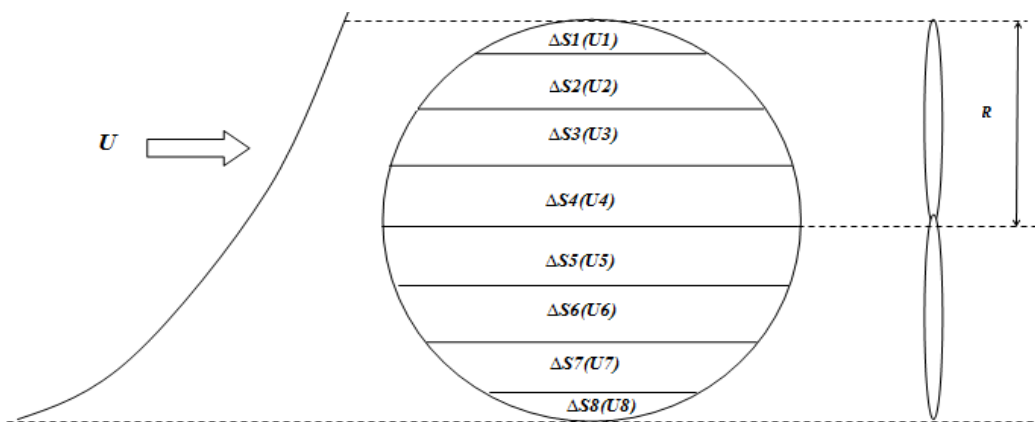


Fig.2.9 Discrétisation du disque actuateur

- Chaque élément de surface ΔS_i , correspond à une vitesse uniforme et unidirectionnelle U_i (Fig. 2.9) et (Fig. 2.10).

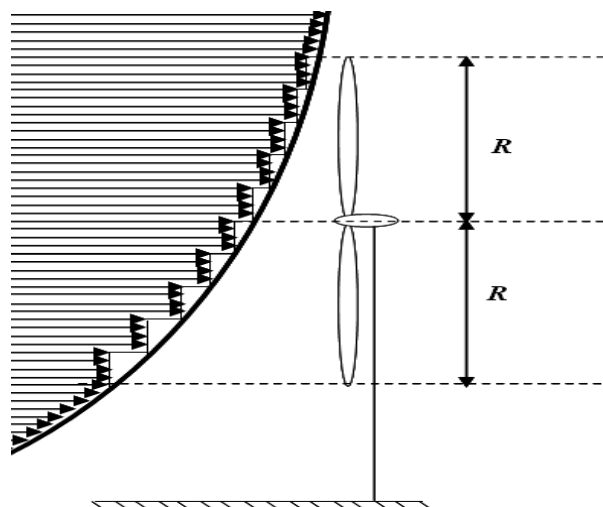


Fig. 2.10 Vitesse uniforme et unidirectionnelle à chaque élément de surface

- La puissance élémentaire P_i est calculée à chaque élément de surface ΔS_i .
- La puissance totale d'une seule turbine en couche limite atmosphérique n'est que la somme des puissances élémentaires.

$$P_{tot} = P_i \sum_{i=1}^M \frac{\Delta S_i}{S} \quad (2.12)$$

2.4. Aspect thermodynamique du profil de la couche limite

L'influence de l'effet thermique sur l'écoulement entraîne des mouvements verticaux de l'air du haut vers le bas ou l'inverse, pouvant amener des refroidissements ou des réchauffements des particules d'air atmosphérique et de se faire modifier de manière importante la stabilité de la couche limite atmosphérique. Cette notion de stabilité peut être classée en trois catégories : neutre, stable et instable. L'hypothèse de similitude de Monin-Obukov [51], est actuellement la plus utilisée pour la description de la variation verticale de la vitesse du vent en fonction de l'altitude dans la basse couche limite atmosphérique selon l'équation suivante [52] :

$$U(z) = \frac{u_*}{k} \left[\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) - \psi \left(\frac{z}{L} \right) \right] \quad (2.13)$$

$\psi \left(\frac{z}{L} \right)$ est une fonction empirique dépendant des conditions de stabilité de la couche limite.

Une particule d'air est soumise à deux forces verticales (voir Figure 2.11) que sont ; son poids et la poussée d'Archimède, dont l'intensité est égale au poids de l'air ambiant déplacé [52].

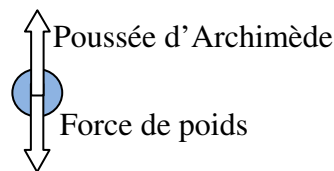


Fig. 2.11. Forces agissant sur une particule d'air

2.4.1. Cas neutre

Intervient lorsque le gradient de température et le gradient adiabatique sont de même ordre, donc, la poussée d'Archimède et le poids sont égaux [52], par conséquent, pas de déplacement vertical des particules d'air et :

$$\psi\left(\frac{Z}{L}\right) = 0 \quad (2.14)$$

2.4.2. Cas stable

La partie la plus basse de la couche limite est en contact avec le sol froid, elle se refroidit plus vite que l'air ambiant. La poussée d'Archimède est plus petite que le poids d'air, les Particules ont une tendance à se descendre vers le bas et la vitesse du vent s'affaiblit [52]. C'est ce qu'on appelle le jet de basse couche ou jet nocturne [53]. Alors, la fonction ψ s'écrit :

$$\psi\left(\frac{Z}{L}\right) = -5\frac{Z}{L} \quad (2.15)$$

2.4.3. Cas instable

C'est le cas où le sol s'échauffe plus vite que l'air ambiant, les particules de la partie la plus basse de la couche limite se déplacent vers le haut, du fait que la poussée d'Archimède est plus grande que le poids, alors, on la fonction ψ devient [52]:

$$\psi\left(\frac{Z}{L}\right) = 2\ln\left(\frac{1+x}{2}\right) + \ln\left(\frac{1+x^2}{2}\right) + \arcsin\left(x + \frac{\pi}{2}\right) \quad (2.16)$$

avec

$$x = \left(1 - 16\frac{Z}{L}\right)^{\frac{1}{4}} \quad (2.17)$$

L : Paramètre appelé longueur de Monin-Obukov [51] donnée par l'expression suivante :

$$L = \frac{TU_*^2 C_p}{gk Q_0} \quad (2.18)$$

A titre d'exemple, la figure 2.11, illustre l'évolution du profil de la vitesse du vent des trois cas ; neutre, stable et instable pour ; $T=300$ °k, $k=0.4$, $g=10$ m/s².

Fig. 2.12. Profil vertical de la vitesse dans les trois cas ; neutre, stable et instable

2.5. Travaux antérieurs

Au cours des dernières décennies et dans le même cadre de notre idée, plusieurs études antérieures ont été faites sur le positionnement optimal des aérogénérateurs dans les fermes éoliennes par un grand nombre de chercheurs et scientifiques, chacun utilise différents modèles et méthodes d'analyse pour maximiser les résultats de la puissance produite et minimiser l'interférence entre les éoliennes par un emplacement approprié. Le choix du modèle de sillage et l'approche mathématique d'optimisation étaient les principes de base de leurs travaux. Les premiers modèles d'analyse utilisés pour modéliser le sillage sont présentés dans les travaux de Betz [33] et Lanchester [34] dans le début des années 1920, qui sont ainsi posé les fondations pour une recherche future sur la configuration des parcs éoliens [54].

Par la suite, Templin [55] a proposé en 1974 un modèle simple et efficace pour calculer l'effet du positionnement relatif des éoliennes sur la performance en puissance d'un parc. Dans son analyse, les éoliennes sont représentées par une distribution continue de rugosité et il est admis que la distribution verticale des vitesses de l'écoulement est logarithmique. L'influence des éoliennes sur l'écoulement est déterminée en égalisant la différence de quantité de mouvement dans le champ de vitesse entre l'écoulement incident et

en aval des machines avec leur traînée; cette dernière étant une donnée expérimentale. Une telle analyse est cependant restreinte à un parc composé d'un nombre infini de machines, si bien que l'espacement minimal prédit par cette théorie devrait être considéré comme une limite supérieure [54].

En règle générale, les chercheurs se sont concentrés sur les modèles analytiques dans la recherche de l'arrangement optimal des turbines, ces modèles ont des avantages dans le point de vue de la conception de parc éolien; à savoir la simplicité d'utilisation, la flexibilité au niveau du code pour une résolution d'un grand nombre de problèmes, la rapidité de calcul, la possibilité d'introduction de nouveaux concepts et que les autres modèles consomment habituellement une grande quantité de ressources de calcul en raison de l'absence de flexibilité des applications à différents problèmes. Au niveau mondial, les modèles analytiques de sillage sont plus reconnus et plus performants, à titre d'exemple, dans la configuration des parcs éoliens, les logiciels commerciaux utilisent souvent le modèle linéaire simplifié de Jansen [4].

S'inspirant des études effectuées antérieurement, en 1994, Moseti et al. [56] ont été les premiers à aborder le sujet du positionnement optimal des éoliennes en utilisant les algorithmes génétiques comme méthode d'optimisation et le modèle simplifié de sillage développé par Jensen [4]. Dans leur travail sur un site orienté sur la direction prédominante du vent, ils ont adopté que les distances transversale et longitudinale entre les turbines est cinq fois le diamètre d'une seule éolienne [56] [57]. Pour réduire l'effet de sillage sur les éoliennes en aval et assurer une puissance produite maximale du parc, Moseti et al. ont représenté une méthode d'optimisation basée sur une fonction, dite fonction *Objectif*, pour atteindre deux objectifs à savoir les pondérations, d'abord, une minimisation du coût total de l'installation éolienne, ensuite, une production maximale de la puissance de toutes les éoliennes du parc [58], ces objectifs ont été combinés dans une autre fonction *Objectif* d'évaluation [57] définie comme la minimisation du coût pondéré par unité de puissance du parc y compris l'infrastructure, plus la fonction *Objectif* [56] [57] est faible, plus les résultats sont optimaux.

Plus tard, en 2005, Grady et al. [59]. Dans leur tentative, ont fait à nouveau, une étude portée sur l'efficacité de la procédure basée sur la même méthodologie que Moseti et al [56]. En utilisant le modèle simplifié de Jensen [4], l'approche mathématique d'optimisation basée sur les algorithmes génétiques et la fonction *Objectif* [56] [57] pour identifier une configuration optimale des turbines pouvant assurer une production de puissance maximale

dans le parc éolien et une minimisation de l'interférence des éoliennes. Bien que leurs travaux sont considérés comme une poursuite du développement de la méthodologie de Moseti et al. [56], les mêmes problèmes ont été abordés que ceux antérieurement.

D'un autre côté, en 2007, Marmidis et al. [60], ont proposé une autre procédure d'optimisation basée sur la méthode de Monte Méthode et le modèle de sillage de Jensen [4]. La fonction *objectif* d'optimisation inspirée par le travail de Moseti et al. [56], basée sur les critères d'installation pour un maximum la production d'énergie et le coût d'investissement minimum ont été également pris en compte.

En 2011, un nouveau algorithme d'optimisation à base virale est utilisé par Ituarte-Villarreal et al. [35] pour investiguer la solution optimale des problèmes de l'emplacement des turbines en envisageant une vitesse du vent constante et unidirectionnelle. Dans cette étude basée sur l'adoption du même modèle de sillage de Jensen [4], un programme sous MATLAB est développé pour rechercher le nombre optimal et la position des éoliennes dans les grandes fermes éoliennes dont l'objectif est de minimiser le coût total par unité de puissance produite d'un parc éolien.

Par une méthodologie de simulation différente, en 2011, nous avons tenté de présenter dans une autre étude antérieure [61], une autre forme d'application de la méthode de Monte Carlo comme approche mathématique d'optimisation en introduisant le modèle simplifié de sillage de Jensen [4]. Le but de cette étude antérieure est de déterminer parmi plusieurs arrangements des éoliennes réparties au hasard dans une ferme éolienne, un arrangement qui donne une puissance maximale, cet arrangement représente la solution de la micro localisation optimale recherchée comme objectif dans cette étude pour un nombre donné de turbines. Tous les travaux antérieurs basés sur des hypothèses simples qui admettent que la vitesse du vent est uniforme et unidirectionnelle sur le disque actuateur, s'avèrent insuffisants pour déterminer d'une façon précise l'emplacement optimal, du fait que la vitesse du vent est turbulente et variable en fonction de la hauteur Z en couche limite atmosphérique.

Dans ce qui suit de notre travail, nous essayons de se rapprocher plus du caractéristique réelle du vent et introduire les phénomènes associée à l'écoulement, tels que, l'effet du sol, la turbulence ambiante, la turbulence générée et l'effet de la couche limite atmosphérique et obtenir des résultats plus efficaces. De ce fait, au vu de toutes ces méthodologies de modélisation de sillage, le modèle de sillage d'Ischihara [3] s'avère le plus complet est adopté.

CHAPITRE 3

Procédure d'optimisation des aérogénérateurs dans une ferme éolienne

3.1. Méthodes d'optimisations

Dans l'ingénierie, de nombreux problèmes peuvent être exprimés en termes d'optimisation et particulièrement l'optimisation numérique qui a connu un essor important avec l'avènement de l'ordinateur. Selon la nature du problème, plusieurs méthodes ou techniques d'optimisation ont été développées pour minimiser ou maximiser une fonction, parmi les principales méthodes utilisées en matière de micro-localisation optimale des aérogénérateurs dans une ferme éolienne pour maximiser la puissance produite on cite, les algorithmes génétiques, Monte Carlo et la génération des nombres pseudo-aléatoires.

3.1.1. Les algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques sont des méthodes d'optimisation basées sur des techniques dérivées de la génétique et de l'évolution naturelle analogue avec des systèmes biologiques. Initialement les algorithmes génétiques ont été développés par John Holland (1975) où il a introduit le premier modèle formel afin d'obtenir une solution approchée à un problème d'optimisation, lorsqu'il n'existe pas de méthode exacte (ou que la solution est

inconnue) pour le résoudre en un temps raisonnable [62]. Ils s'appuient sur un paradigme Darwinien de l'évolution d'une population de N individus en compétition, chaque individu se caractérise par une structure chromosomique ($X_i Y_i Z_i W_i H_i$) [63]. La procédure d'optimisation consiste alors à simuler l'évolution de la population, durant un certain nombre de générations jusqu'à la détermination d'un individu optimal. Les algorithmes génétiques diffèrent des autres méthodes d'optimisation par un codage des variables de contrôle. Ce codage désigne le processus qui transforme les variables de contrôle en un chromosome. A chaque génération, trois opérateurs interviennent, modifiant les caractéristiques génétiques de la population. L'opérateur de sélection agit en premier, son rôle est de choisir les individus de la population adaptés à survivre d'où la performance détermine la sélection, certains individus ayant disparu et d'autres ayant été dupliqués de telle sorte que la population compte toujours N individus. L'opérateur de croisement intervient ensuite pour recombinaison le patrimoine génétique par échange partiel de chromosomes dans des nouveaux individus. Enfin, l'opérateur de mutation crée de nouveaux individus en introduisant de nouvelles caractéristiques dans la population des N enfants et c'est ainsi que l'algorithme se poursuit pour une nouvelle génération (Fig. 3.1). Alors, les caractéristiques génétiques se transmettent de génération en génération et le patrimoine génétique s'améliore [64]. Les individus les plus adaptés survivent majoritairement.

