



Varia décembre 2024

Volume 3

Numéro coordonné par :

*Florent GOHOUROU
Maître de Conférences
UJLoG (Daloa - CI)*

*Quonan Christian
YAO-KOUASSI
Maître de Conférences
UJLoG (Daloa - CI)*

*Didier-Charles
GOUAMENE
Maître de Conférences
UJLoG (Daloa - CI)*

Numéro 2

2024

Espaces Africains

Revue des Sciences Sociales

**ISSN
2957-9279**

*Revue du Groupe de recherche PoSTer (UJLoG - Daloa - CI)
<https://espacesafricains.org/>*



Revue des Sciences Sociales

Numéro 2 | 2024 | Vol. 3

Varia – décembre 2024

Date de soumission : 16-10-2024 / Date de publication : 30-12-2024

ÉNERGIES RENOUVELABLES ET ENVIRONNEMENT. INFLUENCE DE LA COMPOSANTE VERTICALE DE LA VITESSE DU VENT SUR LA VIBRATION DES PALES DES AÉROGENERATEURS ET SON IMPACT SUR LA PRODUCTION D'ÉNERGIE A CONAKRY (GUINÉE)

RENEWABLE ENERGIES AND ENVIRONMENT. INFLUENCE OF THE VERTICAL COMPONENT OF WIND SPEED ON THE VIBRATION OF AIR GENERATOR BLADES AND ITS IMPACT ON ENERGY PRODUCTION IN CONAKRY (GUINEA)

Kalil Pierre **MATHOS** – Magbini Tokpa **MAMY** – Elagnon Venance **DONNOU** – Basile **KOUNOUHEWA**

RÉSUMÉ

L'influence de la composante verticale de la vitesse du vent sur la vibration des pales des aérogénérateurs semble cruciale pour améliorer la production d'énergie éolienne, notamment dans des régions à conditions de vent complexes, comme Conakry en Guinée. La composante verticale du vent, souvent pas prise en compte dans les plans de conception, peut entraîner de fortes vibrations des pales, affectant à la fois leur résistance et les performances de l'aérogénérateur. L'objectif de cette étude est d'analyser l'influence de la composante verticale de la vitesse du vent sur la stabilité des pales et l'efficacité de la production d'énergie à Conakry. Des méthodes d'analyse complémentaires utilisant la corrélation et la comparaison avec les normes de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI 61400-2 (2006)) ont été appliquées sur les séries de données de la vitesse du vent et de température ambiante de l'air enregistrées au cours de la période de janvier 2001 à décembre 2019. Les résultats des analyses ont montré que pendant les mois de novembre à mai les valeurs observées sur le site sont comprises entre

0,067 et 0,49. Ces valeurs sont supérieures à la norme CEI qui recommande la valeur seuil de 0,18. Par contre de juin à octobre, on obtient des valeurs plus faibles allant de 0,0007 à 0,16. Les concepteurs et installateurs d'éoliennes peuvent désormais utiliser ces données pour mieux caractériser les différents types d'aérogénérateurs parmi les tailles moyennes adaptées au site de Conakry.

Mots-clés : Vitesse du vent, composante verticale, vibrations des pales, aérogénérateurs, production d'énergie, Conakry, Guinée.

ABSTRACT

Studying the influence of the vertical component of wind speed on the vibration of wind turbine blades seems crucial to improving wind energy production, especially in regions with complex wind conditions, such as Conakry in Guinea. The vertical component of the

wind, often not taken into account in design plans, can lead to strong blade vibrations, affecting both the strength and performance of the wind generator. The aim of this study is to investigate the influence of the vertical component of wind speed on blade stability and power generation efficiency in Conakry. Complementary analysis methods using correlation and comparison with International Electrotechnical Commission standards (IEC 61400-2 (2006)) were applied to wind speed and ambient air temperature data series recorded over the period from January 2001 to December 2019. These analyses showed that during the months of November to May, the values observed at the site ranged from 0.067 to 0.49. These values are higher than the IEC standard, which recommends a threshold value of 0.18. On the other hand, from June to October, we obtain lower values ranging from 0.0007 to 0.16. Wind turbine designers and installers can now use these data to better characterize the different types of wind turbines among the average sizes adapted to the Conakry site.

Keywords : Wind speed, vertical component, blade vibrations, wind turbines, power generation, Conakry, Guinea.

INTRODUCTION

Les gaz à effet de serre, principales cause du dérèglement climatique proviennent par-dessus tout, de la production d'énergie. Cependant, l'énergie est au cœur de la solution au défi climatique. Les sources d'énergie plus propres (par le vent, le soleil etc.) gagnent de plus en plus du terrain. Bien que l'Afrique dispose d'un potentiel de ressources éoliennes, il est confronté à des défis importants pour maximiser l'exploitation de cette énergie renouvelable. Les variations du vent, y compris les composantes horizontales et verticales de sa vitesse, influencent directement les performances des éoliennes. (Rabah 2017 : 7 ; Tewolde 2018 : 10). Dans ce cadre, l'influence de la composante verticale de la vitesse du vent (c'est-à-dire celle qui présente une direction ascendante ou descendante par rapport au sol) sur les performances des éoliennes est une problématique essentielle (Voutsinas 2012 : 16). En effet, les variations de la vitesse du vent, y compris les oscillations verticales, peuvent provoquer des vibrations sur les pales des turbines, ce qui impacte

la durabilité des équipements, leur fiabilité et la production d'énergie.

