

CONTRÔLE OPTIMAL DE L'ANGLE DE CALAGE DES PALES POUR LIMITER LA PUISSANCE PRODUITE ET RÉDUIRE LES CHARGES MÉCANIQUES DES AÉRO-TURBINES

Ali EL YAAKOUBI¹, Lahcen AMHAIMAR²

The rapid fluctuations of wind speed and the non-linearity of wind turbines are the main problems of exploiting wind energy with high efficiency and reliability. In this context, this paper introduces an optimal control approach to improve the wind turbines reliability by reducing the blades loads and regulating the wind turbine rotational speed to maintain the produced power at its nominal value. The introduced blade pitch angle control is based on an optimal control, which is a combination of the state feedback control with integral action. The optimal control system is tested on the NREL's 5 MW Baseline Onshore Wind Turbine model, and its performance is compared with the gain scheduling proportional integral and Disturbance accommodation controls. The simulation results allow to prove the effectiveness of the optimal control, i.e., to maintain the rotational speed at its rated value and to reduce the fluctuations in the bending moment at the blades root.

Keywords: Wind turbines, optimal control, pitch angle, speed regulation, bending moment

1. Introduction

Le système de conversion de l'énergie éolienne est considéré comme la source d'énergie renouvelable la plus développée jusqu'au temps présent. En effet, le marché de l'énergie éolienne a connu un développement significatif au cours des dernières années, qui est passé de 17.4 GW en 2000 à 743 GW en 2020 avec un taux moyenne autour de 12.6 % par année. Le marché de l'énergie éolienne est prévu de fournir 12 % de l'énergie électrique demandée en 2020, 29.1 % en 2030 et 34.2 % en 2050 [1]. Par conséquent, le développement de cette source d'énergie jouera un rôle significatif pour augmenter le taux de l'énergie éolienne installée et donc d'atteindre les conventions mondiales sur le climat et l'énergie. L'éolienne peut être utilisée dans différents applications tel que l'éolienne autonome et

¹ LISAC, Faculty of Sciences Dhar El Mahraz, Sidi Mohamed Ben Abdellah University, Morocco, e-mail: ali.elyakoubi@usmba.ac.ma

² Modeling and Simulation of Intelligent Industrial Systems Laboratory, Information technology and Artificial intelligence Team/ENSET, Hassan II University, Morocco

connecté au réseau, et dans le pompage de l'eau. Elle permet d'extraire une partie de l'énergie éolienne contenue dans le vent et de la convertir en énergie électrique [2]. Néanmoins, le système de conversion de l'énergie éolienne est exposé à de nombreux problèmes. Les grandes fluctuations de la vitesse du vent introduisent des charges mécaniques sur les structures de l'aéro-turbine, qui s'accumulent avec le temps en causant des dégâts sur ces structures. Ces fluctuations influent certainement la durée de vie du système et pourra produire effectivement des oscillations de la puissance produite [3], [4]. De plus que le marché de l'énergie éolienne prévoit d'installer des systèmes de grande échelle, de diamètre du rotor qui peut atteindre des centaines de mètres, ces structures seraient plus exposées à des charges mécaniques ainsi que de leurs effets de couplage.

Récemment, des énormes efforts ont été consacrés pour réduire le coût de l'énergie produite des éoliennes en présence des problèmes mentionnés auparavant [2], [3], [5]. Généralement le coût de l'énergie produite est fortement conduit par le coût de maintenance et de capital. La réduction du coût de maintenance peut être conduite par élaboration des stratégies de détection des défauts et contrôle de tolérance pour éviter toute sorte d'arrêt imprévu du système et donc de gaspillage de l'énergie [6], [7]. Le coût capital peut être minimisé en maintenant un fonctionnement optimal de l'éolienne dans la zone de charge partiel tout en assurant un fonctionnement fiable dans la zone de pleine charge. Le fonctionnement optimal de l'éolienne peut être garanti en intégrant des stratégies de suivi du point de maximum de puissance [5], [8], [9], tandis que le fonctionnement fiable peut être assuré par limitation des charges mécaniques exposées aux différents composants du système en utilisant des méthodes de contrôle actifs de l'angle de calage des pales [3], [10], [11].

Dans ce travail on s'intéresse à contrôler l'angle de calage des pales en vue de limiter la puissance électrique produite et de réduire les charges mécaniques exposées aux pales dans les zones de grandes vitesses du vent, pour entendre la durée de vie du système. Beaucoup de méthodes de contrôle sont développées dans la littérature en inclinant collectivement ou individuellement les pales de l'aéro-turbine [3], [4], [10]–[12]. Différentes techniques de contrôle sont proposées dans ce cadre pour implémenter l'angle d'inclinaison des pales comprenant la logique floue, contrôle par modes glissants, contrôle linéaire, contrôle non-linéaire, contrôle optimal, contrôle adaptatif, ...etc. [3], [10]–[16]. Le contrôle optimal à base des méthodes multi-objectives sont beaucoup plus adaptées pour atteindre des objectifs de contrôle de l'éolienne simultanément même s'ils semblent parfois contradictoires [1]. L'objectif d'utiliser cette approche est qu'elle fournit un outil d'ajustement multi-objectifs qui relie directement la conception du contrôleur aux objectifs de contrôle du système. En perspective, dans ce travail on présente un système de contrôle optimal, à base de l'approche linéaire quadratique, qui tient compte de l'effet du couplage des pales et de l'arbre de transmission d'une aéro-