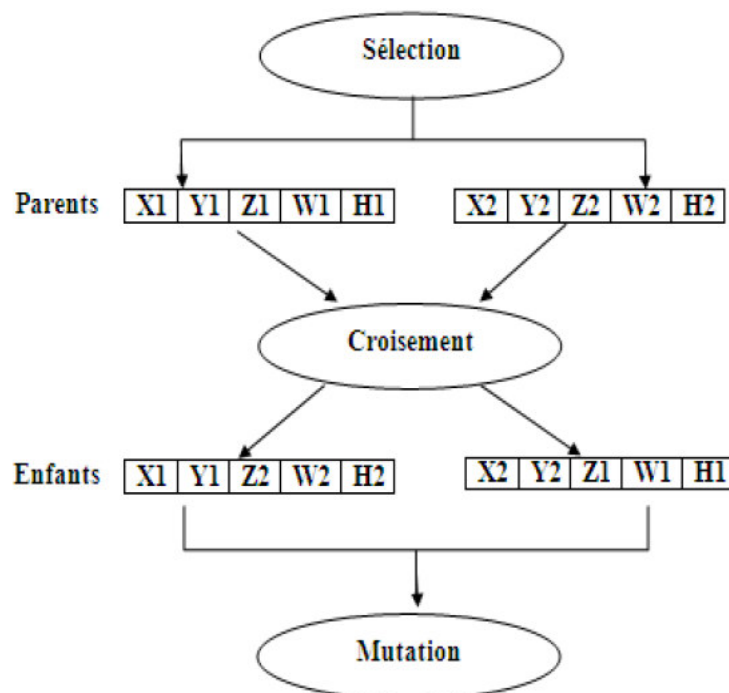


Fig. 3.1 Principe des algorithmes génétiques

En pratique, l'efficacité d'un algorithme génétique dépend souvent de la nature du problème d'optimisation. Selon le cas, le choix des paramètres et des opérateurs sont souvent critiqué [65], mais aucune théorie générale ne permet de connaître avec certitude la bonne para-métrisation. Il faut faire plusieurs expériences pour s'en approcher de la solution finale [66].

3.1.2. Méthode de Monte Carlo

La méthode de Monte Carlo a été introduite par Von Neumann, Ulam et Metropolis comme clef efficace pour la simulation d'étude des systèmes de particules en interaction et la physique de la matière condensée [67]. Il n'y a pas un consensus absolu sur une définition précise de ce qu'est une technique de type Monte Carlo, la description la plus habituelle consiste à dire que les méthodes de ce types, se caractérisent par l'utilisation du hasard dans l'optimisation d'une fonction, c'est-à-dire, la génération des nombres aléatoires pour résoudre des problèmes de nature numériques [68]. Pour un parc éolien, cette méthode se repose sur les étapes suivantes :

- Répartition au hasard des éoliennes dans des arrangements sur un site venté.
- Calcul de la puissance produite de chaque arrangement correspondant à une itération.
- Sur plusieurs itérations, on cherche l'arrangement des aérogénérateurs qui offre une puissance maximale.

3.1.3 Génération des nombres pseudo-aléatoires

L'expression « génération des nombres aléatoires » est un des abus de langage, on doit plutôt chercher en réalité un mécanisme permettant de générer une séquence de nombres qui paraissent avoir un comportement aléatoire, dit « pseudo-aléatoires ». La raison pour laquelle on se contente d'un rendu pseudo-aléatoire est que [69] :

- il est difficile d'obtenir de « vrais » nombres aléatoires et que, dans certaines situations, il est possible d'utiliser des nombres pseudo-aléatoires en lieu et place de vrais nombres aléatoires.
- les programmes générateurs sont particulièrement adaptés à une implantation informatique, donc plus facilement et plus efficacement utilisables.

Les méthodes pseudo-aléatoires sont souvent employées sur des ordinateurs pour générer des nombres pseudo-aléatoires dans diverses tâches. Dans l'analyse mathématique, les générateurs de suites de nombres pseudo-aléatoires utilisés sont des algorithmes pseudo-aléatoires essaient de produire des sorties qui sont uniformément distribuées. Une classe très répandue de ces générateurs utilise souvent une congruence linéaire [70] donnée par l'équation (3.1). A notre connaissance, cette méthode à été appliquée la première fois à l'optimisation de l'emplacement des aérogénérateurs dans une ferme éolienne qui est ainsi notre première contribution et a fait l'objet d'une publication internationale [71] :

$$X(n + 1) = (aX(n) + b) \text{ mod}[m] \quad (3.1)$$

où a , b et m sont des entiers choisis a priori et mod désigne la fonction donnant le reste entier de la division sur m , de façon que tous les éléments obtenus de la suite sont strictement inférieurs à m .

3.1.3.1. Mode de fonctionnement

Le mode de fonctionnement de l'approche est illustré comme suit : Soient m , a et b des entiers non nuls. On choisit le premier entier $X(0)$. Ensuite, on génère une suite d'entiers pseudo-aléatoires $X(1)$, $X(2)$, $X(n)$ selon la relation (3.1). Dans tous les cas, ces entiers sont les restes de la division sur m , donc, tous inférieurs à m et distribués de façon équiprobable pour une seule séquence (itération). Alors, la fonction *objectif* f [72] de cette séquence est évaluée (puissance produite du parc dans notre exemple). Les processus continuent pour plusieurs itérations correspondant aux évaluations $(f_1, f_2, f_3, f_4, \dots)$ [73]. La solution du problème est la meilleure évaluation de la fonction *Objectif* [72].

Il est instructif de noter que cette méthode repose sur des fonctions déterministes; si nous gardons les mêmes paramètres, la séquence générée est productible et périodique.

En outre, il est important de noter que la méthode de génération des nombres pseudo-aléatoires s'avère plus prometteuse et plus pratique pour les problèmes d'ingénierie, en raison de sa facilité de programmation et de son utilisation modeste des ressources informatique (c'est-à-dire qu'elle ne demande pas beaucoup de temps de calcul). Ainsi, une telle méthode d'optimisation pourrait jouer un rôle prépondérant dans l'emplacement des turbines éoliennes dans un site donné, et donc dans le développement performant des fermes éoliennes.

3.1.3.2. Un vrai exemple

Prenons l'exemple suivant, soit le générateur congruentiel linéaire employant les valeurs $a=25$, $b=16$, $m=256$, nous aurons une suite $X(n)$ de nombres aléatoires comme suit :

$$X(n + 1) = (25X(n) + 16) \bmod [256] \quad (3.2)$$

On cherche une suite de nombres pseudo-aléatoires qui représentent le reste de la division sur 256. Pour différentes valeurs de $X(0)$ nous obtenons les résultats suivant :

- avec $X(0) = 125$, la suite : 125, 69, 205, 21, 29, 229, 109, 181, 189, 133, 13, 85, 93, 37, 173, 245, 253, 197, 77, 149, ...
- avec $X(0) = 96$, la suite : 96, 112, 0, 16, 160, 176, 64, 80, 224, 240, 128, 144, 32, 48, 192, 208, 96, 112, 0, 16, ...
- avec $X(0) = 50$, la suite : 50, 242, 178, 114, 50, 242, 178, 114, 50, 242, ...
- avec $X(0) = 10$, la suite : 10, 10, 10, 10,

Il est clair que ces suites ne peuvent être considérées comme aléatoires. On voit donc bien que l'on doit choisir avec précaution les paramètres du générateur si l'on espère obtenir des nombres qui s'approchent de l'aléa parfait. Il faut alors se demander comment choisir a , b et m convenablement.

3.2. Procédure d'optimisation

Les illustrations les plus simples du modèle physique de sillage d'Ishihara [3] adopté pour la procédure d'optimisation et celui du modèle physique simplifié de Jensen [4] sont présentées dans les figures 3.2 et 3.3 respectivement. On voit clairement qu'en s'éloignant en aval de la turbine de front, le déficit de vitesse devient moins important et l'épaisseur du sillage s'accroît progressivement.

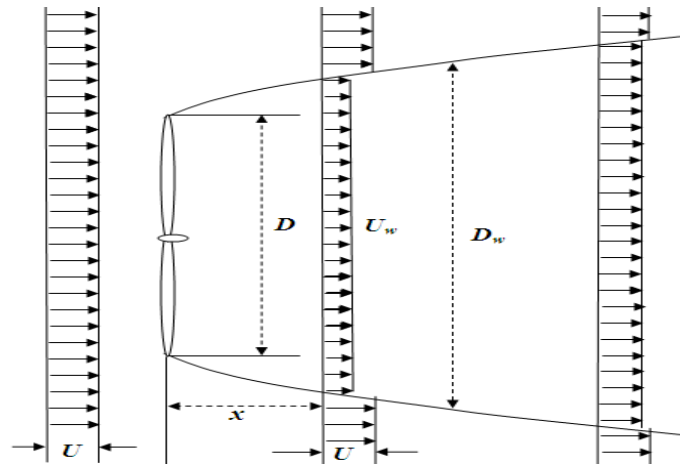


Fig. 3.2 Modèle physique du sillage d'Ichihara

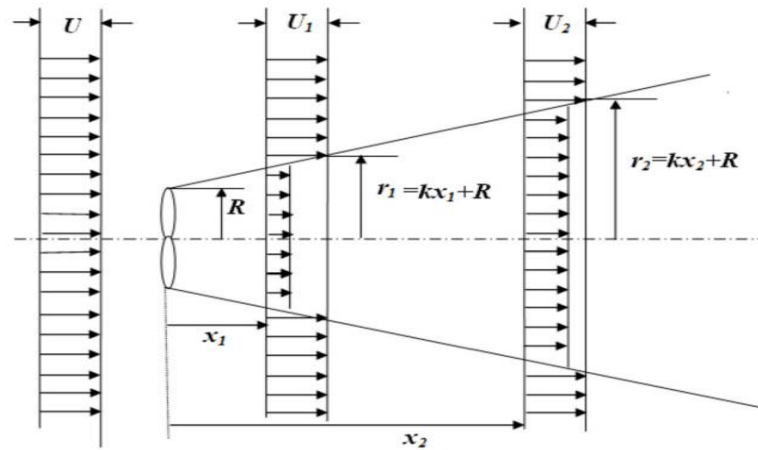


Fig. 3.3 Modèle physique du sillage de Jensen

En se basant sur le modèle idéal de Betz, l'expression de la vitesse du vent U_w dans le sillage d'un tel modèle est donnée par la relation suivante [74]:

$$U_w = U(1 - a_x) \tag{3.4}$$

Pour le cas d'une éolienne affectée par plusieurs sillages de différentes turbines en amont, on adopte le principe de la superposition par l'approche suivante [75] :

$$(a_x)_{total}^2 = \sum_{i=1}^N (a_x)_i^2 \tag{3.5}$$

Donc, la vitesse du vent dans le sillage multiple à une distance x en aval peut se réécrire de la façon suivante :

$$U_w = U \left[1 - \sqrt{\sum_{i=1}^N (a_x)_i^2} \right] \quad (3.6)$$

où a_x qui en fonction de la distance x en aval, détermine le taux de déficit de vitesse de chaque modèle de sillage.

- Pour le modèle de Jensen

$$a_x = \frac{R^2(1-\sqrt{1-C_T})}{(r_w)^2} \quad (3.7)$$

le rayon du sillage

$$r_w = R + \alpha x \quad (3.8)$$

où α est le coefficient de sillage définie comme suit :

$$\alpha = \frac{0.5}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (3.9)$$

- Pour le modèle d'Ischihara ;

$$a_x = \frac{\sqrt{C_T}}{32} \left(\frac{1.666}{K_1}\right)^2 \left(\frac{x}{D}\right)^{-p} \exp\left(\frac{r^2}{D_w^2}\right) \quad (3.10)$$

le diamètre de sillage

$$D_w = D + \frac{K_1 C_T^{\frac{1}{4}}}{0.833} D^{1-\frac{p}{2}} x^{\frac{p}{2}} \quad (3.11)$$

Le paramètre p est une fonction de l'intensité des turbulences ambiante et ajoutée donnée par :

$$p = k_2(I_a + I_w) \quad (3.12)$$

où I_a et I_w représentent la turbulence ambiante et la turbulence générée respectivement exprimées comme suit :

$$I_a = \frac{0.5}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (3.13)$$

$$I_w = \frac{k_3 C_T}{\max(I_a, 0.03)} \left(1 - \exp \left(-4 \left(\frac{x}{10D} \right)^2 \right) \right) \quad (3.14)$$

Les coefficients k_1 , k_2 , k_3 sont respectivement 0.27, 6.0, 0.004 [42].

Comme illustre la figure 3.4, les espacements transversal et longitudinal entre deux turbines arbitraires désignées par n et m , sont comme suit :

$$dy = |y_m - y_n| \quad (3.15)$$

$$dx = |x_m - x_n| \quad (3.16)$$

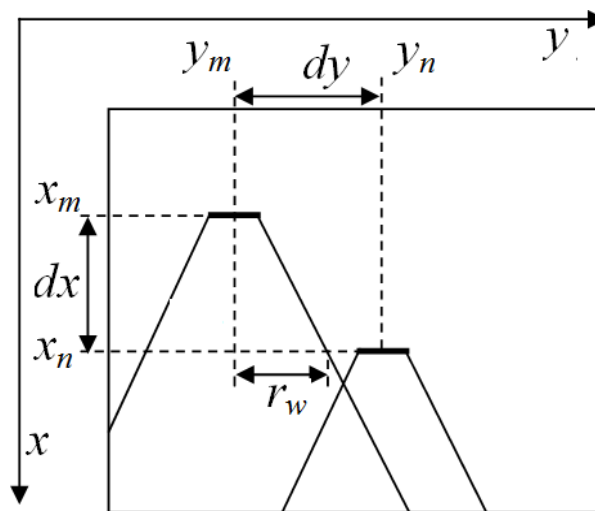


Fig. 3.4. Espacement transversal et longitudinal entre deux turbines

La première rangée de turbine n'est affectée par aucun sillage, mais elle influence sur tout le reste du parc en aval, alors que la dernière rangée de turbine peut être affectée par le sillage de toutes les turbines en amont. Si la distance dy entre deux turbines m et n est inférieure ou égale au rayon de sillage résultant r_w :

$$dy \leq r_w \quad (3.17)$$

Alors, la turbine n est affectée par le sillage, la vitesse du vent devient comme il est indiqué dans l'équation 3.3. Et si cette même turbine est en dehors de la zone de sillage, c'est-à-dire :

$$dy > r_w \quad (3.18)$$

Alors, la vitesse du vent en amont de la turbine n ne subit aucun déficit et s'écrit comme suit :

$$U_w = U \quad (3.19)$$

3.3. Application à une ferme éolienne

La ferme éolienne utilisée pour la procédure d'optimisation est de forme carrée, subdivisée en N_C cellules identiques. Comme indiqué ci-dessus, les dimensions d'une cellule donnée est $5D \times 5D$ (D correspond au diamètre de la turbine). Comme le montre la figure 3.5, le centre de chaque cellule représente l'emplacement possible d'une seule éolienne au maximum. La surface de la ferme éolienne A_F est donnée en fonction du diamètre de la turbine D et le nombre de cellules N_C par la relation suivante :

$$A_F = 25N_C D^2 \quad (3.20)$$

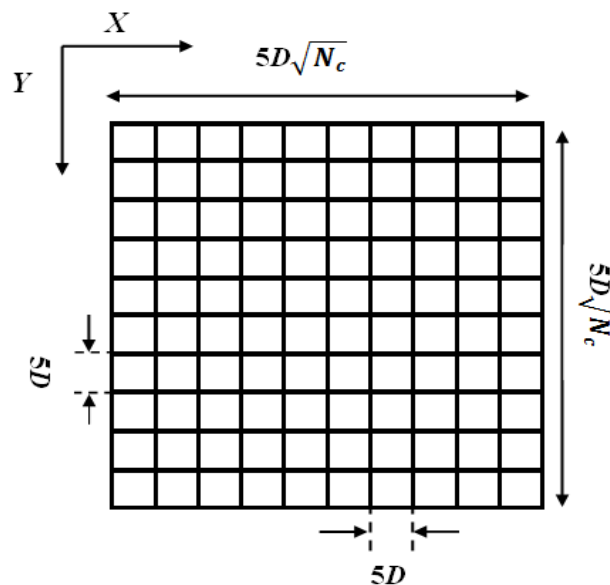


Fig. 3.5. Ferme éolienne proposée

Dans un parc éolien de N_C cellules, la méthode proposée consiste à générer M distributions pseudo-aléatoires (M correspond au nombre d'itérations) de N turbines; alors la puissance totale est évaluée à chaque distribution. Les puissances résultantes sont désignées comme suit ; P_m , où $m=1.....M$, et où m désigne une distribution donnée (c'est-à-dire des itérations). Par conséquent, la distribution optimale peut être facilement obtenue: elle correspond à la puissance maximale P_{max} parmi les différentes distributions.