Dans les systèmes éoliens, la vitesse du vent joue le rôle le plus important dans l'évaluation de la ressource éolienne disponible (Manwell 2010 : 2 ; Burton 2011 : 2). Au cours de la phase d'étude de faisabilité pour l'implantation des parcs éoliens, l'utilisation des données du vent est une étape primordiale pour mieux apprécier la qualité et la quantité d'énergie qu'on est en droit d'espérer à la hauteur du moyeu des aérogénérateurs. Plusieurs auteurs tels que (Poje 1988 : 11) proposent donc comme approches de solutions d'établir un modèle spécifique pour chaque site considéré à partir des données disponibles. (Mathos 2023 : 1) montre qu'au cours de la phase d'exploitation des centrales éoliennes, les aérogénérateurs sont exposés à des charges cycliques aérodynamiques de la part du vent notamment la composante verticale qui induit des phénomènes de fatigue lors de la rotation des pales. Ces dernières pourraient subir à long terme d'importantes distorsions qui affecteront leur élasticité ou rigidité et par conséquent la production énergétique attendue. La baisse de la production d'énergie, les défaillances au niveau de certains composants ainsi que des fissures sur les pales des éoliennes se sont donc produites au cours de leur exploitation (Kawashima 2017 : 14). La principale source des problèmes qui entraîne la fatigue des pales des aérogénérateurs est la turbulence du vent (Al-Abadi 2016 : 12 ; Uchida 2017 : 13 ; Ismaiel. 2018 : 7). Le choix des turbines éoliennes et leur emplacement spécifique nécessitent donc une détermination plus précise des conditions du vent et de turbulence en tenant compte des facteurs locaux (Cheggaga 2015 : 5).

La norme CEI 61400 conçue par les pays européens et américains qui tient compte déjà des niveaux de turbulence engendrés par la composante longitudinale et transversale du vent lors de la conception des aérogénérateurs devrait intégrer convenablement aussi celle provenant de la composante verticale du vent. La prise en compte de ce niveau de turbulence du vent dans le choix des matériaux devant servir à la conception des pales des aérogénérateurs est importante pour permettre aux pales de mieux résister à tous les angles d'attaque du vent.

La République de Guinée, comme de nombreux pays d'Afrique de l'Ouest, possède un potentiel éolien considérable, en particulier dans certaines zones côtières, malgré des infrastructures énergétiques

limitées. Toutefois, une analyse approfondie des conditions météorologiques locales, notamment la vitesse du vent à différentes altitudes, est encore insuffisante pour guider efficacement les projets éoliens. (Diallo 2020 : 9 ; Kouadio 2019 : 9). En effet, la composante verticale de la vitesse du vent, souvent négligée, peut engendrer des turbulences supplémentaires, affectant non seulement les vibrations des pales des éoliennes, mais aussi la stabilité et la constance de la production d'énergie. L'analyse de l'impact de la composante verticale de la vitesse du vent sur les vibrations des pales des éoliennes est d'une grande pertinence et revêt une importance cruciale, en particulier pour améliorer les performances des turbines dans des régions à vent complexe comme celle de la Guinée. Une compréhension approfondie de ces effets permettrait de concevoir des turbines plus résistantes, adaptées aux conditions locales, et d'estimer plus précisément la production d'énergie (Voutsinas 2012 : 16). Par ailleurs, cette analyse pourrait jouer un rôle déterminant dans l'élaboration de politiques énergétiques nationales qui tiennent compte des particularités des régions à fort potentiel éolien, tout en réduisant les risques de défaillance prématurée des équipements. De cette réalité, l'étude vise à analyser l'influence de la composante verticale de la vitesse du vent sur les vibrations des pales des aérogénérateurs et sur l'efficacité de la production d'énergie éolienne à Conakry. Plus spécifiquement, il s'agit : (1) d'étudier