turbine flexible. La configuration de contrôle proposé est une combinaison de la commande par retour d'état et d'un intégrateur. Elle permet de surpasser la caractéristique de compromis entre les objectifs de contrôle, tout en sacrifiant la régulation de la vitesse lors de la conception du contrôle de retour d'état où l'intégrateur est dédié à l'amélioration du suivi de la vitesse de rotation. Du fait que l'aéro-turbine est fortement non-linéaire dont leurs dynamiques changent avec la variation de la vitesse du vent, un modèle linéaire du processus est dérivé du simulateur aéro-élastique openFAST (Fatigue, Aerodynamic, Structural and Turbulence) pour concevoir le système de contrôle. La vitesse du vent et les états du système requis par le contrôleur sont estimés dont le modèle de l'estimateur est basé sur le modèle linéarisé du système. La performance du contrôleur proposé est examinée par le modèle "NREL's Baseline Onshore 5 MW Wind Turbine" dans diverses conditions de fonctionnement, tout en estimant les réponses de l'éolienne dans une période du temps définie. La performance du contrôleur proposé est comparée avec des systèmes de contrôle de références existants GSPI (Proportionnelle Intégrale à gain réglable) et DAC (Contrôle d'accommodation des perturbations).

Le reste de ce travail est organisé comme suit: dans la deuxième section on expose le modèle du système conversion de l'énergie éolienne incluant le modèle aérodynamique et structurel. Dans la troisième section on décrit le système de contrôle du système de conversion de l'énergie éolienne en introduisant les objectifs de contrôle de l'éolienne dans les différentes zones de fonctionnement et le système de contrôle optimal de l'angle de calage des pales. Dans la section suivante on présente les résultats de simulation du système de contrôle proposé à base du simulateur aéro-élastique openFAST. Finalement on donnera une conclusion et perspectives.

2. Modélisation du système de conversion de l'énergie éolienne

Le système de conversion de l'énergie éolienne est un système multidisciplinaire. Il inclut des sous-systèmes aérodynamique, structurel et électrique [1], [17]. Le modèle électrique est considéré rapide dans ce travail.

2.1 Modèle aérodynamique

Le sous-système aérodynamique est modélisé à base des théories d'élément et moment de pale. Le modèle aérodynamique à base de la théorie d'élément de pale consiste à diviser la pale en éléments finis, puis calculer la force et le moment de trainée (F_D) et de portance (F_L) pour chaque élément et enfin l'intégration sur toute la surface de la pale pour obtenir la force de poussé [18].

2.2 Modèle structurel

Le sous-système structurel peut être modélisé par le simulateur openFAST (open Fatigue, Aerodynamic, Structural and Turbulence) ayant jusqu'à 24 degrés de liberté (DOF) comme illustre la figure 1 [19].