La figure 3.6 montre l'organigramme proposé pour déterminer l'arrangement optimal de turbines distribuées pseudo-aléatoirement sur un site donné, c'est-à-dire, rechercher un arrangement qui fournit une puissance maximale. Pour ce faire, le calcul est initialisé par la

génération de nombres pseudo-aléatoires en introduisant les paramètres requis, tels que le nombre de turbines N , le nombre de cellules N_C et le nombre d'itérations M . Selon l'équation (3.1), on obtient une matrice de M colonnes et de N lignes, de sorte que chaque colonne correspond à une seule disposition possible, et chaque turbine du site peut prendre une position pseudo-aléatoire avec laquelle un nombre variant entre 1 et 100 est associé. Ensuite, la vitesse du vent dans le sillage peut être calculée afin de déterminer la puissance d'une seule éolienne P_n . Par conséquent, la puissance totale de chaque arrangement P_m peut être calculée comme suit :

$$P_m = \sum_{n=1}^N P_n \quad (3.21)$$

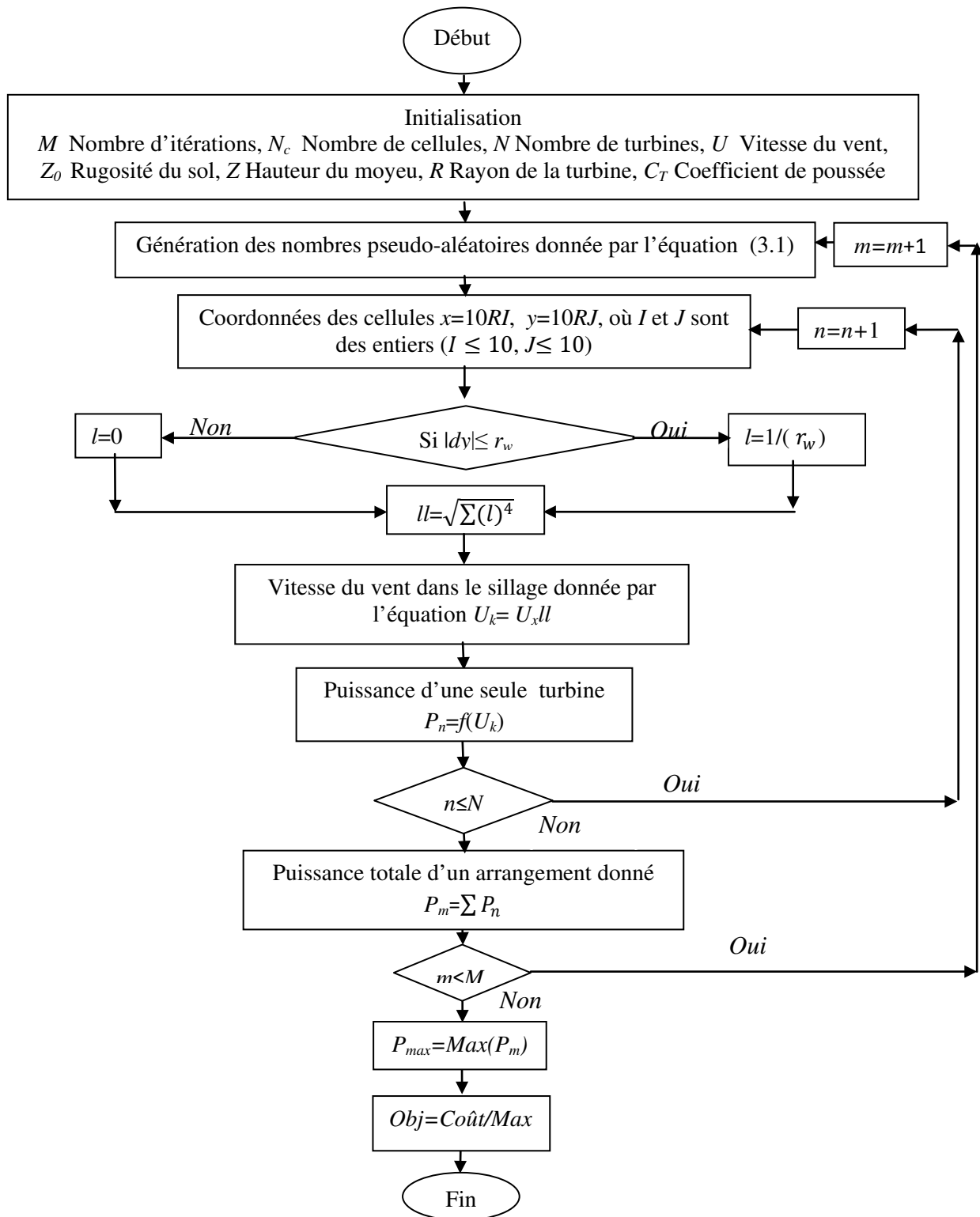


Fig. 3.6 Organigramme de la méthode d'optimisation proposée

CHAPITRE 4

Résultats et discussions

Introduction

Dans ce chapitre, d'abord les caractéristiques de la turbine adoptée sont présentées. Ensuite, une étude détaillée sur le sillage d'une seule éolienne est investiguée. Egalement les effets de la couche limite atmosphérique et la turbulence ont été considérés. Enfin, les résultats de simulation de la micro-localisation optimale des aérogénérateurs dans une ferme éolienne ont été présentés et discutés; essentiellement, les aspects suivants ont été examinés : l'effet du nombre de turbines, le coût d'une installation éolienne, l'espacement entre les turbines et l'impact de la taille de l'éolienne.

4.1. Caractéristiques de la turbine éolienne adoptée

Au sol, le vent est fortement freiné par des obstacles et par des accidents de terrain. A une certaine hauteur, le vent ne subit plus l'influence de la surface du sol. Entre les deux, la vitesse du vent varie considérablement en fonction de la hauteur. Ce phénomène est connu

sous la désignation de cisaillement vertical du vent. Comme il est mentionné dans le chapitre 2, chaque aérogénérateur est caractérisé par une courbe de puissance pour une vitesse uniforme et unidirectionnelle, fournie par le constructeur ou calculée par la méthode BEM [76] en introduisant les caractéristiques géométriques et aérodynamiques de la turbine. A cet effet, et pour évaluer les performances d'une éolienne en couche limite atmosphérique, la méthode numérique de discrétisation (découpage en éléments de surface) de la surface balayée par les pales (disque actif) est développée et appliquée dans ce travail. Cette méthode consiste à calculer la puissance de chaque élément de surface en utilisant la courbe caractéristique de puissance d'une telle turbine éolienne pour une vitesse donnée en amont (paragraphe 2.3.3). La puissance développée par une turbine éolienne en couche limite atmosphérique n'est alors, que la somme des puissances élémentaires du disque actuateur discrétisé.

Pour simuler le modèle physique du sillage et étudier son effet sur la production de puissance et sur la micro-localisation optimale des aérogénérateurs dans une ferme éolienne, les données de la turbine à axe horizontal Enercon E2 sont introduites pour le calcul. La courbe caractéristique qui représente la puissance de sortie développée par cette turbine à des vitesses de vent différentes est illustrée sur la figure 4.1.

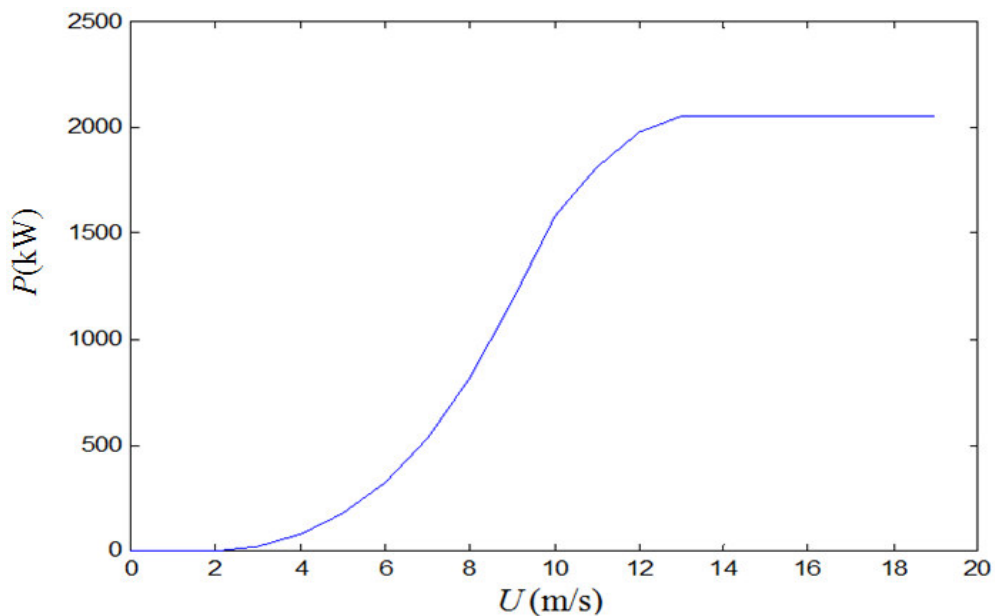


Fig. 4.1. Courbe de puissance de la turbine ENERCON E2 [77]

Les caractéristiques géométriques et aérodynamiques de la turbine Enercon E2 sont illustrées dans le tableau 4.1.

Tableau 4.1 Caractéristiques de la turbine E2 [78].

Diamètre du rotor	82 m
Hauteur du moyeu	85 m
Nombre de pale	3
Vitesse de coupure	28 à 34 m/s
Vitesse de rotation	6 à 18 tours/min (variable)
Puissance nominale	2050 kW
Sens de rotation	Sens des aiguilles d'une montre
Surface balayée	5281 m ²
Vitesse de vent à puissance nominale	13 m/s

4.2. Caractéristiques du sillage d'une éolienne

Le sillage généré par une éolienne est caractérisé par une diminution de vitesse entraînant notamment une baisse de puissance produite des turbines environnantes et une augmentation du niveau de turbulence dans la partie aval. Pour ce faire, on propose d'étudier deux modèles physiques de sillage, le modèle simplifié de Jensen [4] et le modèle détaillé d'Ischihara [3].

4.2.1. Modèles de sillage

Le modèle simplifié de Jensen [4] est l'un des modèles de sillage qui a été largement utilisé dans la conception des parcs éoliens, par sa simplicité et sa facilité à programmer, son principal facteur est le coefficient d'expansion linéaire de sillage. Ce modèle suppose que le rayon du sillage croît et son effet décroît progressivement avec la distance en aval, mais il ne pouvait pas représenter de façon détaillée le développement réel de sillage à l'arrière d'une éolienne et les phénomènes associés à l'écoulement à l'intérieur du parc ; telles que l'intensité de la turbulence, l'accroissement de l'épaisseur de sillage et l'introduction de l'effet de la couche limite atmosphérique. Bien que ces phénomènes majeurs sont des facteurs importants dans la prédiction de la puissance développée d'une ferme éolienne, ils doivent être pris en compte afin de permettre de réaliser un calcul convenable de la réduction de puissance et évaluer de façon satisfaisante la production du parc éolien. Cependant, le modèle de sillage d'Ischihara [3] proposé dans son intégralité dans cette étude est beaucoup plus complet; il présente un complément sur le modèle simplifié de Jensen [4]. Les caractéristiques de la vitesse du vent et le diamètre de sillage de chaque modèle physique sont

ainsi introduites et prises en considération dans les résultats de simulation.

Dans un parc éolien, les turbines éoliennes sont considérées toutes comme identiques, donc, à la même hauteur, les caractéristiques du sillage résultant qui se propage en aval sont similaires pour toutes les turbines, cependant, la puissance produite dans le sillage dépend uniquement de la distance en aval et le déficit de vitesse. Si une éolienne en aval est à l'intérieur de la zone de sillage, elle subit un déficit de vitesse, une réduction de puissance lui sera affectée due à une turbulence générée d'une éolienne de front, sinon, en dehors du sillage, la puissance produite ne subira pas de modifications.

4.2.2. Vitesse du vent dans le sillage

Le but de l'étude de sillage d'une seule éolienne, est de fournir des informations utiles pour aider à comprendre comment les facteurs clés de sillage (le déficit de vitesse et le rayon de sillage) affectent le reste des turbines du parc, et par conséquent, la production de puissance. Ces facteurs dépendent principalement de la vitesse immédiatement en amont, du rayon de la turbine et de la distance aval par rapport à la turbine de front.

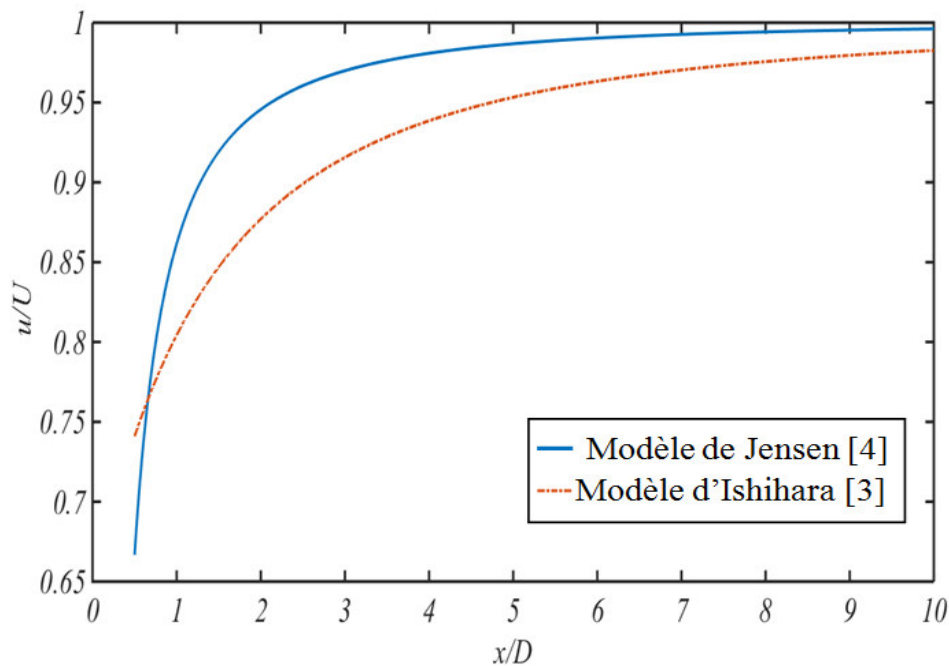


Fig. 4.2 Déficit de vitesse en fonction de la distance x/D

Pour des vitesses du vent uniformes et unidirectionnelles sur le disque actif; allant de 7 m/s à 12 m/s, le déficit de vitesse dans le sillage unique généré par turbine ENERCON E2 selon les deux modèles d'Ischihara [3] et de Jensen [4] est illustré sur la figure 4.2.

