

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En vue de l'obtention du diplôme de :

MASTER

En Génie Mécanique

Option : Energétique

Présenté par :

DEHIMI ACHOUAK

Thème

**Paramètres énergétiques pour le choix
d'une Eolienne**

Devant le jury composé de:

| NOM et Prénom | Grade | Qualité |
|--------------------|-------|-----------|
| ZERGANE Said | MCA | Président |
| Lalouani Bouaouina | MCB | Encadrant |
| HEBICHE Noureddine | MCB | Examineur |

Année Universitaire : 2024 / 2025

N° d'ordre : GM/...../2025

Remerciements

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à mon encadrant, **M. LALOUANI BOUAOUINA**, pour son accompagnement rigoureux, ses conseils précieux et sa disponibilité tout au long de ce travail. Son encadrement attentif a été un véritable pilier dans la réalisation de ce mémoire.

Je remercie également l'ensemble des enseignants du département de Génie Mécanique

pour la qualité de l'enseignement reçu durant ma formation, ainsi que pour leur engagement constant à transmettre leur savoir avec passion.

Ma reconnaissance va aussi à **ma famille**, dont le soutien moral et la confiance indéfectible m'ont porté à chaque étape de ce parcours.

Enfin, je tiens simplement à remercier toute personne ayant contribué, de près ou de loin, à mon parcours académique, en souhaitant à chacun(e) plein succès dans ses projets futurs.

Résumé

Ce mémoire a pour objectif d'analyser les paramètres énergétiques influençant le choix d'une éolienne adaptée à un site donné, à travers une approche combinant aspects théoriques et applications pratiques. Les caractéristiques du vent (vitesse, distribution, densité), ainsi que les paramètres techniques tels que le diamètre du rotor, le nombre de pales et le coefficient de puissance C_p ont été étudiés en détail. Une étude de cas appliquée à la région d'Adrar (sud de l'Algérie) a permis de démontrer un potentiel éolien considérable. L'étude conclut que le choix optimal d'une éolienne nécessite une analyse multicritère intégrant données climatiques et performance technique, pour garantir une productivité maximale et une rentabilité durable.

Abstract

This thesis aims to study and analyze the key energy parameters that influence the selection of a suitable wind turbine for a specific site, through a combined theoretical and practical approach. Wind characteristics (speed, distribution, density), as well as technical factors such as rotor diameter, number of blades, and the power coefficient C_p , were thoroughly examined. A case study in the Adrar region (southern Algeria) demonstrated significant wind potential. The study concludes that optimal wind turbine selection must be based on a multi-criteria analysis that integrates climatic data and technical performance to ensure maximum energy output and long-term economic viability.

ملخص

تهدف هذه المذكرة إلى دراسة وتحليل العوامل الطاقوية التي تؤثر في اختيار التوربينات الريحية المناسبة لموقع معين، وذلك من خلال الجمع بين التحليل النظري والتطبيق العملي. تم تسليط الضوء على خصائص الرياح (سرعتها، توزيعها، كثافتها)، وكذلك على تأثير العوامل التقنية مثل قطر الدوار، عدد الشفرات، ومعامل القدرة C_p . وقد تم تطبيق هذه الدراسة على منطقة أدرار جنوب الجزائر، التي أظهرت إمكانات ريحية مهمة. توصلت الدراسة إلى أن اختيار التوربين يجب أن يستند إلى تحليل متعدد المستويات يجمع بين البيانات المناخية والدراسة التقنية لضمان أقصى إنتاجية وأفضل مردودية اقتصادية.

Table des matières

| | |
|--|-----------|
| Table des matières | 1 |
| Listes des figures | |
| Liste des tableaux | |
| Introduction générale | 1 |
| Chapitre I :Généralités sur l'énergie éolienne | 2 |
| 1.1 Historique et développement..... | 3 |
| 1.2:Sources de l'énergie éolienne:..... | 4 |
| 1.3: Avantages de l'énergie éolienne..... | 4 |
| 1.4:production dans le monde et en Algérie:..... | 5 |
| 1.5 La mesure du vent..... | 7 |
| 1.6 Critères de site d'installation:..... | 10 |
| 1.7 Choix d'un site éolien..... | 13 |
| 1.8 : Puissance énergétique éolienne disponible..... | 14 |
| 1.9 : Contraintes électriques et infrastructurelles..... | 16 |
| Conclusion : | 18 |
| Chapitre II :Étude énergétique d'une éolienne | 19 |
| Introduction:..... | 20 |
| II.1. Fonctionnement d'une éolienne: | 20 |
| II.2 Classification des turbines éoliennes:..... | 21 |
| II.3Le principe de fonctionnement..... | 23 |
| II.4Fonctionnement d'une éolienne :..... | 24 |
| II.5 Régime:..... | 26 |
| II.6. Étude aérodynamique des profils des pales:..... | 29 |
| II.7:Etude cinétique:..... | 36 |
| II.8 Performance d'une éolienne:..... | 37 |
| II.9Étude Comparative des Éoliennes:..... | 42 |
| Conclusion..... | 45 |
| Chapitre III :Etude énergétique des paramètres du choix d'une éolienne | 46 |
| III.1Paramètres liés au choix du site: | 47 |
| III.1.1 Potentiel algérien :..... | 47 |
| III.1.2 Potentiel d'Adrar:..... | 47 |
| III.1.3 Analyse statistique des vitesses du vent..... | 49 |
| III.1.4 Influence de la hauteur sur la vitesse du vent..... | 57 |
| III.1.5puissance disponible..... | 60 |
| III.1.6 Influence de la hauteur sur la puissance disponible..... | 60 |
| III.1.7 Influence saisonnière..... | 62 |
| III.2. Paramètres liés à l'éolienne | 62 |
| III.2. Paramètres liés à l'éolienne | 63 |
| III.2.1 Puissance récupérée :..... | 63 |
| III.2.2 Courbe de puissance pour une éolienne..... | 63 |
| III.2.3 Rapport des vitesses λ :..... | 66 |
| III.2.4 Influence du coefficient de puissance C_p et limite de Betz..... | 66 |
| III.2.5 Influence de Angle de calage:..... | 68 |
| III.2.6Influence du nombre des pales :..... | 70 |
| III.2.8 Influence du diamètre de l'éolienne :..... | 72 |
| III.3. Autres facteurs influents : | 75 |
| III.3.1: Influence de la masse volumique de l'air :..... | 75 |
| III.3.2 Effet de la température :..... | 76 |
| III.3.3 Effet de la rugosité du terrain :..... | 77 |
| III.3.4Analyse de la densité de puissance et du facteur de charge :..... | 78 |
| III.4Paramètres liés à la technologie des déférents composants de l'éolienne: | 79 |
| III.5Paramètres liés à l'économie, environnement | 83 |
| Conclusion:..... | 85 |
| Conclusion générale | 87 |
| Bibliographie | 89 |
| Annexes | 94 |

Listes des figures

| | |
|--|----|
| Figure I. 1: Evolution des dispositifs éoliens de l'Antiquité à nos jours[1]..... | 3 |
| Figure I. 2: Configuration mondiale des vents montrant l'emplacement des vents polaires d'est, des vents de l'ouest et des alizés [4]..... | 4 |
| Figure I. 3: monde production d'électricité 13 529TWh Au 1er semestre 2023[5]..... | 5 |
| Figure I. 4: Carte de la vitesse du vent à une hauteur de 80 mètres[6]..... | 5 |
| Figure I. 5: Carte annuelle des vents à 10 m du sol pour les 87 points de mesure (m/s)[7]..... | 6 |
| Figure I. 6:La 1ère ferme éolienne de 10MW à Kabertène (Adrar)[8]..... | 7 |
| Figure I. 7: Vitesse instantané avec Rose des vents..... | 8 |
| Figure I. 8: Anémomètre stock..... | 9 |
| Figure I. 9:Le mât de mesures..... | 10 |
| Figure I. 10: Profile du vent avant et après le filtrage [13]..... | 11 |
| Figure I. 11: Exemples de distributions de Wei bull pour différents jeux de paramètres[14]..... | 12 |
| Figure I. 12: Influence d'un obstacle sur le profil vertical du vent..... | 12 |
| Figure I. 13: Illustration du concept de terrain plat et non plat.[15]..... | 14 |
| Figure I. 14:Illustration d'un chargement asymétrique sur le rotor par le vent.[15]..... | 14 |
| | |
| Figure II. 1: Schéma d'une éolienne et ses composants[16]..... | 21 |
| Figure II. 2:Les différents types d'éoliennes[18]..... | 22 |
| Figure II. 3: Quelques formes VAWT couramment utilisées [19]..... | 23 |
| Figure II. 4: conversion de l'Energie cinétique du vent[23]..... | 25 |

| | |
|---|----|
| Figure II. 5: Schéma théorique de la courbe de puissance d'une éolienne selon la vitesse du vent.[25]..... | 26 |
| Figure II. 6:Hauteur des éoliennes et puissance installée[28]..... | 27 |
| Figure II. 7: schéma montre l'évolution de la taille et de la puissance des éoliennes.[30] | 28 |
| Figure II. 8 : Station de Zafarana de production d'énergie éolienne[3] | 29 |
| Figure II. 9:Classification géométrique des profils d'aile [16]..... | 30 |
| Figure II. 10:Direction du vent sur un tronçon de pale | 32 |
| Figure II. 11: Forces aérodynamiques agissant sur une pale [32]..... | 32 |
| Figure II. 12: Courbe de portance en fonction de l'angle d'attaque pour un profil [21] NACA | 34 |
| Figure II. 13:lustration de l'évolution de la force aérodynamique : réduction via l'ajustement de l'angle de calage (centre) ou par effet de décrochage (droite)[35]. | 35 |
| Figure II. 14:Puissance récupérée en fonction du diamètre de l'éolienne [37]..... | 38 |
| Figure II. 15: Courbe de puissance d'une éolienne [38]..... | 39 |
| | |
| Figure III. 1 Cartes saisonnières de la vitesse du vent à Adrar[39]..... | 48 |
| Figure III. 2:Analyse mensuelle de la vitesse[55]. | 49 |
| Figure III. 3: la direction du vent à Adrar via meteoblue [meteoblue, 2025].[55]..... | 49 |
| Figure III. 4:Histogramme des vitesses de vent - | 52 |
| Figure III. 5:Histogramme vs Courbe de Weibull ($c=5.9$, $k=2.16$) | 53 |
| Figure III. 6: Distribution de Weibull (Adrar) (P. Annexes A.1)..... | 53 |
| Figure III. 7:Évaluation de la source d'énergie éolienne pour la région de l'Adrar[42]..... | 56 |
| Figure III. 8] Roses des vents pour le site d'Adrar [5] | 57 |
| Figure III. 9: Hauteur en fonction de la vitesse du vent (P. Annexe D)..... | 59 |
| Figure III. 10:Variation de la puissance disponible avec la hauteur(P. Annexe B) | 61 |
| Figure III. 11: Variation de la puissance disponible avec la vitesse du vent (P. Annexe c:) ... | 61 |
| Figure III. 12: Variation saisonnière de la puissance disponible | 62 |
| Figure III. 14: courbe de puissance –GamesaG52 (P. AnnexM) | 64 |
| Figure III. 15:Variation de la puissance récupérée en fonction de la hauteur(P. Annexe E). | 65 |
| Figure III. 16:courbe du coefficient de puissance et limite de Betz (P. Annexe F) | 66 |

| | |
|---|----|
| Figure III. 17: variation du coefficient de puissance C_p en fonction du rapport des vitesses pour une éolienne (P. Annexe G) | 67 |
| Figure III. 18: influence de l'angle de calage (P. Annexe U) | 69 |
| Figure III. 19: le nombre de pales d'une éolienne, en fonction du rapport de vitesses λ (P. Annexe K) | 70 |
| Figure III. 20: Courbe de coefficient de puissance pour différentes formes d'éoliennes [52] | 72 |
| Figure III. 21: relation entre la puissance récupérable (en MW) et le diamètre du rotor (en mètres) pour une | 73 |
| Figure III. 22: Courbes de puissance G52 et G58 (Annex N) | 75 |
| Figure III. 23: Influence de la densité de l'air sur la puissance récupérée | 76 |
| Figure III. 24: Influence de la température sur la puissance récupérée (P. Annexe L) | 77 |
| Figure III. 25: Vitesse du vent en fonction de la rugosité du terrain | 78 |
| Figure III. 26: Décomposition des rendements des différents éléments [50] | 80 |

Liste des tableaux

| | |
|--|----|
| Tableau I. 1: Appareils de mesure de la vitesse du vent [11]..... | 8 |
| Tableau I. 2: Exposants de cisaillement selon le type de terrain [15]..... | 13 |
| Tableau II. 1: classifiant les éoliennes selon leur diamètre et leur puissance nominale.... | 38 |
| Tableau II. 2: Comparaison des types d'éoliennes : caractéristiques et performances..... | 42 |
| Tableau II. 3: Comparaison des éoliennes : avantages et inconvénients des axes horizontal et vertical..... | 43 |
| Tableau II. 4: Impact environnemental des éoliennes : comparaison entre axe horizontal et axe vertical..... | 44 |
| Tableau III. 1 des paramètres de distribution de Weibull et des vitesses de vent mensuelles/saisonniers à Adrar..... | 50 |
| Tableau III. 2 : Distribution fréquentielle de la vitesse de vents à 10 m sur le site d'Adrar[52]..... | 51 |
| Tableau III. 3 Variation du paramètre C avec l'altitude..... | 55 |
| Tableau III. 4: Valeurs typiques de (α):..... | 58 |
| Tableau III. 5 Vitesse du vent selon la hauteur..... | 58 |
| Tableau III. 6: Vitesse du vent et puissance disponible selon la hauteur..... | 60 |
| Tableau III. 7: Puissance récupérée en fonction de la hauteur..... | 65 |
| Tableau III. 8: Rendements minimum et maximum des éléments constitutifs d'une chaîne de conversion éolienne..... | 80 |

NOMENCLATURE

| Symbole | Définition | Unité |
|-------------|---|-------------------|
| V | Vitesse du vent | m/s |
| V(h) | Vitesse du vent à une hauteur hh | m/s |
| ρ | Densité de l'air | kg/m ³ |
| T | Température de l'air | °C |
| A | Surface balayée par le rotor | m ² |
| R | Rayon du rotor | m |
| D | Diamètre du rotor | m |
| P | Puissance (générique) | W ou kW |
| P_{disp} | Puissance disponible dans le vent | W |
| $P_{récup}$ | Puissance récupérée | W |
| P_{nom} | Puissance nominale | W |
| C_p | Coefficient de puissance (rendement aérodynamique) | Sans unité |
| λ | Vitesse spécifique (Tip Speed Ratio) | Sans unité |
| β | Angle de calage des pales (pitch) | Degré |
| ω | Vitesse angulaire du rotor | rad/s |
| m | Masse d'air | kg |
| E_c | Énergie cinétique | J |
| FC | Facteur de charge (rapport entre production réelle et nominale) | % |
| η | Rendement global ou partiel (transmission, génératrice, etc.) | % ou sans unité |
| k | Paramètre de forme de Weibull | Sans unité |
| c | Paramètre d'échelle de Weibull | m/s |
| α | Exposant de rugosité (coefficient dans la loi de puissance) | Sans unité |

| | | |
|----------|---|------------------|
| Cl | Coefficient de portance | Sans unité |
| Cd | Coefficient de traînée | Sans unité |
| Ψ | Angle d'attaque du vent apparent | Degré |
| ϕ | Angle entre le vent apparent et le plan de rotation | Degré |
| dF | Force aérodynamique élémentaire | N |
| dL | Portance élémentaire | N |
| dD | Traînée élémentaire | N |
| dFa | Composante axiale de la force | N |
| dFt | Composante tangentielle de la force | N |
| U | Composante horizontale de la vitesse du vent | m/s |
| W | Composante verticale du vent ou vitesse apparente | m/s |
| WPD | Densité de puissance éolienne (Wind Power Density) | W/m ² |
| Γ | Fonction Gamma (utilisée pour Weibull) | - |
| z | Hauteur d'observation ou d'installation | m |
| N | Nombre total de pales | - |

Introduction générale

Introduction générale

L'énergie éolienne est l'une des sources d'énergie renouvelable les plus en vogue dans le monde, grâce à sa capacité à produire de l'électricité de manière propre et durable. Avec l'attention croissante portée à la réduction des émissions de carbone et à la dépendance aux combustibles fossiles, les éoliennes sont devenues une solution clé dans la transition énergétique mondiale. Cependant, le choix d'une éolienne appropriée dépend d'un ensemble complexe de facteurs énergétiques, environnementaux et économiques.

L'utilisation de l'énergie éolienne remonte à plusieurs siècles, où les moulins à vent étaient utilisés pour moudre le grain ou pomper l'eau. Avec l'évolution technologique au siècle, l'énergie éolienne est devenue une source importante de production d'électricité. Au cours des dernières décennies, l'industrie des éoliennes a connu des progrès significatifs en termes d'efficacité et de technologies utilisées, la rendant plus rentable et productive. Cependant, le choix de l'éolienne appropriée reste un défi en raison des variations climatiques et géographiques d'un site à l'autre.

Malgré les avancées majeures dans la technologie des éoliennes, le choix de l'éolienne optimale continue de poser plusieurs défis. Parmi ces défis figurent : les différences de vitesses de vent d'une région à l'autre, les variations saisonnières du climat, et l'efficacité de l'éolienne à convertir l'énergie éolienne en électricité. De plus, le coût initial élevé de l'installation et de la maintenance des éoliennes rend essentielle une étude minutieuse de tous les facteurs énergétiques pour assurer la viabilité économique et environnementale du projet.

Ce mémoire vise à examiner les **paramètres énergétiques** fondamentaux à prendre en compte lors du choix d'une éolienne, tels que la vitesse du vent, la densité de l'énergie disponible, l'efficacité de l'éolienne, ainsi que les facteurs géographiques et climatiques. Nous discuterons également de la manière d'analyser ces données pour prendre une décision éclairée, garantissant une utilisation optimale des ressources naturelles disponibles, tout en réduisant les coûts et en augmentant la durée de vie du projet.

Chapitre I :

Généralités sur l'énergie éolienne

I.1 Historique et développement

L'énergie éolienne a une histoire riche et ancienne. Elle a été utilisée pour la première fois il y a plus de 3 000 ans, lorsque les civilisations antiques exploitaient la force du vent pour propulser des bateaux à voile. Les premiers moulins à vent sont apparus en Perse vers 200 avant J.-C., principalement pour moudre le grain et pomper l'eau. Ces technologies ont ensuite été perfectionnées en Europe au Moyen Âge, notamment aux Pays-Bas, où les moulins à vent sont devenus un élément central de l'économie et de la culture.

Avec la révolution industrielle, l'énergie éolienne a été temporairement délaissée au profit des énergies fossiles. Cependant, les crises pétrolières des années 1970 et la prise de conscience des enjeux environnementaux ont relancé l'intérêt pour cette énergie renouvelable. Le Danemark a été un pionnier dans le développement des éoliennes modernes, et depuis, l'industrie a connu une croissance exponentielle. Aujourd'hui, les éoliennes sont devenues plus grandes, plus efficaces et plus fiables, grâce aux progrès technologiques dans les matériaux, la conception des pales et les systèmes de contrôle.

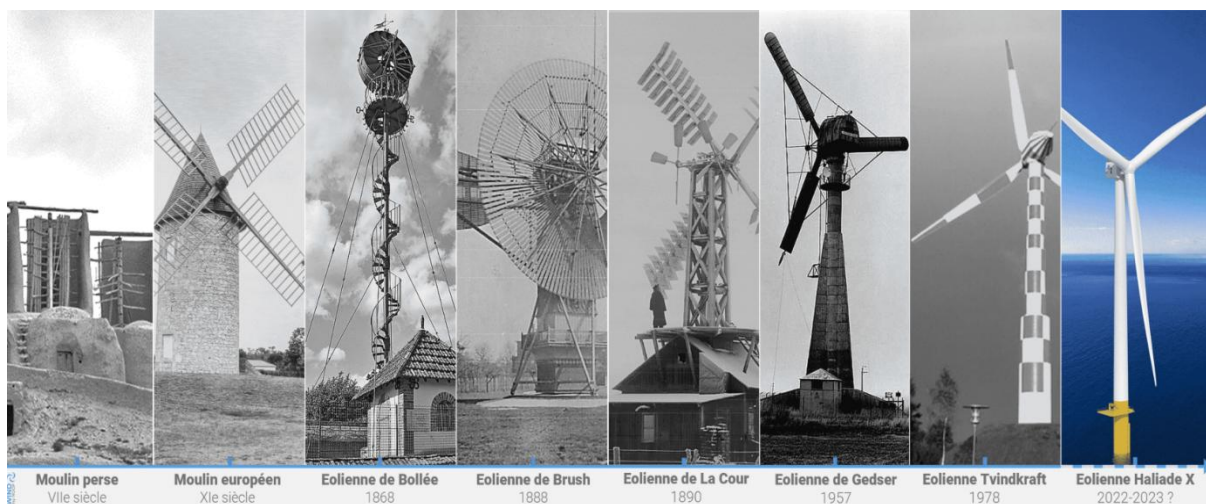


Figure I. 1: Evolution des dispositifs éoliens de l'Antiquité à nos jours[1]

I.2: Sources de l'énergie éolienne:

Généralement l'énergie du rayonnement solaire absorbée par la terre à l'équateur est supérieure à celle absorbée aux pôles. Donc cela provoque une variation de température entre deux points qui induit des différences de densité de masse d'air provoquant leur déplacement d'une altitude à une autre [2]

Le vent est causé par la différence de pression atmosphérique entre deux zones à différents endroits sur la Terre. Cette différence de pression est généralement causée par la différence de température entre ces zones, qui à son tour est causée par l'inégale distribution de l'énergie solaire à la surface de la Terre. Lorsque le soleil brille sur une région, l'air est chauffé, ce qui le rend moins dense et le fait monter. Cela crée une zone de basse pression à la surface, car l'air chaud montant crée un vide. Le mouvement de la Terre sur son axe et autour du soleil crée également des différences de pression qui contribuent à la formation du vent.[3]

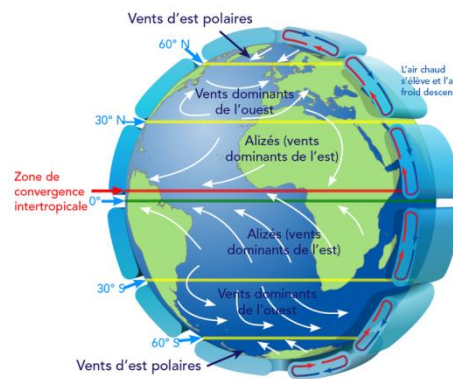


Figure I. 2: Configuration mondiale des vents montrant l'emplacement des vents polaires d'est, des vents de l'ouest et des alizés [4]

I.3: Avantages de l'énergie éolienne

- **Énergie renouvelable et inépuisable** : Le vent est une ressource naturelle disponible en abondance et ne risque pas de s'épuiser.
- **Faible impact environnemental** : L'exploitation de l'énergie éolienne ne produit ni gaz à effet de serre ni pollution de l'air ou de l'eau.
- **Réduction de la dépendance aux énergies fossiles** : Elle contribue à diversifier le mix énergétique et à limiter l'importation de combustibles fossiles.
- **Coûts d'exploitation faibles** : Une fois l'éolienne installée, les coûts de fonctionnement et d'entretien sont relativement réduits.
- **Création d'emplois** : Le développement du secteur éolien génère des emplois dans la fabrication, l'installation, la maintenance et la gestion des parcs éoliens.
- **Installation rapide** : Comparée aux centrales nucléaires ou thermiques, une éolienne peut être installée en peu de temps.

- **Utilisation flexible des terres** : Les terres agricoles peuvent continuer à être exploitées autour des éoliennes.

I.4:production dans le monde et en Algérie:

I.4.1 Production de l'éolienne dans le monde :

Au 1er semestre 2023, l'éolien avait compté pour 8,8% de la production mondiale d'électricité, en faisant la 5e source d'électricité derrière le charbon (35,8%), le gaz naturel (22%), l'hydroélectricité (14%) et le nucléaire (9,6%), Comme le montre la figure 3 :

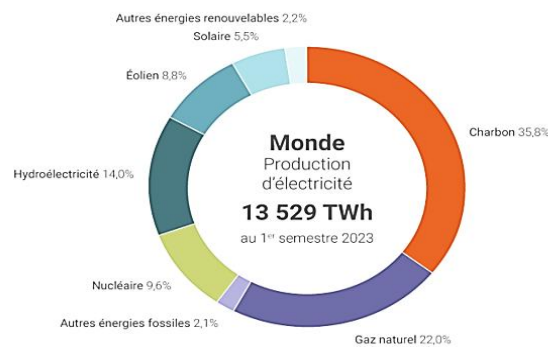


Figure I. 3: monde production d'électricité 13 529 TWh Au 1er semestre 2023[5]

La Fig I.4 montre une carte de répartition spatiale de la vitesse du vent à une hauteur de 80 mètres au-dessus du sol, qui est la hauteur de référence utilisée pour évaluer le potentiel éolien des éoliennes modernes.

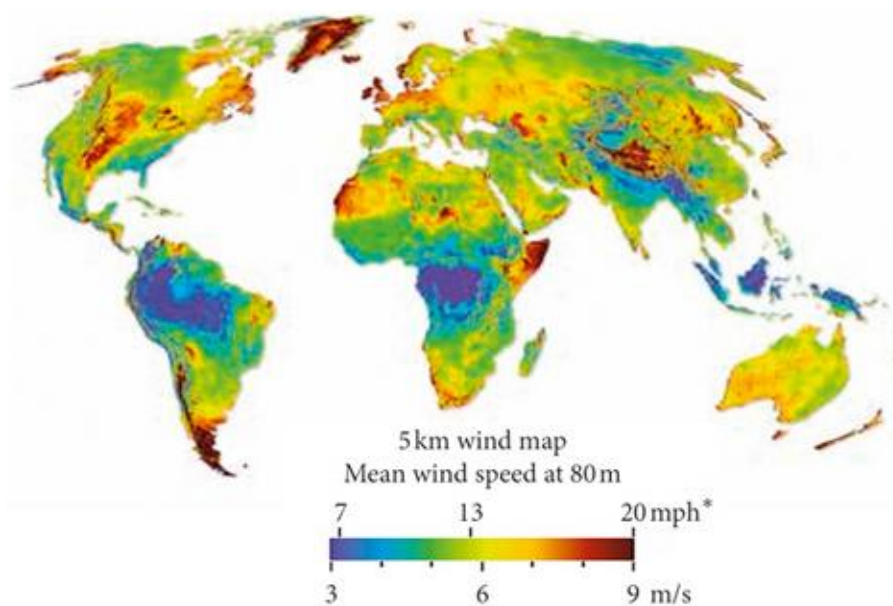


Figure I. 4: Carte de la vitesse du vent à une hauteur de 80 mètres[6]

I.4.2 Production de l'éolienne dans l'Algérie

L'Algérie dispose d'un potentiel éolien variable selon ses différentes régions, les études récentes montrant que les zones sud et sud-ouest possèdent les meilleures ressources. Ce constat ressort de l'Atlas éolien algérien élaboré par le chercheur S. Boudia dans sa thèse de doctorat en 2013, qui a inclus des données de 24 stations météorologiques. Les cartes révèlent que les vitesses du vent dans ces régions dépassent 6 m/s à 10 mètres de hauteur, en faisant des sites idéaux pour les projets éoliens comme le montre la figure I.5.

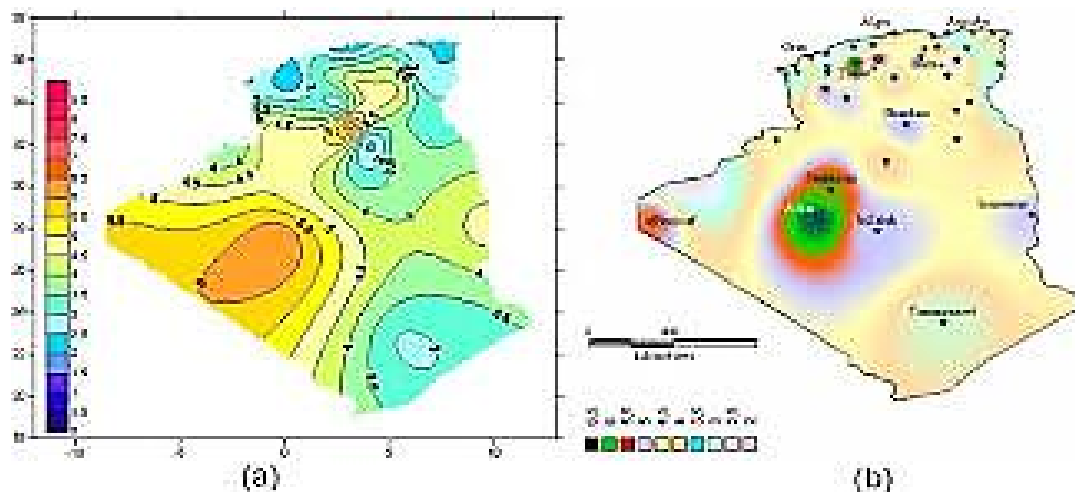


Figure I. 5: Carte annuelle des vents à 10 m du sol pour les 87 points de mesure (m/s)[7]

Malgré ce potentiel, la contribution de l'énergie éolienne au mix énergétique national reste modeste comparée aux pays voisins comme le Maroc et la Tunisie. L'Algérie a intégré l'éolien comme axe principal de sa stratégie des énergies renouvelables, visant à atteindre 1,7 GW d'énergie éolienne d'ici 2030, représentant environ 3% de la production électrique totale prévue.