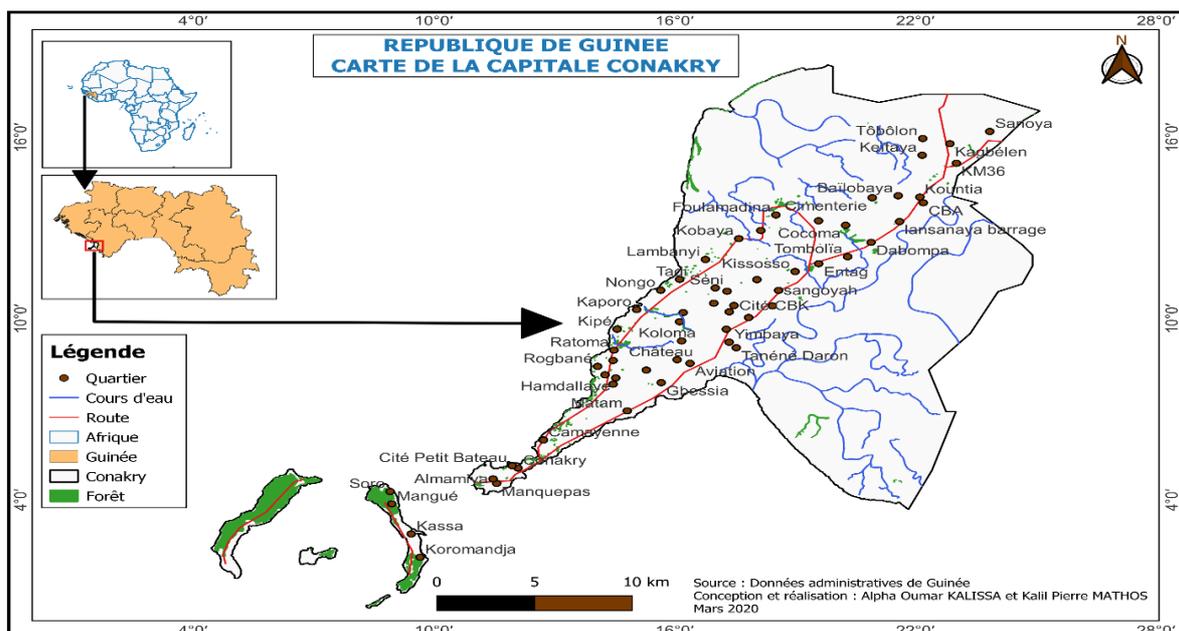
l'impact du cisaillement vertical du vent sur les vibrations des pales des turbines éoliennes ; (2) d'évaluer la corrélation entre les fluctuations de la composante verticale de la vitesse du vent et les variations de la production d'énergie dans un parc éolien à Conakry.

2. MATERIEL ET METHODES

2.1. Présentation du site de l'étude

Conakry, située au bord de l'océan Atlantique, est la capitale et la plus grande ville de la Guinée. Elle est comprise entre 9° 34 nord et 13° 34 ouest avec une superficie de 450 km² et une population de 2 178 600 habitants selon la World Population Review. Située au sud-ouest de la Guinée, sur la presqu'île de Camayenne, près des Îles de Loos, l'agglomération de Conakry s'étend sur la plaine côtière parcourue par de petits fleuves qui descendent du Fouta-Djalon. Le territoire de la ville est orienté nord-est/sud-ouest et se termine par la péninsule de Kaloum et l'île de Tombo. Conakry bénéficie d'un climat tropical. La saison sèche (novembre à mi-mai) est sous l'influence de l'harmattan. La saison des pluies est intense et rappelle la mousson. Les températures minimales sont comprises entre 22,34 °C et 24,34 °C. Les températures maximales moyennes varient entre 28,34 °C et 31,34 °C. La figure 1 donne un aperçu du site de Conakry.

Fig. 1 : la zone d'étude



2.2. Données utilisées

Les données utilisées sont constituées des séries de vitesse du vent et de température ambiante de l'air enregistrées au cours de la période de janvier 2001 à décembre 2019. Elles ont été fournies par l'Agence Nationale de la Météorologie Guinéenne (ANM) à travers l'archivage du centre Européen pour les Prévisions Météorologiques à Moyen terme (ECMWF) et par l'Administration

Nationale de l'Aéronautique et de l'Espace (NASA). Les données de vent collectées à 10 m du sol sont enregistrées à l'échelle d'une heure et celles de 50 m du sol sont des moyennes journalières. Elles comportent la vitesse minimale, maximale et moyenne. Les données de température ont été mesurées à 10 m du sol et ont une fréquence d'enregistrement d'une heure.

2.3. Méthodes

2.3.1 Détermination de l'Ecart type et de l'intensité de la turbulence de la composante verticale du vent.

Il s'agit de décrire les variations temporelles et spatiales de la composante verticale du vent. Ces dernières jouent un rôle essentiel dans l'étude des structures élançées dont la taille est largement supérieure aux dimensions caractéristiques des tourbillons. Chacune des composantes u , v , w , en un point de l'espace donné, a été fidèlement modélisée par un

processus gaussien centré, stationnaire. u , v , w sont les vecteurs représentant les composantes fluctuantes de la vitesse du vent en un point donné de l'espace ; u représente la composante longitudinale parallèle au flux moyen, w la composante verticale et v est la composante latérale. On peut ainsi appliquer un certain nombre d'outils statistiques permettant de les caractériser dans l'espace et dans le temps. On caractérise tout d'abord l'énergie cinétique fluctuante massique moyenne du flux par l'écart type de chaque composante turbulente donnée par :

$$\sigma_{u_i} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u_i^2(t) dt} = u, v, w \quad (1)$$

où t est la durée d'observation du signal.

Pour t de l'ordre de 10 minutes, on a vu que le vent pouvait être assimilé à un signal stationnaire. On constate expérimentalement que ces écarts types sont proportionnels à la vitesse moyenne U . On remarque également que, pour des sites suffisamment homogènes, ils sont indépendants de la position spatiale et, en particulier, ne dépendent pas de l'altitude z . Par contre, ils augmentent avec la rugosité du sol.