Comme on peut le constater dans cette figure, on distingue :

- le modèle simplifié de Jensen prédit une vitesse plus élevée à partir de la distance $x/D = 0.75$. Pour des distances $x/D > 10$, les écarts entre les deux modèles se réduisent d'une façon notable. Donc, l'influence du sillage s'affaiblit sur le reste des éoliennes les plus reculées en aval du parc.
- Le rapport des vitesses du vent u/U dans le sillage, augmente de façon proportionnelle avec la grandeur adimensionnelle x/D , cette réduction est plus importante dans l'aval proche de la turbine qui génère le sillage que dans l'aval lointain, plus on s'éloigne du plan de rotation de la turbine, plus la vitesse du vent tend à reprendre sa vitesse initiale dans l'aval infini.
- Au delà de la distance $x/D=10$, l'écart entre les deux modèles de sillage dans le déficit de vitesse se rétrécit considérablement, où un écart de 1.36% a été enregistré.

4.2.3. Epaisseur du sillage

Le rayon du sillage est défini comme la distance entre l'axe de symétrie de l'écoulement et la position où la vitesse atteint 99% de sa valeur initiale U . Pour des vitesses du vent, uniformes et unidirectionnelles sur le disque actif de la turbine ENERCON E2, allant de 6 m/s à 11 m/s, les résultats de simulation illustrés dans la figure 4.3, montrent le taux de croissance du sillage D_w/D en fonction de la grandeur adimensionnelle x/D en aval prédit par les deux modèles de sillage, à savoir, Jensen[4] et Ischihara [4]. On observe que, dans tout le champ d'écoulement, le modèle de Jensen prédit le plus grand diamètre de sillage que celui d'Ischihara. A titre d'exemple, à la distance $x/D = 5$, le taux de croissance du sillage D_w/D est de 1.69 pour le modèle de d'Ischihara et de 2.77 pour celui de Jensen, et à $x/D = 10$, D_w/D atteint les valeurs 2.05 et 4.53 respectivement. Cette différence du taux de croissance du sillage peut être attribuée au mode d'expansion du sillage de chaque modèle ; linéaire pour le modèle de Jensen et hyperbolique pour le modèle d'Ischihara.

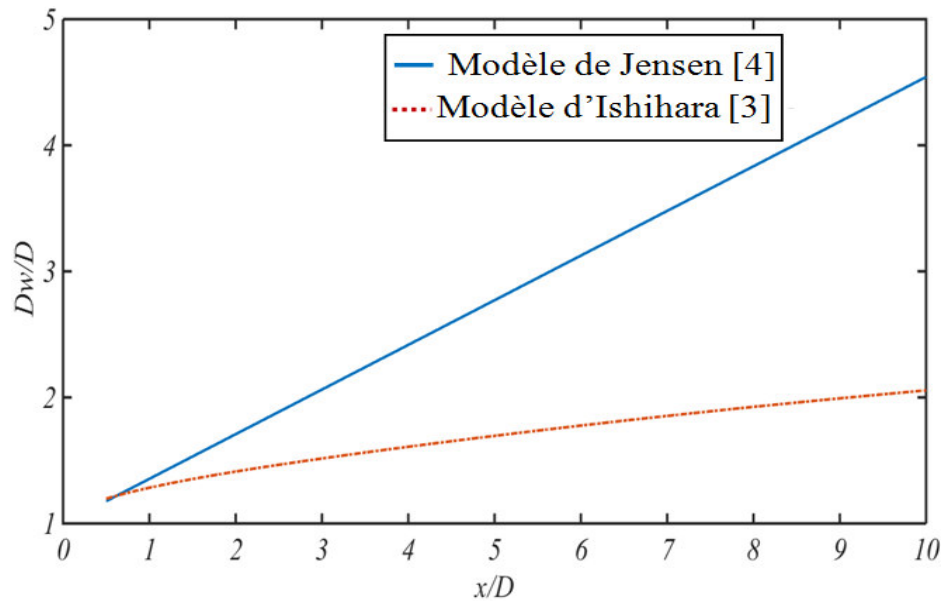


Fig. 4.3. Taux de croissance du sillage en fonction de la distance x/D

Le modèle d'Ishihara s'avère le plus convenable pour décrire de façon plus précise le sillage en aval d'une turbine de front et ce pour les principales raisons suivantes :

- L'expansion du sillage est plutôt hyperbolique que linéaire.
- Il tient compte de l'effet de l'intensité de turbulence.

4.3. Effet de la couche limite atmosphérique

On propose dans cette partie d'étudier le profil vertical du déficit de vitesse dans le modèle physique d'Ishihara [3] en utilisant la loi en puissance (empirique) pour décrire la vitesse du vent et, cette loi s'ajuste mieux avec la couche limite atmosphérique et permet une bonne approximation du cisaillement vertical du vent [79].

4.3.1. Déficit de vitesse en couche limite

La figure 4.4, montre les résultats obtenus à des vitesses de référence allant de 6 m/s à 9 m/s, on observe clairement, une évolution du déficit de vitesse cohérente avec les caractéristiques du sillage et de la couche limite en aval sur la partie correspondante au disque actif de la turbine qui génère le sillage. Egalement, on peut observer que dans ces profils verticaux, les déficits de vitesse, sont plus importants dans le proche immédiat du plan de rotation de la turbine, puis se décroissent en fonction de la distance adimensionnelle x/D en aval. A titre d'exemple, à la position $x/D = 5$, la vitesse du vent u atteint 88% de sa valeur initiale à l'infini U , le déficit de vitesse est de $\Delta u/U = 0.12$. Donc, dans l'infini lointain, la

vitesse du vent tend à reprendre sa valeur initiale et le déficit de vitesse devient négligeable.

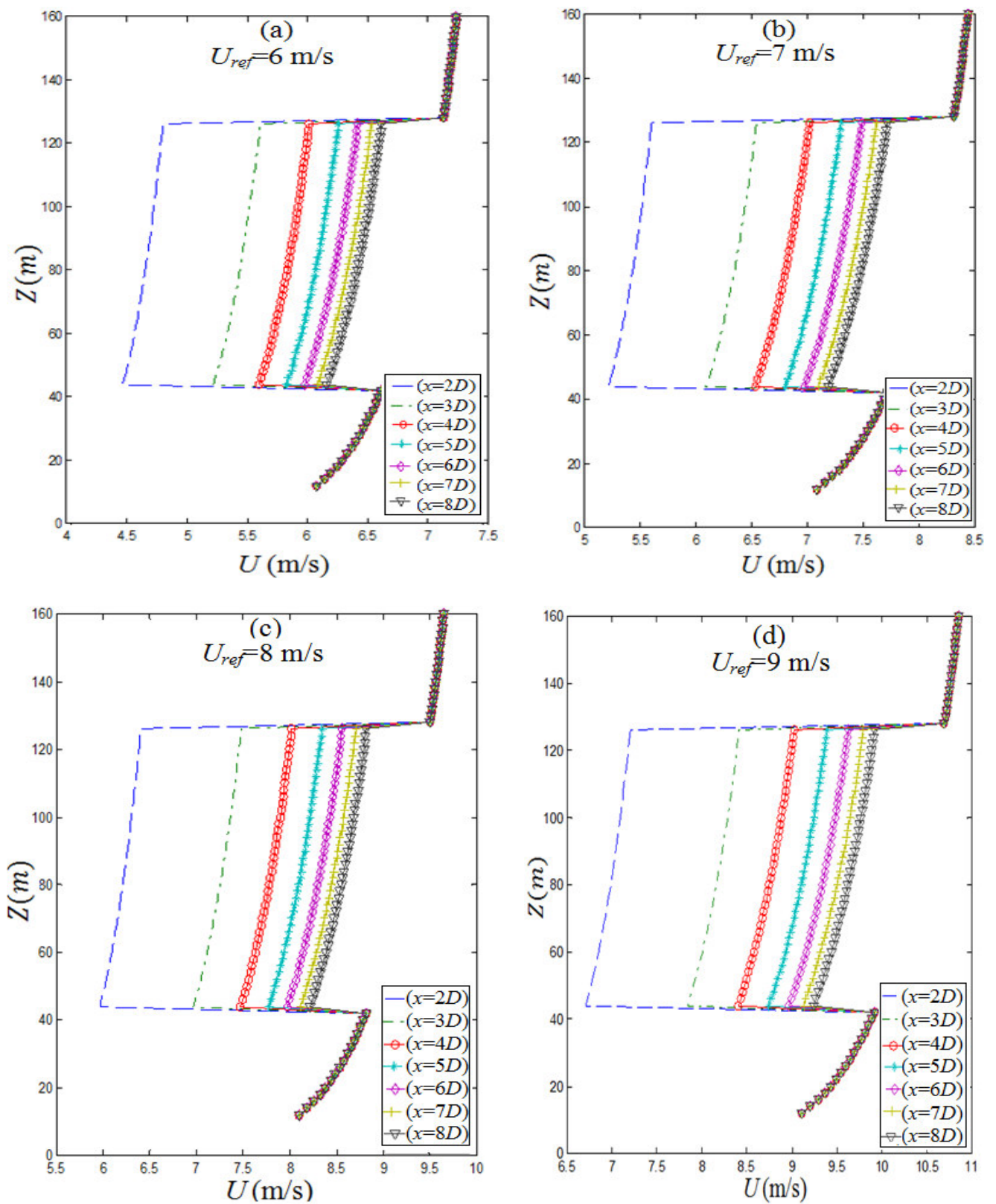


Fig. 4.4 Profils de vitesses du vent en couche limite atmosphérique pour des différentes vitesses de références

4.3.2. Calcul de puissance d'une éolienne en couche limite

Comme il est indiqué dans le chapitre 2, le calcul de la puissance d'une turbine éolienne en couche limite est basé sur le principe de la discrétisation du disque actuateur. En variant le nombre de discrétisations (nombre de surfaces élémentaires) désigné par M .

A 10 m du sol, on associe à chaque valeur de vitesse de référence U_{ref} allant de 3 à 10 m/s, une série de nombre de discrétisations M allant de 2 à 10. Ensuite, on calcule la puissance totale pour les différentes vitesses de référence. En introduisant les données de la turbine ENRCON E2, les résultats de calcul de la puissance produite en couche limite atmosphérique sont présentés dans le tableau 4.2 pour une rugosité du sol $Z_0 = 0.3$ m.

Tableau 4.2 Effet du nombre de discrétisation sur la puissance d'une éolienne

$U_{ref}(m/s)$		3	4	5	6	7	8	9	10
$P(kW)$	$M=2$	101.34	254.43	522.25	959.55	1470.2	1847.6	2011.3	2050
	$M=4$	100.43	253.99	521.44	958.21	1469.9	1847.3	2011.3	2050
	$M=6$	100.44	254.00	521.45	958.33	1470.1	1847.6	2011.7	2050
	$M=8$	100.45	254.02	521.48	958.39	1470.2	1847.7	2011.8	2049.1
	$M=10$	100.46	254.04	521.51	958.49	1470.4	1847.9	2011.9	2049.1

Comme il peut être constaté dans le tableau 4.2, le nombre de discrétisation semble qu'il n'a aucun effet sur la production de puissance d'une seule turbine en couche limite atmosphérique, du fait que la variation du nombre M à chaque vitesse de référence, la puissance d'une seule éolienne reste pratiquement constante. Pour les différents nombre de discrétisation, l'écart entre les puissances de la même vitesse de référence ne dépasse pas 1.34 kW.

La figure 4.5, montre les profils verticaux de la vitesse du vent pour les différentes vitesses de références en couche limite atmosphérique, allant de 6 m/s à 9 m/s. nous confirme que :

- A haute altitude, la vitesse de l'écoulement tend à être uniforme.
- La discrétisation du disque actif est moins importante en haute altitude.
- La couche limite atmosphérique, ne semble pas avoir d'effet sur les grands aérogénérateurs.

- Les obstacles et la rugosité du sol sont moins importants sur vitesse du vent à haute altitude.

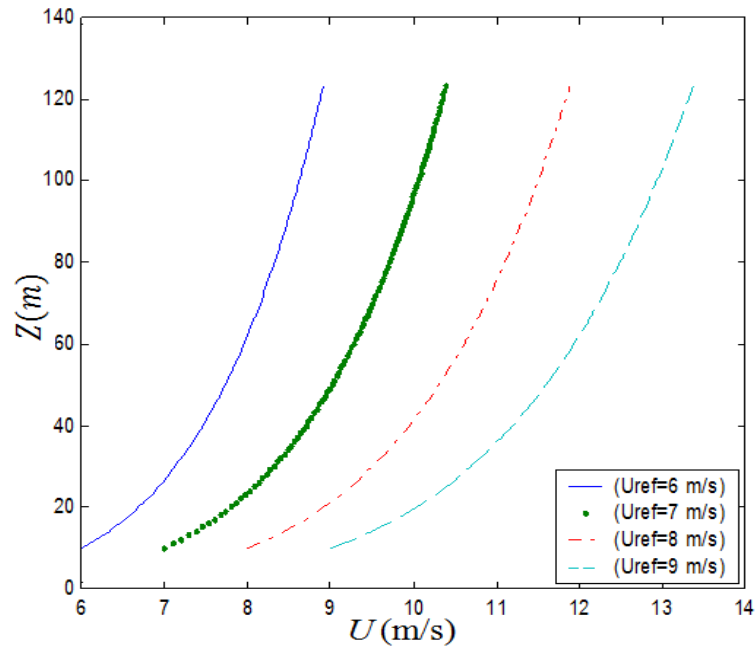


Fig 4.5 Profils verticaux pour les différentes vitesses de références

Comparant les résultats du tableau 4.2 avec ceux du tableau 4.3 représentant la puissance développée par la turbine ENERCON E2 avec les mêmes vitesses de références dans le profil vertical et une rugosité du sol $Z_0=0.3$ m, la vitesse qui correspond au niveau du moyeu en couche limite atmosphérique, est généralisée comme vitesse uniforme sur le disque actuateur.

Tableau 4.3 La puissance produite avec vitesse uniforme sur le disque actuateur

$U_{ref}(m/s)$	3	4	5	6	7	8	9	10
$U_{Moyeu}(m/s)$	4.18	5.57	6.96	8.36	9.36	11.14	12.54	13.93
P (kW)	99.58	251.56	515.37	951.36	1470.8	1858.1	2014.7	2050

Il est clair que la puissance produite pour une vitesse au niveau du moyeu prise comme vitesse uniforme sur tout le disque est cohérente avec la puissance d'une seule éolienne avec un disque actuateur de surface discrétisée.