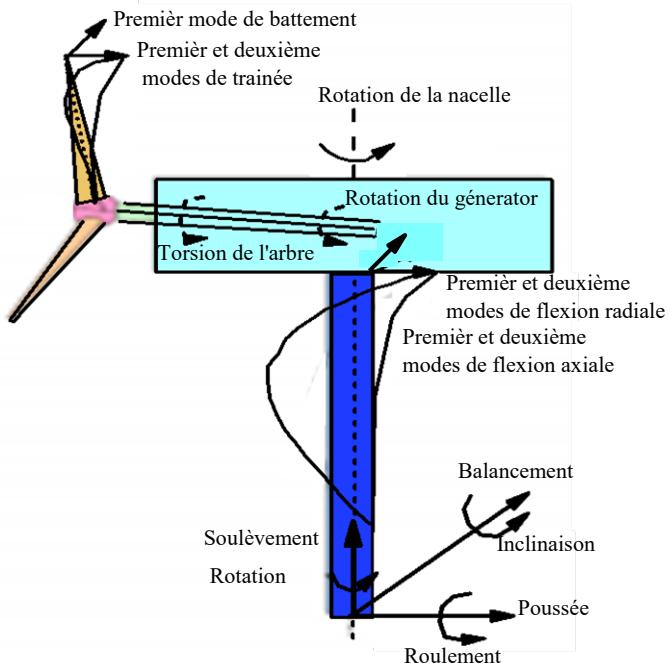


Fig. 1: Modèle d'une aéro-turbine

En effet, chaque pale est modélisée par trois DOF qui sont: les deux flexions (la première et la deuxième) suivant l'axe de la corde et la première flexion suivant l'axe normale à la corde. L'arbre de transmission est modélisé par deux DOF, à savoir la rotation du générateur et la torsion de l'arbre. La tour est modélisée par quatre DOF qui sont les flexions (la première et la deuxième) suivant la direction du vent et perpendiculaire à celle-ci lorsque l'aéro-turbine est alignée avec le vent. La fondation est modélisée par six DOF qui sont les déplacements suivant les trois axes du repère lié à la fondation et les rotations autour de ces axes. Les trois DOFs restants représentent l'inclinaison du rotor, la rotation de la queue et la rotation de la nacelle autour de l'axe du tour. Le choix d'un degré de liberté dépend fortement des dynamiques du modèle désiré et donc des objectifs du contrôle. Par conséquent, on va s'intéresser dans la troisième section à la première flexion de chaque pale suivant l'axe de la corde et aux dynamiques de l'arbre de transmission. Les paramètres du système basés sur les DOFs prédéfinis sont estimé par le code openFAST à base du modèle du système. Le modèle openFAST est une formulation combinée de la dynamique modale et multi-corps. Le modèle du système est basé

sur le modèle aérodynamique (méthode des éléments des pales (BEM), sillage sans vortex et dynamique des fluides computationnelle (CFD)), le modèle structurel [20]. Le modèle dynamique de l'aéroturbine est décrit par le modèle non-linéaire suivant [1], [18]:

$$M(q, u, t)\ddot{q} + f(q, \dot{q}, u, u_d, t) = 0 \quad (1)$$

Où M est la matrice de masse, f est une fonction non-linéaire des DOFs et des entrées. q , \dot{q} et \ddot{q} sont des déplacements, vitesses et accélérations. u est l'entrée de contrôle et u_d est l'entrée de perturbations.

Les équations du mouvement ci-dessus représentent la forme standard de la dynamique multi-corps. La partie modale est représentée par la manière dont les DOFs de la tour et des pales sont définis. Dans openFAST, la tour et les pales sont traitées comme des éléments dont la flexibilité est déterminée par la somme des fonctions de forme (modes) d'amplitude (DOF) [20]. Les DOFs sont des valeurs proportionnelles à la courbure de la pale autour des axes structurels de torsion. Lorsqu'on intègre les courbures le long de la pale on obtient les pentes, puis on intègre à nouveau pour obtenir le déplacement. Le résultat est que les courbures suivant les axes de la chorde et sur les bords conduisent chacune à des composantes de déplacements et donc des moments respectivement suivant la chorde et suivant la normale à la chorde. Le principe de superposition linéaire est appliquée à la sommation des courbures locales pour obtenir les déplacements et les moments le long de la courbure. Le moment de flexion à la racine des pales estimé représente le moment suivant l'axe de la chorde.

La puissance électrique moyenne (P_e) est définie comme le produit du couple électromagnétique (T_g) et la vitesse du générateur (ω_g):

$$P_e = T_g \omega_g \quad (2)$$

3. Contrôle du système de conversion de l'énergie éolienne

3.1 Objectifs de contrôle des éoliennes

Le contrôle du système de conversion de l'énergie éolienne consiste à définir les domaines de variations des entrées qui sont le couple électromagnétique du générateur et l'angle de calage des pales en fonction du régime d'opération de l'aéro-turbine. Le régime de fonctionnement d'une aéro-turbine en fonction de la vitesse du vent peut être devisé en quatre régions comme illustre la figure 2. Région 1, où la vitesse du vent est inférieure à la valeur minimale (V_{cut-in}), le système est en arrêt. La deuxième région, qui s'appelle zone de charge partielle, elle s'étend de la vitesse du vent minimale (V_{cut-in}) à la valeur nominale (V_{rated}). L'objectif du contrôle est d'extraire une puissance maximale du vent en agissant sur le couple

électromagnétique (couple optimal) du fait que l'angle est fixé à sa valeur optimale[1].