Dans le cas de la présente étude, seule la turbulence provenant de la composante verticale du vent sera abordée. Les données utilisées sont enregistrées par un anémomètre à coupelles qui ne mesure malheureusement pas la composante verticale du vent. Comme aucun modèle simple pour les fluctuations verticales du vent turbulent n'est disponible, les estimateurs de l'écart type σ_w de la composante verticale du vent ont été obtenus à partir des ajustements aux données de terrain dans les travaux de Weber (1998). Pour les petits angles verticaux ϕ du vecteur vent, l'écart type de la

composante verticale du vent peut être lié à l'écart type σ_ϕ de l'angle vertical en utilisant le vecteur vitesse moyenne \bar{u} du vent horizontal. On a donc : (Weber 1998 : 7) :

$$\sigma_w = \bar{u} \sigma_\phi \quad (2)$$

Ou bien en utilisant la vitesse moyenne scalaire V du vent horizontal.

$$\sigma_w = V \sigma_\phi \quad (3)$$

L'écart type se relie directement à la vitesse horizontale du vent en utilisant le vecteur vitesse moyenne (\bar{u}) du vent horizontal (Leahey 1988 : 3)

$$\sigma_w = B \bar{u} \quad (4)$$

Ou en utilisant la vitesse moyenne scalaire V du vent horizontal donné par l'équation (5) :

$$\sigma_w = BV \quad (5)$$

(Leahey 1988 : 3) a obtenu des valeurs du paramètre B allant de 0.06 à 0.14. Dans les travaux de (Leahey, 1994 : 8), le paramètre B a été exprimé en fonction de la stabilité statique. Dans les travaux de (Weber, 1998 : 7), l'auteur obtient à partir des

données les valeurs de $B = 0.21$ et 0.22 pour la moyenne vectorielle et la moyenne scalaire, respectivement. Une inspection de la relation entre σ_w observé et divers paramètres décrivant la turbulence horizontale révèle qu'il existe une relation approximative entre σ_w et σ_h où σ_h est la trace de la matrice de covariance horizontale. Un ajustement des moindres carrés aux données décrites dans les travaux de (Weber, 1998 : 7) donne l'expression (6) ; utilisée dans le cas de cette étude :

$$\sigma_w = f(\sigma_h) \tag{6}$$

Pour évaluer l'intensité de la turbulence du vent, les expressions suivantes peuvent être utilisées. Elles sont définies par le rapport entre l'écart type de la composante du vent concerné et le vent horizontal, donné par l'équation (7) :

$$I_u = \frac{\sigma_u}{U}, I_v = \frac{\sigma_v}{U}, I_w = \frac{\sigma_w}{U} \tag{7}$$

I_u est l'intensité de la turbulence de la composante longitudinale du vent, I_v celle de la composante transversale et I_w l'intensité de la turbulence de la composante verticale.

2.3.2. Évaluation de l'impact sur le fonctionnement des aérogénérateurs

La turbulence influence la stabilité, les vibrations, et la production d'énergie des éoliennes, ainsi que leur durée de vie. La méthode d'évaluation basée sur la comparaison avec les normes est considérée pour cette étude : Les résultats des mesures et simulations sont

comparés aux standards de l'industrie (par exemple, CEI 61400-2), qui définissent des seuils de turbulence acceptables pour la conception et le fonctionnement des éoliennes. En effet, lors de la conception d'une éolienne, la sécurité et la qualité doivent être soigneusement prises en compte pour atteindre la fiabilité et la durabilité de l'exploitation. Pour cette tâche, les normes de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) fournissent au concepteur d'éoliennes des indications précieuses sur la manière dont ces exigences sont remplies. Cette commission est une organisation mondiale qui s'occupe des questions relatives à la normalisation dans les domaines électrique et électronique (CEI 61400-2 (2006)). Les publications de la norme CEI sont donc en accord avec l'opinion internationale dans son ensemble et sont destinées à être utilisées à titre de recommandations pour une utilisation internationale (Carpman 2011 : 54). Plusieurs normes ont été donc élaborées pour les petites éoliennes (SWT) et les grandes éoliennes (LWT) et leurs classifications relève respectivement des normes CEI 61400-1 et CEI 61400-2. Pour évaluer donc l'impact de la turbulence du milieu réel de fonctionnement des aérogénérateurs sur ces derniers, les valeurs observées sur site sont comparées, aux valeurs normes CEI. Si les valeurs observées dépassent les normes, alors l'impact est élevé. Le tableau I indique les caractéristiques de l'intensité de la turbulence du vent admise lors de la conception des aérogénérateurs de petites et moyennes tailles.

Tabl. I : Paramètres de base des petites éoliennes

Classe d'éolienne	I	II	III	IV	S
I_{15}	0.18	0.18	0.18	0.18	Valeurs spécifiées par le Concepteur
α	2	2	2	2	
$\bar{v}(m.s^{-1})$	10	8.5	7.5	6	
$v_{ref}(m.s^{-1})$	50	42.5	37.5	30	

Source : (CEI 61400-2 (2006,2013))

I_{15} - représente la valeur caractéristique de l'intensité de la turbulence de la composante verticale à la vitesse du vent $15m.s^{-1}$, α est le paramètre de pente pour le modèle d'écart type de

turbulence, \bar{v} est la vitesse moyenne du vent, v_{ref} est la vitesse de référence.