Parmi les projets les plus notables réalisés dans ce cadre figure le parc éolien de Kaberten dans la wilaya d'Adrar, construit dans le cadre d'un partenariat algéro-français. Le parc comprend 12 éoliennes produites par l'entreprise espagnole "Gamesa", avec une capacité totale de 10 MW. Conçues pour fonctionner efficacement à une vitesse de vent de 8 m/s, ces éoliennes ont été connectées au réseau électrique national, marquant une étape importante dans le développement de l'énergie éolienne en Algérie.



Figure I. 6: La 1ère ferme éolienne de 10MW à Kabertène (Adrar)[8]

I.5 La mesure du vent

- a. **La vitesse** : La vitesse du vent est la mesure de la vitesse à laquelle l'air se déplace. Elle est généralement exprimée en kilomètres par heure (km/h), en mètres par seconde (m/s) ou en nœuds (nd). $1 \text{ m/s} = 3,6 \text{ km/h} = 1,94 \text{ nœuds}$ La vitesse du vent varie en fonction de plusieurs facteurs tels que la pression atmosphérique, la température, l'altitude, la latitude et la géographie. Elle peut être mesurée à l'aide d'un anémomètre, un instrument spécialement conçu pour mesurer la vitesse du vent. Certains anémomètres sont dotés d'un dispositif électrique permettant l'enregistrement de la vitesse du vent, à distance (anémographe)[9]
- b. **La direction** : Le mot «direction» en parlant du vent, veut dire l'endroit d'où parvient le vent. La direction des vents est déterminée par la direction d'où provient le vent. Elle est généralement exprimée en degrés en utilisant une rose des vents, où 0 degré représente le nord, 90 degrés représente l'est, 180 degrés représente le sud et 270 degrés représente l'ouest[10]

Un exemple de la rose du vent d'un site sont présentées sur la figure I.7

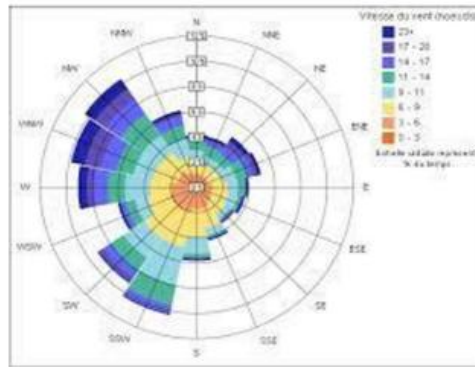


Figure I. 7:Rose des vents

Éléments de mesure de la vitesse du vent

Le tableau (1) illustre les caractéristiques de quelques outils de mesure de la vitesse du vent

Tableau I. 1: Appareils de mesure de la vitesse du vent [11]

| Outil de mesure | Description |
|-------------------------------|---|
| Anémomètre à coupelles | Mesure la vitesse du vent en comptant le nombre de tours de coupelles qui tournent à une certaine vitesse. |
| Anémomètre à moulinet | L'anémomètre à moulinet est un type d'anémomètre qui mesure la vitesse du vent en utilisant un petit moulinet ou une petite hélice qui tourne en réponse à la force du vent. |
| Girouette | Elle est un instrument qui indique la direction du vent. Elle se compose d'une flèche qui tourne autour d'un axe vertical et qui est orientée dans la direction du vent. La girouette peut être équipée d'un anémomètre pour mesurer la vitesse du vent en même temps. |
| Anémomètre à hélice | Ce dispositif est aussi couplé à une girouette, l'hélice, qui nous permet de mesurer la vitesse du vent, tournant autour d'un axe horizontal. Parmi les types d'anémomètres les moins courants, on trouve des anémomètres constitués de deux hélices tournant autour de deux axes fixes, horizontaux et perpendiculaires. |
| Mât météorologique | Utilisé pour mesurer la vitesse du vent à différentes hauteurs au-dessus du sol. Peut être équipé de différents types d'anémomètres et de capteurs de direction du vent. Les mâts de mesure de vent sont conçus en treillis de sections triangulaires haubanées de différentes hauteurs en utilisant des haubans d'acier très résistants. |

Un exemple d'anémomètre avec girouette est présenté sur la figure I.8

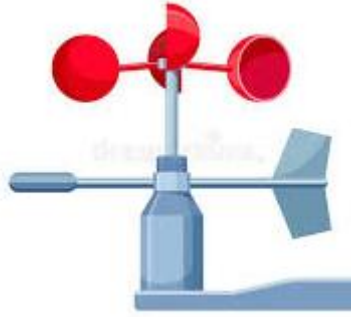


Figure I. 8: Anémomètre stock

Critères de mesure:

Il est nécessaire d'implanter des mâts dans des sites conformément aux critères pour mesurer les paramètres du vent et en respectant les critères suivants[12]

- Le mât de mesure doit obéir à une hauteur de 10 m et sur un terrain dégagé ;
- Un mât doit être installé à une distance au moins égale à dix fois la hauteur des obstacles environnants.
- Un objet est considéré comme un obstacle s'il présente une largeur angulaire supérieure à 10° .
- Les obstacles ne doivent pas dépasser une hauteur de 5,5m dans un rayon de 100m autour du mât
- Les obstacles de hauteur inférieure à 2m peuvent être négligés.
- Un changement de relief dans un rayon de 100m est aussi considéré comme un obstacle
- Les capteurs doivent être situés à une distance minimale de quinze fois la largeur d'un obstacle mince (mât, arbre mince) qui dépassent une hauteur de 8m.

La figure (I.9) illustre le montage d'un mât de mesures.

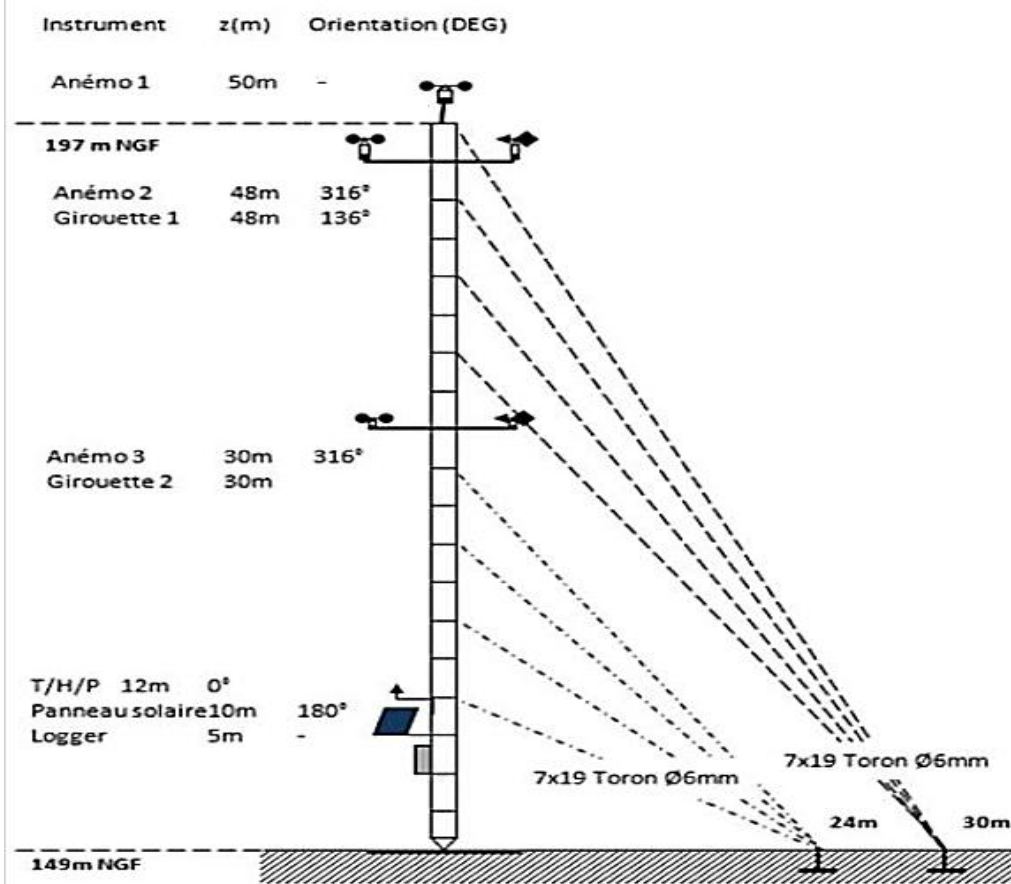


Figure I. 9:Le mât de mesures

I.6 Critères de site d'installation:

Le choix d'un site d'installation pour une éolienne est une étape cruciale, car il détermine en grande partie le rendement énergétique du projet. Plusieurs critères techniques, météorologiques et géographiques doivent être pris en compte afin d'optimiser la production d'électricité.

I.6.1 Disponibilité du vent

La première condition d'un bon site est la présence régulière de vents suffisants. Plus la vitesse moyenne du vent est élevée, plus la quantité d'énergie récupérable est grande. Généralement, un site est considéré comme favorable si la vitesse moyenne annuelle du vent dépasse 5 à 6 m/s à une hauteur de 10 mètres.

Il est également important d'analyser la fréquence des vents utiles, c'est-à-dire ceux dont la vitesse dépasse le seuil minimal de fonctionnement de l'éolienne (souvent 3 m/s). Cette analyse nécessite des mesures sur au moins une année complète, à l'aide de mâts météorologiques équipés d'anémomètres et de girouettes.

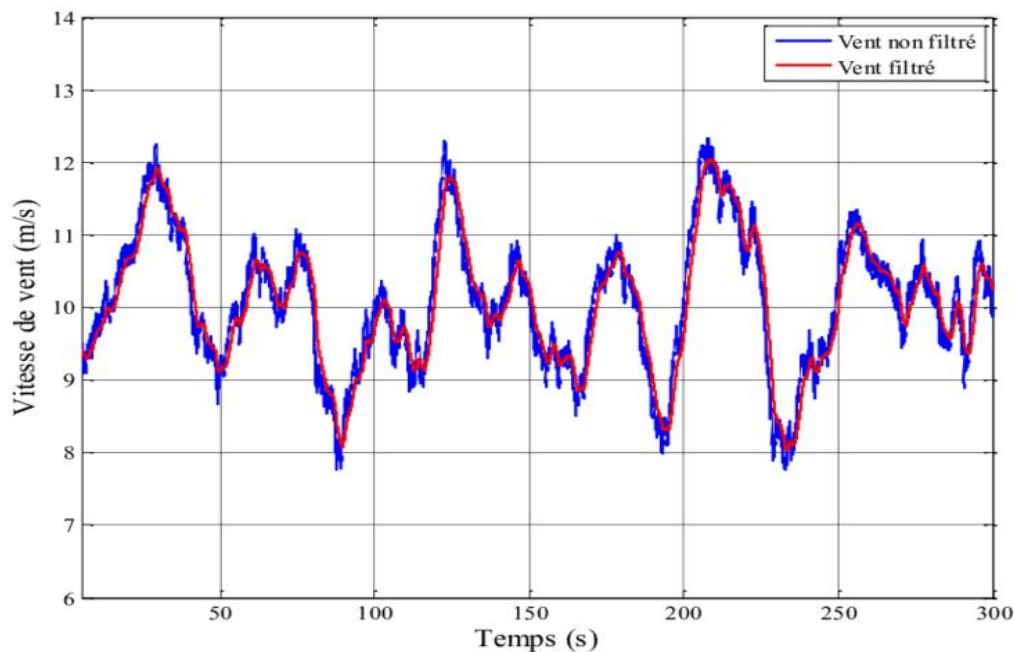


Figure I. 10: Profile du vent avant et après le filtrage [13]

I.6.2 La distribution du vent : approche statistique

Lorsque les données de vitesse du vent sont limitées, on peut utiliser des fonctions de distribution statistiques pour modéliser le comportement du vent sur un site. La plus couramment utilisée est la distribution de Weibull, définie par :

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

où :

- V : vitesse du vent (m/s)
- k : facteur de forme (shape factor)
- c : facteur d'échelle (scale factor)

Cette fonction permet d'estimer le nombre d'heures pendant lesquelles une vitesse donnée est présente, même avec des données incomplètes. La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la loi de Weibull pour $k=2$.

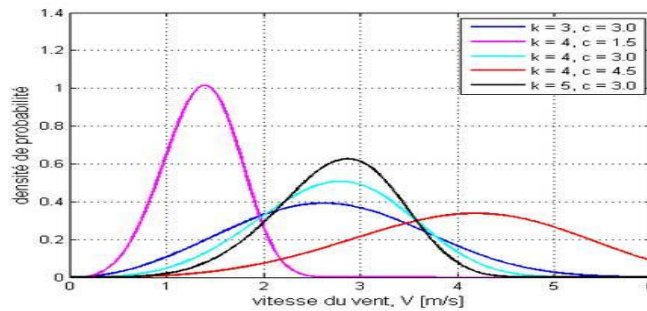


Figure I. 11: Exemples de distributions de Weibull pour différents jeux de paramètres[14]

L'utilisation de ces distributions permet non seulement de prévoir la production potentielle, mais aussi d'optimiser le choix technologique de l'éolienne.

I.6.3 Variation annuelle de la direction du vent

La direction du vent influence l'orientation de la nacelle et des pales. Une bonne connaissance de cette variation permet de maximiser la captation de l'énergie. Cette information est généralement présentée à l'aide d'une rose des vents (voir Fig1.4), qui montre la fréquence des vents selon les directions cardinales.

I.6.4 Influence des obstacles

Les obstacles proches du site (arbres, bâtiments, reliefs) peuvent perturber le flux du vent, créant des turbulences et réduisant la vitesse effective. Il est recommandé de positionner l'éolienne à une hauteur telle que le rotor soit trois fois plus haut que le plus grand obstacle situé dans un rayon de 4 km.



Figure I. 12: Influence d'un obstacle sur le profil vertical du vent

I.6.5 Rugosité du sol et loi de puissance

La vitesse du vent augmente avec la hauteur selon la loi de puissance :

$$V(h) = V_r \times \left(\frac{h}{h_r}\right)^\alpha \quad (I.2)$$

où :

- $V(h)$: vitesse à la hauteur
- V_r : vitesse à la hauteur de référence h_r
- α : coefficient de cisaillement dépendant de la rugosité du sol

Tableau I. 2: Exposants de cisaillement selon le type de terrain [15]

| Terrain | Exposant de cisaillement du vent, α |
|-----------------------------------|--|
| Glace | 0.07 |
| Neige sur terrain plat | 0.09 |
| Mer calme | 0.09 |
| Gazon coupé | 0.14 |
| Gazon court type prairie | 0.16 |
| Gazon long type cultures céréales | 0.19 |
| Haies | 0.21 |
| Arbres et haies clairsemés | 0.24 |
| Arbres et haies plus denses | 0.29 |
| Banlieue | 0.31 |
| Forêt | 0.43 |

Cette loi est utile pour extrapoler les vitesses à différentes hauteurs, ce qui est indispensable pour dimensionner correctement le mât de l'éolienne.

I.7 Choix d'un site éolien

. L'énergie éolienne étant intermittente et aléatoire, son rendement dépend fortement du site. Une analyse préalable est donc essentielle pour optimiser l'implantation d'un parc éolien.

I.7.1 Recherche d'une vue dégagée

Il faut de préférence avoir une vue aussi dégagée que possible dans la direction des vents dominants. De même, il faut qu'il y ait aussi peu d'obstacles et une rugosité aussi faible que possible dans cette direction.

Si de plus, vous réussissez à trouver une colline à pentes douces, il est même possible d'obtenir un effet accélérateur.[14]

I.7.2: Distinction entre terrains plat et non plat

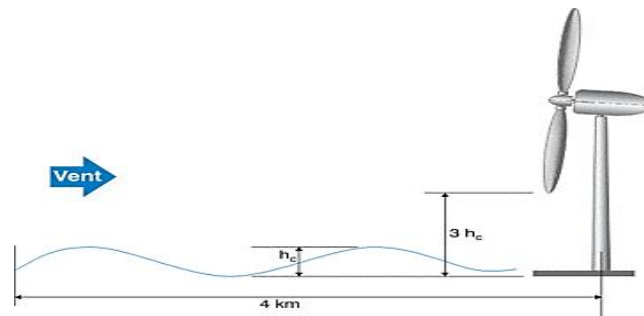


Figure I. 13: Illustration du concept de terrain plat et non plat.[15]

-Le rapport maximum entre la hauteur d'une irrégularité et sa longueur ne peut dépasser 1/50 dans un rayon de 4 km en amont de l'éolienne. En gros, cela favorise les collines à faible pente.

-Le point le plus bas du rotor doit être au moins trois fois plus haut que la plus haute irrégularité sur le terrain dans un rayon de 4 km en aval de l'éolienne.

I.7.3 Couche limite et charge sur le rotor

Nous avons mis en évidence que la vitesse augmente avec la hauteur par rapport au sol. Cela a un impact évident sur l'énergie du vent qui sera récupérée par l'éolienne.

il faut que celle-ci soit placée suffisamment haut pour assurer la rentabilité, la viabilité du projet. Le choix de la hauteur de mât est donc de première importance.[15]

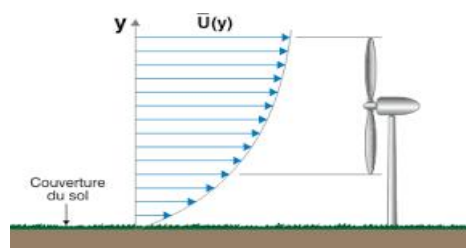


Figure I. 14: Illustration d'un chargement asymétrique sur le rotor par le vent.[15]

I.8 : Puissance énergétique éolienne disponible

L'énergie éolienne disponible dépend directement de la vitesse du vent, de la densité de l'air et de la surface balayée par les pales. Cette énergie est d'origine

II.8.1:Énergie fournie par le vent:

II.8.1.1. Énergie cinétique de l'air:

Le vent est une masse d'air en mouvement. Comme tout corps en déplacement, cette masse possède une énergie cinétique :

$$E_c = \frac{1}{2} mV^2 \quad (I.3)$$

- V : la vitesse du vent(m/s) ;
- m : La masse volumique de l'air(kg).
- E_c : Energie cinétique (en joules)

Dans le cas de l'air, la masse peut s'exprimer comme :

$$m = \rho \cdot V_0 \quad (I.4)$$

- m: masse du volume d'air (kg) ,
- ρ : volume d'air occupé (m^3) ,
- V_0 : masse volumique (kg/ m^3).

Ainsi, l'énergie cinétique dépend directement du cube de la vitesse du vent, ce qui explique pourquoi même de faibles hausses de vitesse ont un impact significatif sur l'énergie Cinétique disponible qui peut être exploitée pour produire de l'électricité.

I.8.2 : Expression de la puissance du vent

La puissance contenue dans le vent qui traverse le rotor d'une éolienne est donnée par l'équation :

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (I.5)$$

où :

- P: puissance disponible (en watts)
- ρ : densité de l'air (kg/m³), environ 1,225 kg/m³ au niveau de la mer
- A: aire balayée par le rotor ($A=\pi R^2$)
- V : vitesse du vent (en m/s)

Cette relation montre que la puissance augmente avec le cube de la vitesse du vent, ce qui rend toute amélioration de vitesse significative en termes d'énergie récupérable.

I.8.3 : Influence de la hauteur du mât

La vitesse du vent augmente généralement avec l'altitude en raison de la diminution des effets de frottement avec la surface terrestre. Ce phénomène est modélisé par la loi de puissance, présentée précédemment à l'équation (I.2). Cette relation permet d'extrapoler la vitesse du vent à différentes hauteurs en fonction de la rugosité du site et des mesures de référence.

Ainsi, l'augmentation de la hauteur du mât permet d'accéder à des régimes de vent plus stables et généralement plus puissants, ce qui améliore les performances énergétiques des éoliennes implantées.

I.9 : Contraintes électriques et infrastructurelles

I.9.1 : Raccordement au réseau

Les grandes éoliennes doivent évidemment être raccordées au réseau électrique. Lorsqu'il s'agit de projets éoliens de moindre envergure, il est donc primordial que l'éolienne soit installée relativement près d'une ligne électrique de 10 à 30 kilovolts (kV) afin d'éviter que les coûts de pose de nouveaux câbles ne soient exorbitants. Evidemment, la question de savoir qui va payer pour l'extension des lignes électriques n'est pas sans importance dans ce contexte. Les générateurs des grandes éoliennes modernes produisent normalement de l'électricité à 690 V. Un transformateur situé soit à côté de l'éolienne, soit à l'intérieur de sa tour, convertit l'électricité en haute tension.

I.9.2 : Renforcement du réseau électrique

Le réseau électrique près de l'éolienne installée doit être mis en état de recevoir l'électricité qu'elle produit. Si beaucoup d'éoliennes ont déjà été raccordées au réseau, il est possible qu'il faille le renforcer en posant un plus grand câble qui sera éventuellement raccordé plus près d'une station de transformation à haute tension.

I.9.3 : Infrastructures d'accès et fondations

Lors de l'élaboration d'un projet éolien, il faut toujours tenir compte des coûts liés à l'établissement des fondations des éoliennes et à la construction d'un chemin permettant aux camions lourds de gagner le site.

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons abordé les concepts fondamentaux liés à l'énergie éolienne, en commençant par un aperçu historique de son évolution depuis l'Antiquité jusqu'à son utilisation moderne pour la production d'électricité. Les sources du vent ainsi que les facteurs influençant sa formation, notamment les variations thermiques et la pression atmosphérique, ont également été analysés.

Les nombreux avantages de l'énergie éolienne ont été mis en évidence, notamment son caractère renouvelable et propre, ainsi que son rôle dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la diminution de la dépendance aux ressources fossiles. L'étude de la production mondiale et régionale a montré que l'Algérie dispose d'un potentiel important, en particulier dans les régions du sud comme Adrar. Toutefois, l'exploitation effective de ce potentiel reste limitée par rapport à des pays voisins tels que le Maroc et la Tunisie.

Enfin, les critères techniques et géographiques essentiels pour le choix des sites d'implantation des éoliennes ont été discutés, tels que la vitesse et la direction du vent, la nature du relief et les obstacles environnants, soulignant ainsi l'importance d'une analyse rigoureuse du site pour garantir la performance et l'efficacité du système.

Chapitre II :

Étude énergétique d'une éolienne

Introduction:

L'énergie éolienne est une source d'énergie renouvelable qui utilise la force du vent pour produire de l'électricité. Elle se distingue par son caractère propre, inépuisable et respectueux de l'environnement. Grâce aux avancées technologiques et à la prise de conscience écologique, l'énergie éolienne occupe aujourd'hui une place importante dans le mix énergétique mondial.

Ce type d'énergie permet de réduire notre dépendance aux énergies fossiles et contribue à la lutte contre le changement climatique. Cependant, son exploitation nécessite une étude approfondie afin de choisir l'éolienne la plus adaptée aux besoins spécifiques et aux caractéristiques du site d'implantation.

Ce travail a pour objectif d'analyser les différents aspects énergétiques liés au choix d'une éolienne. Il s'articule autour de plusieurs axes : le principe de fonctionnement, les types d'éoliennes, les critères de sélection, ainsi que les paramètres énergétiques déterminants.

II.1. Fonctionnement d'une éolienne:

L'éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en énergie électrique. Elle se compose principalement de trois parties essentielles : le rotor, la nacelle et le mât. A cela s'ajoutent des dispositifs de régulation et de sécurité.

II.1.1. Les principales composantes d'une éolienne

Les éléments constitutifs d'une éolienne sont :

- **Le rotor** : Il est constitué des pales et du moyeu. Il capte l'énergie du vent.
- **La nacelle** : Elle contient le multiplicateur de vitesse, le générateur et les systèmes de contrôle.
- **Le mât** : Il soutient la nacelle à une hauteur suffisante pour capter un vent plus régulier et plus fort.
- **Le système d'orientation** : Il permet à l'éolienne de s'orienter face au vent pour maximiser sa production.

• **Le système de freinage** : mécanique, électrique ou aérodynamique, il sert à arrêter ou ralentir l'éolienne en cas de vents extrêmes ou lors d'une opération de maintenance.

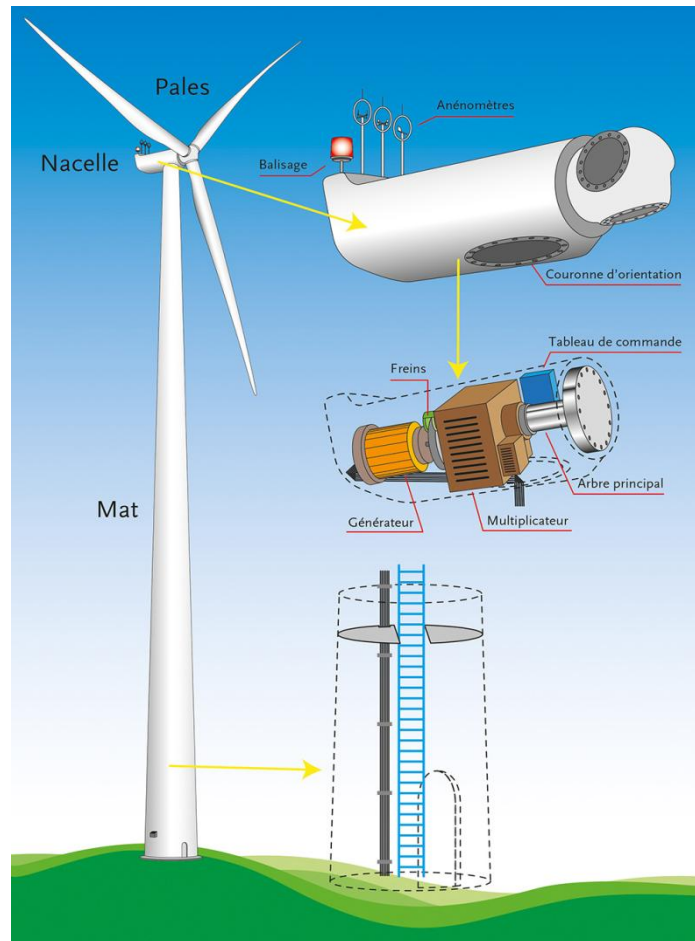


Figure II. 1: Schéma d'une éolienne et ses composants[16]

II.2 Classification des turbines éoliennes:

Les turbines éoliennes se classent selon la position de l'axe de rotation :

- Les éoliennes à **axe horizontal** (Horizontal Axis Wind Turbine - HAWT).
- Les éoliennes à **axe vertical** (Vertical Axis Wind Turbine - VAWT).

II.2.1 Éolienne à axe horizontal:

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent.

Elles sont constituées de plusieurs pales profilées aérodynamiquement à la manière des ailes d'avion. Dans ce cas, la portance n'est pas utilisée pour maintenir un avion en vol mais pour générer un couple moteur entraînant la rotation.

Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le

coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien.(Figure II.2)

Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie l'efficacité[17]

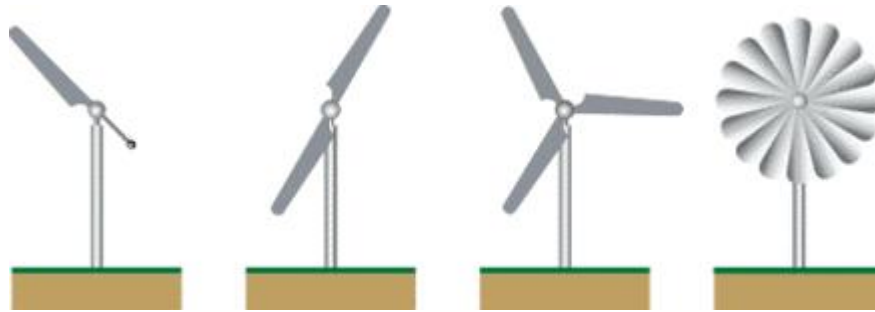


Figure II. 2: Les différents types d'éoliennes[18]

II.2.2 Eolienne a axe vertical:

Les éoliennes à axe vertical présentent un coût plus élevé et une conception plus sophistiquée que celles à axe horizontal. Toutefois, elles offrent une meilleure adaptabilité dans les zones où le vent est instable ou change fréquemment de direction. Ce type d'éolienne convient particulièrement aux espaces restreints, comme les environnements urbains ou les toitures d'immeubles.