En conclusion de la discrétisation du disque actuateur en couche limite atmosphérique, il est très important de noter que dans le cas où la discrétisation n'a pas d'effet, la différence entre la vitesse au niveau du moyeu U_{moyeu} et celles d'en dessous U en couche limite, est

cohérente avec la différence entre la vitesse au niveau du moyeu et celles d'en dessus U^+ à distance égale comme il est illustré dans la figure 4.6, c'est-à-dire que :

$$U_{\text{moyeu}} - U^- \approx U^+ - U_{\text{moyeu}} \quad (4.1)$$

Cela signifie que, dans la procédure d'optimisation de la micro-localisation des aérogénérateurs dans une ferme éolienne, le principe de la vitesse au niveau du moyeu est adopté et utilisé comme vitesse uniforme généralisée sur tout le disque actuateur

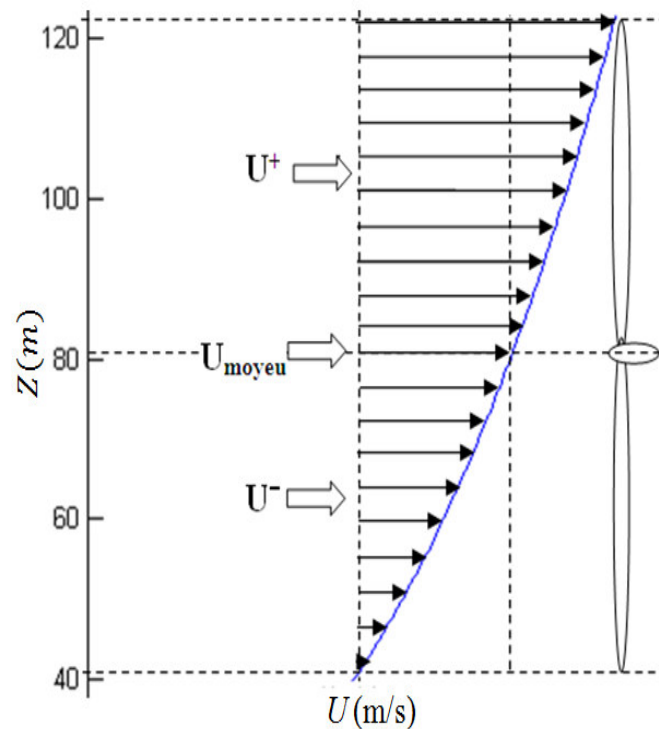


Fig. 4.6. Egalité de déficit et de surplus de vitesse

4.4. Intensité de la turbulence

La hauteur de la rugosité ou tout simplement la rugosité Z_0 , est la hauteur au-dessus du sol où s'applique la condition d'adhérence, c'est-à-dire, le vecteur du vent moyen est égal au vecteur nul. La rugosité dépend pour chaque direction, de l'homogénéité du terrain, du type d'obstacles et de la distance sur laquelle ces deux conditions s'appliquent. Dans les couches géostrophiques (à environ de 5 km de hauteur), la vitesse du vent est loin d'être influencée par l'état de la surface du sol. Donc, au dessous de cette couche, la vitesse du vent est toujours turbulente, en plus, la présence intense des éoliennes dans un site ne fait qu'augmenter le niveau de la turbulence.

Les propriétés turbulentes du sillage d'une éolienne influencent significativement sur l'évolution du déficit de vitesse et du rayon croissant du sillage. Ainsi, le niveau de turbulence dans l'écoulement incident est généralisé sur toutes les éoliennes du parc. Selon le modèle de sillage proposé par Ischihara [3], on peut relier la présence de turbulence dans le sillage d'une éolienne à ces origines ([79], [80]):

- La présence d'une éolienne de front qui génère une autre turbulence ajoutée.
- L'état du sol du site.

4.4.1. Turbulence ambiante

Les écoulements turbulents sont affectés de façon significative par la présence de parois (ou sol). De forts gradients de vitesse au voisinage du sol sont alors observés du fait de la condition de non-glissement. Donc, l'interaction entre la surface terrestre et le vent de la couche limite de surface est à l'origine de la turbulence ambiante. Cette turbulence est fortement liée à la rugosité du sol et la hauteur de la turbine. De ce fait, pour déterminer l'effet du sol et de la hauteur Z sur la turbulence ambiante I_a , on fait varier la hauteur Z pour des valeurs de la rugosité du parc et à chaque fois on calcule la valeur de la turbulence ambiante. Les résultats de simulation sont représentés dans la figure 4.7.

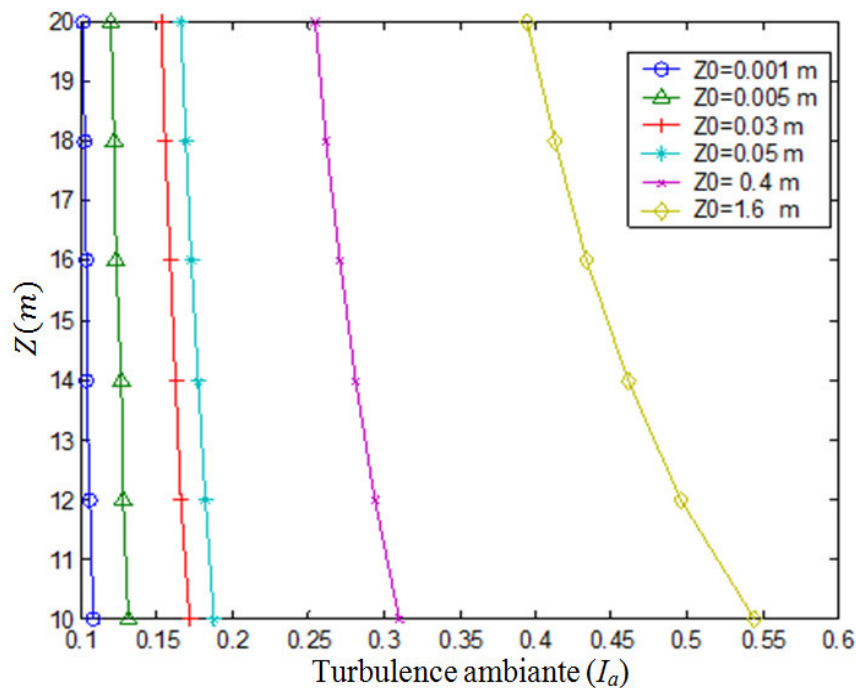


Fig. 4.7. Evolution de l'intensité de la turbulence ambiante en fonction de la hauteur Z .

De la figure 4.7, on peut conclure ce qui suit :

- La turbulence ambiante est plus importante au voisinage du sol qu'en hauteur, cela est dû à la présence des obstacles.
- En remontant vers le haut, I_a diminue
- La turbulence ambiante varie d'une façon proportionnelle avec la rugosité du sol, plus le terrain du parc est rugueux plus la turbulence ambiante est grande.
- A la même hauteur, la turbulence ambiante a le même effet sur toutes les éoliennes de la ferme éolienne.
- La turbulence est indépendante de la vitesse de l'écoulement.
- La présence d'une éolienne en amont n'influe pas la turbulence ambiante.

4.4.2. Turbulence générée

La turbulence ajoutée (générée) est une turbulence additionnelle à la turbulence ambiante, du fait qu'elle est générée par la présence des éoliennes de front du site. Dans une ferme éolienne, toutes les turbines dans le sillage d'une autre turbine de front sont affectées par ces deux turbulences, cela influe sur la production d'énergie et sur les charges imposées sur les pales. De ce fait, pour une série de valeurs de rugosité, on varie la distance adimensionnelle x/D en aval d'une turbine de front et on calcule à chaque fois la turbulence générée.

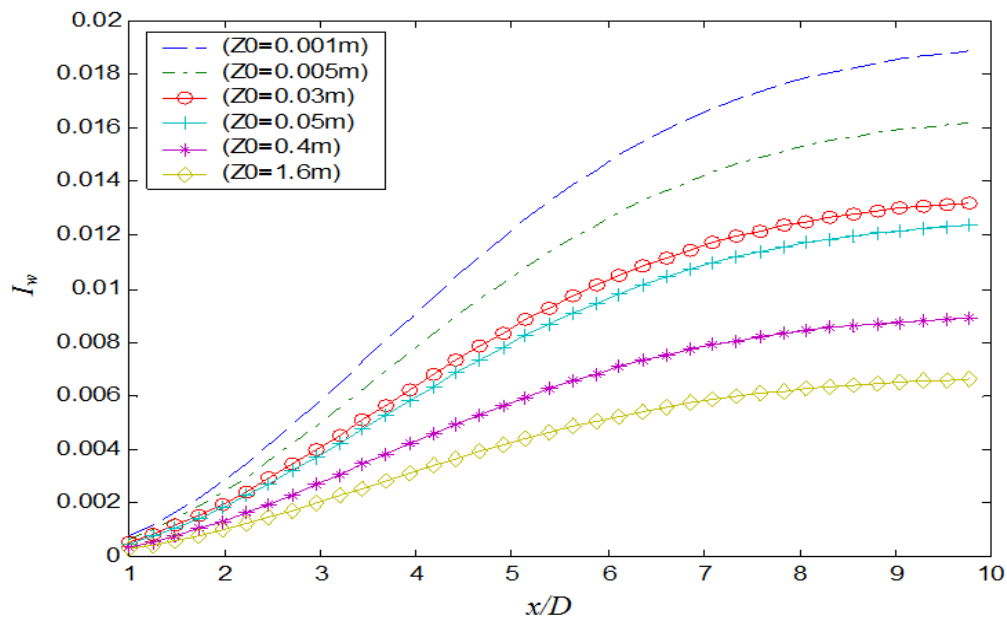


Fig. 4.8. Evolution de la turbulence générée en fonction de la distance x/D

La figure 4.8 montre l'évolution de la turbulence générée (ajoutée) en fonction de la distance adimensionnelle x/D . On remarque que dans les positions immédiates, les éoliennes sont peu influencées par la turbulence générée, ensuite, les courbes affichent une progression significative pour se stabiliser vers des valeurs constantes. Il a été ainsi noté que pour les valeurs des rugosités variant de 0.001 m à 1.6 m, dans l'aval infini, la turbulence ajoutée tend vers les valeurs variant de 0.0191 à 0.0050 respectivement. On remarque également que la rugosité du terrain est inversement proportionnelle à la turbulence ajoutée, plus le site est rigoureux, plus I_w est faible.

4.4.3. Effet de la turbulence générée sur la puissance

Afin d'étudier l'effet de la turbulence sur la production de puissance d'une turbine, la figure 4.9, présente les résultats de calcul de puissance effectué pour les différentes vitesses uniformes et unidirectionnelles sur le disque actif; allant de 6 m/s à 9 m/s avec et sans turbulence générée. Pour une rugosité de 0.3 m d'un terrain agricole avec de nombreuses haies vives, la comparaison des résultats obtenus de chaque figure montrent que la puissance avec turbulence ajoutée est plus importante que celle sans turbulence ajoutée, l'écart entre ces deux puissances est plus importante dans les turbines les plus éloignées dans l'écoulement turbulent par rapport à la turbine qui génère le sillage. L'écart atteint sa valeur maximale à la distance adimensionnelle $x/D=8$. Le tableau 4.4 récapitule les différents écarts enregistrés.

Tableau 4.4. Effet de la turbulence sur la puissance d'une éolienne obtenu à $x/D=8$

U (m/s)	Ecart maximal (kW)	
	(kW)	(%)
6	10.22	4.64
7	18.70	4.39
8	29.03	4.33
9	41.28	4.04

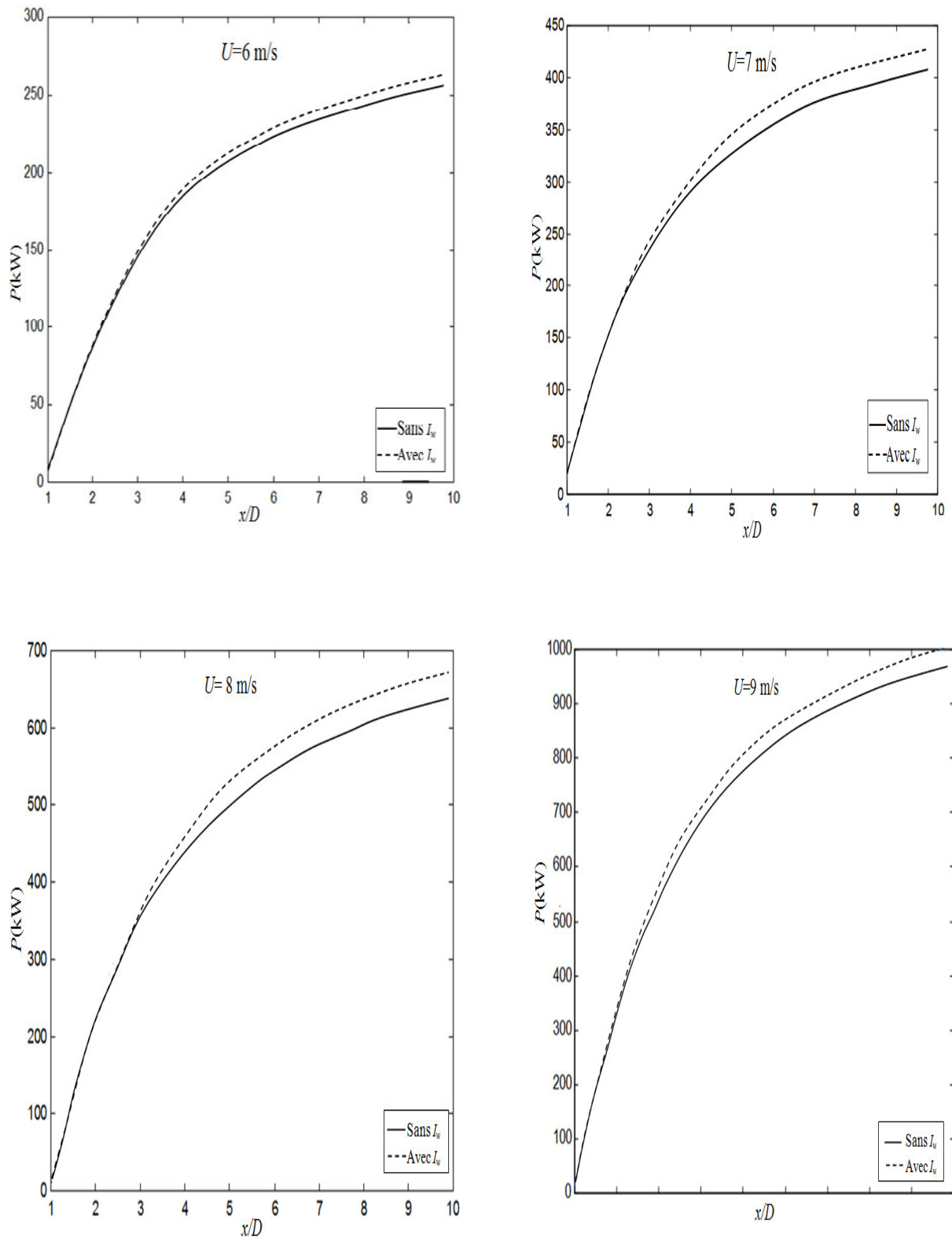


Fig. 4.9. Effet de la turbulence ajoutée sur la production de puissance

En raison de l'augmentation de la turbulence dans un écoulement, les échanges de quantité de mouvement sont plus élevés et par conséquent, la vitesse turbulente à travers la

surface du rotor est plus grande et le vent est plus fort que dans le cas des vitesses non turbulentes ([81], [82]).

D'une manière générale, on peut noter qu'une augmentation du niveau de la turbulence ambiante et générée sur une turbine qui produit l'énergie, se traduit systématiquement par :

- Une augmentation de la puissance mécanique de la turbine.
- Une augmentation des charges sur les pales.