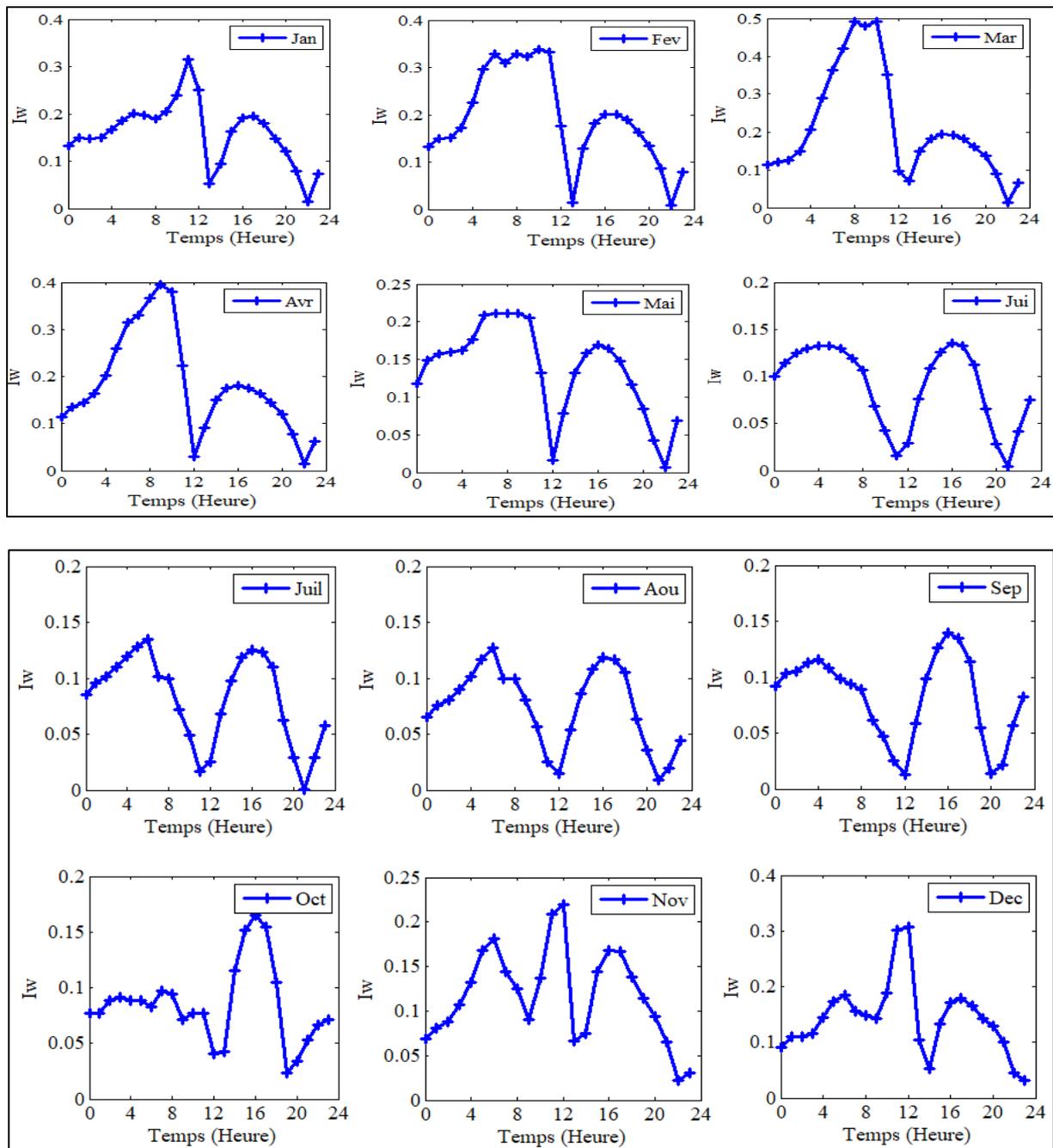
3. RÉSULTATS ET DISCUSSION

3.1. Variation de l'intensité de la turbulence de la composante verticale du vent

La variation de l'intensité de la turbulence de la composante verticale du vent suivant les mois de l'année sur le site de Conakry est illustrée

sur la figure 2. La moyenne des séries temporelles de la vitesse du vent horizontal mesurée à 10 m du sol à Conakry et la partie turbulente ont été obtenues à partir de la fenêtre temporelle de 01 h.

Fig. 2 . Variation de l'intensité de la turbulence éolienne provenant de la composante verticale du vent à Conakry (2001-2019).



Source : traitement de données

L'analyse des différents graphiques indique qu'au cours d'une journée type à l'échelle mensuelle l'intensité de la turbulence du vent vertical fluctue d'un instant à un autre et atteint différents pics. Pendant le mois de janvier le premier pic est enregistré dans la fenêtre de 09h à 10h évalué à 0.31 et le second moins prononcé entre 16h et 17h et vaut 0.18. L'intensité de la turbulence varie de 0.019 à 0.31. Au mois de février jusqu'en juin la tendance observée en janvier est presque récurrente. Les premiers pics de la journée sont généralement observés dans la fenêtre de 08h à 10h pour des valeurs allant de 0.13 (juin) à 0.49 (mars). Le second pic obtenu entre 15h et 17h varie de 0.14 (juin) à 0.20 (février). De Janvier à juin, il faut noter que c'est au mois de juin qu'on observe les plus faibles valeurs de l'intensité de la turbulence du vent vertical et le second pic de ce mois est plus prononcé que le premier contrairement aux autres mois. Le mois de mars enregistre les plus fortes valeurs de l'intensité de la turbulence du vent vertical. Sur la période de juillet à septembre, le profil journalier de I_w diffère par endroit de celui des six premiers mois de l'année.