Contrairement aux modèles horizontaux, leurs pales sont orientées verticalement, ce qui explique leur appellation. Bien qu'elles soient généralement moins performantes sur le plan énergétique, ces éoliennes existent sous plusieurs configurations selon les besoins d'utilisation(FigureII.3) :

- a. **Savonius** : Ceux-ci ont des formes de lames différentes et des arbres d'entraînement différents
- b. **Darrieus** : Lames courbes qui tournent sur leur axe
- c. **Turbines mixtes** : Un mélange des deux modèles précédents qui combinent des éléments de chacun
- d. **Giromill** : Bras horizontaux qui relient les lames verticales à l'arbre

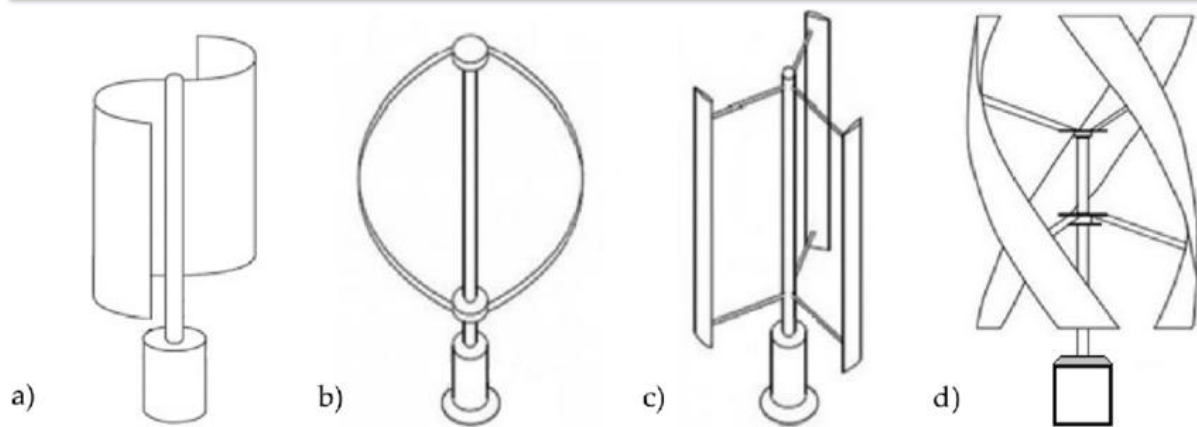


Figure II. 3: Quelques formes VAWT couramment utilisées [19]

La Darrieus est l'éolienne à axe vertical la plus courante, nommée d'après l'ingénieur français Georges Darrieus, qui a breveté sa conception en 1931.

La courbure des pales leur permet d'être sollicitées à des vitesses de rotation élevées, avec un couple réglé à un angle élevé. Ainsi, le couple est toujours proche de sa puissance maximale, ce qui génère davantage de puissance.[20]

Le générateur à axe vertical a une conception simple. L'arbre est vertical, de sorte que le générateur est monté sur le sol et la tour n'est nécessaire que pour monter les pales.

Ces éoliennes utilisent généralement des batteries pour emmagasinée l'énergie produite un régulateur de charge protèges les batteries de la surcharge dans le cas de l'autoconsommation un convertisseur permet lorsque les batteries son assez chargé de transformer le courant continue des batteries en ça et d'apporté un complément d'énergie pour la consommation personnelle du lieu. Lorsque les batteries son pleines le surplus d'énergie est injecté dans le réseaux électrique.[21]

II.3Le principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement d'une éolienne repose sur la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en énergie électrique. Lorsque le vent souffle, il entre en contact avec les pales de l'éolienne, provoquant leur rotation autour d'un axe. Cette rotation est ensuite transmise à un générateur électrique qui produit de l'électricité [22].

La chaîne de conversion comprend les étapes suivantes(Figure II.4) :

II.3.1 Capture de l'énergie du vent

Les pales, profilées de manière aérodynamique, utilisent le phénomène de portance pour transformer la pression du vent en force de rotation. Plus la vitesse du vent est élevée, plus la force transmise au rotor est importante.

II.3.2 Transmission mécanique

Le mouvement des pales est transmis à un arbre principal, qui peut être relié à un multiplicateur de vitesse. Ce dernier augmente la vitesse de rotation pour l'adapter aux besoins du générateur électrique.

II.3.3 Conversion électromécanique

Le générateur transforme l'énergie mécanique en énergie électrique par le principe de l'induction électromagnétique. Il peut s'agir d'un alternateur synchrone ou asynchrone, selon le type d'éolienne [9].

II.3.4 Adaptation et stockage / injection

L'électricité produite est soit injectée directement dans le réseau (systèmes « on-grid »), soit stockée dans des batteries (systèmes « off-grid »). Un onduleur est souvent utilisé pour convertir le courant continu (DC) en courant alternatif (AC).

II.4 Fonctionnement d'une éolienne :

Conversion de l'énergie cinétique en énergie mécanique :

- Lorsque le vent souffle, il frappe les pales de l'éolienne, ce qui les fait tourner.
- Les pales sont conçues de manière aérodynamique pour capturer un maximum d'énergie du vent.
- Les pales tournent autour de l'axe de l'éolienne, qu'il soit horizontal (pour les éoliennes à axe horizontal) ou vertical (pour les éoliennes à axe vertical).

Transmission du mouvement au générateur électrique:

- Les pales sont reliées à un arbre de rotation qui transmet le mouvement à un multiplicateur de vitesse.
- Le multiplicateur augmente la vitesse de rotation pour qu'elle corresponde à la vitesse de fonctionnement du générateur électrique.

- Dans certains designs modernes, le multiplicateur est remplacé par des générateurs à basse vitesse directe.

Conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique:

- Le générateur électrique convertit l'énergie mécanique (rotation) en énergie électrique en utilisant les principes de l'induction électromagnétique.
- Un courant électrique alternatif (AC) ou continu (DC) est produit selon la conception du système.

Transmission de l'énergie électrique au réseau ou au système de stockage:

- **Systèmes on-grid** : l'énergie passe par un transformateur pour être injectée dans le réseau.
- **Systèmes off-grid** : l'électricité est régulée, stockée dans des batteries, puis utilisée selon les besoins.
- Un régulateur de charge protège les batteries contre les surtensions.

Cette transformation en chaîne implique des pertes énergétiques à chaque étape, d'où l'importance du choix de chaque composant pour optimiser le rendement global.

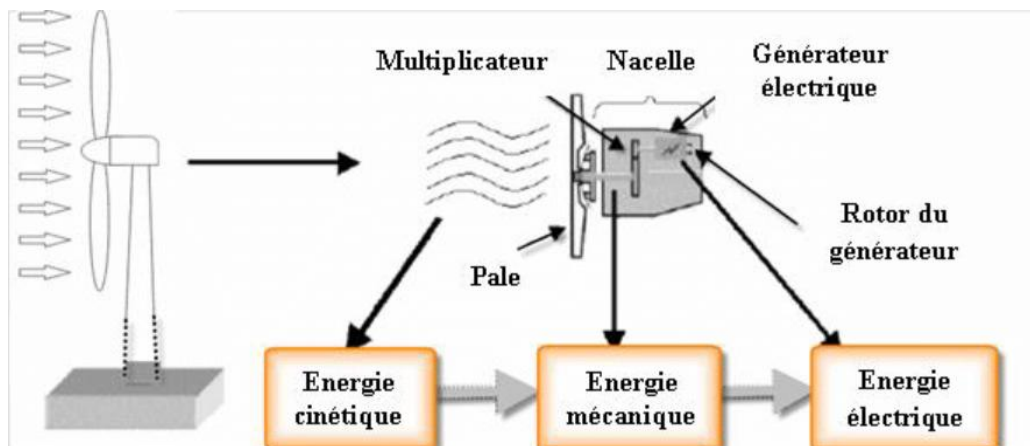


Figure II. 4: conversion de l'Energie cinétique du vent[23]

Systèmes de contrôle et de surveillance:

- **Contrôle de l'orientation** : la nacelle ou les pales sont orientées face au vent pour capter un maximum d'énergie.

- **Contrôle du couple et de la vitesse** : en cas de vents violents, l'éolienne réduit son fonctionnement ou se met à l'arrêt (mode de survie).
- **Systèmes de freinage** : mécaniques, électriques ou aérodynamiques, selon le modèle.

Ces fonctions permettent à l'éolienne de s'adapter aux conditions de vent, d'optimiser sa production et de garantir la sécurité du système.

II.5 Régime:

Facteurs qui affectent l'efficacité des éoliennes(Figure II.5):

II.5.1Vitesse du vent et saison:

La vitesse du vent est le facteur déterminant dans la production d'énergie éolienne. La puissance disponible du vent est proportionnelle au cube de sa vitesse : $P \propto V^3$

Ainsi, une légère augmentation de la vitesse du vent entraîne une hausse importante de la puissance récupérable.

- **Vitesse de démarrage** : typiquement entre **3 et 4 m/s**.
- **Vitesse nominale** : entre **12 et 15 m/s**, où la puissance maximale est atteinte.
- **Vitesse de coupure** : entre **20 et 25 m/s**, au-delà de laquelle l'éolienne s'arrête automatiquement pour éviter des dommages.

La saison des vents est également importante à prendre en compte, car la vitesse du vent varie selon la période de l'année et les conditions météorologiques

La variation saisonnière du vent affecte directement la production annuelle d'énergie. Les données de vent doivent être analysées sur au moins une année complète pour évaluer le potentiel réel du site [24].

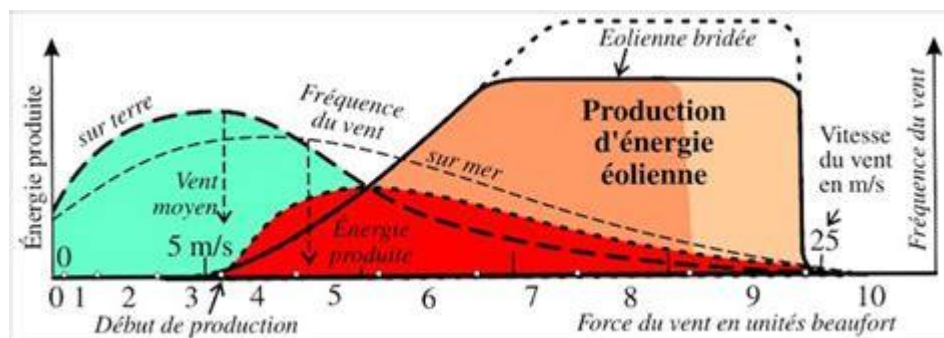


Figure II. 5: Schéma théorique de la courbe de puissance d'une éolienne selon la vitesse du vent.[25]

II.5.2 Conditions climatiques:

Les éoliennes doivent être conçues pour fonctionner dans des plages de température spécifiques, généralement entre **-20 °C et +40 °C**.

- Elles doivent résister à l'humidité, au gel, à la neige ou aux tempêtes de sable (cas du Sahara algérien).
- Les conditions extrêmes peuvent accélérer l'usure des composants mécaniques ou électroniques, réduisant la durée de vie de la machine [26].

II.5.3 Hauteur du moyeu (hub height):

La vitesse du vent augmente généralement avec l'altitude en raison de la réduction des obstacles au sol et de l'effet de cisaillement. Plus le mât est élevé, plus le vent devient stable et intense, ce qui améliore le rendement des éoliennes (Figure II.6).

La relation entre la vitesse du vent et la hauteur est souvent modélisée par la loi de puissance, présentée à l'équation (I.2) du Chapitre I. Le paramètre α dépend des caractéristiques de rugosité du terrain [27].

Cependant, l'élévation de la hauteur du moyeu permet certes d'accroître significativement la production d'énergie, mais elle entraîne également une augmentation des coûts d'installation et de maintenance.

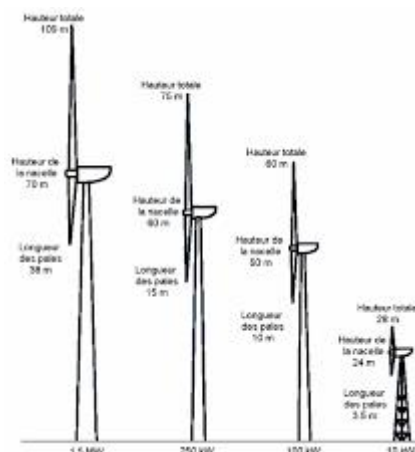


Figure II. 6: Hauteur des éoliennes et puissance installée [28]

II.5.4 Diamètre du rotor:

Le diamètre du rotor influence directement la surface balayée, qui est proportionnelle à la puissance disponible, conformément à l'équation (I.5) du Chapitre I. En effet, plus le diamètre du rotor est grand, plus la surface balayée est importante, permettant ainsi de capter un volume d'air plus conséquent, même à des vitesses faibles (Figure II.7).

Cela explique l'utilisation de rotors de grande taille dans les parcs éoliens industriels afin d'optimiser la production d'énergie [29].

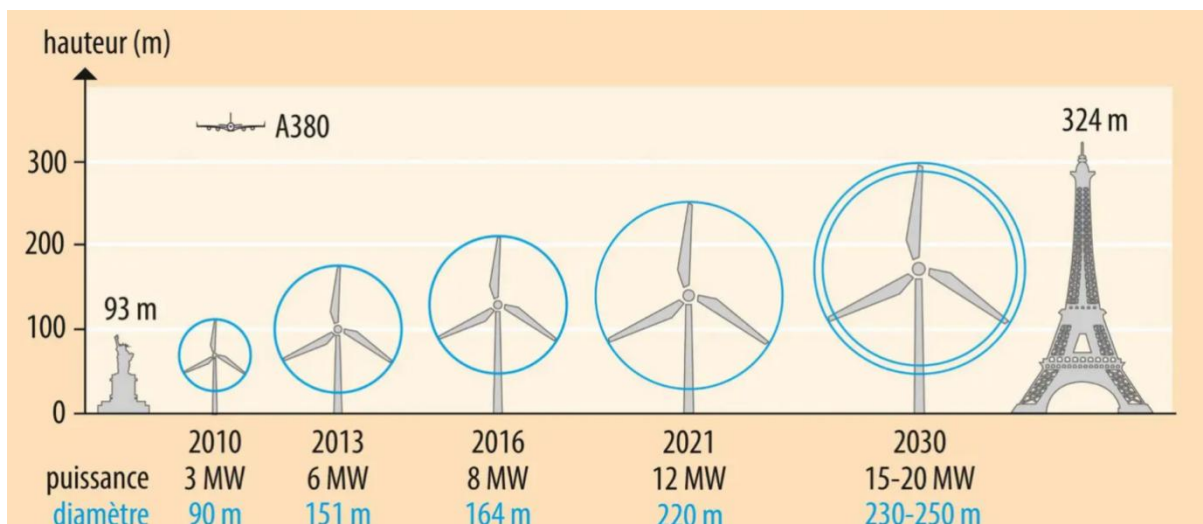


Figure II. 7: schéma montre l'évolution de la taille et de la puissance des éoliennes.[30]

II.5.5 Disposition des turbines dans la ferme

Dans un parc éolien, la distance entre les éoliennes influence la performance globale (Figure II.8) :

- Les éoliennes placées trop proches créent des zones de turbulence qui réduisent l'efficacité de celles situées en aval.
- L'espacement optimal dépend du diamètre du rotor (souvent 5 à 9 fois ce diamètre en direction du vent).

Une mauvaise disposition peut entraîner une perte de production allant jusqu'à 20 à 30 % [2].



Figure II. 8 : Station de Zafarana de production d'énergie éolienne[3]

II.6. Étude aérodynamique des profils des pales:

II.6.1. Profil des pales:

Le profil d'une pale joue un rôle fondamental dans la performance aérodynamique d'une éolienne. Il détermine non seulement la capacité de la pale à générer une portance, mais aussi son comportement face aux écoulements d'air, ses pertes par traînée et son rendement global.

Pour mieux comprendre l'influence du profil, il est pertinent de l'étudier selon deux approches complémentaires:

II.6.1. 1 Classification géométrique des profils:

Les différents types de profils sont classés à cinq familles, suivants la forme géométrique générale qu'ils sont [16](Figure II.9)

- ◆ **Biconvexe symétrique:** La ligne moyenne est rectiligne (confondue avec la corde)
- ◆ **Biconvexe dissymétrique:** La ligne moyenne est à simple courbure (intrados et extrados convexes).
- ◆ **Plan convexe:** La ligne moyenne est à simple courbure (intrados plat et extrados convexe)
- ◆ **Profils Creux:** La ligne moyenne est à simple courbure (intrados concave, extrados convexes).
- ◆ **Profils à Double courbure:** La ligne moyenne est à double courbure.

La figure (9), présente les cinq familles liées à la géométrie des profils, organisé comme suite: profil Biconvexe symétrique, profil Biconvexe dissymétrique, profil Plan convexe, Profil Creux, Profil à Double courbure.

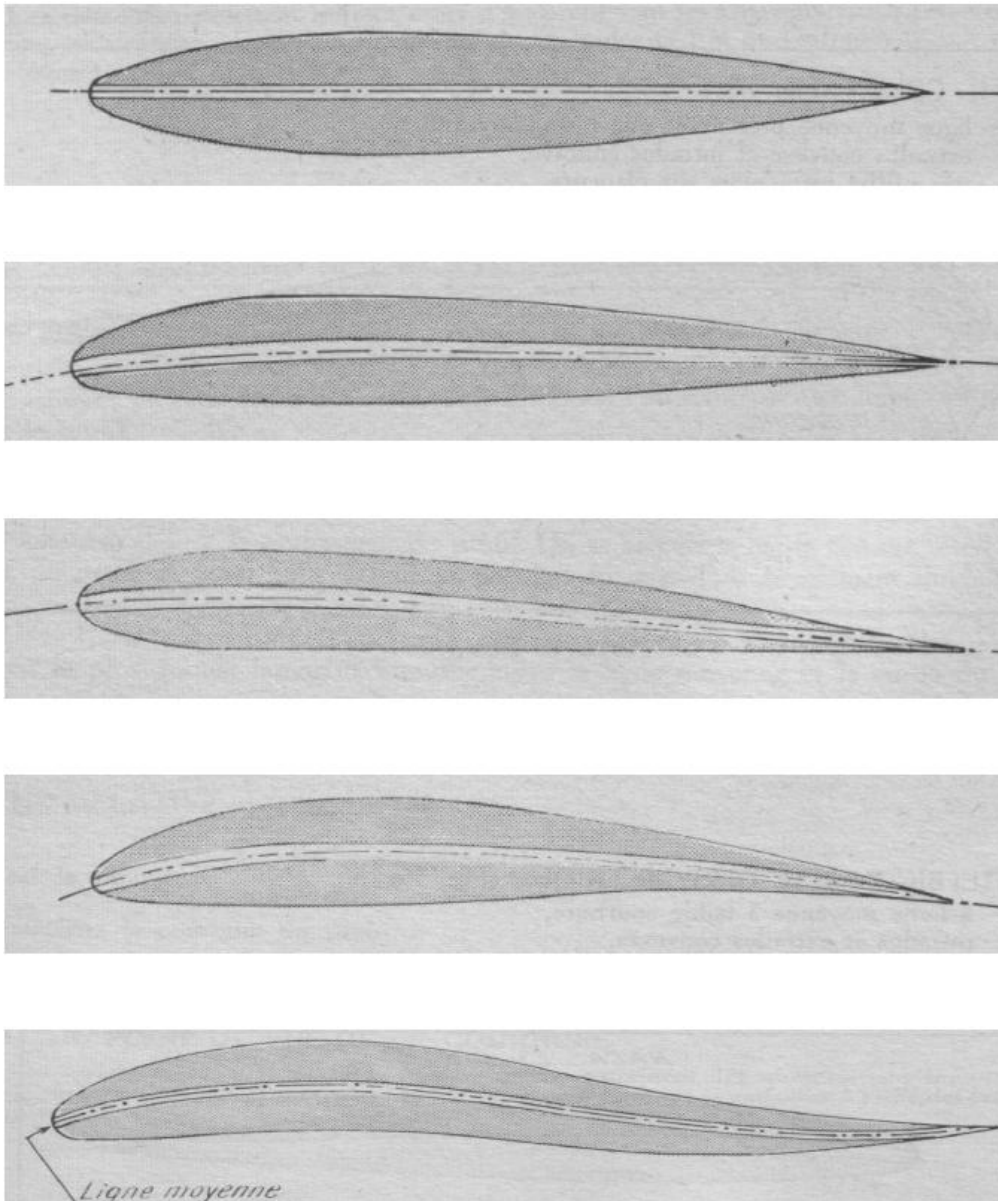


Figure II. 9: Classification géométrique des profils d'aile [16]

II.6. 2. Types de profils aérodynamiques :

Les pales d'éoliennes utilisent des profils aérodynamiques inspirés de l'aviation, conçus pour générer une portance maximale tout en réduisant la traînée au minimum. Ce compromis est essentiel pour garantir un fonctionnement optimal, surtout à des vitesses de vent variables. Les types de profils les plus utilisés sont :

1. **Profils symétriques** : utilisés dans les rotors à pas variable. Ils génèrent peu de portance à incidence nulle mais sont stables à des angles d'attaque variables.

2. **Profils cambrés** : plus efficaces pour générer de la portance, typiques des rotors à pas fixe. Ce sont les plus utilisés dans les grandes éoliennes.

3. **Profils NACA** : une famille de profils standardisés développés par la NASA. Par exemple :

- NACA 4412
- NACA 2415
- NACA 0012 (symétrique)

II.6.3 Choix d'un modèle de profil : NACA 4412

Parmi les profils disponibles, le NACA 4412 a été retenu pour cette étude en raison de sa large utilisation dans les applications à faible et moyenne vitesse, comme les systèmes éoliens. Il offre un bon compromis entre portance et traînée, avec des performances stables à des angles d'attaque modérés.

- **Avantages :**

- Bon compromis entre portance et traînée
- Performance stable à angles d'attaque modérés
- Profil bien documenté et validé expérimentalement

II.6.4 caractéristiques d'une pale :

On remarque plus particulièrement les éléments suivants :

- **Corde** : longueur L du profil du bord d'attaque au bord de fuite.
- **Angle de calage β** : (inclinaison de l'axe de référence par rapport au plan de rotation).
- **Extrados** : dessus des pales
- **Intrados** : dessous des pales.

Direction du vent sur un tronçon de pale [32](Figure II.10)

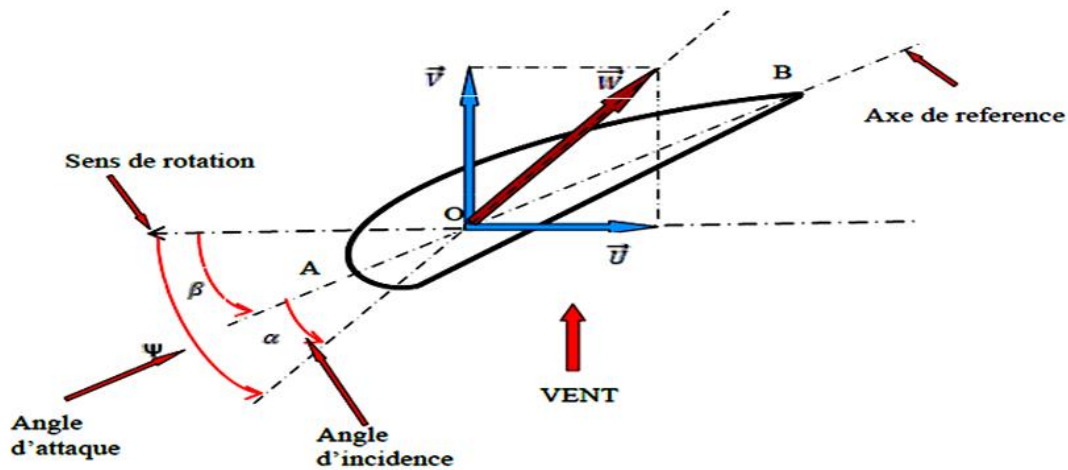


Figure II. 10: Direction du vent sur un tronçon de pale

- **U**: La composante horizontale de la vitesse du vent.
- **W**: Composante verticale de la vitesse du vent.
- **V**: vecteur produit par la vitesse du vent.
- Points **A** et **B** : Utilisés pour déterminer les angles d'inclinaison, d'attaque et les effets du vent sur la surface de la pale.

La résultante du vent (apparent) W :

$$W = V + U$$

La vitesse du vent apparent W fait un angle d'attaque Ψ avec le plan de rotation. Cet angle s'écrit :

$$\psi = \text{Arctg}\left(\frac{V}{U}\right)$$

On introduit alors l'angle dit d'incidence, noté α entre l'axe de référence de la pale et la direction du vent apparent (Figure II.11):

$$\alpha = \psi - \beta$$

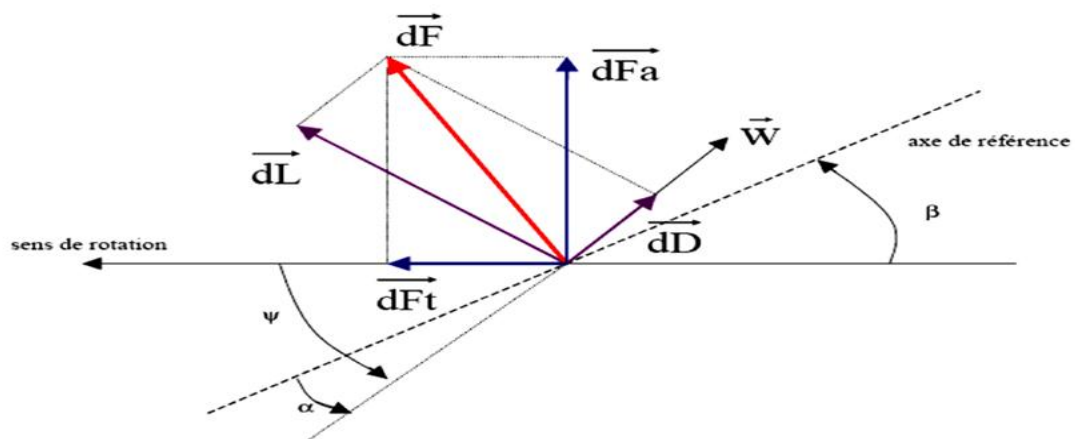


Figure II. 11: Forces aérodynamiques agissant sur une pale [32]

On peut décomposer la force résultante dF de la manière suivante :

- La portance dL , normale à la direction du vent apparent,
- La force de traînée dD , parallèle à la direction du vent.

On peut aussi la décomposer d'une autre manière :

- La poussée axiale dF_a , perpendiculaire au plan de rotation,
- La poussée tangentielle dF_t , dans la direction de rotation.

En résumé, le choix du profil de pale joue un rôle crucial dans la performance aérodynamique d'une éolienne. Le profil NACA 4412, bien documenté et éprouvé, constitue une solution pertinente pour les conditions de vent observées à Adrar, notamment en raison de sa stabilité et de son rendement à moyenne vitesse

Les pales d'une éolienne sont des éléments fondamentaux dans le processus de conversion de l'énergie éolienne en énergie mécanique. Leur conception et leurs caractéristiques aérodynamiques influencent directement l'efficacité et la performance de l'éolienne.

II.6.5. Caractéristiques aérodynamiques d'une pale d'éolienne:

II.6.5.1 Principe de fonctionnement des pales

Les pales des éoliennes fonctionnent selon le même principe qu'une aile d'avion. Lorsqu'un écoulement d'air passe sur la pale, une différence de pression se crée entre l'extrados (surface supérieure) et l'intrados (surface inférieure). Cette différence génère une force aérodynamique qui met en rotation le rotor, transformant ainsi l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.[33]

II.6.5.2 Profil aérodynamique

Les forces aérodynamiques agissant sur une pale sont principalement la portance (perpendiculaire à l'écoulement) et la traînée (parallèle à l'écoulement). Ces deux forces déterminent le comportement de la pale dans le vent, influençant directement le rendement de l'éolienne. Le rapport entre portance et traînée, appelé coefficient de finesse, est un indicateur essentiel de performance.

II.6.6. Le décrochage aérodynamique et son effet sur les profils aérodynamiques

Le **décrochage aérodynamique** est un phénomène critique dans le fonctionnement des pales d'éolienne. Il se produit lorsque l'**angle d'attaque** dépasse une certaine limite critique, provoquant une perte brutale de portance et une augmentation importante de la traînée [34].

II.6.6.1 Définition du phénomène de décrochage

Lorsque l'écoulement de l'air autour du profil de la pale devient instable, il se sépare de l'extrados, générant des tourbillons turbulents. Cela provoque une chute soudaine de la portance, entraînant une perte d'efficacité énergétique. Ce phénomène est appelé décrochage .

Conséquences

- Diminution de la puissance produite.
- Vibrations indésirables.
- Risque de dommages mécaniques à long terme.

La figure 12 de la courbe de portance en fonction de l'angle d'attaque illustre cette chute brutale après un seuil critique.

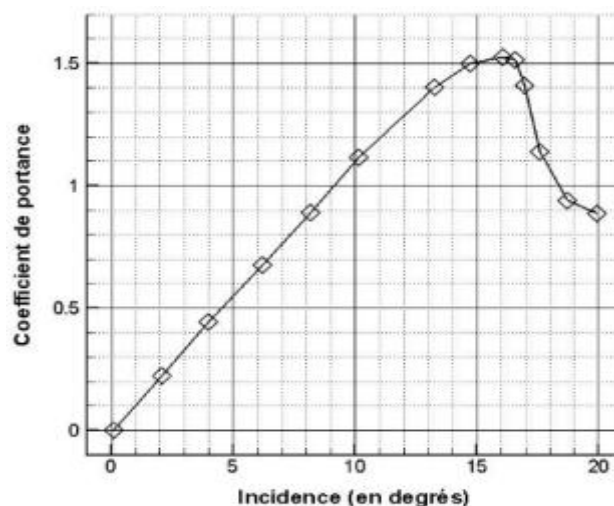


Figure II. 12: Courbe de portance en fonction de l'angle d'attaque pour un profil [21] NACA

II.6.6.2. Méthodes de contrôle du décrochage:

Il existe deux stratégies principales pour gérer le décrochage dans les éoliennes :

1. Pitch Control (contrôle actif)

- Le système ajuste dynamiquement l'angle de calage des pales.
- À haute vitesse de vent, les pales sont orientées pour réduire la portance (mise en drapeau).
- C'est une méthode précise, utilisée dans les grandes éoliennes modernes.