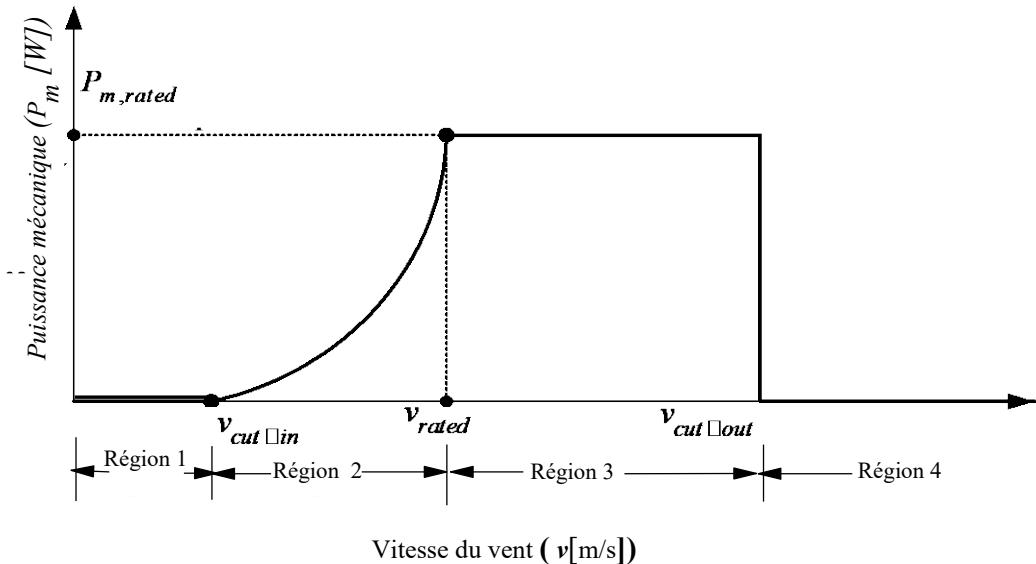


Fig. 2: Régime de fonctionnement d'une aéro-turbine

La troisième région, appelée zone de pleine charge, elle s'étend de la vitesse du vent nominale (v_{rated}) à la valeur maximale ($v_{cut-out}$). L'objectif du contrôle est de limiter la puissance produite à sa valeur nominale ($P_{m,rated}$) et de réduire les charges mécaniques en agissant sur le couple électromagnétique et l'angle de calage des pales simultanément [3], [12]. La quatrième région s'étend au-delà de la vitesse du vent maximale ($v_{cut-out}$). L'objectif du contrôle est d'arrêter le système pour prévenir les dégâts des structures, en mettant les pales en drapeau [21].

On va s'intéresser par la suite au contrôle du système dans la zone de pleine charge du fait que le contrôle dans la zone de charge partielle a fait l'objet de plusieurs travaux [2], [5], [8], [9], [22]–[24].

3.2 Contrôle optimal du système dans la zone de pleine charge

Le contrôle dans la zone pleine charge est effectué par le couple et l'angle de calage simultanément. Souvent, le couple électromagnétique est réglé par le rapport de la puissance nominale ($P_{s,nom}$) et de la vitesse du générateur (ω_g) pour maintenir la puissance à sa valeur nominale à la vitesse nominale, tandis que l'angle de calage est contrôlé pour décharger l'aéro-turbine afin de limiter la vitesse de

rotation du générateur [19]. On trouve dans la littérature différentes structures de contrôle de l'angle de calage des pales. Les plus couramment employés sont le Proportionnel Intégral à Gain Réglable (GSPI) et le contrôle d'accommodation des perturbations (DAC) [3], [19], [25]. Le contrôle GSPI est le produit du proportionnelle-intégrale linéaire et d'une fonction de l'angle de calage pour aborder la non-linéarité, tandis que DAC est une combinaison du contrôle d'espace d'état et d'un gain pour accommoder l'effet des perturbations du vent. En effet, le contrôleur GSPI permet de dépasser la non-linéarité du couple aérodynamique par actualisation des gains du contrôleur en fonction de la vitesse du vent. Néanmoins, ces performances restent limitées à cause de la commutation rapide entre les gains. En plus, sa structure ne tient pas compte de l'effet des charges mécaniques. Le contrôle DAC permet d'optimiser la performance du système de manière optimal tout en prenant en compte l'effet des perturbations ainsi que l'effet des charges mécaniques. Cependant, ces performances sont limitées en un seul point de fonctionnement en se basant toujours sur un compromis. En revanche, le contrôle optimal proposé permettra de garantir la performance du système sous variation du point de fonction en dépassant la caractéristique compromis entre les objectifs de contrôle. Ces objectifs visent de maintenir la vitesse du générateur à sa valeur nominale, ainsi que de minimiser le moment de flexion à la racine des pales à un niveau admissible.

La loi de contrôle optimal (OC) est une combinaison du contrôle d'espace d'état et d'un nouvel état (x_a) dont sa dynamique est donnée par l'erreur du processus donné par l'équation 3, c'est-à-dire la différence entre la valeur nominale ($y_{n,ref}$) et la valeur réelle de la vitesse de rotation (y_n). Le contrôleur proposé permet de réguler la vitesse de rotation en agissant sur le gain correspondant à l'état de dynamique de l'erreur (G_a), tout en limitant les charges des pales en agissant sur la matrice des gains (G_x) correspondant à l'état (x_n) sans aucun compromis et sous variations du point de fonctionnement. La loi de contrôle optimal (u_n), qui est la perturbation de l'angle de calage des pales ($\Delta\beta$), est donnée par l'équation 4.