En effet, de juillet à septembre, deux pics sont aussi observés, respectivement en début de journée et en fin d'après-midi. Ces deux pics varient de 0.12 à 0.15 pendant cette période. De juillet à septembre, le premier pic est enregistré dans la fenêtre temporelle de 04h à 05h du matin et de 03h à 04h en septembre. Le second est situé dans la fenêtre de 16h à 17h de juillet à septembre. Sur la période d'octobre à décembre, nous observons trois pics pendant les mois de novembre-décembre. Un premier est noté entre la fenêtre de 05h à 06h avec une valeur de l'ordre de 0.18. Le second pic est atteint entre 11h et 12h pour intensité de la turbulence comprise entre 0.22 et 0.31 et le troisième entre 16h et 17h de l'ordre de 0.18. Pendant le mois d'octobre un grand pic est observé entre 15h et 16h autour de la valeur de 0.16. Pendant la matinée, l'intensité de la turbulence atteint sa valeur maximale autour de 0.10. De juillet à décembre, les faibles valeurs de la turbulence engendrée par le vent vertical sont obtenues en juillet (0.0007) et les plus fortes valeurs en décembre (0.31). La moyenne mensuelle de l'intensité de la turbulence du vent vertical en une journée type au cours de l'année varie de 0.07 enregistrée en août à 0.21 obtenue en mars. Pendant la saison humide, la moyenne saisonnière

de I_w observée est estimée à 0.08 et en saison sèche à 0.16. La moyenne annuelle est évaluée à 0.13. De manière générale et quel que soit le mois, on note aussi de faibles valeurs de la turbulence aux heures de pointe de l'ensoleillement (12h et 13h). Au vu de ces résultats on remarque donc que les fortes valeurs de l'intensité de la turbulence de la composante verticale des vents sont enregistrées en saison sèche et les plus faibles en saison humide. On pourrait expliquer ce constat par l'ensoleillement qui est le précurseur des mouvements convectifs de l'air au sol qui entraîne une turbulence d'origine thermique comme l'indique les travaux de (Ren, 2018 : 20) et (Donnou, 2019c : 7530828). De plus les différents pics journaliers observés pourraient s'expliquer aussi par la montée progressive de l'ensoleillement au cours de la journée. Cependant le constat fait aux heures de pointe (12h et 13h) serait dû à la dominance de la turbulence mécanique issue de la rugosité et des obstacles sur la turbulence thermique. A ces périodes de la journée la direction du vent dans le sens des obstacles sur le site d'étude pourrait être la cause principale de ces faibles valeurs de l'intensité de la turbulence du vent vertical. En comparant les valeurs de I_w obtenues dans cette étude à la littérature on remarque que dans les travaux de (Donnou, 2019c : 7530828), les valeurs de l'intensité de la turbulence du vent vertical comprises en moyenne entre 0.01 et 0.25 sont bien inférieures à celles obtenues dans cette étude qui varie de 0.0007 en juillet à 0.49 en mars. De plus dans les travaux de (Martin, 2016 : 15), les auteurs ont montré que la turbulence est élevée lorsque la valeur maximale dépasse 0.2. C'est aussi le constat fait par (Kawashima, 2017 : 14) dans leur étude qui a conclu expérimentalement que la valeur seuil de l'intensité de la turbulence à utiliser pour la planification optimale de l'installation d'une éolienne est de 0.2.

3.2. Influence sur le fonctionnement des aérogénérateurs

Pour étudier l'influence de l'intensité de la turbulence de la composante verticale du vent sur le fonctionnement des aérogénérateurs, une étude comparative a été aussi faite entre les valeurs obtenues sur le site de Conakry et la valeur indiquée dans la norme CEI 61400-2 (2006, 2013) estimée à 0.18. L'estimation

de l'intensité de la turbulence du vent à Conakry a révélé que certaines valeurs de I_w sont supérieures ou inférieures à celles recommandées par la norme CEI. Pendant les mois de Novembre à Mai on remarque que les valeurs observées sur le site sont comprises entre 0.067 à 0.49. Par contre de Juin à Octobre on obtient des valeurs plus faibles allant de 0.0007 à 0.16. C'est à dire donc pendant la saison sèche à Conakry les valeurs de l'intensité de la turbulence du vent vertical dépassent largement (de 0.31 en mars, près du double) la norme CEI contrairement à la saison humide où la composante verticale du vent est moins turbulente et induit très peu de nuisances sur les pales des aérogénérateurs. En somme les aérogénérateurs pourraient être exposés à de fortes vibrations entraînant la fatigue des pales au cours de l'année surtout pendant la saison sèche sur le site de Conakry. Ces résultats sont aussi corroborés par les travaux de (Stival, 2017 : 9), (Cheung, 2016 : série de conférences), (Siddiqui, 2015 : 8), sur différents sites.

CONCLUSION

Ce travail de recherche a permis de mettre en évidence l'impact de la composante verticale de la vitesse du vent sur la vibration des pales des aérogénérateurs et la production d'énergie à Conakry.

Pour y parvenir, des méthodes d'analyse statistique et de comparaison avec les normes de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI) ont été appliquées aux séries de données de la vitesse du vent et de la température ambiante de l'air enregistrées au cours de la période de janvier 2001 à décembre 2019.