2. Stall Control (contrôle passif):

- Le profil des pales est conçu pour entrer volontairement en décrochage progressif au-delà d'une vitesse donnée.
- Moins coûteux et plus simple, mais moins efficace et moins stable.
- Chaque méthode a ses avantages en fonction du type d'éolienne et de son usage prévu .

II.6.6.3 Contrôle du tangage et du lacet

- Le pitch control ajuste l'angle d'attaque des pales pour réguler la puissance produite selon la vitesse du vent.
- Le yaw control assure l'orientation de la nacelle face au vent dominant.

Ces deux systèmes optimisent le fonctionnement, protègent l'éolienne et améliorent sa durabilité [16](Figure II.13).

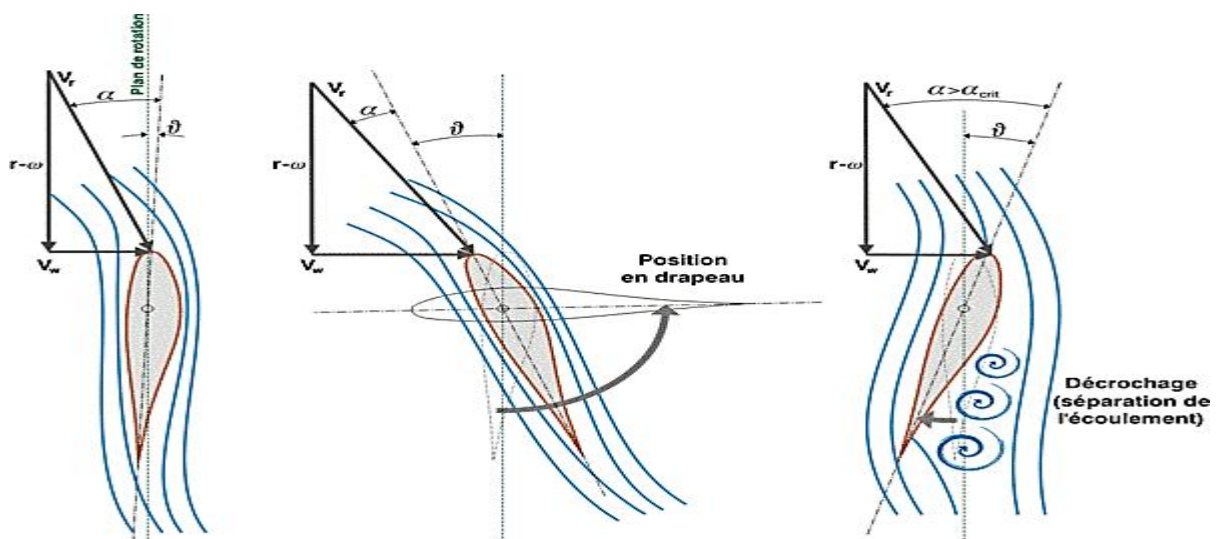


Figure II. 13: Illustration de l'évolution de la force aérodynamique : réduction via l'ajustement de l'angle de calage (centre) ou par effet de décrochage (droite)[35]

II.6.6.4. Impact sur la performance aérodynamique

Le décrochage réduit fortement le coefficient de portance (C_l), et augmente le coefficient de traînée (C_d), dégradant ainsi le rapport de finesse aérodynamique (C_l/C_d). Cela se traduit directement par une chute du coefficient de puissance C_p de l'éolienne.

Il est donc essentiel d'optimiser l'angle d'attaque et de concevoir les pales pour éviter ou contrôler ce phénomène.

II.7: Etude cinétique:

L'étude cinétique permet d'évaluer l'énergie potentielle disponible dans le vent, ainsi que la part récupérable par une éolienne. Elle constitue la base de tout dimensionnement d'un système éolien.

II.7.1. Énergie théoriquement récupérable

II.7.1.1. Puissance disponible dans le vent

La puissance transportée par le vent à travers une surface est déterminée par l'équation (I.5) du Chapitre I. Cette relation montre que la puissance disponible est proportionnelle à la surface balayée par le rotor ainsi qu'au cube de la vitesse du vent.

Ainsi, l'augmentation de l'une de ces variables permet une augmentation significative de l'énergie potentiellement exploitable.

II.7.2.2. Puissance récupérable

L'éolienne ne peut pas capter la totalité de cette puissance à cause de limitations physiques. Le rendement de conversion est exprimé par le **coefficient de puissance C_p** :

$$P_r = C_p \cdot p_{vent} \quad (\text{II.1})$$

- p_{vent} : puissance disponible (W);
- P_r : puissance récupérée (W);
- C_p : coefficient de puissance.

II.7.3 La limite de Batz

Le physicien allemand Albert Batz a démontré en 1919 qu'une éolienne ne peut jamais capter plus de 59,3 % de l'énergie cinétique contenue dans le vent.

Cette limite est exprimée par :

$$C_{P \max} = \frac{16}{27} \approx 0,593 \quad (\text{II.2})$$

Cette limite découle du fait qu'une éolienne ne peut pas bloquer complètement le vent : un écoulement résiduel est nécessaire en aval du rotor [36].

II.8 Performance d'une éolienne:

II.8.1 La puissance maximale récupérable:

En pratique, une éolienne produit quatre fois plus d'énergie si la longueur de la pale est doublée, et huit fois plus si la vitesse du vent double. La densité de l'air influence également la production : une baisse de température de 10°C entraîne une augmentation d'environ 3 % de l'énergie produite, à vitesse de vent constante.

La puissance maximale récupérable par une éolienne est déterminée par l'équation (II.1), exprimant la dépendance à la densité de l'air, à la surface balayée et au cube de la vitesse du vent. L'énergie éolienne reste néanmoins une source intermittente et aléatoire en raison des variations naturelles du vent.

II.8.2 Puissance et énergie d'une éolienne:

La puissance potentielle se calcule en watt (W) ou en kW (1 kW = 1 000 W). L'énergie se calcule en fonction du temps en W-heure (ou kW-h) : 1 kW de puissance délivrée pendant une heure donne 1 kW-h. Les éléments qui déterminent la puissance de sortie (kW-h produits) d'une éolienne sont :

- le ravale de vent ;
- le diamètre du rotor ;
- la masse de l'air ;
- le nombre et la forme de pales ;
- le rendement mécanique du rotor vers l'axe de la génératrice ;
- le rendement électrique de la génératrice ;
- la limite de Betz.

On peut donner un ordre d'idées des puissances potentielles sur différentes éoliennes.

À titre indicatif, voici une classification des éoliennes en fonction du diamètre de leur rotor et de leur puissance nominale (Figure II.14) :

Tableau II. 1: classifiant les éoliennes selon leur diamètre et leur puissance nominale

| Catégorie | Diamètre du rotor | Puissance nominale | Applications typiques |
|--------------------|-------------------|-------------------------|--|
| Micro-éoliennes | 0,5 à 2 m | 100 W à 1 kW | Alimentation de petits appareils, bateaux, cabanes isolées |
| Petites éoliennes | 2 à 12 m | 1 kW à 36 kW | Maisons, fermes, petites entreprises |
| Éoliennes moyennes | 12 à 35 m | 36 kW à 350 kW | Villages, sites industriels, réseaux locaux |
| Grandes éoliennes | 35 à 125 m | 350 kW à 5 MW (ou plus) | Parcs éoliens, production électrique à grande échelle |

Puissance maximale récupérable par une turbine soit: $P = 0,37 \cdot S \cdot V^3$

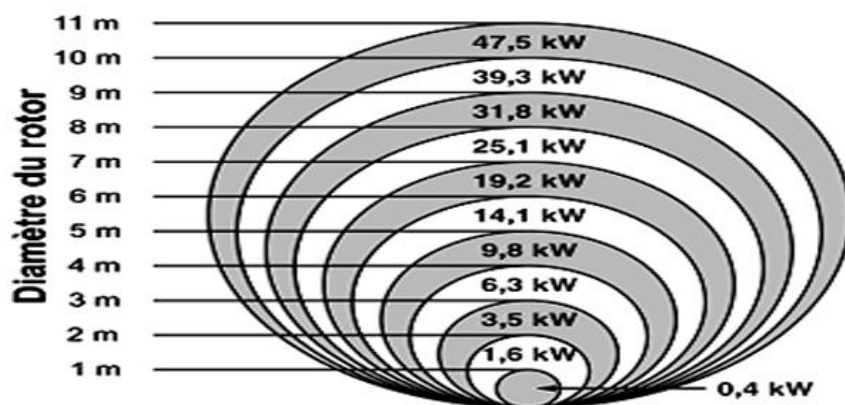


Figure II. 14: Puissance récupérée en fonction du diamètre de l'éolienne [37]

II.8.3 La courbe de puissance d'une éolienne:

La courbe de puissance est un graphe qui représente la puissance de sortie d'une éolienne à différentes vitesses de vent.

Elle est élaborée à partir de mesures effectuées sur site en fixant un anémomètre sur un mât situé à proximité de l'éolienne et non directement sur l'éolienne même ou trop près de celle-ci car elle risque alors de provoquer des turbulences qui nuiront à la fiabilité des mesures.

La courbe de puissance est en réalité constituée d'une multitude de points espacés de part et d'autre de la ligne rouge, plutôt qu'une courbe bien définie comme celle du graphe ci-contre. En effet, il y aura toujours des fluctuations de la vitesse du vent qui rendront impossible une mesure de façon précise du flux d'air passant à travers le rotor de l'éolienne. Dans la pratique, on prendra donc la moyenne des

différentes mesures pour chaque vitesse de vent afin de tracer le graphe. Une erreur de mesure de 3% de la vitesse du vent engendrera une erreur de 9% du contenu énergétique du vent. Par conséquent, une marge d'erreur de +/- 10% est possible, même dans les courbes de puissance certifiées (Figure II.15).

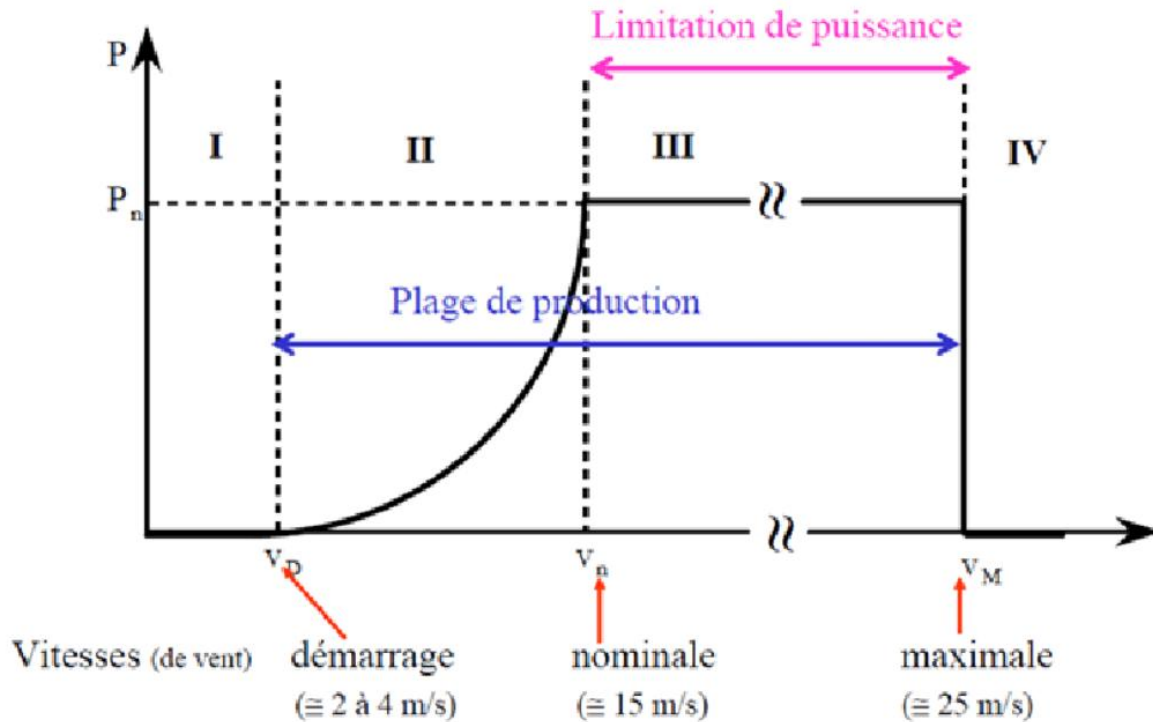


Figure II. 15: Courbe de puissance d'une éolienne [38]

Zone I : quand la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de démarrage minimum – la turbine est arrêtée.

Zone II : dans cette zone, la puissance est proportionnelle au cube de la vitesse du vent.

Zone III : à partir de la vitesse nominale, la puissance est maintenue constante avec des méthodes mécaniques de limitation de vitesse de la turbine.

Zone IV : une fois la vitesse maximum atteinte il est dangereux de laisser l'éolienne tourner, il faut arrêter complètement la turbine.

II.8.4 Autres paramètres influençant la performance de l'éolienne

II.8.4.1 Vitesse spécifique λ

La vitesse spécifique (Tip Speed Ratio, λ) est définie comme le rapport entre la vitesse périphérique des pales et la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v} \quad (\text{II.7})$$

où :

- λ : vitesse spécifique (sans unité),
- ω : vitesse angulaire du rotor (rad/s),
- V : vitesse du vent (m/s).
- R : rayon du rotor (m),

Un choix optimal de λ permet de maximiser le rendement aérodynamique de l'éolienne.

II.8.4.2: Angle de calage :

L'angle de calage des pales (ou "pitch angle") permet de contrôler l'incidence du flux d'air sur la pale. Une modification de cet angle affecte la portance et la traînée, influençant directement la puissance extraite du vent. Un ajustement optimal de l'angle de calage est essentiel pour maximiser la production d'énergie et protéger l'éolienne contre des vents extrêmes.

La puissance de sortie de la turbine est donnée par l'équation suivante[53]:

$$P_m = C_p(\lambda, \beta) \frac{\rho A}{2} V^3 \quad \text{II.3}$$

où :

- P_m : Puissance mécanique de sortie de la turbine (W),
- C_p : Coefficient de performance de la turbine,
- ρ : Densité de l'air (kg/m³),
- A : Surface balayée de l'éolienne (m²),
- V : Vitesse du vent (m/s),
- λ : Rapport entre la vitesse en bout de pale et la vitesse du vent,
- β : Angle de calage des pales.

Une équation générique est utilisée pour modéliser $c_p(\lambda, \beta)$. Cette équation, basée sur les caractéristiques de la turbine de modélisation de [53], est la suivante :

$$c_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda \quad \text{II.4}$$

Avec

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad \text{II.5}$$

Les coefficients C_1 à C_6 sont les suivants : $C_1 = 0,5176$, $C_2 = 116$, $C_3 = 0,4$, $C_4 = 5$, $C_5 = 21$ et $C_6 = 0,0068$.

II.8.4.3. Influence du nombre des pales :

Le nombre de pales influence le comportement aérodynamique et la performance de l'éolienne. L'influence du nombre de pales sur le coefficient de puissance C_p est évaluée à l'aide des équations ci-dessous :

En variant le nombre des pales n (1, 2, 3 et 4) et en calculant l'évolution du C_p selon les deux relations ci-dessous :

$$C_{pn}(\lambda) = C_{pmax,n} \times \left(\frac{\lambda}{\lambda_{opt,n}} \right) \times \exp\left(1 - \frac{\lambda}{\lambda_{opt,n}}\right) \quad (II.5)$$

$$C_{pmax,n} = C_{p,max}(1 - e^{-kn}) \quad (II.6)$$

Avec : n = Nombre de pales (1, 2, 3, 4)

II.8.4.4. Effet de la rugosité du terrain :

La rugosité du sol influence le profil vertical de la vitesse du vent. Plus la rugosité est élevée (arbres, bâtiments, collines), plus le vent est ralenti à basse altitude. Cet effet est pris en compte dans l'équation de la loi de puissance (Eq. (I.2) du Chapitre I) à travers le coefficient α , qui dépend du type de terrain.

II.8.4.5: Facteur de charge (FC)

Le facteur de charge exprime le rapport entre la puissance moyenne effectivement produite et la puissance nominale de l'éolienne :

$$FC = \frac{p_{moy}}{P_{nom}} \quad (II.8)$$

$$FC = \frac{e^{-\left(\frac{V_D}{C}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_N}{C}\right)^k}}{\left(\frac{V_N}{C}\right)^k - \left(\frac{V_D}{C}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_A}{C}\right)^k} \quad (II.9)$$

Où :

- p_{moy} : puissance moyenne produite (W),
- P_{nom} : puissance nominale (W),
- V_A : vitesse d'arrêt,
- V_D : Vitesse de démarrage,
- V_N : vitesse nominale,
- C : facteur de forme,

- K : facteur d'échelle,

II.9 Étude Comparative des Éoliennes:

L'énergie éolienne s'impose comme une solution durable et performante pour répondre aux besoins croissants en électricité tout en réduisant l'empreinte carbone. Le choix d'une éolienne adaptée dépend de plusieurs critères techniques, économiques et environnementaux. Cette étude présente une comparaison approfondie entre différents types d'éoliennes, en analysant leurs dimensions, puissance, rendement, avantages, inconvénients, et caractéristiques techniques afin de guider un choix optimal selon les besoins du site.

II.9.1 Caractéristiques générales des éoliennes:

Les éoliennes à axe horizontal et vertical présentent des différences notables sur le plan technique et fonctionnel. Comme le montre le tableau II.2, ces différences concernent notamment la puissance, le rendement et les conditions d'installation, ce qui permet d'orienter le choix technologique en fonction du site et des besoins énergétiques.

Tableau II. 2: Comparaison des types d'éoliennes : caractéristiques et performances

| Type d'éolienne | Axe horizontal (HAWT) | Axe vertical (VAWT) |
|---------------------------------|---|--|
| Dimension | Grande (jusqu'à 200 m de hauteur pour les modèles offshore) | Compacte, adaptée aux milieux urbains |
| Puissance | 100 kW à plusieurs MW | De quelques centaines de watts à quelques kW |
| Rendement | Élevé (jusqu'à 45 %) | Modéré (environ 30 %) |
| Vitesse de vent minimale | 3 à 5 m/s | Peut démarrer à des vents faibles (2 à 3 m/s) |
| Installation | Nécessite de l'espace, souvent en zone rurale ou en mer | Peut s'intégrer sur les toits ou en zone urbaine |
| Maintenance | Plus complexe, à cause de la hauteur | Facile d'accès, entretien plus simple |

Les éoliennes à axe horizontal sont plus adaptées à la production industrielle dans des zones ouvertes ou offshore grâce à leur puissance élevée et leur bon rendement. En revanche, les éoliennes à axe vertical sont plus pratiques en milieu urbain ou pour des usages individuels grâce à leur compacité et facilité d'installation.

II.9.2 Avantages et inconvénients:

Tableau II. 3: Comparaison des éoliennes : avantages et inconvénients des axes horizontal et vertical

| Critère | Éoliennes à axe horizontal (HAWT) | Éoliennes à axe vertical (VAWT) |
|---------------|--|---|
| Avantages | <ul style="list-style-type: none"> • Meilleur rendement • Technologie mature • Idéale pour production à grande échelle | <ul style="list-style-type: none"> • Fonctionne quel que soit le sens du vent • Faible encombrement • Moins de nuisances sonores |
| Inconvénients | <ul style="list-style-type: none"> • Sensible à la direction du vent • Bruit et impact visuel • Nécessite un terrain dégagé | <ul style="list-style-type: none"> • Rendement plus faible • Moins utilisée dans les grandes installations • Technologie encore en développement |

II.9.3 Critères de choix d'une éolienne

Pour choisir une éolienne adaptée, il faut tenir compte de :

- La vitesse moyenne du vent sur le site
- La surface disponible (diamètre de la turbine)
- Hauteur de la turbine
- Profil des pales
- Angle de calage
- Les besoins énergétiques (puissance requise)
- Choix de la technologie des composants de l'éolienne.
- Le budget d'installation et d'entretien
- L'environnement (rural, urbain, zone isolée, etc.)

II.9.4 Impact environnemental des éoliennes

Tableau comparatif des impacts environnementaux

Tableau II. 4: Impact environnemental des éoliennes : comparaison entre axe horizontal et axe vertical

| Critère environnemental | Critère environnemental | Éoliennes à axe vertical (VAWT) |
|-----------------------------------|--|---|
| Impact sur la biodiversité | Risque moyen pour les oiseaux (surtout pendant les migrations) | Risque réduit pour les oiseaux grâce aux vitesses de rotation plus lentes |
| Pollution sonore | 45-50 dB (à 300m) - impact notable en zones habitées | 35-40 dB - moins perturbant pour les résidents |
| Utilisation des sols | Nécessite de grands espaces (5-10 acres/MW) | Emprise au sol réduite (adaptée aux toits et zones urbaines) |
| Impact sur les sols | Peut nécessiter des fondations en béton importantes | Impact limité sur les sols |
| Impact visuel | Visibles de loin (impact paysager) | Moins visibles grâce à leur taille réduite |

Les éoliennes verticales présentent un impact environnemental globalement plus faible, particulièrement en termes de bruit et d'impact sur la biodiversité, ce qui les rend intéressantes pour une intégration en zone habitée. Les HAWT, bien que plus performantes, requièrent des espaces plus vastes et peuvent poser plus de défis visuels et acoustiques (Tab .II.4).

Conclusion

Ce chapitre a abordé les aspects techniques et énergétiques des éoliennes, en analysant leurs principaux composants, tels que le rotor, le mât et le système de contrôle. Les éoliennes ont été classées selon l'axe de rotation (horizontal ou vertical), en mettant en évidence les avantages et les inconvénients de chaque configuration.

Les principes physiques régissant la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en énergie électrique ont également été étudiés, avec un accent particulier sur des paramètres clés tels que le coefficient de puissance C_p et le rapport de vitesse de rotation λ . L'influence de plusieurs facteurs sur le rendement des éoliennes a été analysée, notamment la vitesse du vent, la hauteur du mât, le diamètre du rotor et le nombre de pales.

L'analyse a montré que les éoliennes tripales à axe horizontal offrent la meilleure efficacité pour une exploitation optimale du vent, en particulier dans les zones à vitesses moyennes à élevées. L'importance du contrôle de l'angle de calage (Pitch Control) a également été soulignée, afin d'éviter le phénomène de décrochage aérodynamique (Stall), qui peut réduire significativement les performances du système.

Chapitre III :

Etude énergétique des paramètres du choix d'une ééolienne

III.1 Paramètres liées au choix du site:

III.1.1 Potentiel algérien :

L'Algérie dispose d'un potentiel éolien considérable, en particulier dans les régions sahariennes comme Adrar, Tindouf, et Béchar. Grâce à sa vaste superficie et à la diversité de ses reliefs, le pays présente des zones exposées à des vitesses de vent moyennes favorables à la production d'énergie éolienne. D'après plusieurs études, la vitesse moyenne annuelle du vent dans certaines régions du sud peut dépasser 7 m/s à 50 mètres d'altitude, ce qui correspond à un excellent niveau de ressource éolienne.

Le potentiel éolien algérien reste encore largement sous-exploité, malgré la présence de gisements énergétiques importants, en particulier dans les hauts plateaux et le Grand Sud. Des sites comme Adrar ont été identifiés comme des zones prioritaires pour l'installation de parcs éoliens, en raison non seulement de la qualité du vent, mais aussi de la faible densité urbaine et de la disponibilité foncière. Ce potentiel représente une opportunité stratégique pour diversifier le mix énergétique national et réduire la dépendance aux énergies fossiles.

III.1.2 Potentiel d'Adrar:

La wilaya d'Adrar est située au sud-ouest de l'Algérie, dans la région saharienne, et couvre une superficie très vaste. Elle se trouve approximativement entre la latitude 26°N et 30°N, et la longitude 0° à 4°O. Adrar est caractérisé par un relief désertique plat, favorable à l'implantation d'installations éoliennes à grande échelle.

Sur le plan géographique, la région bénéficie d'un ensoleillement intense et d'un climat saharien typique, avec des températures élevées pendant la journée et des variations thermiques importantes entre le jour et la nuit. Son éloignement des zones urbaines denses et la faible densité de population permettent une exploitation optimale des ressources renouvelables comme l'énergie éolienne et solaire.

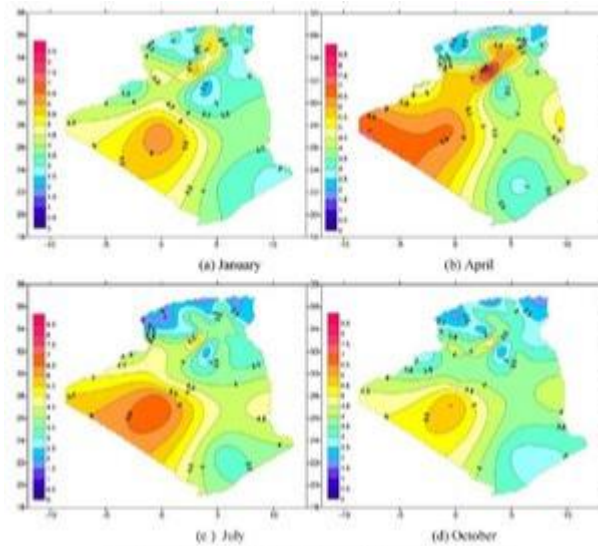


Figure III. 1: Cartes saisonnières de la vitesse du vent à Adrar[39]

Les cartes saisonnières de la vitesse du vent (figure III 1) montrent une variation notable dans la répartition des vitesses au cours des saisons dans la région d'Adrar. Ces données, indiquent que les vitesses varient entre 5,4 m/s en automne et 7,4 m/s au printemps, ce qui confirme la possibilité d'une exploitation optimale de l'énergie éolienne tout au long de l'année.

La figure suivante présente les résultats obtenus à partir de la plateforme meteoblue via l'outil EAST (Energy Assessment Tool), appliqué à la région d'Adrar. Elle illustre la distribution mensuelle des jours venteux selon différentes plages de vitesse, et montre qu'entre mars et juillet, la vitesse du vent dépasse fréquemment 6 m/s, ce qui confirme le potentiel éolien élevé de cette région.

En outre, la rose des vents indique que la direction dominante du vent provient principalement du secteur nord-est (NNE à NE). Cette régularité directionnelle constitue un avantage majeur pour l'orientation optimale des turbines et l'amélioration de leur rendement énergétique.

Figure III.2et3 : Analyse mensuelle de la vitesse et de la direction du vent à Adrar via meteoblue [meteoblue, 2025].

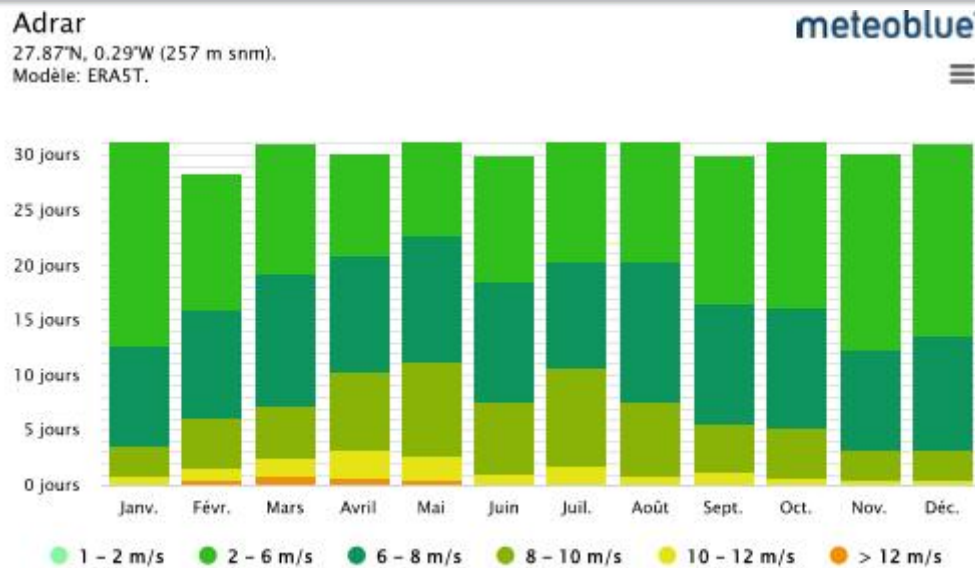


Figure III. 2:Analyse mensuelle de la vitesse[54].