4.5. Micro-localisation optimale

On considère un parc éolien carré subdivisé en 100 cases identiques. Les dimensions de chaque case sont $10R \times 10R$ (R est la longueur de la pale). Soit 30 éoliennes de type ENERCON E2 peut être installées aux centres de ces cases. La méthode de génération des nombres pseudo-aléatoire proposée dans le chapitre 3, nous permettra ainsi d'obtenir plusieurs arrangements pseudo-aléatoires des éoliennes dans le parc selon les modèles physiques d'Ishihara [3] et de Jensen [4]. Le programme de calcul, mis au point sous MATLAB, nous a permis de calculer la puissance de chaque arrangement, le positionnement optimal des éoliennes correspondant à l'arrangement qui offre une puissance maximale des 30 turbines du parc éolien. Pour des vitesses uniformes et unidirectionnelles sur le disque actuateur; allant de 6 m/s à 12 m/s, la distribution optimale pour les deux modèles de sillage est présentée dans la figure 4.10. Les symboles «X» représentent les positions des turbines dans la ferme éolienne selon la direction prédominante de la vitesse du vent.

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

Fig. 4.10. Arrangement optimal des éoliennes de type ENERCON E2

Les résultats de simulation de la puissance maximale produite et du taux de réduction de puissance des deux modèles de sillage correspondant à la configuration optimale, sont présentés dans le tableau 4.5.

Tableau 4.5. Puissance maximale produite et taux de réduction de puissance dans le modèle d'Ischihara et dans le modèle de Jensen.

$U(\text{m/s})$		7	8	9	10	11	12
P (MW)	Modèle d'Ischihara	14.26	22.42	32.77	43.58	52.52	57.96
	Modèle de Jensen	13.56	22.11	32.66	43.231	51.32	55.71
$\Delta P/P_{ses}(\%)$	Modèle d'Ischihara	9.21	9.24	8.30	6.56	4.27	2.09
	Modèle de Jensen	13.62	10.5	8.61	7.35	6.46	5.89

En comparant la puissance maximale du parc avec effet de sillage et celle sans effet de sillage des les deux modèle, on peut constater clairement dans le tableau 4.5 que le taux de réduction de puissance, $\Delta P/P_{ses}$, est inversement proportionnel à vitesse du vent, c'est-à-dire que l'effet de sillage devient moins important avec l'augmentation de la vitesse. Cela s'explique qu'en se rapprochant à la valeur de la vitesse 13 m/s qui correspond à la puissance nominale 2.050 MW de la turbine ENERCON E2 (voir figure 4.2), la courbe caractéristique de puissance tend à se stabiliser vers une valeur constante, au-delà de cette valeur de vitesse, le sillage n'a aucun effet sur la puissance produite et sur le taux de réduction de puissance.

Il est important de souligner que le modèle détaillé d'Ischihara s'avère plus optimiste et plus convenable que le modèle de Jensen et ce pour les raisons suivantes :

- Une puissance totale plus élevée.
- Un taux de réduction de puissance moins important.

4.6. Etude comparative avec les travaux antérieurs

Pour confirmer la validité de nos résultats de simulation obtenus dans la présente étude, nous faisons une comparaison avec ceux des travaux antérieurs en reproduisant leurs travaux par notre code d'optimisation élaboré dans les mêmes caractéristiques et les conditions de simulation adoptées.

Une première comparaison aux résultats dus au modèle simplifié de Jensen [4] avec une étude antérieure basée sur l'approche mathématique de Monte Carlo ([61], [60]) montrée sur la figure 4.11, pour les mêmes conditions illustrées dans le tableau 4.7. L'arrangement optimal obtenu des turbines par le nouveau code dans le présent modèle s'avère le plus convenable et ce pour les raisons suivantes :

- Une répartition plus étendue et plus régulière entre les éoliennes est obtenue dans le site.
- L'interaction des turbines est moins importante sur la direction prédominante du vent.

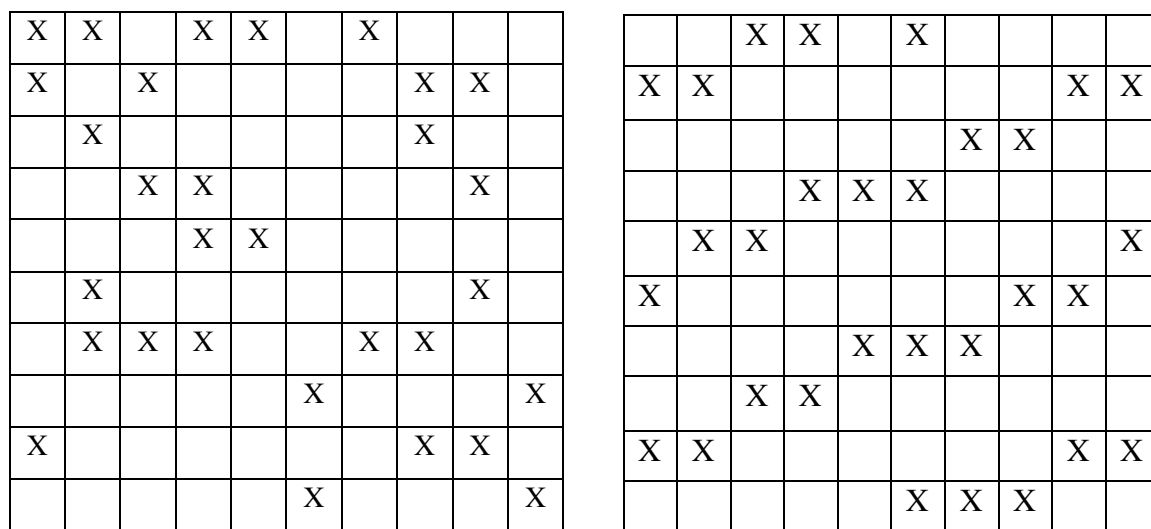


Fig. 4.11. Arrangement optimal : (a) étude antérieure [61], (b) présente étude

Également dans le modèle simplifié de l'étude antérieure, la vitesse du vent est uniforme et unidirectionnelle de valeur 12 m/s, la puissance d'une seule éolienne de type NREL [83] sans effet de sillage est 13.01 kW, ce qui totalise pour les 30 turbines de la ferme éolienne une puissance totale de 390.39 kW. Avec l'effet de sillage, la puissance développée du parc est 381.65 kW pour une configuration optimale (voir figure 4.11). La comparaison des deux résultats affiche un écart de puissance de 9.66 kW, c'est-à-dire, un taux de réduction de puissance de 2.47 %. Alors que dans la présente étude, la puissance du parc avec effet de sillage est de 381.65 kW et un écart de 8.74 kW, soit un taux de réduction de puissance de 2.24 %. Les caractéristiques et conditions adoptées dans deux modèles sont représentées dans le tableau 4.6.

Comme il peut être constaté dans cette première comparaison, une amélioration des résultats de simulation est obtenue dans la présente étude en réduisant le taux de réduction de puissance du parc de 2.47 % à 2.24 %.

Tableau 4.6 Caractéristiques et conditions adoptées de l'étude antérieure

Vitesse du vent	12 m/s
Turbine NREL [83]	
Nombre de turbines	30

Dans la deuxième comparaison, les travaux de simulation obtenus antérieurement par Moseti [56] et Grady [59], basées sur les algorithmes génétiques, comme approche mathématique d'optimisation et le modèles de sillage de Jansen [4], ont été reproduits pour un nombre de turbines de 26 et 30 respectivement par notre code d'optimisation élaboré sous MATLAB, avec les mêmes types de turbines et les mêmes paramètres et conditions de leurs études mentionnés dans le tableau 4.7.

Tableau 4.7. Nouveaux paramètres et conditions adoptées

Vitesse du vent	12 m/s
Rayon de la pale (R)	20 m
Hauteur du rotor (Z)	60 m
Nombre de pales	3
Coefficient de poussée (C_t)	0.88

Le tableau 4.7, montre la comparaison des résultats de simulation de la puissance produite selon Moseti [56], Grady [59] et le présent code d'optimisation de la présente étude.

Tableau 4.8. Comparaison de résultats

Etude	P (kW)
Moseti et al [56]	12352
le présent travail	12412
Grady et al [59]	14310
le présent travail	14412

Comme on peut le constater dans le tableau 4.8, nos résultats sont plus optimiste que ceux obtenus antérieurement en se basant uniquement sur la puissance produite dans un parc éolien. Pour les études de Mosety et al [56]. et Grady et al [59], les résultats de simulation obtenus sur 26 et 30 éoliennes des configurations optimales illustrés dans la figure 4.12 (a) et (b), sont respectivement 12352 kW et 14310 kW, alors que sous les mêmes conditions et les mêmes nombres d'éoliennes, nous avons réussi à obtenir les valeurs 12412 kW et 14412 kW en reproduisant leurs travaux avec notre code d'optimisation développé dans la présente étude. En se basant uniquement sur la puissance produite dans un parc éolien et sans tenir compte au coût d'investissement et à la fonction *objectif* dans les études de Mosety et Grady basée toutes les deux sur les algorithmes génétiques, nos résultats se concordent bien avec ceux obtenus antérieurs. Les résultats de la puissance produite sont améliorés et leurs valeurs sont tout à fait cohérentes avec l'augmentation du nombre de turbines dans le site considéré.

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

(a)

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

(b)

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

(c)

Fig. 4.12. Arrangement optimal : (a) Mosesi [56], (b) Grady [59], (c) Présente étude

4.7. Nombre approprié de turbines dans une ferme éolienne

Le but de cette partie d'étude est de déterminer la capacité d'implanter plus de turbines dans un parc éolien, tout en gardant, d'une part, un coût réduit de l'installation éolienne et d'autre part, assurer un taux maximal de production de puissance. Donc, la planification d'une ferme éolienne cumule le coût de l'installation, la puissance produite et le nombre approprié de turbines à installer pour une disposition optimale comme objectif.

4.7.1. Effet du nombre de turbines sur la puissance

La puissance produite dans un parc éolien est proportionnelle au nombre d'éoliennes à installer dans un site donné, plus le nombre de turbines est grand, plus les effets de sillage et les interférences entre les aérogénérateurs sont importantes. Par conséquent, le taux de réduction de puissance sera plus considérable. De ce fait, on cherche à étudier l'effet de sillage en fonction du nombre de turbines. Pour ce faire, on considère l'éolienne ENERCON E2 pour un site donné de dimensions $10R \times 10R$ où en faisant varier uniquement le nombre d'éolienne $N_{éol}$. La puissance maximale correspondant à l'emplacement optimale est calculée par la même méthode de génération des nombres pseudo-aléatoires pour une série de vitesses uniformes et unidirectionnelles, allant de 7 m/s à 12 m/s. La figure 4.13 montre les résultats de simulation de cette étude. Comme il fallait s'y attendre ; on peut voir clairement que le taux de réduction de puissance dans le sillage $\Delta P/P_{SES}$ s'accroît considérablement en fonction du nombre de turbines $N_{éol}$. A titre d'exemple, si le nombre d'aérogénérateurs passe de 25 à 50 dans le même parc et dans les mêmes conditions, le taux de réduction de puissance dépasse largement le triple de sa valeur initiale dans les meilleurs des cas et le parc devient de plus en plus dense.

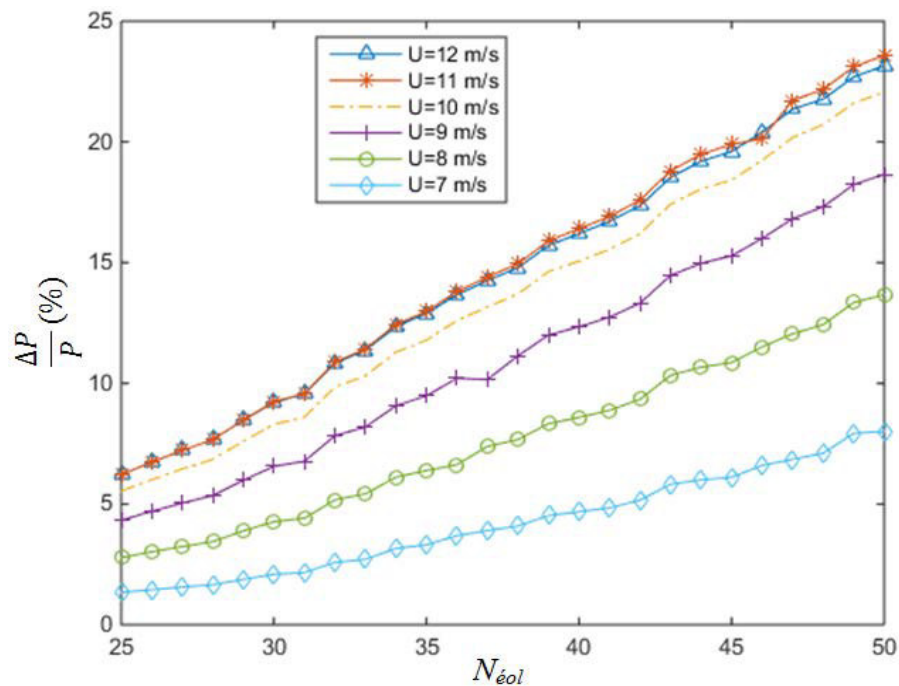


Fig. 4.13. Effet du nombre d'éoliennes sur le taux de réduction de puissance

4.7.2. Coût d'une centrale éolienne

Dans une centrale éolienne, deux principaux facteurs influent sur la rentabilité des parcs éoliens, le coût d'investissement et la productivité annuelle en électricité. Afin de calculer le coût total d'une installation éolienne et chercher un nombre approprié d'aérogénérateurs permettant de minimiser le coût et maximiser la production d'un parc éolien, on modélise au premier lieu, le coût d'investissement d'un parc éolien de manière à ce que seul le nombre de turbines installées doit être considéré [56]. Ensuite, on optimise le résultat du coût en fonction de la puissance développée par un nombre d'éoliennes du site. La relation qui modélise le coût d'une installation éolienne est donnée comme suit [56] :

$$Cost = N \left(\frac{2}{3} + \frac{1}{3} e^{-0.0017N^2} \right) \quad (4.2)$$

où N est le nombre total d'éoliennes installées dans le parc.

En faisant varier le nombre d'éoliennes, les résultats de calcul du coût de l'installation par une seule turbine sont présentés dans la figure 4.14, Comme il peut être constaté on peut conclure que :

- Le coût total de l'installation éolienne est cohérent avec l'augmentation du nombre de turbines.
- Le coût réparti par éolienne, diminue avec l'augmentation du nombre de turbines.
- La réduction du coût de l'installation par éolienne de $\frac{1}{3}$, est probable quand le nombre d'éoliennes est extrêmement grand.