L'étude a montrées que pendant les mois de novembre à mai les valeurs de l'intensité de la turbulence de la composante verticale du vent observées sur le site sont comprises entre 0,067 à 0,49. Ces valeurs sont supérieures à la norme CEI qui recommande la valeur seuil de 0,18. Par contre de juin à octobre, on obtient des valeurs plus faibles allant de 0,0007 à 0,16. Alors, à Conakry, pendant la saison sèche, les éoliennes sont exposés à de fortes vibrations jusqu'à +0.31, c'est-à-dire près de 2 fois la valeur seuil. Cette étude démontre donc la réalité de la complexité du relief de la ville de Conakry ; car cette variation des paramètres météorologiques influence négativement la production d'énergie par les éoliennes.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- AL-ABADI Ali, YOON Jeon, ÖZGÜR Ertunç & ADOLFO Delgado, 2016. «Turbulence impact on wind turbines: experimental investigations on a wind turbine model», *Journal of Physics: Conference Series*. n° 753/3, p.032046. IOP Publishing. Disponible en ligne : <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/753/3/032046/pdf> [dernier accès novembre 2024]
- BURTON Tony, SHARPE David, JENKINS Nick & BOSSANYI Ervin, 2011. *Wind Energy Handbook*. 2^e édition, Wiley, p. 31-33.
- CARPMAN Nicole, 2011. Turbulence intensity in complex environments and its influence on small wind turbines, Examensarbete vid Institutionen för geovetenskap ISSN 1650-6553 Nr 219. CEI 61400-2, (2006-2013): (IEC61400-2 (2006). Wind turbines U part 2: Design requirements for small wind turbines. British Standard BS EN 61400-2., IEC61400-2 (2013). Turbines-part 2. small wind turbines, 2nd ed.; international electrotechnical commission : Geneva. Switzerland.)
- CHEGGAGA Nawal, HAMIDAT Abderrahmane & NADJEMI Omar, 2015. « Génération de profils de vent en vue d'application éoliennes », *IJEST*, n° 3, p. 97-102.
- CHEUNG Lung Ching, PREMASUTHAN Sachin, DAVOUST Samuel & VON Terzi Dominic, 2016. « A simple model for the turbulence intensity distribution in atmospheric boundary layers », *Journal of Physics: Conference Series*, n° 753/3, p.032008. Disponible en ligne: doi :10.1088/1742-6596/753/3/032008. [Dernier accès novembre 2024]
- DIALLO Ibrahima, BARRY Boubacar & CAMARA Kadiatou, 2020. «Wind energy potential and challenges of wind power generation in Guinea », *A case study of coastal regions*, *Renewable Energy*, n° 155, p. 394-403.
- DONNOU Hagninou Elagnon Venance, AKPO Aristide Barthélémy, KOUCHADE Clement Adeyemi, KOUNOUHEWA Basile Bruno, HOUNGUE Guy Hervé, NONFODJI Gbenoukpo Fidèle & JULIEN DJOSSOU, 2019. « Vertical profile of wind diurnal cycle in the surface boundary layer over the coast of Cotonou, Benin, under a convective atmosphere », In : *Advances in Meteorology 2019*: p. 1-18 ; Disponible en ligne : <https://doi.org/10.1155/2019/7530828> [Dernier accès novembre 2024]

ISMAIEL Amr Mohamed Metwally & YOSHIDA Shigeo, 2018. « Study of turbulence intensity effect on the fatigue lifetime of wind turbines ». *Journal of Novel Carbon Resource Sciences and Green Asia Strategy*, n° 5/1: p. 25–32.

KAWASHIMA Yui & UCHIDA Takanory, 2017. « Effects of terrain induced turbulence on wind turbine blade fatigue loads ». *Energy and Power Engineering*, 9: p. 843–857.

KOUADIO Jean, LAMINE Moussa & ZADI Adama, 2019. « Wind resource assessment and energy potential in Guinea and neighboring countries of West Africa », *Energy for Sustainable Development*, n° 51, p. 79-88.

LEAHEY Douglas M, HANSEN Matthew C. & SCHROEDER Mary Beth, 1988. « An analysis of wind fluctuation statistics collected under stable atmospheric conditions at three sites in Alberta, Canada ». In : *Journal of Applied Meteorology* (1988-2005), p. 774-777.

LEAHEY Douglas M, HANSEN Marc C. & SCHROEDER Mark B, 1994. « Variations of Wind Fluctuations observed at 10 m over Flat Terrain under Stable Atmospheric Conditions », In : *Journal of Applied Meteorology and Climatology* n° 33/6, p. 712 -720.

DOI : 10.1175/1520-0450(1994)033<0712:VOWFOA>2.0.CO;2. Disponible en ligne : https://journals.ametsoc.org/view/journals/apme/33/6/1520-0450_1994_033_0712_vowfoa_2_0_co_2.xml [dernier accès novembre 2024]

MANWELL James F., MCGOWAN Jon G & ROGERS Anthony L., 2010. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. 2^e édition, Wiley, p. 50-52.