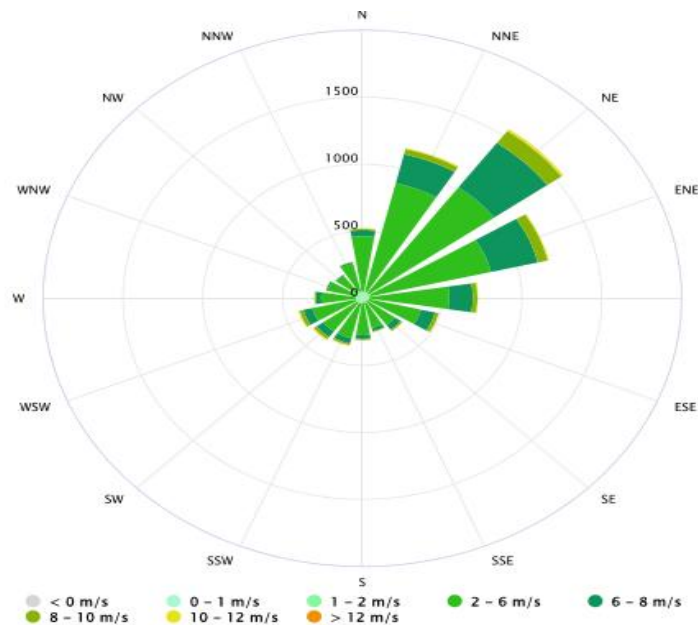


Figure III. 3: la direction du vent à Adrar via meteoblue [meteoblue, 2025].[54]

III.1.3 Analyse statistique des vitesses du vent

III.1.3.1 Distribution de Weibull:

Les valeurs mensuelles et saisonnières des paramètres de Weibull présentées dans le Tableau III.1 sont extraites de l'étude réalisée par Benmedjahed et al. [40], qui a analysé les données expérimentales de vitesse du vent relevées dans la région d'Adrar sur une période représentative. La densité de probabilité des vitesses de vent est déterminée conformément à l'équation (I.1)

Tableau III. 1 : des paramètres de distribution de Weibull et des vitesses de vent mensuelles/saisonniers à Adrar [40]

| Mois/Saison | C (m/s) | k | v (m/s) |
|------------------|---------|------|---------|
| Janvier | 6.6 | 2.02 | 5.9 |
| Février | 6.9 | 2.06 | 6.2 |
| Mars | 7.2 | 2.15 | 6.4 |
| Avril | 7.4 | 2.12 | 6.6 |
| Mai | 7.8 | 2.33 | 7.0 |
| Juin | 6.7 | 1.97 | 6.0 |
| Juillet | 6.5 | 1.85 | 5.8 |
| Août | 6.3 | 1.92 | 5.6 |
| Septembre | 6.1 | 1.90 | 5.4 |
| Octobre | 6.4 | 1.98 | 5.7 |
| Novembre | 6.4 | 2.01 | 5.7 |
| Décembre | 6.4 | 2.11 | 5.7 |
| Automne | 6.7 | 2.18 | 5.9 |
| Hiver | 7.1 | 2.22 | 6.3 |
| Printemps | 7.4 | 2.22 | 6.6 |
| Été | 6.9 | 2.16 | 6.2 |
| Moyenne annuelle | 6.9 | 2.16 | 6.2 |

Étant donné la disponibilité des données mensuelles de C et k , les valeurs annuelles ont été estimées par **la méthode de la moyenne arithmétique**, selon les relations suivantes :

$$C_{\text{Annuel}} = C_i \sum_{i=1}^{12} \frac{1}{12}$$

$$k_{\text{annuel}} = k_i \sum_{i=1}^{12} \frac{1}{12}$$

- C_{annuel} et k_{annuel} représente la valeur annuelle moyenne,
- C_i et k_i est la valeur du paramètre pour le mois i ,
- 12 est le nombre de mois dans l'année.

Par conséquent, les valeurs annuelles estimées sont :

- Moyenne des $C=6.9$
- Moyenne des $k=2.16$

L'analyse statistique des vitesses de vent sur le site d'Adrar repose sur des données expérimentales réelles, issues de l'étude de Hadj Soudi et Bouziane (2016) [52], mesurées à une hauteur de 10 mètres. Ces données fournissent la fréquence d'occurrence des vitesses de vent enregistrées durant une période d'observation représentative, regroupées par classes d'intervalles telles que présentées dans le Tableau III.2.

Tableau III. 2 :Distribution fréquentielle de la vitesse de vents à 10 m sur le site d'Adrar[52]

| Intervalle de vitesse (m/s) | Fréquence des vitesses du vent (%) |
|-----------------------------|------------------------------------|
| 0 – 1 | 7 |
| 1 – 2 | 1 |
| 2 – 3 | 4 |
| 3 – 4 | 9 |
| 4 – 5 | 11 |
| 5 – 6 | 16 |
| 6 – 7 | 16 |
| 7 – 8 | 11 |
| 8 – 9 | 8 |
| 9 – 11 | 10 |

| | |
|---------|---|
| 11 – 13 | 4 |
| 13 – 15 | 2 |
| 15 – 17 | 1 |
| > 17 | 0 |

Afin d'évaluer l'adéquation d'un modèle statistique à ces mesures expérimentales, la loi de Weibull a été utilisée pour modéliser la distribution des vitesses de vent. Les paramètres moyens de Weibull obtenus pour le site ($c = 5,9$ m/s, $k = 2,16$) ont permis de tracer la courbe théorique de la fonction de densité de probabilité, telle que définie par l'équation (1). Cette courbe a été superposée à l'histogramme expérimental des vitesses mesurées, comme illustré dans la Figure III.4 et 5.

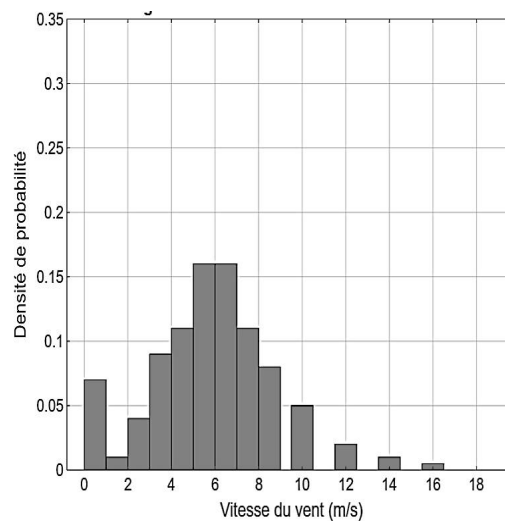


Figure III. 4:Histogramme des vitesses de vent -

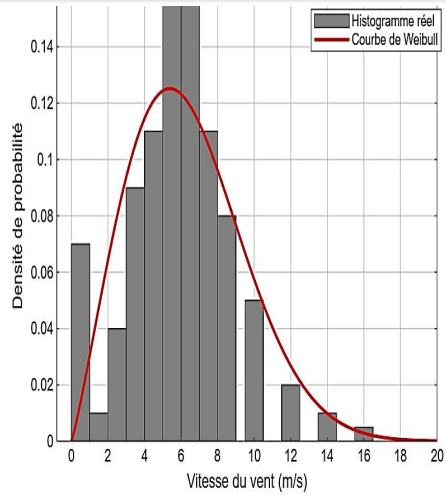


Figure III. 5:Histogramme vs Courbe de Weibull (c=5.9, k=2.16)

La simulation de la distribution de Weibull a été réalisée à l'aide du code MATLAB présenté en Annexes (A, B). La comparaison visuelle entre l'histogramme expérimental et la courbe théorique montre une bonne concordance, validant ainsi la pertinence du modèle de Weibull pour décrire la distribution statistique des vitesses de vent sur le site d'Adrar(Figure III.6).

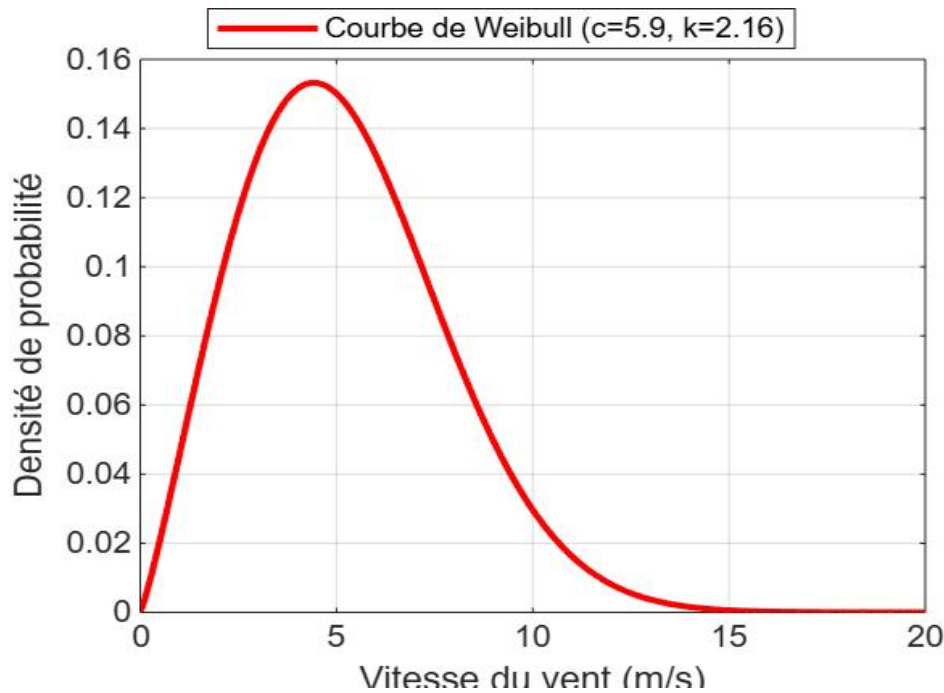


Figure III. 6: Distribution de Weibull (Adrar) (P. Annexes A.1)

Discussions :

La superposition de la courbe théorique de Weibull et de l'histogramme réel des vitesses de vent mesurées montre un bon accord global. La forme de la distribution indique que les vitesses de vent dominantes sur le site d'Adrar se situent entre 4 et 7 m/s, ce qui correspond aux vitesses de fonctionnement optimales pour des éoliennes de petite et moyenne puissance. La différence entre la courbe théorique et les données mesurées peut être attribuée à la variabilité des conditions climatiques et aux effets locaux de rugosité du terrain.

Pour affiner la modélisation de la distribution des vitesses de vent à différentes altitudes au-dessus de la hauteur de référence (10 mètres), les paramètres de Weibull (C et k) peuvent être ajustés à l'aide des relations suivantes [6,9] [41]

$$\alpha = 0.37 - 0.088 \ln(C_{10}) \quad (\text{III.1})$$

$$K_z = \frac{K_{10}}{1 - 0.0088 \ln\left(\frac{z}{10}\right)} \quad (\text{III.2})$$

$$C_z = C_{10} \times \left(\frac{z}{10}\right)^\alpha \quad (\text{III.3})$$

Où :

- z : altitude cible pour l'installation des éoliennes (ex : 120 m),
- C₁₀ et K₁₀: paramètres à 10 m d'altitude (d'après le Tableau 1 :
- C₁₀=6.9 m/s, K₁₀=2.16
- α : Exposant dépendant de la rugosité du site,

Application pratique pour une altitude de 120 m à Adrar :

Calcul de α :

$$\alpha = 0.37 - 0.088 \ln(6.9) \approx 0.19$$

Calcul de C₁₀₀:

$$C_{100} = 6.9 \times \left(\frac{100}{10}\right)^{0.19} \approx 11.48 \text{ m/s}$$

Calcul de K_{100} :

$$K_{100} = \frac{2.16}{1 - 0.0088 \ln\left(\frac{100}{10}\right)} \approx 2.10$$

Tableau III. 3: Variation du paramètre C avec l'altitude.

| Altitude (m) | Paramètre C (m/s) | Paramètre k |
|--------------|-------------------|-------------|
| 10 | 6.9 | 2.16 |
| 50 | 9.86 | 2.13 |
| 80 | 10.94 | 2.11 |
| 100 | 11.48 | 2.10 |

Discussions (Voir le tableau III.3) :

- L'augmentation de C de 6.9 à 11.48 m/s reflète l'accroissement de la vitesse du vent avec l'altitude.
- La légère diminution de K de 2.16 à 2.10 indique une distribution des vitesses légèrement plus régulière aux altitudes élevées.

Cette analyse confirme qu'augmenter la hauteur des mâts de 10 à 100 mètres à Adrar permet d'exploiter des vitesses de vent supérieures (+33%), tout en bénéficiant d'une distribution plus stable. Ces résultats justifient techniquement le choix d'installations sur des mâts hauts pour maximiser la production énergétique.

Comparaison avec les études précédentes:

Afin de vérifier la fiabilité des résultats obtenus concernant la distribution de Weibull dans la région d'Adrar, nous les avons comparés avec ceux publiés dans l'étude de **Benhamou et al. (2013)**. [42]

Dans notre étude, la vitesse moyenne annuelle du vent est de **6,9 m/s**, avec un paramètre de forme **k = 2,16**. Dans l'étude de Benhamou et al., la vitesse moyenne

est de **6,34 m/s** et **k = 2,15**, ce qui montre une bonne concordance entre les deux résultats.

Cependant, bien que les paramètres de Weibull soient similaires, la forme de l'histogramme obtenu dans notre cas présente une légère différence par rapport à celui de Diaf et al. Cela peut être dû à la période des données utilisée et à la résolution temporelle (Comme illustré sur la figure III.7)

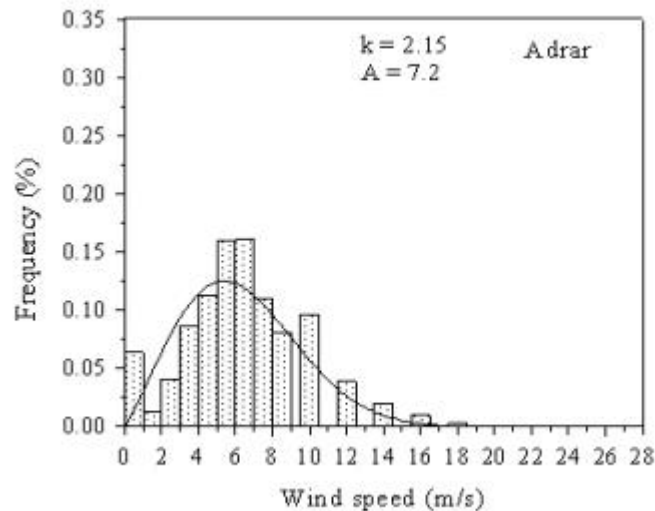


Figure III. 7:Évaluation de la source d'énergie éolienne pour la région de l'Adrar[42]

III.1.3.2 Rose des vents:

En raison de la complexité du tracé de la rose des vents à plusieurs classes dans le logiciel MATLAB nous avons eu recours à l'étude réalisée par Mederreg et al. (2021), qui fournit une analyse détaillée des directions et des vitesses du vent dans la région d'Adrar. La rose des vents montre que les directions dominantes du vent proviennent du nord et de l'ouest, Selon cette étude, la vitesse moyenne annuelle du vent dans cette région est d'environ **5,7 m/s à une hauteur de 10 mètres**, ce qui constitue un potentiel intéressant pour l'exploitation de l'énergie éolienne (Voir la figure III.8).

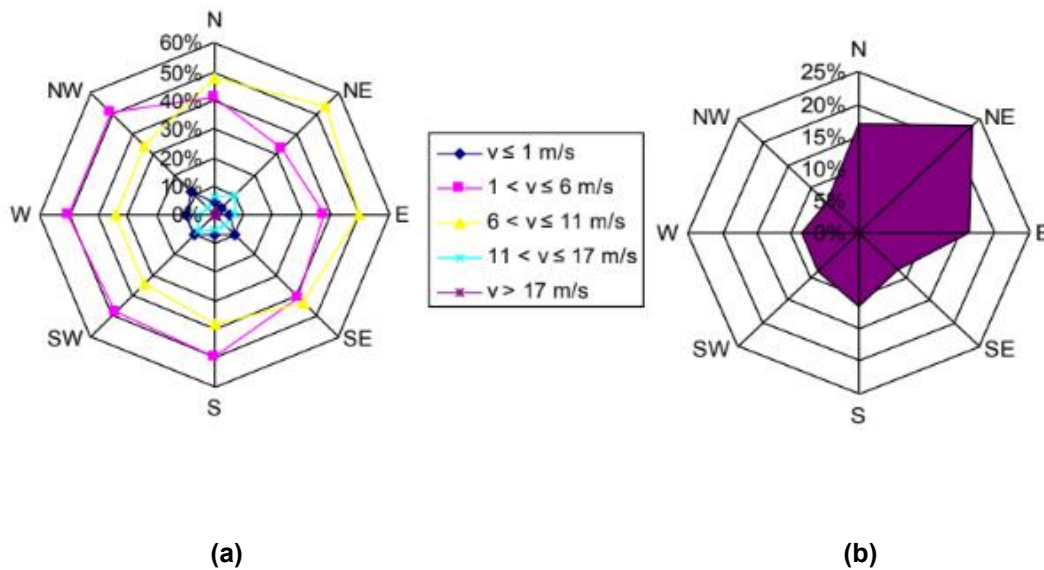


Figure III. 8: Roses des vents pour le site d'Adrar [5]

Graphique (a) :

Il représente la distribution des directions du vent en fonction des classes de vitesse, réparties en cinq intervalles :

- $v \leq 1 \text{ m/s}$ (bleu)
- $1 < v \leq 6 \text{ m/s}$ (rose)
- $6 < v \leq 11 \text{ m/s}$ (jaune)
- $11 < v \leq 17 \text{ m/s}$ (cyan)
- $v > 17 \text{ m/s}$ (violet clair)
- Les directions dominantes du vent se situent entre le sud-ouest (SW) et l'est (E).
- Les vitesses modérées (6–11m/s) sont particulièrement fréquentes dans les directions est et sud-ouest.
- Les vitesses très élevées ($v > 17 \text{ m/s}$) sont rares.

Graphique (b) :

Il présente la fréquence des directions du vent indépendamment de la vitesse :

- Les vents proviennent principalement du nord (N) et du sud-ouest (SW).
- La fréquence maximale atteint environ 20 % en provenance du nord.

III.1.4 Influence de la hauteur sur la vitesse du vent

La variation de la vitesse du vent en fonction de l'altitude a été évaluée en appliquant la loi de puissance, conformément à l'équation (I.2)

Valeurs typiques de (α):

Tableau III. 4: Valeurs typiques de (α):

| Type de terrain | Valeur (α) |
|---------------------------|---------------------|
| Terrain ouvert (plaines) | 0.14 - 0.16 |
| Zones agricoles | 0.18 - 0.20 |
| Zones urbaines | 0.25 - 0.30 |
| Adrar (désertique) | 0.19 |

Application aux données d'Adrar:**Données fournies :**

- Vitesse moyenne annuelle du vent à 10 mètres (v_0) = **6.15m/s** (d'après le tableau précédent).
- (α) = **0.19** (hypothèse pour un terrain désertique ouvert).
- h: hauteur courante pour les éoliennes 10,20,,120

A.N:

$$v_{10} = 6.15 \times \left(\frac{10}{10}\right)^{0.19} = 6.15 \text{ m/s}$$

$$v_{(20)} = 6.15 \times \left(\frac{20}{10}\right)^{0.19} = 7.04 \text{ m/s}$$

Tableau III. 5 Vitesse du vent selon la hauteur

| Hauteur (m) | Vitesse $V(h)$ (m/s) |
|-------------|----------------------|
| 10 | 6.15 |
| 50 | 8.46 |
| 80 | 9.37 |
| 100 | 9.85 |

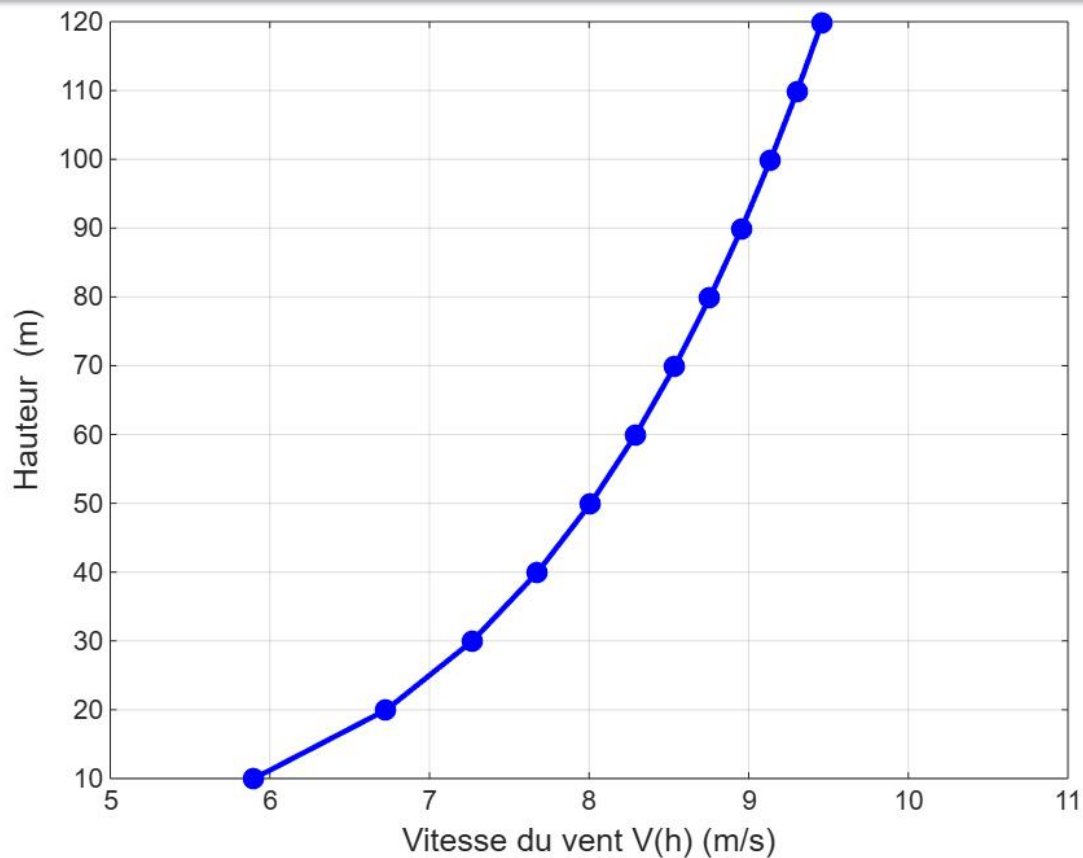


Figure III. 9: Hauteur en fonction de la vitesse du vent (P. Annexe D)

Dicussion sur la figureIII.9:

La courbe illustrant l'influence de la hauteur sur la vitesse du vent met en évidence une augmentation progressive de la vitesse moyenne du vent avec l'altitude. Cette évolution est cohérente avec la loi de puissance (voir Eq. (2) du Chapitre I), qui indique que la vitesse du vent augmente selon une relation exponentielle en fonction de l'altitude et du coefficient de rugosité du terrain. Cette augmentation de vitesse permet de justifier l'installation des éoliennes à des hauteurs supérieures à 60 m afin de capter des régimes de vent plus forts et plus stables, améliorant ainsi le potentiel énergétique exploitable sur le site d'Adrar.

III.1.5 puissance disponible

Calcul de la puissance disponible à 10 m :

Données (Gamesa G52 – 850 kW)

$$\rho = 1.15 \text{ kg}^3$$

$$D = 52 \text{ m}$$

$$A = \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2 = 2123.7 \text{ m}^2$$

$$C_p = 0.4$$

$$v(h = 10) = 6.15 \text{ m/s}$$

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times V^3$$

A.N

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \times 1.15 \times 2123.7 \times (6.15)^3$$

$$P_{disp} \approx 284.04 \text{ KW}$$

Calcul de la puissance récupérée:

$$P_{\text{récup}} = P_{disp} \times C_p = 284.04 \times 0.4 = 113.61 \text{ KW}$$

Calcul de l'énergie annuelle correspondante

$$E_{an} = P_{\text{récup}} \times T$$

T = Nombre d'heures annuelles = 8760h

$$E_{an} = 113.61 \times 8760 = 995.27 \text{ MWh}$$

III.1.6 Influence de la hauteur sur la puissance disponible

Tableau III. 6: Vitesse du vent et puissance disponible selon la hauteur

| h (m) | V(h) (m/s) | P (kW) |
|-------|------------|---------|
| 10 | 6,15 | 284.04 |
| 50 | 7,94 | 611.255 |
| 80 | 8,45 | 736.768 |
| 100 | 8,69 | 801.346 |

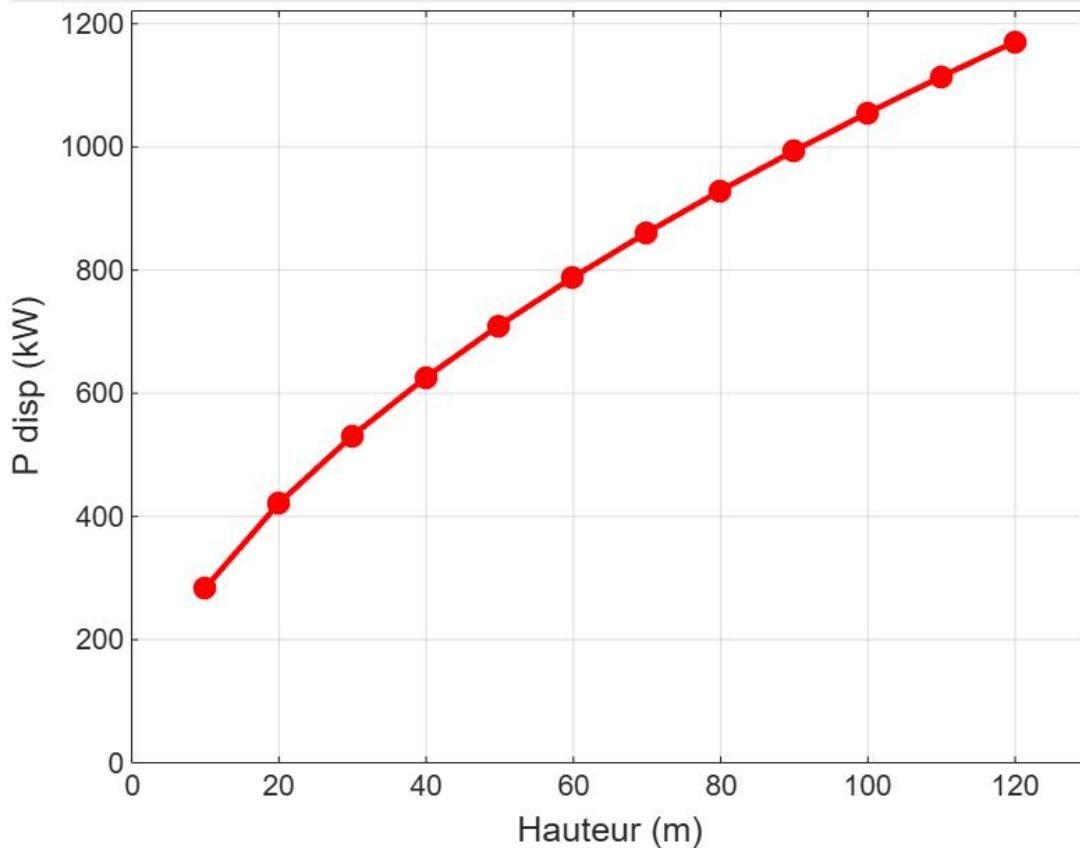


Figure III. 10: Variation de la puissance disponible avec la hauteur(P. Annexe D)

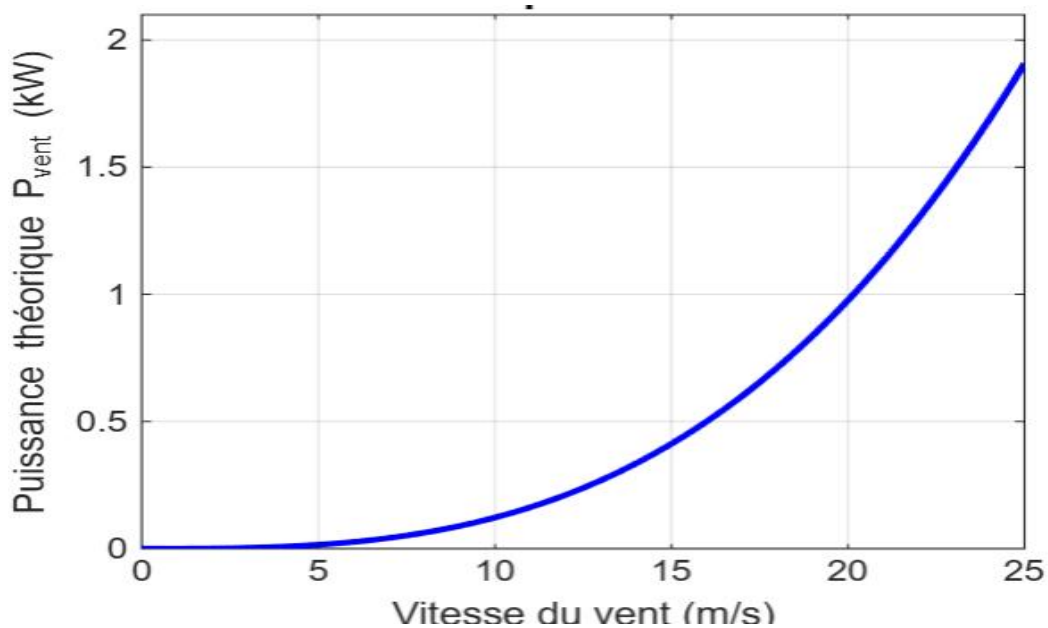


Figure III. 11: Variation de la puissance disponible avec la vitesse du vent (P. Annexe c:)

Discussion des résultats :

- La figure III.11 montre clairement que la puissance disponible augmente significativement avec l'altitude. Cette évolution s'explique par l'augmentation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur, conformément à la loi de puissance (voir Eq. (1.2) du Chapitre I). En effet,

la puissance du vent étant proportionnelle au cube de la vitesse (Eq. (1.5) du Chapitre I), toute augmentation même faible de la vitesse entraîne une hausse importante de la puissance disponible. Ce résultat justifie l'intérêt d'utiliser des mâts de grande hauteur pour optimiser la production d'énergie des éoliennes, surtout dans les régions sahariennes comme Adrar où le potentiel éolien s'accroît avec l'altitude.