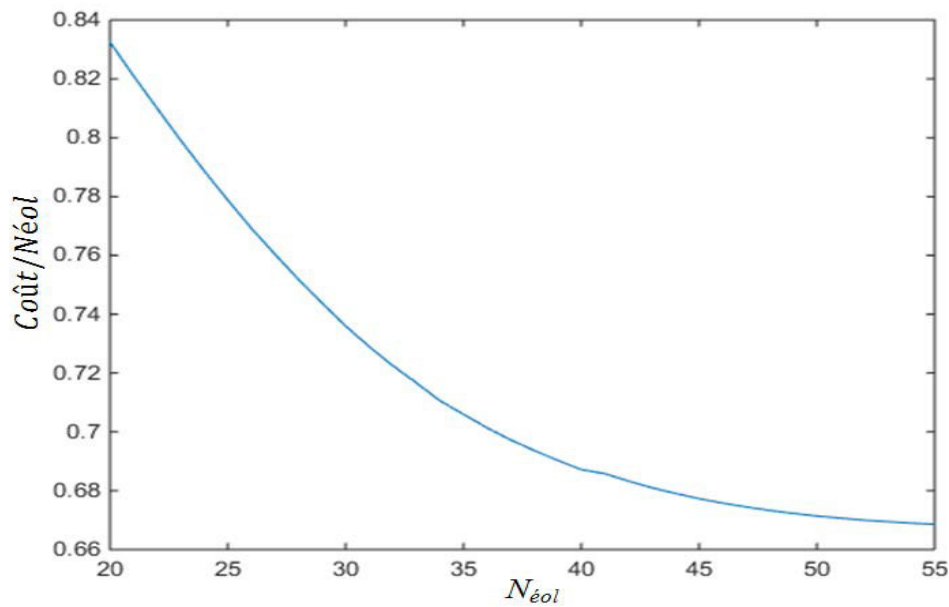


Fig. 4.14 Coût d'investissement en fonction du nombre de turbines

4.7.3. Fonction objectif d'une centrale éolienne

Généralement, la façon de configurer l'emplacement optimal des turbines dans une ferme éolienne ne constitue pas une garantie pour couvrir aisément toutes les dépenses et assurer une production d'énergie optimale par rapport au coût d'une installation éolienne. Dans cette objectif, Moseti [56] est le premier qui a utilisé une fonction, dite fonction *Objectif* (*Obj*). Cette fonction *objectif*, consiste en la combinaison entre le coût de l'installation et la puissance développée. Alors, on définit la fonction *Objectif* comme étant le rapport du coût total de l'installation éolienne sur la puissance développée P_t par l'ensemble des aérogénérateurs, elle s'écrit comme suit ([56], [84]) :

$$Obj = \frac{Cost}{P_{tot}} \quad (4.3)$$

Donc, le but de cette approche est la minimisation de la valeur de la fonction *objectif* qui donnera un résultat optimal entre le coût total de l'installation éolienne et la puissance produite du parc.

Afin d'étudier le nombre optimal d'aérogénérateurs que peut être implantés dans une ferme éolienne, on utilise le même parc éolien avec les mêmes dimensions citées dans le paragraphe 4.5, en faisant varier uniquement le nombre de turbines de type ENERCON E2. Pour une série de vitesses uniformes et unidirectionnelle allant de 7 à 12 m/s sur disque actuateur, les résultats de simulation obtenus par notre code d'optimisation de la fonction *objectif* sont illustrés dans le tableau 4.9.

Le tableau 4.9 Evolution de la fonction Objectif en fonction du nombre d'éoliennes

Nombre d'éoliennes	$Obj \times 10^{-3}$ ($U=7\text{m/s}$)	$Obj \times 10^{-3}$ ($U=8\text{m/s}$)	$Obj \times 10^{-3}$ ($U=9\text{m/s}$)	$Obj \times 10^{-3}$ ($U=10\text{m/s}$)	$Obj \times 10^{-3}$ ($U=11\text{m/s}$)	$Obj \times 10^{-3}$ ($U=12\text{m/s}$)
25	1.586	1.008	0.692	0.523	0.438	0.400
26	1.575	1.001	0.687	0.519	0.433	0.395
27	1.565	0.995	0.682	0.514	0.429	0.391
28	1.555	0.988	0.677	0.510	0.425	0.387
29	1.551	0.986	0.675	0.508	0.423	0.384
30	1.548	0.984	0.674	0.506	0.420	0.381
31	1.539	0.979	0.669	0.503	0.417	0.377
32	1.547	0.984	0.672	0.504	0.416	0.375
33	1.544	0.982	0.670	0.504	0.414	0.373
34	1.549	0.986	0.673	0.504	0.414	0.372
35	1.548	0.985	0.672	0.505	0.412	0.370

Le tableau 4.8 montre clairement que les meilleurs résultats de la fonction *objectif* ne sont obtenus qu'avec le nombre de 31 turbines pour les vitesses allant de 7 m/s à 10 m/s. Alors que pour les vitesses supérieures à 11 et 12 m/s, l'augmentation du nombre de turbines semble fait baisser d'avantage la fonction *objectif*. Ceci peut être expliqué par le fait qu'on se rapproche de la vitesse nominale 13 m/s de la turbine éolienne ENERCON E2, au delà de cette vitesse, le sillage n'a aucun effet sur les éoliennes en aval du parc éolien et la puissance produite tend à se stabiliser vers la puissance nominale 2025 kW comme il est indique sur la courbe caractéristique de la figure 4.1.

Comme la plupart des sites éoliennes ventés, les moyennes annuelles de la vitesse du vent, sont entre 6 et 8 m/s, donc le nombre approprié de turbines pour une disposition optimale dans un parc éolien correspond à la valeur minimale de la fonction *objectif*. En variant le nombre de turbines dans la ferme éolienne donnée, les résultats de la simulation illustrés dans la figure 4.15 indiquent que le nombre optimal N de turbines à installer est de 31.

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

Fig. 4.15. Arrangement optimal pour la fonction *Objectif* optimale

4.8. Espacement entre les turbines

Dans les études antérieures, la procédure d'optimisation est faite pour les espacements transversaux et longitudinaux de $10R \times 10R$ entre le centre de deux cellules adjacentes, donc, les dimensions du parc sont $100R \times 100R$. Pour étudier l'influence des espacements d'une cellule donnée du parc sur le taux de réduction de puissance, on a procédé à varier les dimensions des cellules identiques pour la même configuration optimale pour des vitesses uniformes et unidirectionnelles sur le disque actuateur (actif). La figure 4.16 montre les variations du taux de réduction de puissance en fonction de l'espacement adimensionnel x/D entre les turbines du parc, plus on diminue les dimensions de la cellule, plus la perte d'énergie par l'effet de sillage est importante. A titre d'exemple, à la vitesse 12 m/s, si on augmente de 1 à 5 fois l'espacement adimensionnel x/D entre deux cases successives, le taux de réduction de puissance $\Delta P/P(\%)$ diminue de 25% à 2.09 % du fait que les éoliennes deviennent plus étendues et plus éloignées dans le parc.

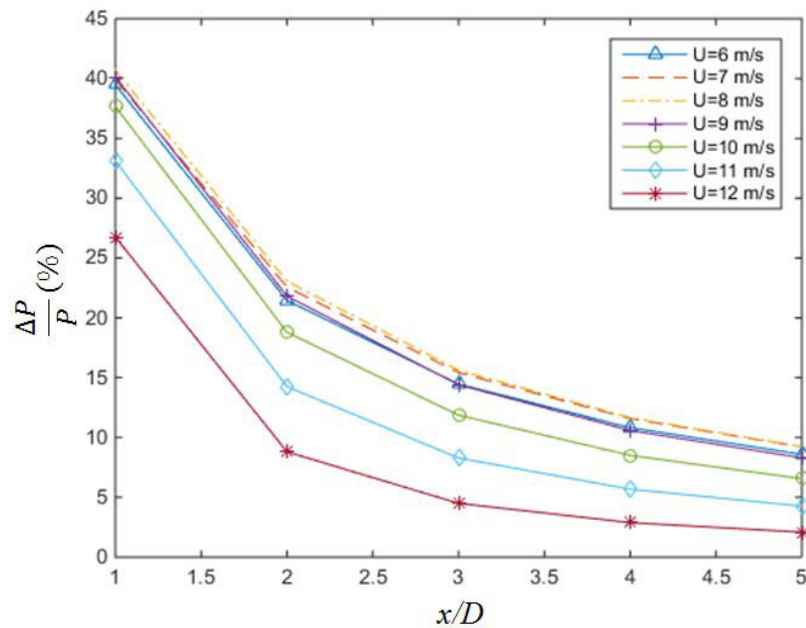


Fig. 4.16 Effet de l'espacement d'une cellule sur le taux de réduction de puissance

4.9. Effet de la taille de l'éolienne sur le taux de réduction de puissance

L'élément le plus important dans les dimensions d'une éolienne dans la conversion d'énergie est le diamètre du rotor et la hauteur du moyeu, plus le diamètre est grand, plus la surface balayée par les pales est grande, donc, la surface disponible au passage du vent est importante. La longueur des pales détermine la puissance maximale qu'on peut extraire d'une éolienne. De ce fait, une comparaison des résultats du taux de réduction de puissance des éoliennes de diamètres différents, permet d'étudier l'effet du diamètre de l'aérogénérateur d'une part, sur le sillage et d'autre part sur puissance produite du parc. Pour la même configuration optimale citée dans le paragraphe 4.4, on procède à analyser le taux de réduction de puissance uniquement en fonction du diamètre de chacune des éoliennes suivantes ; ENERCON E4, ENERCON E2, ENERCON E44 [77] et GAMESSA Gam55 [85]. Le tableau 4.10 montre les caractéristiques, (la puissance nominale, la vitesse nominale et la taille) de ces éoliennes.

Tableau 4. 10 Caractéristiques des éoliennes typiques étudiées

Turbine	H(m)	D(m)	P_{nom} (kW)	U_{nom} (m/s)
E4	137	127	4200	14
E2	85	82	2025	13
Gam55	55	52	850	14
E44	45	44	910	17

En faisant varier uniquement la vitesse du vent de 7 à 12 m/s sur les fermes éoliennes composées de 30 turbines de chaque type illustrées dans le tableau 4.10, les résultats de simulation de l'effet du diamètre du rotor sur le taux de réduction de puissance sont présentés sur la figure 4.17.

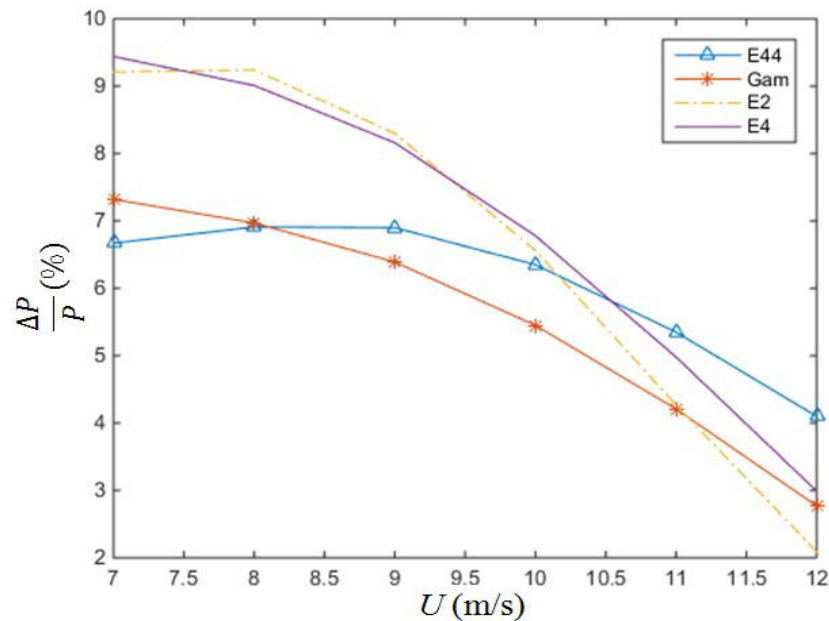


Fig. 4.17. Effet de la taille de l'éolienne sur le taux de réduction de puissance

Comme on peut le constater, toutes les courbes ont la même tendance décroissante avec l'augmentation de la vitesse du vent. Des écarts max ont été enregistrés pour les vitesses variant autour de 7 m/s, de l'ordre de 3 %. Par conséquent, on peut conclure que l'effet de la taille de l'éolienne ne semble pas influencer d'une façon appréciable l'optimisation de la micro-localisation des aérogénérateurs dans un site donné.

Conclusion

Dans une ferme éolienne, un regroupement trop dense d'aérogénérateurs entraînerait des pertes considérables dans la production de puissance sous l'effet du sillage. En d'autres termes, une bonne répartition des turbines éoliennes dans un arrangement optimal diminuerait d'avantage l'effet d'interférence des aérogénérateurs, par conséquent, l'augmentation de la puissance totale du parc d'une façon appréciable. A cet effet, dans le cadre de cette thèse, nous avons présenté un travail qui vise l'emplacement optimal des éoliennes dans un site venté. Pour ce faire, une nouvelle méthode d'optimisation basée sur l'approche de génération des nombres pseudo-aléatoires et deux modèles de sillage : le modèle simplifié celui de Jensen et le modèle détaillé d'Ischihara ont été développés. Les données et les caractéristiques de la turbine ENERCON E2 ont été introduites pour simuler l'écoulement d'air dans le parc et ainsi calculer la puissance totale correspondante.

Tout d'abord, le développement de l'énergie d'origine éolienne a été rappelé, en survolant l'évolution de l'énergie du vent de l'antiquité aux grands aérogénérateurs dépassant les 100 mètres de hauteur et les 10 MW de puissance produite ; suivi d'un bref rappel sur les différents paramètres caractéristiques des éoliennes et les systèmes de régulation et contrôle de vitesse de rotation du rotor. Ensuite, nous avons présenté les principales études antérieures d'optimisation de l'emplacement des turbines dans un parc éolien, les caractéristiques de la couche limite atmosphérique et les modèles de sillage existant et les méthodes d'optimisation utilisées dans la recherche de l'emplacement optimal des éoliennes. Les principales contributions de cette thèse sont résumées comme suit :

- Proposition d'un modèle de sillage d'Ischihara plus complet permettant de se rapprocher de la réalité et d'introduire les effets associés à l'écoulement du vent dans les parcs éoliens, telle que la turbulence. Le sillage résultant en aval d'une

éolienne de front est généralisé sur l'ensemble du parc par l'adoption du principe de la superposition des sillages dans la ferme éolienne.

- Pour décrire d'une façon plus détaillée la vitesse du vent dans le sillage, le profil vertical en couche limite atmosphérique a été introduit dans le calcul de la puissance d'une seule éolienne, ensuite, dans la recherche de l'arrangement optimal.
- Le développement d'une nouvelle méthode basée sur la génération des nombres pseudo-aléatoires, comme une approche mathématique d'optimisation des turbines dans un parc éolien. Pour ce faire, un programme de calcul a été élaboré sous MATLAB. Ce programme de calcul nous a permis de prédire plus précisément la puissance maximale correspondant à l'emplacement optimal des éoliennes dans un parc éolien. En confrontant les résultats de la présente étude avec ceux obtenus antérieurement avec les mêmes conditions aérodynamiques de simulation et les mêmes caractéristiques d'éoliennes utilisées, des améliorations notables ont été enregistrées par rapport aux travaux basés sur les méthodes des algorithmes génétiques et de Monte Carlo. En outre, il a été démontré que, pour une taille de parc éolien donnée, le nombre optimal d'éoliennes peut être correctement déterminé.
- En utilisant les données de la turbine ENERCON E2, les résultats de simulation obtenus sur la base du taux de réduction de puissance ainsi que de la fonction objective qui représente le coût de l'installation éolienne sur la puissance totale du parc, ont été analysés et comparés avec ceux des travaux antérieurs

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

- La modélisation complète de l'éolienne avec ses différentes composantes afin de prédire plus précisément l'impact de l'interférence entre les différentes éoliennes du parc.