$$\dot{x}_a = y_{n,ref} - y_n \quad (3)$$

$$u_n = \Delta\beta = G_x x_n + G_a x_a \quad (4)$$

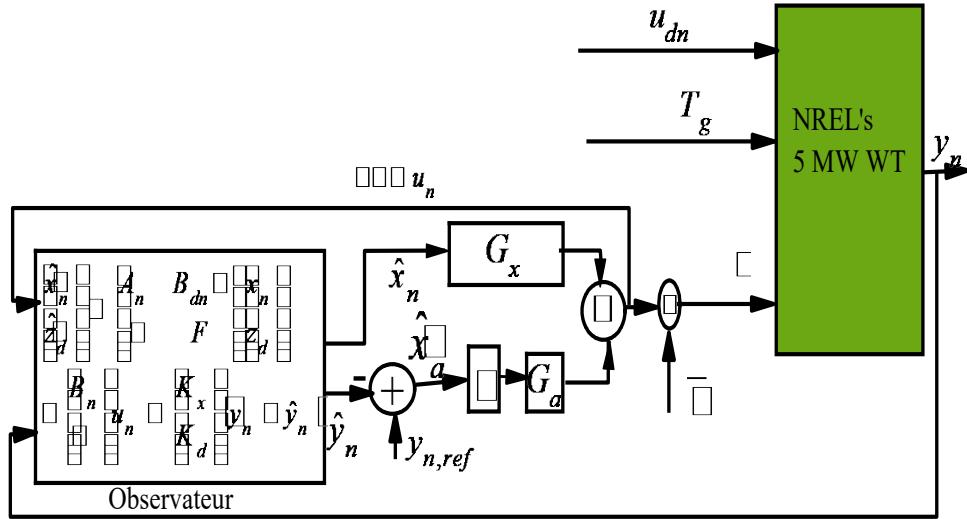


Fig. 3: Structure de contrôle optimal de l'angle de calage des pales

La figure 3 représente la structure de commande optimale de l'angle de calage des pales (OC), qui a comme sortie l'angle d'orientation des pales (β). Le couple électromagnétique (T_g) est la sortie du contrôle optimal du couple présenté dans [1], [8]. Les entrées du contrôle de l'angle des calages des pales sont la vitesse du générateur et la perturbation de l'angle de calage. La sortie est la perturbation de l'angle de calage souhaitée. u_{dn} représente l'entrée au système et $\bar{\beta}$ est l'angle de calage nominal.

Les étapes suivies pour la conception de la loi de contrôle sont:

Extraction du modèle linéaire en espace état:

Le modèle linéaire du système est obtenu par linéarisation du modèle non-linéaire autour d'un point de fonctionnement situé dans la zone pleine charge en incluant cinq DOFs qui sont les flexions des trois pales suivant l'axe de la corde, la torsion de l'arbre de transmission et la rotation du générateur. Le modèle linéaire obtenu en espace d'état est exprimé par l'équation 5:

$$\begin{cases} \dot{x}_n = A_n x_n + B_n u_n + B_{dn} u_{dn} \\ y_n = C_n x_n \end{cases} \quad (5)$$

où A_n est la matrice d'état, B_n est la matrice de contrôle, B_{dn} est la matrice de perturbation et C_n est la matrice de sortie.

Vérification de l'observabilité

Le modèle extrait possède dix états dont seulement la vitesse du générateur est mesurable, par conséquent une réduction des états est nécessaire pour assurer l'observabilité du système. Pour cette raison, l'angle du générateur est éliminé et

les états correspondants au déplacement et à la vitesse du mode de flexion des trois pales sont réduits en un seul état symétrique de déplacement et de vitesse de flexion.

Estimation des états

La troisième étape est l'estimation des états non mesurables à partir de la connaissance des variables d'entrées et de sorties du système. Le modèle de l'observateur utilisé est basé sur un système donné par l'équation 3 et le modèle des perturbations défini par l'équation 6 [1]:

$$\dot{z}_d = Fz_d \quad (6)$$

où z_d est l'état des perturbations et F est une matrice de forme des perturbations. Le modèle de l'observateur à base des équation 5 et 6 est donné par l'équation 7:

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \hat{x}_n \\ \hat{z}_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_n & B_{dn}\Theta \\ 0 & F \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{x}_n \\ \hat{z}_d \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B_n \\ 0 \end{bmatrix} u_n + \begin{bmatrix} K_x \\ K_d \end{bmatrix} (y_n - \hat{y}_n) \\ \hat{y}_n = [C_n \quad 0] \begin{bmatrix} \hat{x}_n \\ \hat{z}_d \end{bmatrix} \end{cases} \quad (7)$$

où \hat{x}_n , \hat{z}_d et \hat{y}_n sont respectivement les estimés de l'état du système (x_n), de l'état des perturbations (z_d) et de la sortie (y_n). K_x et K_d sont les gains de l'observateur.

Optimisation de la fonction objective

La dernière étape est l'application de l'approche linéaire quadratique pour la minimisation de la fonction objective J , donnée par l'équation 8, en choisissant les poids convenables de la matrice des états.

$$J = \int_0^t (\bar{x}_n^T \bar{Q} x_n + u_n^T R u_n) dt \quad (8)$$

où $\bar{x}_n = \begin{bmatrix} x_n \\ x_a \end{bmatrix}$. \bar{Q} est la matrice des poids des états et R est la matrice des poids de l'entrée.