- La figure III.12 illustre la forte dépendance de la puissance disponible à la vitesse du vent. Comme prévu théoriquement (Eq. (1.5) du Chapitre I), la puissance varie selon le cube de la vitesse, ce qui explique l'accroissement très rapide de la puissance disponible dès que la vitesse dépasse 5 m/s. Ce comportement confirme l'importance cruciale d'implanter les éoliennes sur des sites où les vitesses moyennes de vent sont suffisantes pour garantir une production énergétique rentable.

III.1.7 Influence saisonnière

La saison du vent est également importante à prendre en compte, car la vitesse du vent sur différents sites varie en fonction de la période de l'année et des conditions météorologiques dominantes.

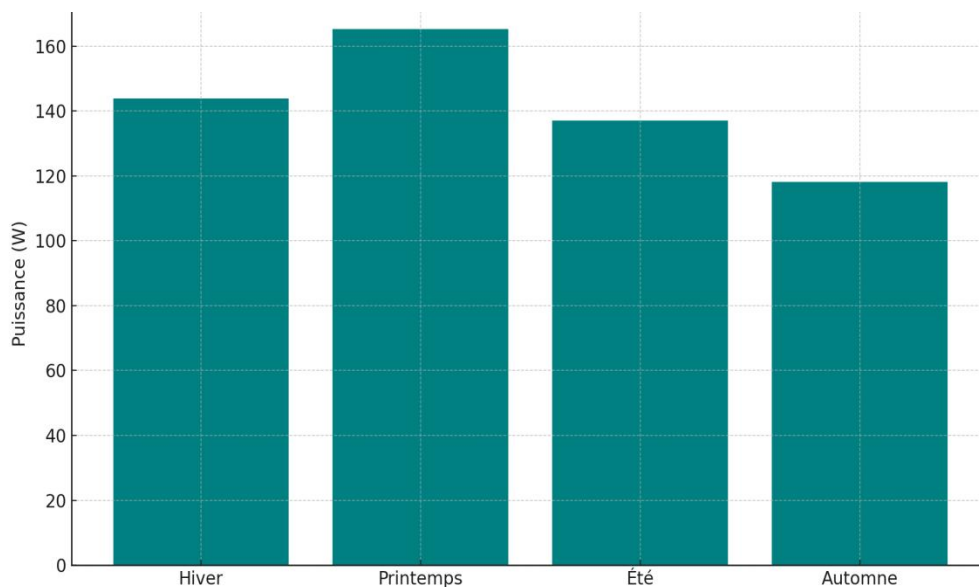


Figure III. 12: Variation saisonnière de la puissance disponible

Les saisons influencent directement la vitesse moyenne du vent, et donc la production énergétique. Le printemps est la saison la plus favorable à Adrar.

III.2. Paramètres liés à l'éolienne :

Si le choix du site est un facteur déterminant dans la production d'énergie éolienne, les caractéristiques techniques de l'éolienne elle-même jouent un rôle tout aussi crucial. Les paramètres tels que la hauteur du mât, la géométrie des pales, ou encore le coefficient de puissance influencent directement la quantité d'énergie pouvant être convertie. Ce qui suit présente une analyse détaillée de ces éléments afin d'optimiser la performance du système.

Dans cette étude, nous proposons d'utiliser une éolienne réelle de type **Gamesa G52**, adaptée aux sites à vent moyen. Ce choix repose sur la disponibilité des données techniques et la compatibilité avec les vitesses de vent enregistrées dans la région d'Adrar.

III.2. Paramètres liées à l'éolienne

III.2.1 Puissance récupérée :

La puissance récupérée correspond à l'énergie réellement transformée par l'éolienne à partir de la puissance disponible dans le vent. Elle dépend non seulement de la vitesse du vent, mais aussi du rendement aérodynamique de la machine, souvent exprimé par le coefficient de puissance C_p .

$$P_{rec} = C_p \times \eta_g \times P_{disp} \quad (III.4)$$

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times V^3 \quad (III.5)$$

où

- C_p : est le coefficient de puissance (0.4),
- ρ : est la densité de l'air à Adrar (1.15 kg/m³),
- A : est la surface balayée par les pales (2124m²),
- $\eta_g = 0.9$.

III.2.2 Courbe de puissance pour une éolienne

La courbe de puissance d'une éolienne traduit la relation entre la vitesse du vent et la puissance produite en sortie. Elle est essentielle pour estimer l'énergie générée sur un site donné, notamment lorsqu'elle est combinée avec la distribution statistique des vitesses de vent (comme la loi de Weibull).

Afin d'analyser la relation entre la vitesse du vent et la puissance produite par une éolienne réelle, nous avons représenté la courbe de puissance d'un modèle industriel : **la turbine Gamesa G52**, en utilisant le logiciel MATLAB (Figure III. 14).

Ce modèle possède les caractéristiques suivantes :

- Vitesse de démarrage : **4 m/s**
- Vitesse nominale : **13 m/s**
- Vitesse de coupure : **25 m/s**
- Puissance maximale : **850 kW**

La courbe obtenue présente la tendance typique des turbines modernes **G52** :

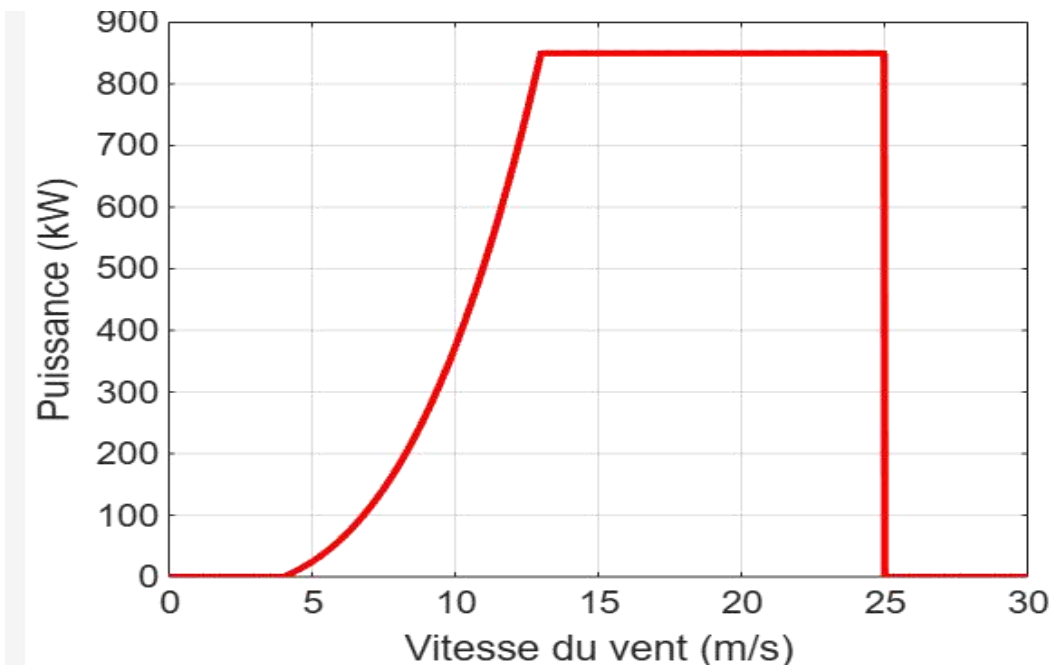


Figure III. 14: courbe de puissance -GamesaG52 (P.AnnexM)

Discussion:

- La puissance augmente progressivement entre 4 m/s (vitesse de démarrage) et 13 m/s (vitesse nominale), suivant une loi cubique qui lie la vitesse du vent à la puissance générée. Elle atteint ensuite un plateau à 850 kW, correspondant à la puissance maximale de la turbine.
- Une chute brutale à zéro survient au-delà de 25 m/s, conformément aux mécanismes de sécurité intégrés pour éviter les dommages structurels.

La courbe de puissance (Figure III. 14) traduit les limites techniques de la turbine : en dessous de **3 m/s**, aucune production n'est possible ; au-delà de **12 m/s**, la puissance est régulée pour protéger les composants, et elle chute à zéro au-delà de **25 m/s** par sécurité.

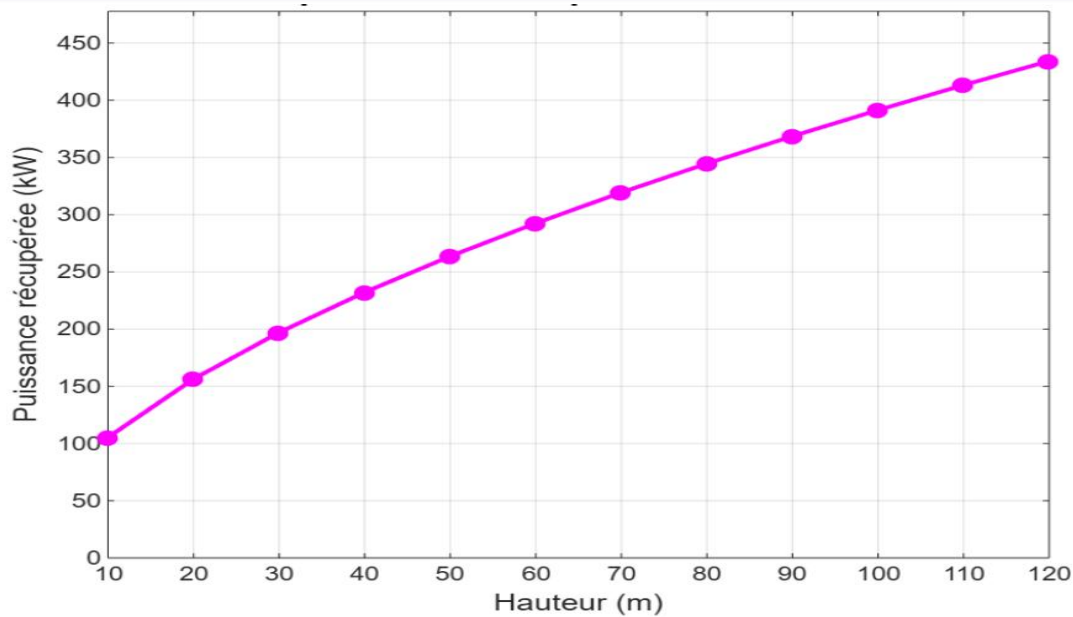


Figure III. 15:Variation de la puissance récupérée en fonction de la hauteur(P. Annexe E)

Discussion :

La courbe présentée tient compte d'un coefficient de puissance=0,42, ce qui reflète un rendement typique d'une éolienne commerciale moderne. Cette valeur permet d'estimer de manière réaliste la puissance utile pouvant être convertie en électricité.

- Elle reste **parallèle** à la courbe de puissance disponible, mais **en dessous**, car seule une partie de l'énergie peut être convertie en électricité.
- L'écart entre les deux courbes reste **constant proportionnellement** ($\approx 45\%$) à toutes les hauteurs.

Tableau III. 7: Puissance récupérée en fonction de la hauteur

| Hauteur h (m) | Vitesse du vent V(h) (m/s) | Puissance récupérée (kW) |
|---------------|----------------------------|--------------------------|
| 10 | 5.90 | 283.75 |
| 50 | 8.33 | 637.61 |
| 80 | 9.17 | 820.31 |
| 100 | 9.60 | 922.01 |

Ainsi, plus la hauteur du mât augmente, plus la vitesse du vent est élevée, ce qui entraîne une croissance significative de la puissance récupérée. Cette relation justifie l'optimisation de la hauteur pour améliorer la rentabilité énergétique des installations.

III.2.3 Rapport des vitesses λ :

Le rapport de vitesses spécifiques λ est pris en compte selon l'équation (II.3)

III.2.4 Influence du coefficient de puissance C_p et limite de Betz:

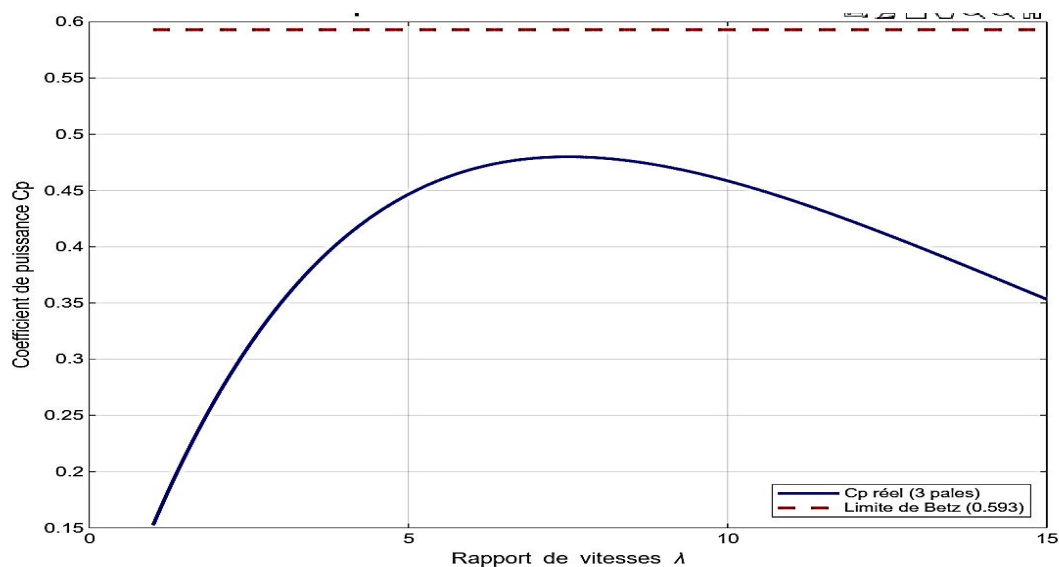


Figure III. 16: courbe du coefficient de puissance et limite de Betz (P. Annexe F)

Discussions :

- C_p Représente l'efficacité avec laquelle une éolienne convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.
- Le graphique (Fig III.16) illustre que C_p augmente avec le rapport de vitesses spécifiques λ , jusqu'à atteindre une valeur maximale 0,48 au point de fonctionnement optimal $\lambda=7$, puis diminue progressivement en raison des pertes aérodynamiques accrues.
- λ est le rapport entre la vitesse des extrémités des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.
- La plage typique de λ pour les éoliennes modernes est de 5 à 10, où C_p est optimal.

- La limite de Betz, fixée à 59,3 %, représente le maximum théorique de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, indépendamment de la technologie utilisée. Aucun rotor ne peut physiquement dépasser cette limite, même dans des conditions idéales.
- Sur le graphique, cette limite est représentée par une ligne horizontale, soulignant que même dans des conditions idéales, une éolienne ne peut pas dépasser cette efficacité.

Ainsi, le coefficient de puissance C_p permet d'évaluer l'efficacité réelle d'une éolienne en tenant compte des limitations physiques telles que la limite de Betz. Une conception optimisée doit viser un C_p proche de 0,45 à 0,5, tout en garantissant une bonne stabilité autour de la valeur optimale de λ .

Le coefficient de puissance atteint sa valeur maximale pour un λ d'environ 7, ce qui correspond à la plage optimale de fonctionnement pour les éoliennes tri pales modernes. Ce point d'équilibre assure un compromis idéal entre portance efficace et traînée limitée. [46]

$$C_p(\lambda) = C_{p_{max}} \times \left(\frac{\lambda}{\lambda_{opt}} \right) \times \exp \left(1 - \frac{\lambda}{\lambda_{opt}} \right)$$

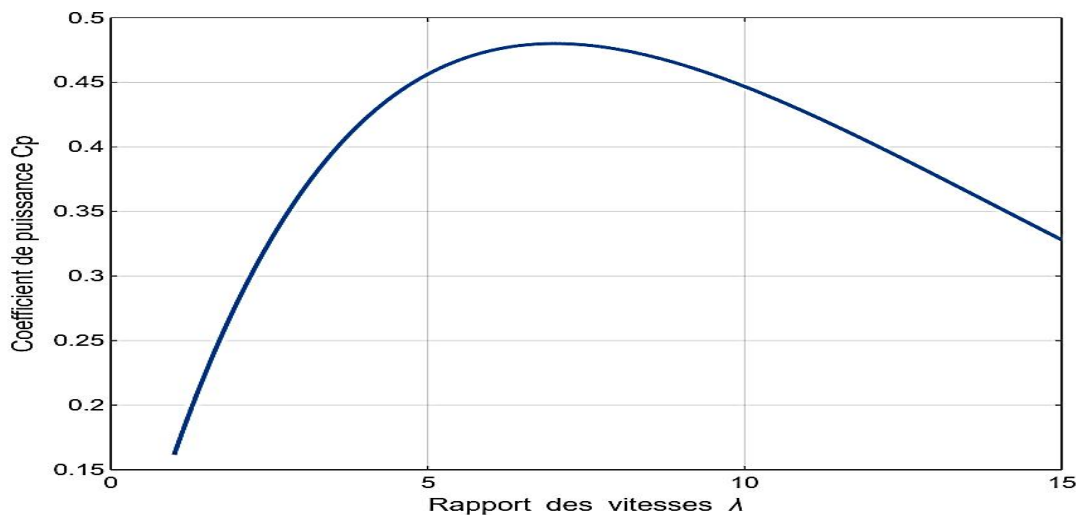


Figure III. 17: variation du coefficient de puissance C_p en fonction du rapport des vitesses λ pour une éolienne (P. Annexe G)

Discussion (Figure III. 17) :

- Le Coefficient de puissance C_p mesure l'efficacité de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.
- Les valeurs affichées de C_p vont de 0.15 à 0.5, ce qui est typique pour les éoliennes modernes.
- Un C_p élevé (proche de 0.5) indique une meilleure efficacité.
- λ est le rapport entre la vitesse en bout de pale et la vitesse du vent.
- Les éoliennes sont optimisées pour fonctionner dans une plage spécifique de λ (généralement entre 5 et 10).

Analyse de la courbe :

Le C_p atteint son maximum (environ 0.5) pour une valeur optimale de λ .

Lorsque λ dépasse la valeur optimale, C_p décroît progressivement en raison de l'augmentation des turbulences et de la dégradation de l'efficacité aérodynamique des pales, rendant la conversion d'énergie moins performante.

Efficacité maximale : Le graphique montre que **la valeur maximale de C_p (~0,48) est atteinte pour $\lambda \approx 7$** , indiquant que les éoliennes fonctionnent à leur rendement optimal dans cette plage de vitesse relative.

Comparaison

La valeur optimale obtenue de $\lambda \approx 7$ correspond aux plages standards définies dans la littérature (λ entre 5 et 10), notamment dans l'étude de référence [10] qui indiquent que la performance maximale d'une éolienne est atteinte pour $\lambda \approx 6.5$.

En résumé, la performance d'une éolienne est fortement dépendante du rapport λ . Un réglage précis autour de $\lambda = 7$ permet de maximiser C_p , et donc d'améliorer significativement la quantité d'énergie récupérée. Cette valeur est cohérente avec les données de la littérature scientifique, renforçant la validité des choix de conception.

III.2.5 Influence de Angle de calage:

Le coefficient de puissance C_p est calculé en fonction de l'angle de calage β conformément à l'équation (4et5) du Chapitre II.

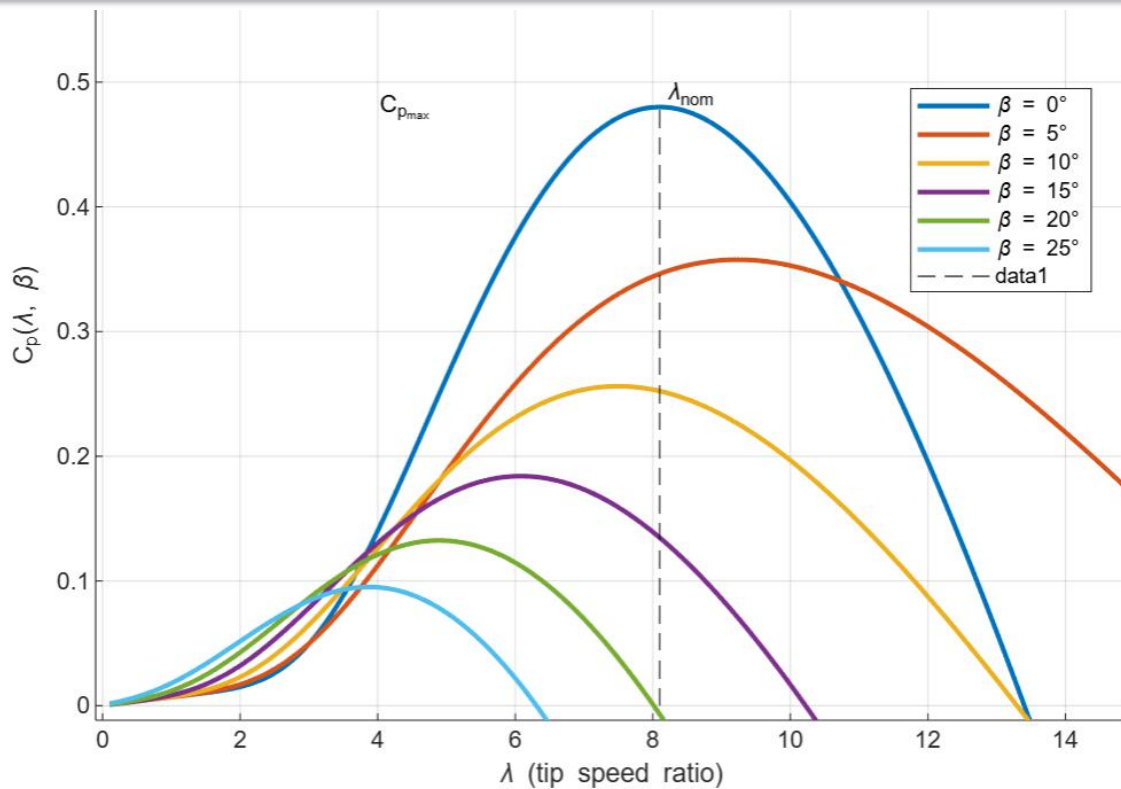


Figure III. 18: influence de l'angle de calage (P. Annexe U)

Discussion (Figure III. 18) :

Le graphique montre que C_p atteint son maximum lorsque l'angle d'inclinaison est compris entre 0° et 5° .

Lorsque l'angle β dépasse 5° , on observe une diminution progressive du C_p , due à une dégradation du flux d'air autour des pales. Cette augmentation de la traînée limite l'efficacité de conversion de l'énergie du vent.

Impact de l'angle d'inclinaison sur la performance

- $\beta = 0^\circ \rightarrow C_p$ atteint sa valeur maximale ($\sim 0,45$), ce qui indique un excellent rendement énergétique.
- Entre $\beta = 5^\circ$ et $15^\circ \rightarrow C_p$ diminue progressivement en raison des perturbations du flux d'air autour des pales.
- Lorsque l'angle β dépasse 5° , on observe une diminution progressive du C_p , due à une dégradation du flux d'air autour des pales. Cette augmentation de la traînée limite l'efficacité de conversion de l'énergie du vent.

Comparaison :

La modélisation mathématique du coefficient de puissance $C_p(\lambda, \beta)$ utilisée dans cette étude s'appuie sur les travaux de [10] qui propose une représentation semi-expérimentale de la variation de C_p en fonction de l'angle d'inclinaison β . Nos

résultats montrent que le **Cp maximal est atteint pour $\beta \approx 0^\circ-5^\circ$** , puis diminue progressivement, atteignant une chute nette au-delà de **15°** , ce qui confirme la tendance observée par [48] dans leur modélisation théorique.

Ainsi, l'accord entre les résultats simulés et ceux issus de la littérature [48] renforce la validité du modèle retenu.

En conclusion, l'angle de calage constitue un paramètre critique dans l'optimisation des performances d'une éolienne. Un réglage compris entre 0° et 5° permet d'atteindre des valeurs optimales de C_p . Au-delà de cette plage, l'efficacité aérodynamique chute fortement, ce qui confirme les résultats théoriques et expérimentaux trouvés dans la littérature comme la référence [49].

III.2.6 Influence du nombre des pales :

L'influence du nombre de pales sur le coefficient de puissance C_p est évaluée à l'aide des équations (5) et (6) du Chapitre II.

On obtient les résultats sur la figure III.13 ci dessous:

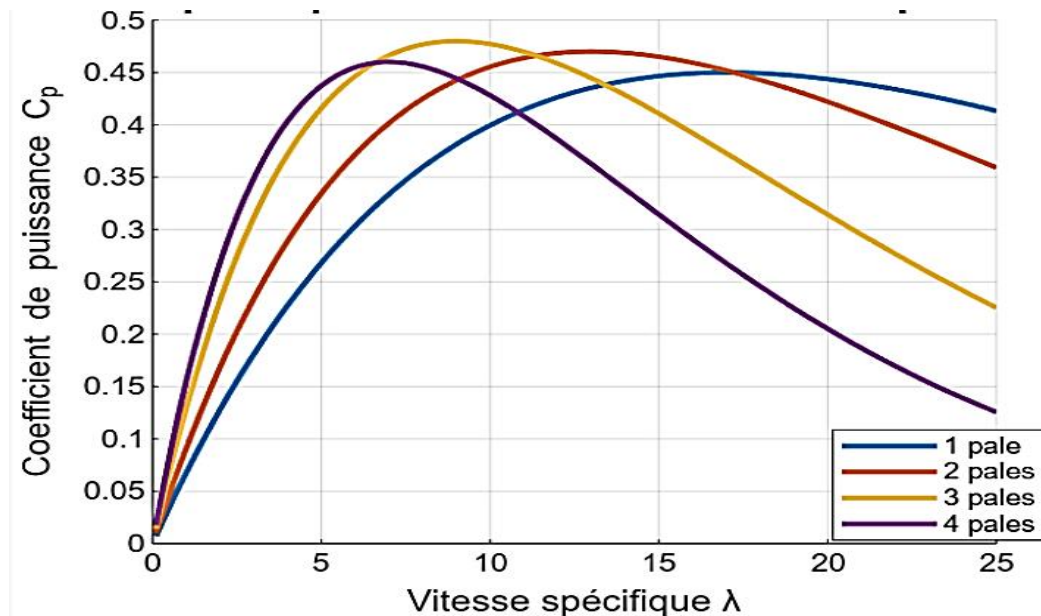


Figure III. 19: le nombre de pales d'une éolienne, en fonction du rapport de vitesses λ . (P. Annex K)

Discussion:

- Selon la figure III.19 le C_p maximal diminue généralement quand le nombre de pales augmente, les résultats affichent pour (n=1 , $C_{pmax}=0,45$), (2,0.46), (3,0.48),(4,0.46).
- Impact du rapport λ : La plage optimale de λ varie selon le nombre de pales (n=1, $\lambda=17$), (2, 13), (3,7), (4,6)
- Les éoliennes à plusieurs pales (plus de 3) présentent un couple de démarrage plus élevé, ce qui peut être avantageux dans des conditions de vent faible. Cependant, cette configuration entraîne une augmentation des pertes par traînée, réduisant ainsi le rendement global avec un C_p généralement plus faible.
- Les éoliennes à moins de pales ont besoin de vitesses plus élevées

Comparaison

Le choix d'un rotor à 3 pales, avec $C_p \approx 0.48$, est largement soutenu par la littérature. Selon [47], cette configuration représente le meilleur compromis entre efficacité aérodynamique, couple de démarrage, et stabilité structurelle. Les turbines à 2 pales, bien que plus légères, affichent un C_p plus faible (~ 0.42).

- Les éoliennes à 3 pales sont les plus courantes car elles offrent un bon compromis entre:
 - Couple de démarrage (meilleur qu'avec 2 pales)
 - Coût et complexité (moindre qu'avec 4+ pales)
 - Performances aérodynamiques optimales

En conclusion, le choix du nombre de pales est une décision d'ingénierie stratégique. Le rotor tripale demeure le standard industriel en raison de son excellent compromis entre performance énergétique, stabilité et coûts. Cette configuration est particulièrement bien adaptée aux grandes éoliennes terrestres comme celles destinées à des sites ventés tels que la région d'Adrar.

Les turbines à 3 pales sont les plus efficaces ($C_p \approx 0.48$), équilibre optimal entre rendement, stabilité et bruit.

III.2.7 Coefficient de puissance maximale atteint en pratique

Malgré toutes les hypothèses simplificatrices, les meilleures éoliennes atteignent déjà des valeurs très respectables pour le coefficient de puissance, comme le montre la figure ci-dessous (Figure III. 20).