MARTIN Clara Saint-Martin, LUNDQUIST Julie Kay, CLIFTON Andrew, POULOS Gregory & SCHRECK Scott J. 2016. « Wind turbine power production and annual energy production depend on atmospheric stability and turbulence », *Wind Energ. Sci.*, n° 1/2 : p. 221–236.

MATHOS Kalil Pierre, 2023, Évaluation du potentiel éolien sur quelques sites en guinée et Détermination du profil vertical du vent à Conakry, Thèse de doctorat en physique théorique au Bénin, p. 80-81

POJE Drazen & CIVIDINI, 1988. « Assessment of wind energy potential in croatia », *Solar Energy*, n° 41/6 : p. 543–554. Disponible en ligne : [https://doi.org/10.1016/0038-092x\(88\)90057-6](https://doi.org/10.1016/0038-092x(88)90057-6) [dernier accès novembre 2024]

RABAH Mohamed, HACHICHA Hatem & BOUZOUITA Ridha, 2017. « Impact of vertical wind profile on wind turbine performance », *A study for African wind farms*, *Energy Procedia*, n° 105, p.1123-1130.

REN Guanping, LIU Jian, WAN Jian, LI Feng, GUO Yue & YU Dong, 2018. « The suitability of the iec 61400-2 wind model for small wind turbines operating in the built environment », *Renewable Energy*, (doi : 10.1016/j.renene.2018.02.080), p. 1–21.

SIDDIQUI Muhammad Salman, RASHEED Adil, KVAMSDAL Trond & TABIB Mandar, 2015. « Effect of turbulence intensity on the performance of an offshore vertical axis wind turbine », *Energy Procedia*, n° 80, p. 312–320.

STIVAL Leandro Jose Lemes, GUETTER Alexander Kolodynskie & DE ANDRADE Fernando Oliveira, 2017. « The impact of wind shear and turbulence intensity on wind turbine power performance », *Espaço Energia*, n° 27, p.11–20.

TEWOLDE Gebermedhin, DEMOZ Belayneh & ABDI Mohamed, 2018. « Wind speed variability and the challenges of wind power generation in East Africa »: *Case studies in Ethiopia and Kenya*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n° 81, p.2849-2859.

UCHIDA Takanori, 2017. « Cfd prediction of the air flow at a large scale wind farm above a steep, three-dimensional escarpment », *Energy and Power Engineering*, n°9/13, p. 829–842.

VOUTSINAS Stelios, DHANDAPANI Ranjith & SØRENSEN Jens Nørkær, 2012. « Effects of wind shear on wind turbine blade loads », *Wind Energy*, n° 15/6, p. 897-913.

WEBER Rudolf O, 1998. « Estimators for the standard deviations of lateral, longitudinal and vertical wind components », In : *Atmospheric Environment*, n°32/21, p. 3639-3646. Disponible en ligne: DOI : 10.1016/S1352-2310(98)00083-1

AUTEURS

Kalil Pierre **MATHOS**

Assistant, Département de physique
Université de N'Zérékoré (République de Guinée)
Courriel : kalilpmathos@gmail.com

Magbini Tokpa **MAMY**

Assistant, Département de météorologie
Université de N'Zérékoré (République de Guinée)
Courriel : ouoseny19@gmail.com

Elagnon Venance **DONNOU**

Assistant - Laboratoire de physique du rayonnement
Université d'Abomey-Calavi (Cotonou, Bénin)
Courriel : donhelv@yahoo.fr

Basile **KOUNOUHEWA**

Laboratoire de physique du rayonnement
Université d'Abomey-Calavi (Cotonou, Bénin)
Courriel : kbbasile@gmail.com

AUTEUR CORRESPONDANT

Magbini Tokpa **MAMY**

Courriel : ouoseny19@gmail.com



© Édition électronique

URL – Revue Espaces Africains : <https://espacesafricains.org/>

Courriel – Revue Espaces Africains : revue@espacesafricains.org

ISSN : 2957-9279

Courriel – Groupe de recherche PoSTer : poster_ujlog@espacesafricains.org

URL – Groupe PoSTer : <https://espacesafricains.org/poster/>

© Éditeur

- Groupe de recherche Populations, Sociétés et Territoires (PoSTer) de l'UJLoG

- Université Jean Lorougnon Guédé (UJLoG) - Daloa (Côte d'Ivoire)

© Référence électronique

Pierre Kalil MATHOS, Magbini Tokpa MAMY, Élagnon Venance DONNOU, Basile KOUNOUHEWA, « *Énergies renouvelables et environnement. Influence de la Composante Verticale de la Vitesse du vent sur la Vibration des Pales des Aérogénérateurs et son Impact sur la production d'énergie à Conakry* », Numéro varia (En ligne), (Numéro 2 | 2024), Vol. 3, ISSN : 2957- 9279, p.102-113, mis en ligne, le 30 décembre 2024.

INDEXATIONS INTERNATIONALES DE LA REVUE ESPACES AFRICAINS



Voir impact factor : <https://sjifactor.com/passport.php?id=23718>



Voir la page de la revue dans Road : <https://portal.issn.org/resource/ISSN/2957-9279>



Voir la page de la revue dans Mirabel : <https://reseau-mirabel.info/revue/15151/Espaces-Africains>



Voir la revue dans Sudoc : <https://www.sudoc.abes.fr/cbs/xslt/DB=2.1//SRCH?IKT=12&TRM=268039089>