- Une méthode d'optimisation plus détaillée sera développée pour tenir compte des problèmes relatifs aux terrains complexes, ce qui va nous permettre de prédire de façon considérable la production d'une telle ferme éolienne.
- Détermination des caractéristiques aérodynamiques des profils après décrochage, du fait que l'aérodynamique instationnaire conduit à des déformations et oscillations des pales, ce qui augmente dangereusement la destruction des pales et diminue la durée de vie des aérogénérateurs. Ce problème est particulièrement accentué dans les aérogénérateurs de grande puissance où la dimension d'une pale dépasse les 100 m.

Références

- [1] www.cder.dz , consulté le 15/01/ 2018.
- [2] A. Smaili, *Les développements de la technologie éolienne*, 15^e Journée de l'énergie, ENP, 14 avril 2011 Alger
- [3] T. Ishihara, A. Yamaguchi, Y. Fujino *Development of a new wake model based on a wind tunnel experiment*, Tech. rep, Global wind power, 2004.
- [4] N. O. Jensen, *A note of wind generator interaction*, Roskilde, Denmark: Risk National Laboratory, 1993.
- [5] L. Moreau, *Modélisation, Conception et Commande de Génératrice à Réductance variable à basse vitesse*, thèse de doctorat, Université de Nantes, 2005.
- [6] National Renewable Energy Laboratory, www.nrel.gov/wind/ consulté le 20 Décembre 2016.
- [7] www.engie.com, consulté le 17 Décembre 2016.
- [8] O. Guerri, *L'Énergie éolienne en Algérie : Un bref aperçu*, Bulletin des Energies Renouvelables - N° 21, Centre de Développement des Energies Renouvelables , 2011.
- [9] M. Merdaoui, A. Houha, A. Smaïli, *Etude et dimensionnement du futur parc éolien de Kaberten situé dans la région d'Adrar*, Revue des Energies Renouvelables SMEE'10 Bou Ismail Tipaza, pp 269 – 274, 2010.
- [10] A. Mirecki, *Etude comparative de chaîne de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance*, Thèse de doctorat de l'université de Toulouse, 2005.
- [11] M. Si Brahim, *Etude d'un système de conversion de l'énergie éolienne à base de la machine asynchrone*, Thèse de Doctorat, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2015.

- [12] T. Philippe, T. H. Claude, *étude d'une éolienne, projet technologique*, université de Québec, TCH-090-095, 2007.
- [13] F. W. Lanchester, *Contribution to the theory of propulsion and the screw propeller*, *Transactions of the Institution of Naval Architects*, LVII: 98–116, 1915.
- [14] D. Le Gourieres, *Energie éolienne, théorie, conception et calcul pratique des installations*, Eyrolles, 1982.
- [15] E. Hau, H. Von Renouard, *The wind resource, Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, 2th edition, Springer, 2006.
- [16] L. Leclercq, *Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes*, Thèse de doctorat, de l'université de Lille, 2004.
- [17] T. Ghannam, *Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique. Apport des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation*, Thèse de doctorat, Ecole militaire polytechnique d'Alger, 2011.
- [18] C. Nichita, E. Ceanga, A. Piel, J.J. Belhache, L. Protin, *Real time servo system for a wind turbine simulator*, IEEE 3rd Intern. Workshop on Advanced Motion Control, USA, pp. 1039-1048, 1994.
- [19] P. Mutschler, B. Hagenkort, S. Jöckel, *Control method for variable speed stall control wind turbines*, European wind energy conf, Dublin, Ireland, 1997.
- [20] L. B. Multon, *Les Aérogénérateurs Electrique*, Lésir Antenne de Bretagne de l'École Normale Supérieur de Cachan, 2004.
- [21] L. B. Multon, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, X. Roboam, S. Astier, *l'art des aérogénérateurs. L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables*, Ed. NOVELECT - ECRIN, ISBN 2-912154-8-1, pp.97-154, 2002.
- [22] http://perso.orange.fr/badkiller.alex/fontionnement_eolienne_fichiers/image023.jpg. Consulté le 20 Janvier 2011.

- [23] A. Boyette, *Contrôle-commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne*, thèse de doctorat, université Henri Poincaré, Nancy, France, 2006.
- [24] P. P. Kastendeuch, *La mesure du vent : conventions, instruments et données*, Revue Géographique de l'Est, vol. 40 / 3, France, 2000.
- [25] C. Klein, *conception et prototypage d'un lidar pour la mesure du contenu en eau liquide dans le brouillard*, thèse de doctorat, université de Toulouse, 2013.
- [26] <https://fr.wikipedia.org/wiki/Parc/olien> consulté le 20 juin 2016.
- [27] P. Imbert, *Simulation des impacts des actions de Maîtrise de la Demande en Électricité : Amélioration de la résolution des paramètres d'entrée à l'échelle locale présentée*, Thèse de Doctorat, Ecole nationale supérieure des mines de Paris, 2011.
- [28] http://www.wikiwand.com/fr/Liste_des_fermes_%C3%A9oliennes_terrestres Consulté le 01 Février 2015.
- [29] www.energies-renouvelables.org consulté le 10 Octobre 2016.
- [30] A. Crespo, J. Hernandez, and S. Frandsen. *Survey of modelling methods for wind turbine wakes and wind farms*, Journal of Wind Engineering, 2 :1-24, 1999.
- [31] J. Van Rij, *Wake models compared with measurement*, Wind power seminar, Trondheim, 2010.
- [32] C. T. kiranoudis, Z. B. Maroulis, *Effective short-cut modelling of wind park efficiency*, Renewable energy, Vol 11, 1997.
- [33] A. Betz, *Der Maximum der theoretisch mölichen Ausnützung des Windes durch Windmotoren*, Zeitschrift für das Gesamte, Turbinenwesen, 26: 307–309, 1920.
- [34] F. W. Lanchester, *Contribution to the theory of propulsion and the screw propeller*, Transactions of the Institution of Naval, Architects, LVII: 98–116, 1915.
- [35] C. M. Ituarte-Villarreal, J. F. Espiritu, *Optimisation of wind turbine placement using a based viral*, Procedia Computer Science 6-469-474, 2011.

- [36] J. S. Irwin, *a theoretical variation of the wind profil power law exponent as a function of surface roughness length and stability*, Atmos Environ ; 13:191-194, 1979.
- [37] I. Katic, J. Højstrup, N.O. Jensen, *A simple model for cluster efficiency*, Proceedings of the European Wind Energy Association Conference and Exhibition, Rome, Italy, pp. 407-10, 1986.
- [38] A. Peña, P. E. Réthoré, M. P. Van Der Laan, *On the application of the Jensen wake model using a turbulence-dependent wake decay coefficient: the Sexbierum case*, Wind Energ, 19:763–776, 2016.
- [39] W. Tong, A. Messac, S. Chowdhury, J. Zhang, *Impact of Different Wake Models On the Estimation of Wind Farm Power Generation*, 12th AIAA Aviation Technology, Integration, and Operations (ATIO) Conference and 14th AIAA/ISSM 17 - 19 September, Indianapolis, Indiana, 2012.
- [40] D. J. Renkema, *Validation of wind turbine wake models, Using wind farm data and wind tunnel measurements*, Master of Science Thesis ,Faculty of Aerospace Engineering · Delft University of Technology, 2007.
- [41] S. Frandsen, R. Barthelmie, S. Pryor, O. Rathmann, S. Larsen, J. Højstrup, M. Thøgersen. *Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms*. Wind Energy, vol.9, pp.39-53, 2006.
- [42] C. Krishnaswami, *Experimental Analysis of Near and Transitional Wind Turbine Wake Using Stereo Particle Image Velocimetry*, Master of Science Thesis, Faculty of Aerospace Engineering · Delft University of Technology, 2013.
- [43] J. F. Ainslie. *Development of an eddy-viscosity model for wind turbine wakes.*, In Proceedings of the 7th BWEA conference, pages 61-65, 1985.
- [44] J. F. Manwell, J. G. McGowan, A. L. Rogers, *Wind energy explained, Theory, Design and application*, John Wiley and Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, 2002.
- [45] S. T. Frandsen, *Turbulence and turbulence generated structural loading in wind turbine clusters*, Risø-R-1188, 2007.

- [46] L. Irsen, G. C. Hojstrup, J. Madsen, *Wind Fields in Waks*. EUWEC (European Union Wind Energy Conference) '96, Gothenburg, Sweden, 1996.
- [47] Y. LARGERON, *Dynamique de la Couche Limite Atmosphérique stable en relief complexe. Application aux épisodes de pollution particulaire des vallées alpines*, Thèse de doctorat de l'université de Grenoble, 2010.
- [48] D. Voisin, *Etude des effets du vent sur les grues à tour*, Thèse de doctorat, l'École des Mines de Nantes, 2003.
- [49] G. Turbelin, *Modélisation de la Structure Atmosphérique en vue de l'Etude du Chargement Aérodynamique des Structures Soumises aux Effets de Vent*, Université d'Evry Val d'Essone, U.F.R. De sciences et Technologie, 2000.
- [50] O. Flamand, *actions du vent sur les ouvrages effets dynamiques*, Maîtrise de Mécanique, Université de Nantes, 2003.
- [51] H. Panofsky, J. Dutton. *Atmospheric Turbulence*, John Wiley&Sons, 1984.
- [52] C. Alinot, *Analyse aérodynamique des parcs éoliens immergés dans une couche limite terrestre ayant différentes conditions de stabilité thermique*, thèse de doctorat, université de Montreal, 2003.
- [53] S. Madougou, *Etude du potentiel éolien du jet nocturne dans la zone sahélienne à partir des observations de radars profileurs de vent*, Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2010.
- [54] D. Hamane, O. Guerri, *Caractérisation de sillage d'une éolienne isolée et l'interaction entre deux éoliennes Danwin-180kW*, Revue des énergies renouvelables, Vol. 17, N°1, 13-28, 2014.
- [55] R. J. Templin, *An Estimate of the interaction of Windmills in Widespread Arrays*, Report LTR-LA-171, National Research Council Canada, 1974.
- [56] G. Moseti, C. Poloni, B. Diviacco, *Optimization of wind turbine positioning in large wind farm by means of a genetic algorithm*, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics Issue 51, pp. 105-116, 1995.

- [57] P. Devibala, C. Rajendran, *Optimal micro-siting of wind turbines in a wind park using particle swarm optimization algorithm*, Int. J. Eng,CS&Tech, v 0102, 1-6, 2012.
- [58] J. Feng, W.Z. Shen, *Optimization of Wind Farm Layout: A Refinement Method by Random Search*, Proceedings of the 2013 International Conference on aerodynamics of Offshore Wind Energy Systems and wakes (ICOWES2013) , 2013.
- [59] S. A. Grady, M. Y. Hussaini, M. M. Abdullah, *Placement of wind turbines using genetic algorithms*, Renewable Energy, Issue 30, 259, 2005.
- [60] G. Marmidis, S. Lazarou, E. Pyrgioti, *Optimal placement of wind turbines in a wind park using Monte Carlo simulation*, Renewable Energy, vol. 35, pp. 1751-1772, 2007.
- [61] S. Zergane, A. Smaili, *Optimisation de la micro-localisation des aérogénérateurs dans un parc éolien*, Revue des Energies Renouvelables Vol.14, pp. 727 – 732, 2011.
- [62] L. Saludjian, *Optimisations en Electrotechnique par Algorithmes Génétiques*, Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 1997.
- [63] R. Jean-Philippe, *Introduction aux algorithmes génétiques*.
<http://www.renard.org/alife/french/gavintr.html>, consulté le 9 Novembre 2014.
- [64] N. Durand, *Algorithmes génétiques et autres outils d'optimisation appliqués à la gestion du trafic aérien*, Laboratoire d'Optimisation Globale CENA/ENAC, Toulouse, 2004.
- [65] M. Renversade, *Optimisation d'un dispositif hyper-sustentateur par Algorithme Génétiques*, Thème 4. Simulation et optimisation de systèmes complexes, Projet SINUS. Rapport de recherche n° 4029, 2000.
- [66] H. S. Huang, *Distributed Genetic Algorithm for Optimization of Wind Farm Annual Profits*, the 14th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, ISAP, 4 - 8, Kaohsiung, Taiwan, 2007.
- [67] R. Duvigneau, *Introduction aux Méthodes d'optimisation sans Gradient pour l'optimisation et le contrôle en Mécanique des fluides*, INRIA Sophia-Antipolis, Projet Opale, 2006.
- [68] M. Hayoun, *la méthode de Monte Carlo Metropolis*, Ecole Polytechnique, Laboratoire des Solides Irradiés, Jussieu Paris, 2002.

- [69] A. M. Law, W. D. Kelton. *Simulation Modeling and Analysis*, McGraw-Hill, New York, troisième édition. 2000.
- [70] N. Bouleau, *Probabilités de l'ingénieur, variables aléatoires et simulation*, Hermann, Paris, 1986.
- [71] S. Zergane, A. Smaili, C. Masson, *Optimisation of wind turbine placement in a wind farm using a new pseudo-random number generation method*, *Renewable Energy*, vol. 125, pp. 166-171. 2018.
- [72] A. Kusiak, Z. Song, Design of wind farm layout for maximum wind energy capture, *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 685–694, 2010.
- [73] B. Démidivitch, I. Maron, *Elément de calcul numérique*, Edition MIR MOSCOU, 1979.
- [74] M. O. L. Hansen, *Aerodynamic of wind turbines*, Second edition by Earthscan in the the UK and USA, 2008.
- [75] M. S. Adaramola, P. Å. Krogstad, *Experimental investigation of wake effects on wind turbine performance*, *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 2078-2086, 2011.
- [76] R. Lanzafan, M. Meskinc, *Fluid dynamics wind turbine design: critical analysis, optimization and application of BEM*, *Renewable Energy*, vol. 32, pp. 2291-2305, 2007.
- [77] www.enercon.de, consulté le 02 Février 2015.
- [78] N. Nguyen, *Big Thunder Wind Park, Draft Wind Turbine Specification Report*, For Renewable Energy Approval Application. M. K. INCE AND ASSOCIATES LTD, 2011.
- [79] J. Whitford, *Model Wind Turbine Provisions and Best Practices for New Brunswick Municipalities, Rural Communities and Unincorporated Areas* REPORT OF PROJECT 1036029, 2008.
- [80] P. E. J. Vermeulen, *An experimental Analysis of Wind Turbine Wakes*, Third International Symposium on Wind Energy Systems, Technical University of Denmark, Lyngby, 1980.

- [81] U. Hogstrom, D. N. Asimakopoulos, H. Kambezidis, C. G. Helmis, A. Smedman, *A Field Study of the Wake behind a 2 MW Wind Turbine, Atmospheric Environment*, Vol, 22, No. 4, pp. 803-820, 1988.
- [82] P. L. Chamorro, F. Porté-Agel, *A Wind-Tunnel Investigation of Wind-Turbine Wakes: Boundary-Layer Turbulence Effects*, *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 132, Issue 1, pp. 129–149, 2009.
- [83] M. M. Hand, D. A. Simms, L. J. Fingersh, D. W. Jager, S. Schreck, . R.Cot,rel, S. M. Larwood *Unsteady Aerodynamics Experiment Phase V: Wind Tunnel Configurations and Available Data Campaigns*, NREL/TP-500-29955, 2001.
- [84] J. Yang, J. Feng, W. Z. Shen, *Optimization of Wind Farm Layout: A Refinement Method by Random Search*, *Proceedings of the 2013 International Conference on Aerodynamics of Offshore Wind Energy Systems and Wakes (ICOWES2013)*, Technical University of Denmark, pp. 624-633, 2013.
- [85] Gamesa G52, Fiche technique, www.thewindpower.net. Consulté le 12 mars 2016.