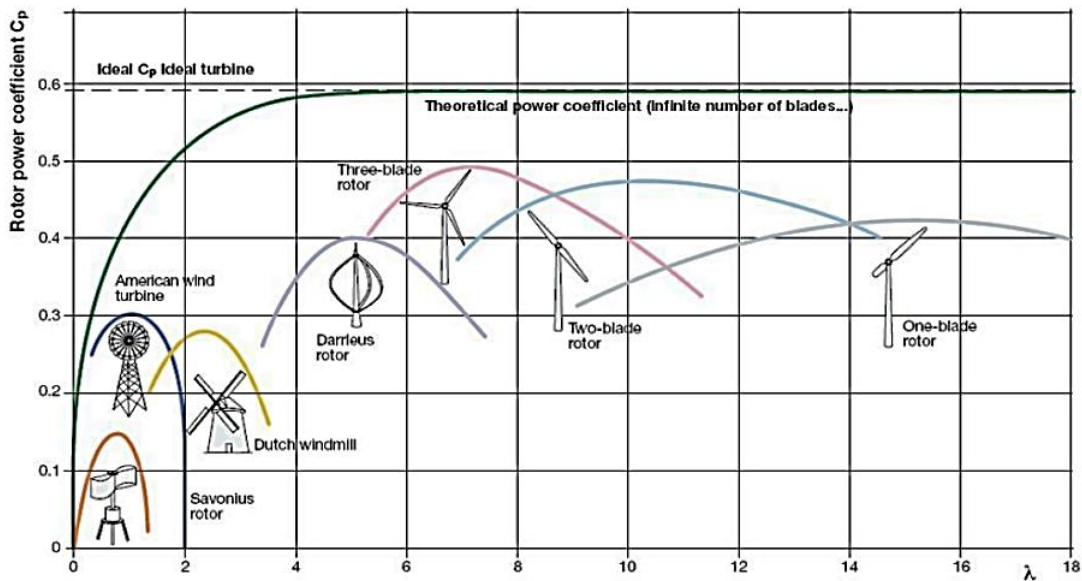


Figure III. 20: Courbe de coefficient de puissance pour différentes formes d'éoliennes [52]

L'abscisse du diagramme est le rapport entre la vitesse de la pointe de l'éolienne et celle du vent incident, qui dépend de comment l'éolienne est contrôlée. Le facteur de puissance varie avec ce paramètre selon une courbe spécifique à chaque modèle d'éolienne.

Les éoliennes courantes, c'est-à-dire à axe horizontal avec trois pales, ont un coefficient de puissance maximal qui atteint presque 0,5. Certaines conceptions à quatre pales peuvent être très légèrement meilleures, mais leur coût plus élevé ne justifie pas leur emploi.

III.2.8 Influence du diamètre de l'éolienne :

Le diamètre du rotor, correspondant à la longueur des pales en rotation, détermine la surface balayée par l'éolienne. Cette surface influence directement la quantité d'énergie captée, car la puissance du vent récupérable est proportionnelle à l'aire balayée ($A = \pi R^2$). L'augmentation du diamètre constitue donc un levier essentiel pour maximiser la production d'énergie, en particulier dans des régions à vent modéré.

Ainsi, une éolienne dotée d'un rotor de plus grand diamètre est capable de capter un volume d'air plus important, même à des vitesses de vent modérées. Cette caractéristique augmente significativement l'énergie extraite, ce qui justifie l'évolution continue vers des rotors de plus grande envergure dans les modèles industriels récents (Figure III. 21).

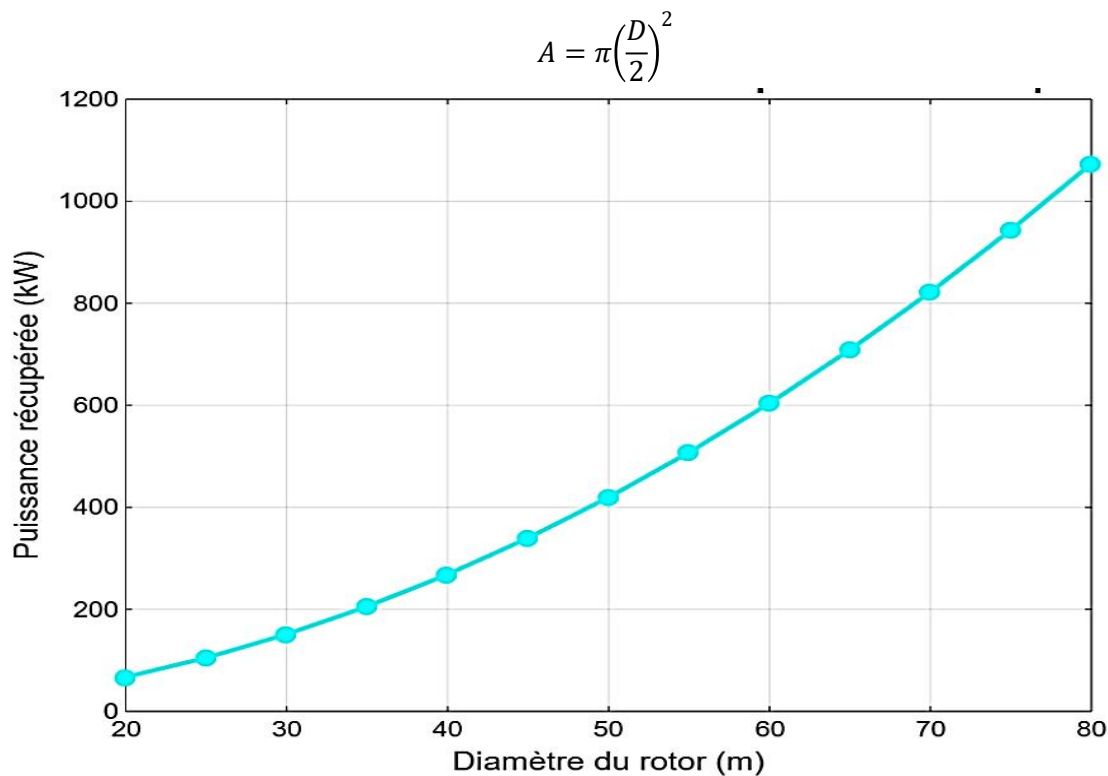


Figure III. 21: relation entre la puissance récupérable (en MW) et le diamètre du rotor (en mètres) pour une éolienne

Discussion:

La figure illustrant l'influence du diamètre du rotor sur la puissance montre une augmentation significative de la puissance récupérable avec l'agrandissement du diamètre. Ceci s'explique par l'accroissement de la surface balayée du rotor ($A = \pi R^2$) qui capte un plus grand volume d'air. Cependant, l'augmentation du diamètre implique des contraintes mécaniques et économiques supplémentaires.

Croissance exponentielle :

- La puissance augmente de manière non-linéaire avec le diamètre

Loi physique sous-jacente :

- La puissance est proportionnelle à la surface balayée (πR^2)

En résumé, le diamètre du rotor est l'un des facteurs les plus influents sur la puissance captée par une éolienne. Son impact exponentiel sur la surface balayée en fait un paramètre clé à considérer pour les sites à vent modéré, où

l'agrandissement du rotor permet de compenser des vitesses de vent relativement faibles.

Afin d'analyser la relation entre le diamètre et la puissance produite par une éolienne réelle, nous avons représenté la courbe de puissance d'un modèle industriel : **la turbine Gamesa G52 – 850 kW et Gamesa G58 – 850 kW**, en utilisant le logiciel MATLAB.

Ce modèle possède les caractéristiques suivantes :

Gamesa G52

- Vitesse de démarrage : **4 m/s**
- Vitesse nominale : **13 m/s**
- Vitesse de coupure : **25 m/s**
- Puissance maximale : **850 kW**

Gamesa G58

- Vitesse de démarrage : **3 m/s**
- Vitesse nominale : **12 m/s**
- Vitesse de coupure : **20 m/s**
- Puissance maximale : **850 kW**

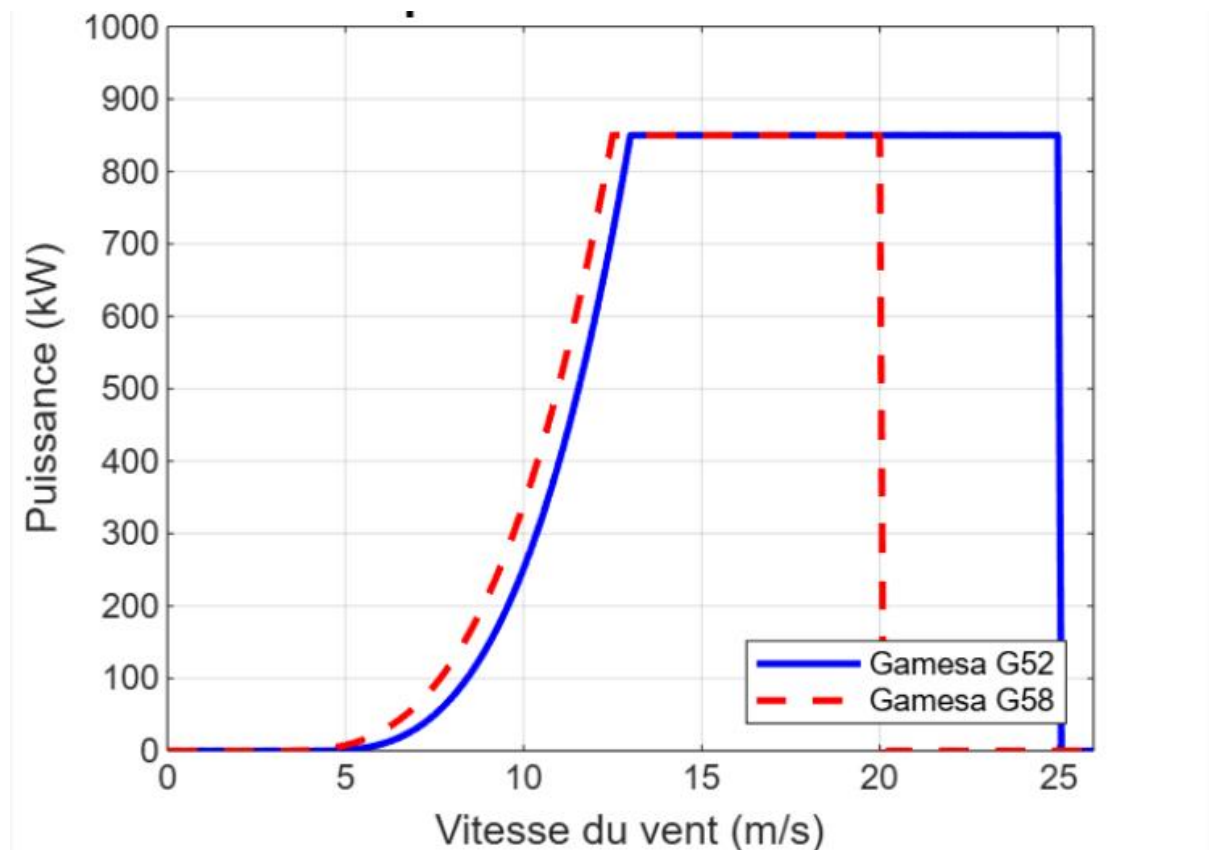


Figure III. 22: Courbes de puissance G52 et G58 (Annex N)

Discussion :

La figure III.22 présente les courbes de puissance des deux éoliennes étudiées : Gamesa G52 et Gamesa G58. On observe que l'éolienne G58 développe une puissance nominale plus élevée grâce à un rotor de diamètre supérieur, ce qui lui permet de capter une plus grande quantité d'énergie cinétique du vent (surface balayée plus large). En revanche, la G52 atteint sa puissance nominale à une vitesse de vent légèrement inférieure, ce qui peut constituer un avantage dans des sites où les vitesses de vent ne dépassent pas fréquemment 11 à 12 m/s. Cette comparaison montre l'importance du choix du modèle d'éolienne en fonction du profil de vent spécifique au site d'implantation.

III.3. Autres facteurs influents :

Au-delà des caractéristiques techniques de l'éolienne et du site, d'autres paramètres environnementaux influencent sensiblement la performance réelle d'un système éolien. Ces facteurs comprennent notamment la densité de l'air, la température ambiante et la rugosité du terrain. Leur prise en compte est indispensable pour affiner les estimations de production énergétique et adapter la conception aux conditions locales.

III.3.1: Influence de la masse volumique de l'air :

La densité de l'air ρ est un facteur déterminant dans le calcul de la puissance du vent, car cette dernière est directement proportionnelle à ρ . Or, la densité dépend des conditions climatiques, notamment de la température et de l'altitude. Dans une région chaude comme Adrar, une température élevée réduit la densité de l'air, et donc la puissance récupérable.

la masse volumique de l'air varie avec la température :

$$\rho = \frac{P}{RT} \quad (\text{III.6})$$

Données:

- P: 101325Pa (pression atmosphérique standard),
- T: 35°C = 308.15K,
- R: 287.

Calcul de la densité de Adrar:

$$\rho = \frac{101325}{308.15 \times 237} = \frac{101325}{88338.05} \approx 1.15 \text{Kg}^3$$

Une température plus élevée (comme à Adrar) diminue la densité, donc la puissance extraite.

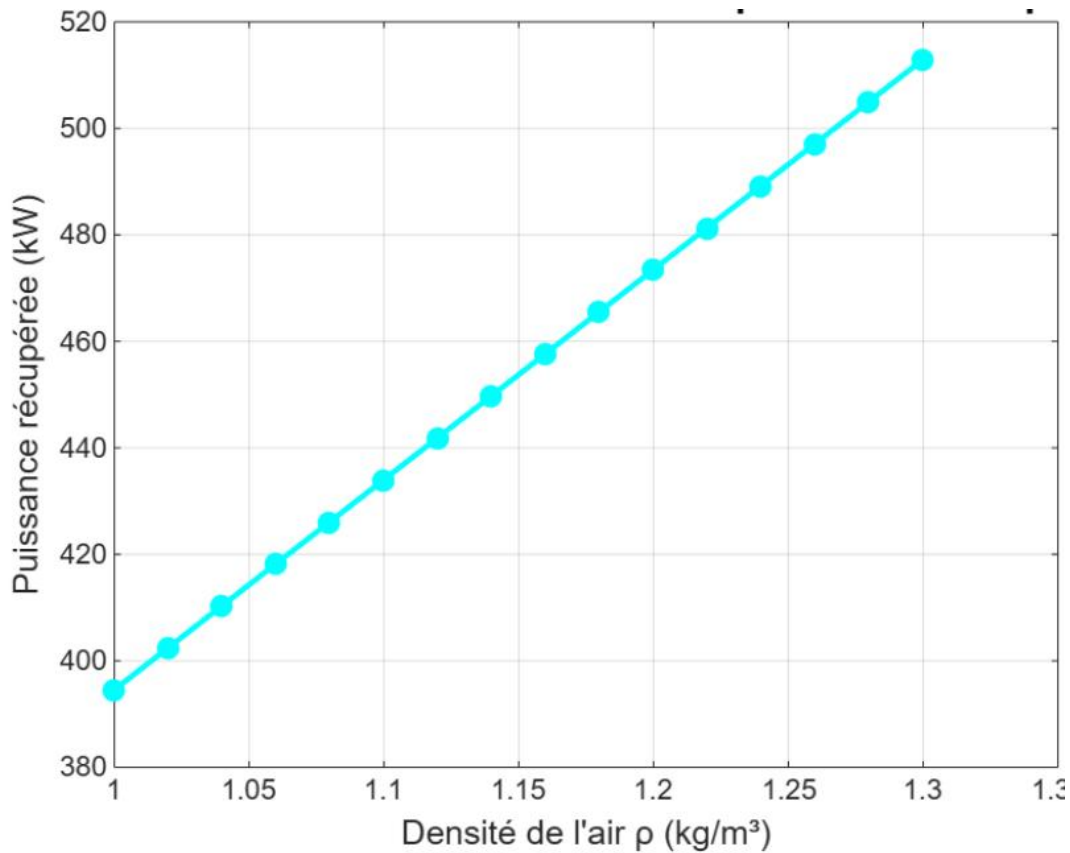


Figure III. 23: Influence de la densité de l'air sur la puissance récupérée

La densité de l'air influence directement la quantité d'énergie contenue dans le vent. Une densité plus élevée signifie plus de masse d'air traversant le rotor par unité de temps, ce qui augmente la puissance récupérable. C'est pourquoi les performances des éoliennes sont meilleures en hiver ou en haute altitude, où l'air est plus dense Figure III.23 .

III.3.2 Effet de la température :

Les variations de température affectent à la fois la densité de l'air et les performances mécaniques des composants. Un système de refroidissement et un dimensionnement thermique adaptés sont donc nécessaires pour assurer un fonctionnement stable et durable.

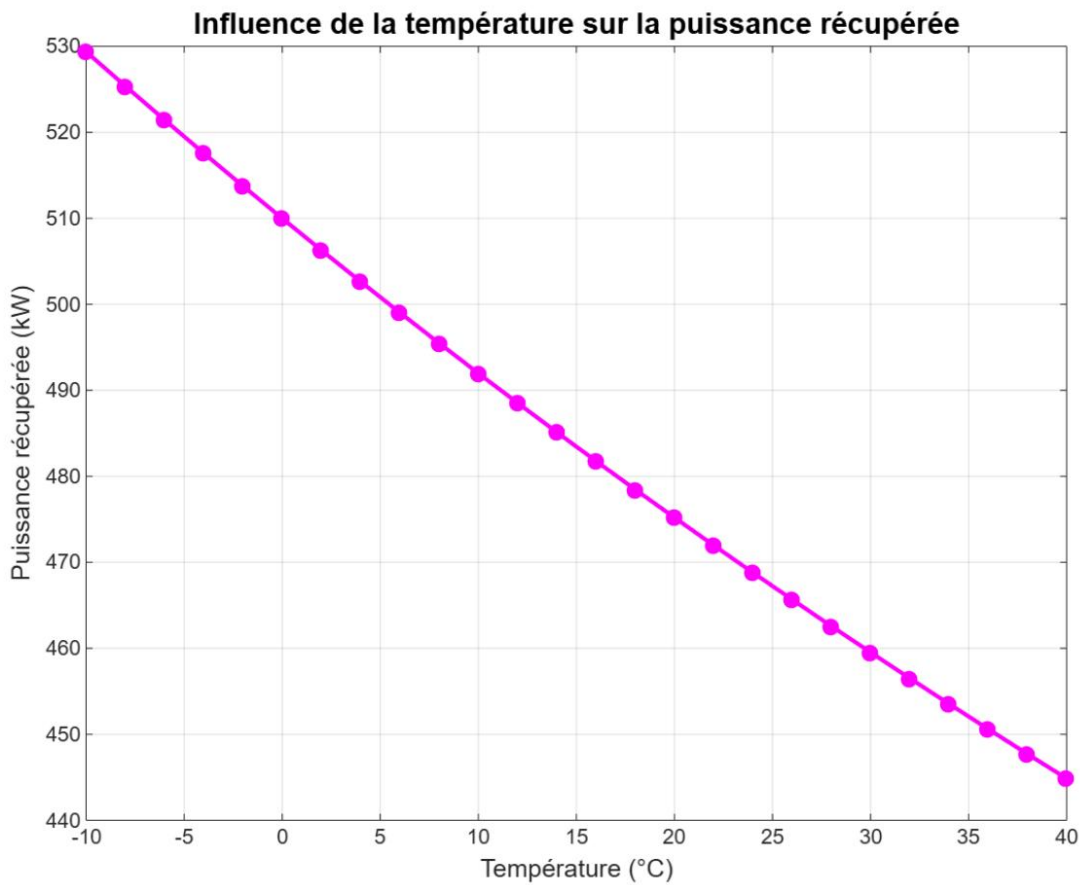


Figure III. 24: Influence de la température sur la puissance récupérée (P. Annex L)

La densité de l'air diminue avec l'augmentation de la température. Ainsi, à vitesse de vent constante, la puissance récupérée par l'éolienne décroît quand la température augmente. Ce phénomène est particulièrement important dans les régions chaudes comme le sud algérien Figure III 24.

III.3.3 Effet de la rugosité du terrain :

L'effet de la rugosité du terrain est intégré via le coefficient de rugosité α dans l'équation (2) du Chapitre I.

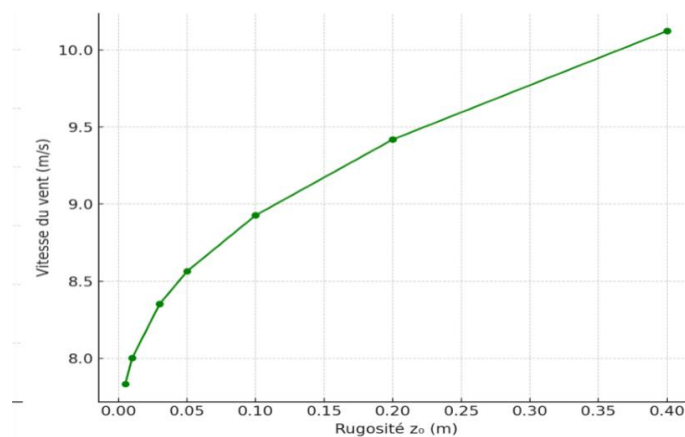


Figure III. 25: Vitesse du vent en fonction de la rugosité du terrain

Les caractéristiques de rugosité faibles du site étudié constituent un atout pour la performance aérodynamique, en réduisant les effets de turbulence près du sol et en maximisant la captation à haute altitude(Figure III.25).

III.3.4 Analyse de la densité de puissance et du facteur de charge :

La courbe de puissance constitue une base essentielle pour la modélisation énergétique d'un site. En tenant compte de ses limites opérationnelles et de sa combinaison avec la distribution de Weibull, il est possible d'estimer de manière précise la productivité annuelle d'une éolienne, et donc de juger de la rentabilité du projet.

III.3.4.1 Densité de puissance éolienne (WPD) :

La densité de puissance (WPD) est calculée selon la formule :

$$WPD = \frac{1}{2} \rho v^3 \Gamma(x) \quad (III.7)$$

Où :

- ρ est la densité de l'air,
- C et k sont les paramètres de Weibull,
- $\Gamma(x)$: est la fonction gamma calculée comme suit :

$$\Gamma(x) = (\sqrt{2\pi x})(x-1)(e^{-x})\left(1 + \frac{1}{12x} + \frac{1}{288x^2} - \frac{139}{51840x^3} + \dots\right) \quad (III.8)$$

$$x = 1 + \frac{3}{k}$$

Calcul pratique pour Adrar :

$$\rho = 1.15 \frac{kg}{m^3}$$

$$v = 8.69 \text{ m/s}$$

$$k = 2.16 \rightarrow x = 1 + \frac{3}{2.16} \approx 2.39$$

$$\Gamma(2.39) \approx 1.07$$

$$\text{WPD} = 12 \times 1.15 \times (8.69)^3 \times 1.07 \approx 420 \text{ W/m}^2$$

Une densité de puissance élevée indique un site particulièrement riche en ressource éolienne. Pour Adrar, les valeurs obtenues confirment le caractère exploitable et rentable du site, en cohérence avec les résultats précédents de la distribution de Weibull.

III.4 Paramètres liés à la technologie des différents composants de l'éolienne:

III.4.1: Rendement instantané global :

Le vent présente donc une certaine énergie pendant une période donnée. Cette énergie est convertie par l'éolienne en énergie mécanique et très certainement en énergie électrique. Cette transformation peut être décomposée en plusieurs étapes:

1. L'énergie cinétique du vent est convertie en travail moteur à l'axe du rotor. Cette conversion est réalisée avec un certain rendement, le rendement aérodynamique.
2. Le travail moteur au rotor est transmis vers l'axe de la génératrice avec un certain rendement, le rendement d'accouplement mécanique.
3. La génératrice transforme le travail moteur à son axe en énergie électrique avec un certain rendement électrique.

Ce processus global de conversion est illustré par le schéma ci-dessous qui détaille chaque étape avec les puissances et rendements associés

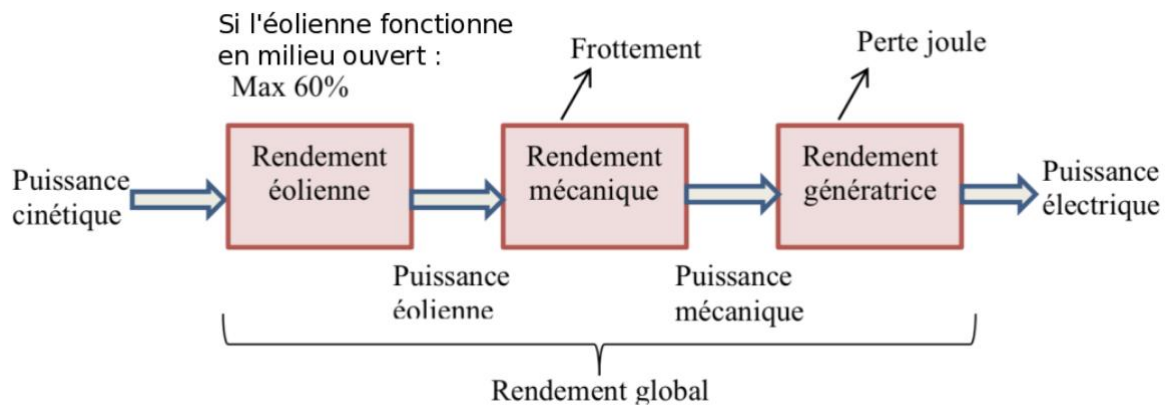


Figure III. 26: Décomposition des rendements des différents éléments [50]

L'énergie fournie par l'aérogénérateur étant convertie d'une forme à une autre, cette limite est donc affectée par tous les rendements propres aux différentes transformations suivant leur **Aucune entrée de table d'illustration n'a été trouvée.**s technologie, comme le montre le tableau ci-dessous :

Tableau III. 8: Rendements minimum et maximum des éléments constitutifs d'une chaîne de conversion éolienne

| Système | minimum | maximum |
|-----------------------------------|---------|---------|
| l'hélice | 0,20 | 0,85 |
| Le multiplicateur ou le réducteur | 0,7 | 0,98 |
| L'alternateur ou la dynamo | 0,80 | 0,98 |
| Le transformateur | 0,85 | 0,98 |
| Le redresseur | 0,90 | 0,98 |
| Les batteries | 0,70 | 0,80 |
| Pertes de lignes | 0,90 | 0,99 |

Les rendements de chaque élément varient avec le régime de fonctionnement lié à la vitesse de rotation de l'hélice, ce qui en dehors du régime nominal diminue encore le rendement global du dispositif, il semble difficile de dépasser 70% de la limite de Betz.

Si on considère une éolienne avec un aérogénérateur de technologie moyenne et en calcul sa production électrique comme l'explique l'exemple ci-dessous :

Décomposition des étapes avec calculs :

- **Étape 1** : De l'énergie éolienne à l'énergie mécanique du rotor (P_w)

Donné :

La puissance du vent au niveau du cercle du : $P_w = 2493 \text{ kW}$

Le coefficient de puissance aérodynamique : (éolienne tripale C_p entre 0,4 et 0,5)

$$C_p = 0.44$$

$$P_w \cdot C_p = P_{m,b}$$

A.N

$$P_{m,b} = 2493 \times 0.44 = 1097 \text{ kW}$$

- **Étape 2** : De l'énergie mécanique (P_w) à l'énergie d'entrée avant pertes ($P_{in,b}$)

Donné :

Rendement de la transmission mécanique : $\eta_m = 0.968$ (entre 0,9 et 0,98)

Puissance mécanique en sortie du rotor :

$$P_{m,b} = 1097 \text{ kW}$$

$$P_{m,b} \times \eta_m = P_{m,a}$$

A.N

$$P_{m,a} = 1097 \times 0.968 = 1062 \text{ kW}$$

- **Étape 3** : Conversion électromécanique (génératrice)

Donné :

Rendement de la génératrice : (entre 0,95 et 0,97)

$$P_g = \eta_g \cdot P_{m,a}$$

A.N

$$P_g = 0,965 \times 1062 = 1025 \text{ kW}$$

- **Étape 4** : Conversion de fréquence + câbles + filtres

Donné :

Rendement de l'ensemble convertisseur + filtres + câbles : (entre 0,95 et 0,99)

$$\eta_d = 0,975$$

$$P_e = \eta_d \cdot P_g$$

A.N

$$P_e = 0,975 \times 1025 = 1000 \text{ kW}$$

- **Étape 5:** Passage par le transformateur

Donné :

Rendement du transformateur : (entre 0,96 et 0,99)

$$\eta_t = 0,980$$

$$P_e \times \eta_t = P_{\text{reseau}}$$

A.N

$$P_{\text{reseau}} = 0,980 \times 0,980 = 980 \text{ kW}$$

- Le rendement global est le produit des rendements de ces trois étapes, Le plus simple est de mesurer ce qui rentre et ce qui sort de l'éolienne pour avoir une idée de rendement globale. On définit le rendement instantané global d'une éolienne pour une vitesse de vent, V , comme étant le rapport entre la puissance électrique débitée par la génératrice, P_{elec} , et la puissance instantanée du vent, P_{vent}

$$\eta_g = \frac{P_{elec}}{P_{vent}}$$

III.4.2 Facteur de charge (FC):

Le facteur de charge est déterminé selon l'équation (II.8) .

En utilisant :

- $V_D = 4 \text{ m/s}$ (vitesse de démarrage)
- $V_N = 12 \text{ m/s}$ (vitesse nominale)
- $V_A = 20 \text{ m/s}$ (vitesse d'arrêt)
- $K = 2.16$
- $C = 6.9 \text{ m/s}$,

On obtient :

$$FC \approx 28\%$$

Pour Adrar, en utilisant une distribution de Weibull avec $C=6.9\text{m/s}$ et $k=2.16$ on obtient un facteur de charge d'environ 28 %, ce qui est considéré comme acceptable pour un site onshore.