Pour mentionner, la matrice \bar{Q} contient les poids correspondants à des états du système (x_n) et celui correspondant au nouveau état (x_a). Par conséquent, la structure de contrôle proposé permet de réduire le moment de flexion à la racine des pales à un niveau admissible même s'il y aura un sacrifice dans le suivi de la vitesse de rotation, car le suivi de la vitesse de rotation est amélioré en ajustant le poids correspondant à l'état introduit. La structure de contrôle permettra donc d'améliorer le suivi de la vitesse de rotation et la réduction du moment de flexion des pales simultanément.

La loi de contrôle optimal est donnée par l'équation 9, comme le produit des états estimés et les matrices des gains correspondantes:

$$u_n = G_x \hat{x}_n + G_a \hat{x}_a \quad (9)$$

4. Résultats de simulation

Les paramètres du modèle de référence du Laboratoire National des Énergies Renouvelables (NREL) sont donnés dans [19]. La puissance nominale du

modèle est de 5 MW, le rayon des pales est de 62.5 m et la vitesse du générateur est de 122.91 rad/s.

Les matrices du modèle obtenues par la linéarisation autour d'un point de fonctionnement défini par le triplet: ($\bar{\beta} = 10.45^\circ$, $\bar{v} = 15 \text{ m/s}$, $\bar{\omega}_g = 122.91 \text{ rad/s}$), sont:

$$A_n = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 172.6 & -6.05510^{-9} & -0.00017879 & 1.237 & 13.835 10^{-10} \\ -198.6 & 0.074982 & 0.11183 & -1.3113 & 0.010163 \\ 1134.3 & -23.513 & -120.73 & -112.61 & -5.9862 \end{bmatrix},$$

$$B_n = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -1.93 10^{-5} \\ 1.93 10^{-5} \\ -4.323210^{-11} \end{bmatrix}, B_{dn} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -1.1056 10^{-9} \\ -0.0079066 \\ 9.724 \end{bmatrix} \text{ et } C_n = [0 \ 0 \ 926.3 \ 0 \ 0]$$

Les paramètres du contrôleur sont listés dans le tableau 1. Les éléments de la matrice \bar{Q} sont sélectionnés en pondérant plus ceux correspondant aux modes de flexion des pales et de l'intégrateur. Les gains de l'observateur (K_x et K_d) sont obtenus en plaçant les pôles de l'estimateur à dix fois ceux du système en boucle fermée.

Tableau 1

Paramètres du système de contrôle optimal

Paramètres	Valeurs
R	1
\bar{Q}	$diag([10^5, 10^6, 10^3, 10^{-2}, 10^9, 10^2])$
$G_a [N.m/rad/s]$	0.95
$G_x [N.m/rad/s]$	$[-7666.5, 4.24, 208.19, 181.86, 0.7]$
K_x	$[0.0029, 0.8929, 0.0466, -0.0271, -1.6183]$
K_d	1.1499

Les pôles du système en boucle ouverte et en boucle fermée correspondants au contrôleur proposé sont donnés par le tableau 2. Partant de ce tableau, il est clair que les pôles du système en boucle fermée sont bien placés dans le demi-plan complexe simultanément. Cela permet de garantir la stabilité du système.

Tableau 2

Pôles du système			
Modes	Vitesse du générateur	Torsion de l'arbre de transmission	Flexion des pales
Pôles			
Boule ouverte	-0.2520	$-0.7376 \pm 14.0818i$	$-2.7852 \pm 3.7921i$
Boucle fermée	-2.9520	$-5.8682 \pm 14.3923i$	$-6.3108 \pm 3.4171i$

Les résultats de simulation lorsque le système est soumis au profil du vent turbulent de la figure 4, sont illustrés par les figures 5-7. On observe que la vitesse du générateur obtenue par le contrôle OC suit bien sa valeur nominale malgré les fluctuations rapides de la vitesse du vent en comparaison avec les autres contrôleurs. On remarque également, à partir de la figure 6-b, que le contrôle OC permet de minimiser les grandes fluctuations du moment de flexion à la racine des pales en comparaison avec le contrôle GSPI. On remarque aussi que l'angle de calage obtenu dans la figure 7 suit bien les tendances moyennes de la vitesse du vent sans passer par les changements rapides pour maintenir la vitesse du générateur autour de sa valeur nominale. Ces résultats permettent de confirmer que la technique de contrôle optimal proposée présente de meilleures performances en termes de régulation de la vitesse du générateur et de réduction du moment de flexion à la racine des pales. Cependant, c'est difficile pour que les paramètres du système suivent leurs valeurs nominales dû à la grande inertie du système et la dynamique rapide du vent.

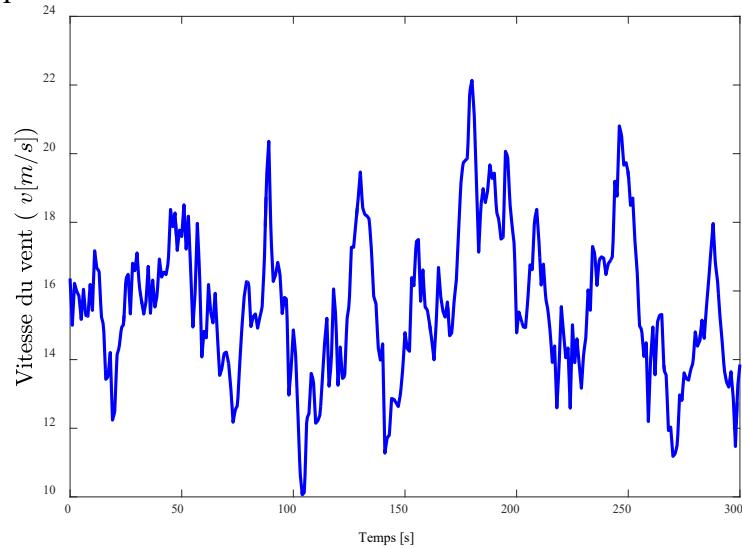


Fig. 4: Profil du vent

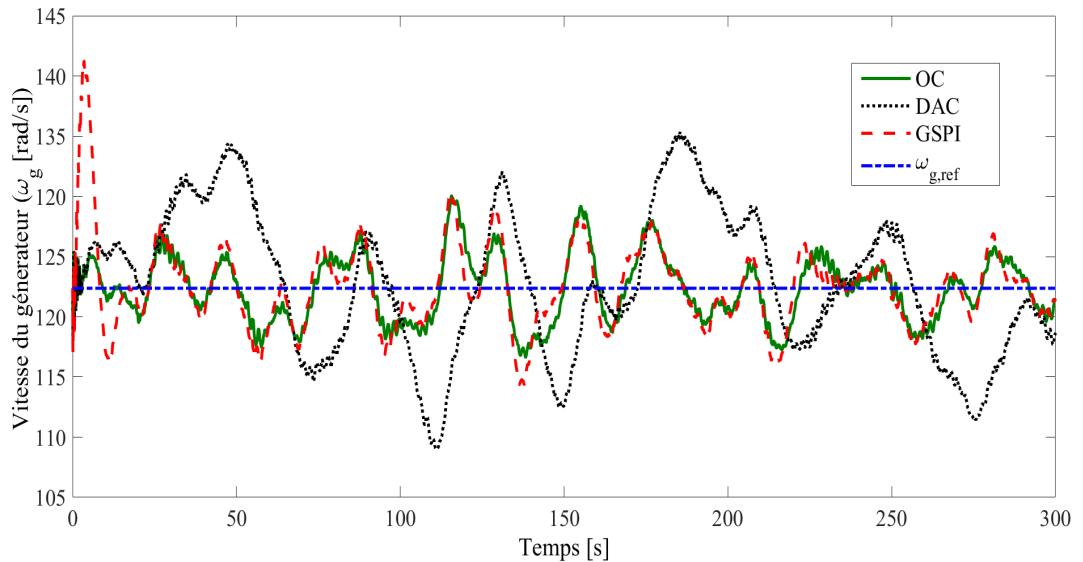


Fig. 5: Vitesse du générateur

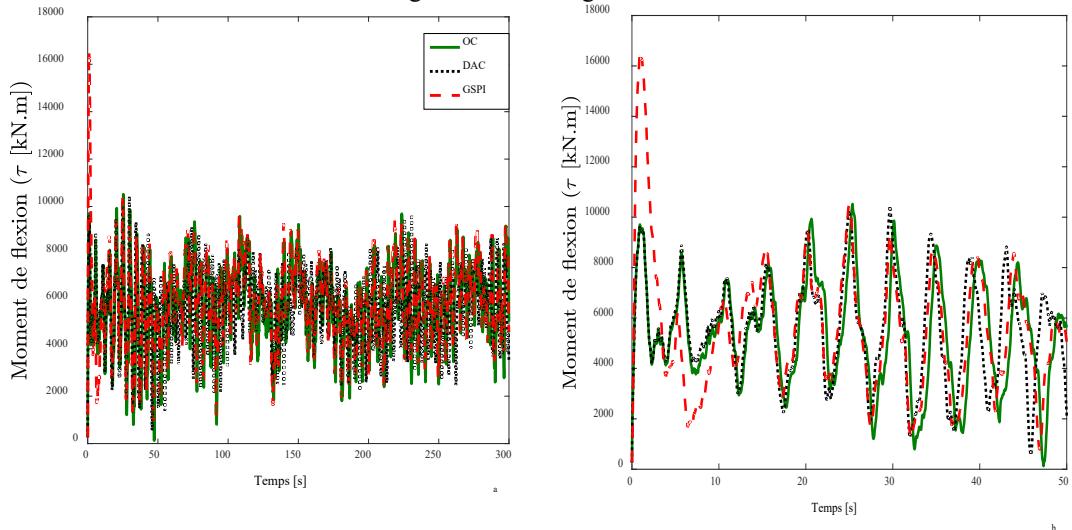


Fig.6: Moment de flexion à la racine des pales

Dans les figures 8 et 9 on analyse des performances des contrôleurs en se basant sur l'erreur moyenne de la vitesse du générateur et l'écart type, normalisées pour cinq profils du vent de vitesses moyennes allant de 13 à 21 m/s. On peut observer que l'erreur moyenne obtenue par le contrôle optimal est inférieure à celle obtenue par le contrôle DAC et légèrement supérieure à celle obtenue par le contrôle GSPI. Et comme la vitesse du vent augmente, ce paramètre augmente aussi. On peut remarquer également que l'écart type de l'erreur de vitesse du générateur normalisé obtenu par le contrôleur proposé est inférieur à celui obtenu