Un facteur de charge de 28 % reflète une efficacité énergétique correcte, bien qu'optimisable. Cette valeur confirme que le site d'Adrar présente un bon compromis entre disponibilité de la ressource et faisabilité technique, et peut accueillir des projets éoliens de moyenne à grande échelle.

III.5 Paramètres liées à l'économie, environnement

III.5.1. Paramètres économiques

Le coût global d'un projet éolien ne se limite pas à l'achat de la turbine ; il englobe également les frais de transport, d'installation, de raccordement au réseau électrique, ainsi que les coûts d'exploitation, de maintenance et de démantèlement en fin de vie (généralement estimée entre 20 et 25 ans). La rentabilité du projet dépend fortement des aides publiques, des subventions éventuelles, des tarifs de rachat de l'électricité produite et de la durée d'amortissement des investissements.

III.5.2. Paramètres environnementaux

L'énergie éolienne est une source propre, sans émissions directes de CO_2 ni de polluants atmosphériques. Toutefois, elle peut générer certains impacts environnementaux tels que le bruit aérodynamique produit par les pales, l'altération de l'esthétique paysagère, et des risques potentiels pour l'avifaune locale en raison des collisions possibles avec les rotors. Ces effets doivent être soigneusement évalués à travers des études d'impact environnemental avant l'implantation des parcs éoliens.

III.5.3. Systèmes de contrôle des éoliennes

Les éoliennes modernes intègrent des systèmes de régulation avancés permettant l'ajustement automatique de l'angle de calage des pales (Pitch Control) en fonction de la vitesse du vent, ainsi qu'un système d'orientation du rotor (Yaw Control) garantissant un alignement optimal face au vent. Ces dispositifs reposent sur un ensemble de capteurs mesurant en temps réel la vitesse, la direction du vent et l'état mécanique des composants, ce qui optimise la production d'énergie tout en assurant la sécurité des équipements.

III.5.4. Maintenance des éoliennes

La maintenance constitue un facteur clé pour assurer la fiabilité et la longévité des éoliennes. Elle comprend des inspections régulières (visuelles et techniques), le remplacement des pièces d'usure telles que les roulements, les freins et les pales, la lubrification des composants mécaniques, ainsi que la mise à jour des logiciels de commande pour maintenir une performance optimale en fonction des conditions climatiques.

III.5.5. Stockage de l'énergie éolienne

Le stockage de l'énergie représente un enjeu majeur pour pallier l'intermittence de la production éolienne. Les solutions les plus courantes incluent les batteries lithium-ion à haute efficacité, les systèmes de stockage par pompage-turbinage (STEP), ainsi que les configurations hybrides associant l'éolien au photovoltaïque avec un stockage local. Ces dispositifs permettent d'améliorer la stabilité de l'approvisionnement énergétique et de réduire la dépendance au réseau électrique national.

Conclusion:

Cette étude du site d'Adrar a permis de confirmer un potentiel éolien considérable, renforcé par des conditions climatiques stables et favorables. L'analyse de la distribution de Weibull a révélé une vitesse moyenne de 5,9 m/s à 10 m d'altitude, avec des paramètres $k = 2,16$ et $C = 6,9$ m/s, indiquant une bonne régularité des vents.

L'effet de l'altitude a montré qu'en passant de 10 m à 100 m, la vitesse du vent peut atteindre 9,6 m/s, ce qui triple la puissance disponible (de 281 kW à 880 kW). L'énergie annuelle récupérable peut ainsi s'élever à 7,7 GWh pour une turbine Gamesa G52, et jusqu'à 1 147 kW pour le modèle Gamesa G58, à rotor plus grand.

La rose des vents démontre une stabilité directionnelle propice à l'utilisation d'éoliennes à orientation automatique. La densité de puissance atteignant 297,89 W/m² à 80 m confirme l'intérêt énergétique du site. De plus, la puissance récupérable ajustée selon la limite de Betz et un C_p réaliste de 0,42 reflète la capacité du site à accueillir un projet rentable.

Ces résultats soulignent la nécessité d'une approche intégrée combinant analyse statistique, étude topographique et choix technique rigoureux des éoliennes pour optimiser l'exploitation de ce potentiel et assurer le succès des projets futurs dans la région.

Conclusion générale

Conclusion générale

Au terme de cette étude, il apparaît clairement que l'exploitation de l'énergie éolienne en Algérie, notamment dans la région d'Adrar, constitue une option stratégique prometteuse pour diversifier le mix énergétique national et renforcer la sécurité énergétique du pays. L'analyse théorique et l'approche pratique développées dans ce mémoire ont démontré que le choix optimal d'une éolienne ne peut être envisagé qu'à travers une méthodologie intégrée combinant les caractéristiques climatiques locales (vitesse moyenne du vent, distribution de Weibull, densité de l'air) et les paramètres techniques de la turbine (diamètre du rotor, nombre de pales, hauteur du mât, coefficient de puissance C_p ainsi la technologie des différents composants).

Appliquant ces concepts à une étude de cas réelle : la région d'Adrar (Algérie). L'analyse des données de vent, des paramètres de Weibull et de la puissance disponible à différentes altitudes démontre que ce site possède un fort potentiel éolien.

L'étude de cas réalisée a révélé que l'augmentation du diamètre du rotor exerce une influence positive directe sur l'énergie récupérée (voir résultats sur la Fig III.13), dépassant celle obtenue par une simple élévation de la hauteur du mât (voir résultats sur la Figure III.10), comme l'a illustré la Fig III.20 de comparaison entre les turbines Gamesa G52 et G58. Par ailleurs, le choix d'une conception aérodynamique adaptée des pales, de l'angle de calage et du nombre d'aubes (comme le montre les résultats sur la Fig III.16 et Fig III.17) permet d'optimiser le coefficient C_p . Le bon choix de la technologie des différents composants de l'éolienne aussi améliore significativement le rendement global de l'éolienne.

Toutefois, la réussite d'un projet éolien ne repose pas uniquement sur l'analyse technique, mais nécessite également une étude de faisabilité économique rigoureuse tenant compte du coût des turbines, des frais d'installation et de maintenance, ainsi que de l'infrastructure électrique requise, en particulier dans les zones sahariennes où les conditions environnementales et géographiques imposent des contraintes spécifiques.

Les résultats obtenus dans ce travail fournissent une base solide pour de futurs projets éoliens en Algérie, mais restent limités par la disponibilité des données climatiques de longue durée. Par conséquent, il est recommandé de mener des campagnes de mesures anémométriques sur plusieurs années, d'évaluer l'impact des tempêtes de sable et des conditions extrêmes sur les équipements, et d'envisager l'intégration de solutions hybrides combinant énergie éolienne et solaire afin d'améliorer la stabilité de l'alimentation électrique et de réduire les coûts de stockage.

En somme, la valorisation des immenses potentialités éoliennes du sud algérien pourrait permettre au pays de s'inscrire durablement dans la transition énergétique mondiale, en conformité avec ses engagements environnementaux et économiques en matière de développement durable.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] Source inconnue. (n.d.). Figure représentant l'évolution historique des moulins et éoliennes, du moulin perse (VIIe siècle) à l'éolienne Haliade X (2022-2023).
- [2] Carson, D. J. (1990). Boundary Layer Meteorology, Introduction Lectures. Workshop on An Atmospheric Area Modelling, ICTP.
- [3] Ensalem, R. (1989). Climatologie Générale. Éditions ENP.
- [4] Parlons sciences. (n.d.). Météorologie : le vent. <https://parlonssciences.ca/ressources-pedagogiques/documents-dinformation/meteorologie-le-vent>
- [5] Connaissance des Énergies. (2024, avril 26). En 2023, l'éolien mondial a franchi une barre symbolique. <https://www.connaissancedesenergies.org/en-2023-leolien-mondial-franchi-une-barre-symbolique-240426>
- [6] Encyclopédie de l'énergie. (n.d.). Énergie éolienne : de son gisement à ses aérogénérateurs. <https://www.encyclopedie-energie.org/en/energie-eolienne-de-son-gisement-a-ses-aerogenerateurs/>
- [7] CDER. (n.d.). Énergie éolienne en Algérie. <https://www.cder.dz/spip.php?article1442>
- [8] CDER. (n.d.). Bulletin des Énergies Renouvelables, 46, 7–9. https://www.cder.dz/vlib/bulletin/pdf/ber46_07_09.pdf
- [9] Météo France. (2017, février 20). Tout savoir sur la météo. <https://www.meteofrance.fr>
- [10] MétéoCentre. (2017, février 20). Ressources éducatives. <https://www.meteocentre.com>
- [11] Auteur inconnu. (n.d.). Mémoire PDF.
- [12] Marih, S. (2010). Optimisation d'un parc éolien en vue de son intégration au réseau électrique algérien [Thèse de doctorat, Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem, Unité de Recherche Matériaux et Énergies Renouvelables Arzew].
- [13] ResearchGate. (n.d.). Profil du vent avant et après le filtrage. https://www.researchgate.net/figure/Profile-du-vent-avant-et-apres-le-filtrage-i-i34-i-i-5-i-i-i-i-125-i_fig10_368395586
- [14] Énergie+ Le Site. (n.d.). Rendement des éoliennes. <https://energieplus-lesite.be/theories/eolien8/rendement-des-eoliennes/>
- [15] Énergie+ Le Site. (n.d.). Ressources du vent et éoliennes. <https://energieplus-lesite.be/theories/eolien8/ressources-du-vent-et-eoliennes/>
- [16] Touiyate, C. (n.d.). Une éolienne produit de l'électricité grâce... [LinkedIn]. [https://fr.linkedin.com/...](https://fr.linkedin.com/)
- [17] Clicours. (n.d.). Généralités sur l'éolien à axe horizontal.... [https://www.clicours.com/...](https://www.clicours.com/)
- [18] Oze-info.cz. (n.d.). Typy větrných turbín. [https://oze-info.cz/en/...](https://oze-info.cz/en/)
- [19] Lumify Energy. (n.d.). Different types of wind turbines. [https://lumifyenergy.com/...](https://lumifyenergy.com/)
- [20] Memoire Online. (2023). Contrôle de l'énergie réactive dans un parc éolien. <https://www.memoireonline.com>
- [21] Université de Tiaret. (2025). Chapitre I. Généralités sur les systèmes éoliens. Consulté le 13 avril 2025.
- [22] ResearchGate. (n.d.). Schéma d'un système utilisant une MADA.... [https://www.researchgate.net/...](https://www.researchgate.net/)
- [24] Reporterre.net. (n.d.). Les éoliennes : pourquoi si hautes.... [https://reporterre.net/...](https://reporterre.net/)
- [25] Université d'El Oued. (n.d.). Cours 1 - Production de l'énergie électrique. [https://elearning.univ-eloued.dz/...](https://elearning.univ-eloued.dz/)
- [26] Encyclopædia Universalis. (n.d.). Éolien offshore.... [https://www.universalis.fr/...](https://www.universalis.fr/)

- [27] اليوم السابع. (n.d.). مزرعة الزعفرانة لتوليد الكهرباء... صور... <https://www.youm7.com/...>
- [28] EnergiePlus. (n.d.). Aérodynamique des éoliennes. <https://energieplus-lesite.be/...>
- [23] ResearchGate. (n.d.). Les différentes zones de fonctionnement d'une éolienne. <https://www.researchgate.net/...>
- [36] ResearchGate. (n.d.). Courbe de puissance d'une éolienne. <https://www.researchgate.net/...>
- [23] Yahi, M. (2019). Analyse statistique des données de vent pour l'implantation d'éoliennes à Adrar.
- [25] Zerguine, L. (2021). Conception d'une éolienne adaptée aux conditions climatiques du Sud algérien.
- [26] Benmedjahed, M., Dahbi, A., Hadidi, A., & Mouhadjer, S. (2021). Temperature and wind distribution effects on wind energy production in Adrar Region (Southern Algeria). *International Journal of Sustainable Development and Planning*, 16(8), 1473–1477.
- [28] Bensaid, M. (2021). Optimisation du rendement d'une éolienne horizontale.
- [30] Toufik, H. (2020). Commande vectorielle d'une éolienne avec régulation de pitch.
- [31] Bouktir, T. (2019). *Contribution à l'optimisation de l'insertion des énergies renouvelables dans un réseau électrique intelligent (Smart Grid)*. ResearchGate. Disponible ici.
- [32] Benhamou, A., Reciou, A., & Boudghene Stambouli, A. (2013). Assessment of wind energy potential and optimal turbine siting in Adrar, Algeria. *Energy Procedia*, 42, 700–709. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.11.070>
- [33] Bendjebbar, F. (2022). Simulation de la performance d'une éolienne tripale.
- [34] Betz, A. (1919). Théorie de Betz – Limite théorique de récupération de l'énergie du vent.
- [35] Bensaid, M. (2021). Optimisation du rendement d'une éolienne horizontale. [répété]
- [36] Bendjebbar, F. (2022). Simulation de la performance d'une éolienne tripale. [répété]
- [37] Aouaouda, I. (2022). Étude de la performance d'une éolienne dans un site déterminé [Mémoire de fin d'études, Université Badji Mokhtar - Annaba]. Université D'Annaba.
- [39] ; Chellali, F., Khellaf, A., Belouchrani, A., & Reciou, A. (2011). Actualisation de la carte du vent de l'Algérie par l'identification des nouvelles zones ventées - cas de Hassi R'mel. Centre de Développement des Énergies Renouvelables. Retrieved from <https://www.cder.dz/spip.php?article1934>
- [40] Benmedjahed, M., Dahbi, A., Hadidi, A., & Mouhadjer, S. (2021). Temperature and wind distribution effects on wind energy production in Adrar Region (Southern Algeria). *International Journal of Sustainable Development and Planning*, 16(8), 1473-1477.
- [41] Diaf, S. (2010, April). Estimation de la production éolienne d'électricité dans la région d'Adrar. In *The first Mediterranean Seminar on Wind Energy, SMEE* (pp. 161-172).

- [42] Benhamou, A., Recioui, A., & Boudghene Stambouli, A. (2013). Assessment of wind energy potential and optimal turbine siting in Adrar, Algeria. *Energy Procedia*, 42, 700–709. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.11.070>
- [43] Dahbi, M., Benatallah, A., & Sellam, M. (2013). The Analysis of Wind Power Potential in Sahara Site of Algeria-an Estimation Using the 'Weibull' Density Function. *Energy Procedia*, 36, 179–188. Retrieved
- [44] Wind Energy Source Assessment for Four Locations in the Adrar Region, Southern Algeria. (2020). Retrieved from ResearchGate.
- [45]A. Bouhelal. Contribution à l'étude de l'écoulement autour d'un obstacle mince dans un intervalle de nombre de mach : $0 < M < 3$). Mémoire de master. Université de Mohamed Khider –Biskra-, 2014
- [46] Pavan Kumar, A. V., Parimi, A. M., & Rao, K. U. (2015). *Simulated plot of Power Co-efficient (Cp) Vs Tip-Speed ratio (Lambda)*. Retrieved from ResearchGate.
- [47] **LSENEZ.** (n.d.). *Pourquoi 3 pales sur une éolienne ?* Consulté le 10 juin 2025, à l'adresse : <http://lsenez.free.fr/spip.php?article166>
- [48] **Boukadoum, A.** (2023). *Titre de l'article ou du projet*. ResearchGate.
- [49] Kebe, A. (2013). *Contribution to the pre-sizing and the control of power electric production units in isolated site using renewable energies: Application to Senegal*. ResearchGate. Disponible ici.
- [50] **CultureSciences-Physique.** (n.d.). *Une éolienne pour les Olympiades de physique*. ENS de Lyon. Consulté le 10 juin 2025, à l'adresse : <https://culturesciencesphysique.ens-lyon.fr/ressource/eolienne-olympiades1.xml>
- [51] **Gök, E.** (2023). *Feasibility analysis of a hybrid renewable energy system for a small-scale desalination plant* (Master's thesis, Uppsala University). Uppsala University. <https://uu.diva-portal.org/smash/get/diva2:1738427/FULLTEXT01.pdf>
- [52]Hadj Soudi, M., & Bouziane, T. (2016). *Wind energy potential and characteristic analysis of Adrar region, Algeria*. *Energy Procedia*, 93, 267–274
- [54]meteoblue. (2025). *Energy Assessment Tool – Adrar, Algeria*. Consulté sur <https://www.meteoblue.com>
- [53]Himri, Y., Rehman, S., Draoui, B., & Himri, S. (2013). Wind power potential assessment for Algeria. *Energy Procedia*, 42, 207–215. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.11.021>

Annexes

Annexes

Annexe A

```
>>
frequences = [7, 1, 4, 9, 11, 16, 16, 11, 8, 10, 4, 2, 1, 0];
bin_edges = [0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 11 13 15 17 20];
bin_centres = (bin_edges(1:end-1) + bin_edges(2:end)) / 2;
freq_norm = frequences / sum(frequences) ./ diff(bin_edges);

bar(bin_centres, freq_norm, 1, 'FaceColor', [0.5 0.5 0.5], 'EdgeColor', 'k');
xlabel('Vitesse du vent (m/s)');
ylabel('Densité de probabilité');
title('Histogramme des vitesses de vent - Données Adrar');
grid on;
```

Annexe B: Variation de la puissance disponible avec la hauteur

```
c = 5.9;
k = 2.16;
bin_edges = 0:1:20;
bin_centres = bin_edges(1:end-1) + 0.5;

frequences = [2.75, 7.80, 11.64, 13.79, 14.20, 13.15, 11.14, 8.72, ...
              6.34, 4.30, 2.73, 1.62, 0.91, 0.48, 0.24, 0.11, ...
              0.05, 0.02, 0.011, 0];

bin_width = 1;
freq_norm = frequences / 100 / bin_width;
bar(bin_centres, freq_norm, 1, 'FaceColor', [0.6 0.6 0.6], 'EdgeColor', 'k', 'DisplayName')
hold on;
V = linspace(0, 20, 200);
f = (k/c)*(V/c).^(k-1).*exp(-(V/c).^k);
plot(V, f, 'r', 'LineWidth', 2, 'DisplayName', 'Courbe de Weibull');
xlabel('Vitesse du vent (m/s)');
ylabel('Densité de probabilité');
title('Histogramme (Adrar) vs Courbe de Weibull (c=5.9, k=2.16)');
legend('Location', 'northeast');
grid on;
hold off;
```

Annexes A.1

```

c = 5.9;
k = 2.16;

v = 0:0.1:20;
pdf_weibull = (k/c) * (v/c).^(k-1) .* exp(-(v/c).^k);

figure;
plot(v, pdf_weibull, 'r-', 'LineWidth', 2);
grid on;
xlabel('Vitesse du vent (m/s)');
ylabel('Densité de probabilité');
title('Distribution de Weibull des vitesses de vent à Adrar');
legend('Courbe de Weibull (c=5.9, k=2.16)');
>>

```

Annexe c: Variation de la puissance disponible avec la vitesse du vent

```

rho = 1.15;
A = 2124;
V = 0:0.1:25;

P_vent = 0.5 * rho * A | .* V.^3;

figure;
plot(V, P_vent / 1000, 'b', 'LineWidth', 2);
xlabel('Vitesse du vent (m/s)');
ylabel('Puissance théorique P_{vent} (kW)');
title('Puissance disponible dans le vent');
grid on;
xlim([0 25]);
ylim([0 max(P_vent / 1000) * 1.1]);

```

Annexe D:Variation de la puissance disponible avec la hauteur

```

Vref = 6.15;
href = 10;
alpha = 0.19;
rho = 1.15;
D = 52;
A = pi*(D/2)^2;
h = 10:10:120;
V = Vref * (h/href).^alpha;
P_disp = 0.5 * rho * A * V.^3;

P_disp_kW = P_disp / 1000;
figure;
plot(h, P_disp_kW, 'r-o', 'LineWidth', 2, 'MarkerSize', 6, 'MarkerFaceColor','r');
grid on;

title('Variation de la puissance disponible avec la hauteur','FontSize',14);
xlabel('Hauteur (m)','FontSize',12);
ylabel('P disp (kW)','FontSize',12);
xlim([0 130]);
ylim([0 max(P_disp_kW)+50]);
>>

V0 = 5.9;
h0 = 10;
alpha = 0.19;

h = 10:10:120;

Vz = V0 * (h ./ h0).^alpha;
figure;
plot(Vz, z, 'b-o', 'LineWidth', 2, 'MarkerFaceColor', 'b');
xlabel('Vitesse du vent V(z) (m/s)', 'FontSize', 12);
ylabel('Hauteur (m)', 'FontSize', 12);
title('Variation de la hauteur en fonction de la vitesse du vent', 'FontSize', 14);
grid on;
xlim([5 11]);
ylim([10 120]);

```

Annexe E Variation de la puissance récupérée en fonction de la hauteur

```
V0 = 5.9;
z0 = 10;
alpha = 0.19;
rho = 1.15;
A = 2124;
Cp = 0.42;

h = 10:10:120;

Vh = V0 * (h / h0).^alpha;

P_utile = 0.5 * rho * A * Cp .* Vh.^3;

figure;
plot(z, P_utile / 1000, 'm-o', 'LineWidth', 2, 'MarkerFaceColor', 'm');
xlabel('Hauteur (m)', 'FontSize', 12);
ylabel('Puissance récupérée (kW)', 'FontSize', 12);
title('Variation de la puissance récupérée en fonction de la hauteur', 'FontSize', 14);
grid on;
xlim([10 120]);
ylim([0 max(P_utile / 1000) * 1.1]);
```

AnnexeU: Courbes de C_p pour différentes valeurs de β

```

c1 = 0.5176; c2 = 116; c3 = 0.4; c4 = 5; c5 = 21; c6 = 0.0068;
lambda = linspace(0.1, 15, 300);
beta_values = [0, 5, 10, 15, 20, 25];
colors = lines(length(beta_values));
figure;
hold on;

for j = 1:length(beta_values)
    beta = beta_values(j);
    Cp = zeros(size(lambda));

    for i = 1:length(lambda)
        denom = lambda(i) + 0.08 * beta;
        if denom ~= 0
            inv_lambda_i = 1 / denom - 0.035 / (beta^3 + 1);
            lambda_i = 1 / inv_lambda_i;
        else
            lambda_i = 0;
        end
        Cp(i) = c1 * ((c2 / lambda_i) - c3 * beta - c4) * exp(-c5 / lambda_i) + c6 * lambda(i);
    end
    plot(lambda, Cp, 'LineWidth', 2, 'DisplayName', ['\beta = ' num2str(beta) '^0'], 'Color', colors(j,:));
end

xlabel('\lambda (tip speed ratio)');
ylabel('C_p(\lambda, \beta)');
title('Courbes de C_p pour différentes valeurs de \beta');
legend('show');
grid on;
xlim([0 15]);
ylim([-0.1 0.55]);
line([8.1 8.1], [0 0.48], 'Color', 'k', 'LineStyle', '--');

```

AnnexeG: la variation du coefficient de puissance C_p en fonction du rapport des vitesses λ pour une éolienne.

```

>> lambda = linspace(0, 18, 300);
beta_values = [0, 5, 10, 15, 20, 25];
colors = lines(length(beta_values));

figure;
hold on;

for i = 1:length(beta_values)
    beta = beta_values(i);

    lambda_i = 1 ./ (1 ./ (lambda + 0.08 * beta) - 0.035 ./ (beta^3 + 1));

    Cp = 0.22 .* (116 ./ lambda_i - 0.4 * beta - 5) .* exp(-12.5 ./ lambda_i);

    Cp(Cp < 0) = 0;

    plot(lambda, Cp, 'LineWidth', 2, 'Color', colors(i,:), ...
        'DisplayName', ['Beta=' num2str(beta) '^0']);
end

xlabel('TSR', 'FontSize', 12);
ylabel('Power coefficient Cp', 'FontSize', 12);
legend('Location', 'northeast');
grid on;
axis([0 18 0 0.5]);
set(gca, 'FontSize', 11);
hold off;

```

AnnexeH: Ce graphique la relation entre le **coefficient de puissance Cp** et le **nombre de pales** d'une éolienne, en fonction du rapport de vitesses λ .

```
lambda = linspace(1, 15, 200);

Cp_1 = 0.41 * (lambda / 5) .* exp(1 - lambda / 5);
Cp_2 = 0.42 * (lambda / 6.5) .* exp(1 - lambda / 6.5);
Cp_3 = 0.48 * (lambda / 7.5) .* exp(1 - lambda / 7.5);
Cp_4 = 0.45 * (lambda / 6.5) .* exp(1 - lambda / 6.5);

figure;
plot(lambda, Cp_1, '--', 'LineWidth', 1.5); hold on;
plot(lambda, Cp_2, '-.', 'LineWidth', 1.5);
plot(lambda, Cp_3, '-', 'LineWidth', 2);
plot(lambda, Cp_4, ':', 'LineWidth', 1.5);
xlabel('Rapport de vitesses \lambda');
ylabel('Coefficient de puissance Cp');
title('Cp en fonction du nombre de pales');
legend('1 pale', '2 pales', '3 pales', '4 pales', 'Location', 'SouthEast');
grid on;
```

AnnexeI: la relation entre la puissance récupérable (en MW) et le diamètre du rotor (en mètres) pour une éolienne.

```

rho = 1.15;
Cp = 0.42;
V = 9.6;

D = 20:5:80;

A = (pi/4) * D.^2;

P_diam = 0.5 * rho * Cp .* A .* V.^3;

figure;
plot(D, P_diam / 1000, 'c-o', 'LineWidth', 2, 'MarkerFaceColor', 'c');
xlabel('Diamètre du rotor (m)', 'FontSize', 12);
ylabel('Puissance récupérée (kW)', 'FontSize', 12);
title('Influence du diamètre du rotor sur la puissance récupérée', 'FontSize', 14);
grid on;
xlim([20 80]);

```

AnnexK: Influence de la densité de l'air sur la puissance récupérée

```

Cp = 0.42;
V = 9.6;
D = 52;
S = (pi/4) * D^2;

rho = 1.0:0.02:1.3;
P = 0.5 * rho * Cp * S * V^3;

figure;
plot(rho, P / 1000, 'c-o', 'LineWidth', 2, 'MarkerFaceColor', 'c'); % en kW
xlabel('Densité de l'air ρ (kg/m³)', 'FontSize', 12);
ylabel('Puissance récupérée (kW)', 'FontSize', 12);
title('Influence de la densité de l'air sur la puissance récupérée', 'FontSize', 14);
grid on;

```

AnnexL: Influence de la température sur la puissance récupérée

```
Cp = 0.42;
V = 9.6;
D = 52;
S = (pi/4) * D^2;
Patm = 101325;
R = 287;

T_C = -10:2:40;
T_K = T_C + 273.15;
rho = Patm ./ (R * T_K);

P = 0.5 * rho * Cp * S * V^3;
figure;
plot(T_C, P / 1000, 'm-o', 'LineWidth', 2, 'MarkerFaceColor', 'm'); % en kW
xlabel('Température (°C)', 'FontSize', 12);
ylabel('Puissance récupérée (kW)', 'FontSize', 12);
title('Influence de la température sur la puissance récupérée', 'FontSize', 14);
grid on;
>>
```

Annex M: courbe de puissance**GamesaG52**

```
V = linspace(0, 30, 1000); % Vitesses de 0 à 30 m/s
P = zeros(size(V));

for i = 1:length(V)
    if V(i) < Vci
        P(i) = 0;
    elseif V(i) >= Vci && V(i) < Vr
        P(i) = Prated * ((V(i)^3 - Vci^3) / (Vr^3 - Vci^3));
    elseif V(i) >= Vr && V(i) <= Vco
        P(i) = Prated;
    else
        P(i) = 0;
    end
end

figure;
plot(V, P, 'r-', 'LineWidth', 2);
xlabel('Vitesse du vent (m/s)');
ylabel('Puissance (kW)');
title('Courbe de Puissance - Gamesa G52');
grid on;
```

Annex N: Courbes de puissance G52 et G58

```
V = 0:0.1:26;
P_G52 = zeros(size(V));
for i = 1:length(V)
    if V(i) < 4
        P_G52(i) = 0;
    elseif V(i) < 13
        P_G52(i) = 850 * ((V(i) - 4) / (13 - 4))^3;
    elseif V(i) <= 25
        P_G52(i) = 850;
    else
        P_G52(i) = 0;
    end
end
P_G58 = zeros(size(V));
for i = 1:length(V)
    if V(i) < 3
        P_G58(i) = 0;
    elseif V(i) < 12.5
        P_G58(i) = 850 * ((V(i) - 3) / (12.5 - 3))^3;
    elseif V(i) <= 20
        P_G58(i) = 850;
    else
        P_G58(i) = 0;
    end
end

figure;
plot(V, P_G52, 'b', 'LineWidth', 2); hold on;
plot(V, P_G58, 'r--', 'LineWidth', 2);
xlabel('Vitesse du vent (m/s)', 'FontSize', 12);
ylabel('Puissance (kW)', 'FontSize', 12);
title('Courbes de puissance: Gamesa G52 vs G58', 'FontSize', 14);
legend('Gamesa G52', 'Gamesa G58', 'Location', 'SouthEast');
grid on;
xlim([0 26]);
ylim([0 1000]);
```