par les autres contrôleurs pour tous les profils de la vitesse du vent, et comme la vitesse du vent augmente ce paramètre augmente aussi. On peut conclure que le contrôleur proposé présente une bonne capacité de maintenir la vitesse du générateur autour de sa valeur nominale.

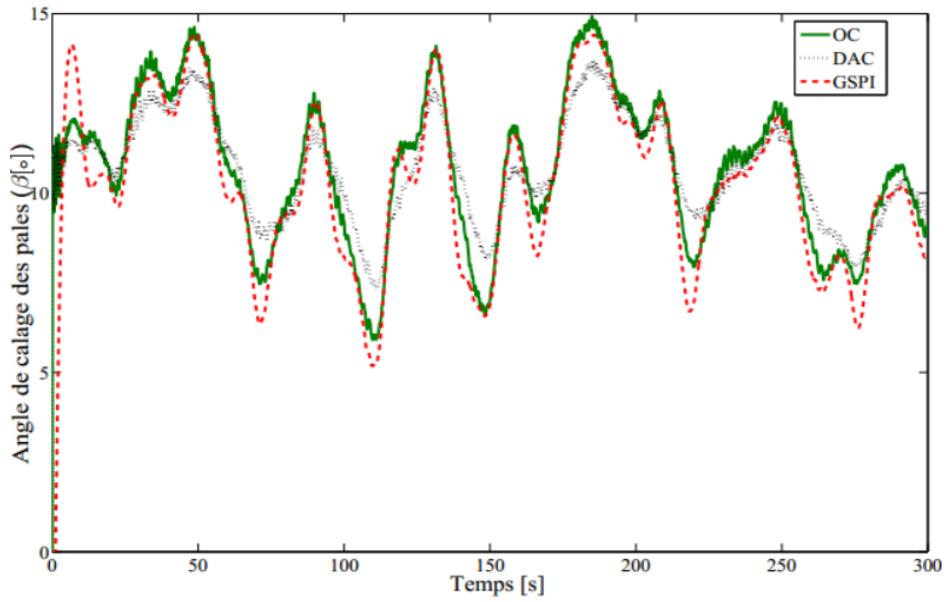


Fig. 7: Angle de calage des pales

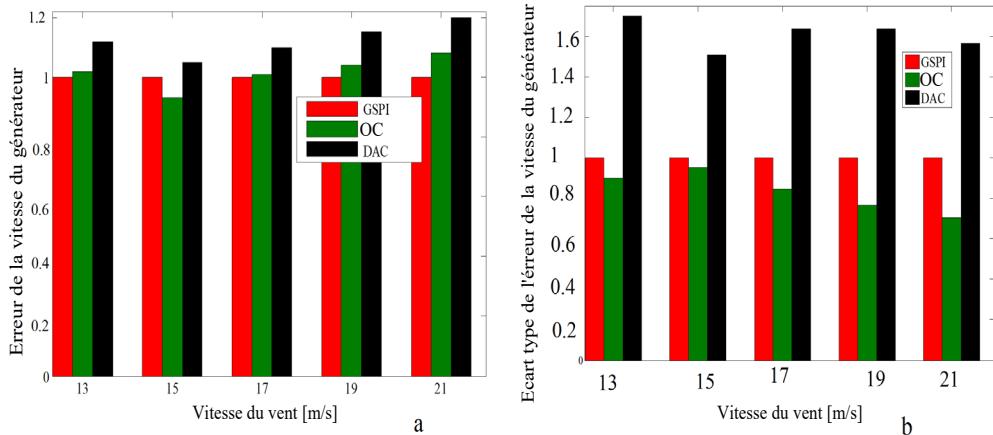


Fig. 8: Erreur moyenne (a) et l'écart type (b) de l'erreur de vitesse du générateur

La puissance électrique moyenne, le moment de flexion maximum à la racine des pales et l'angle de calage normalisé sont illustrés par la figure 9. On remarque que le contrôleur proposé conduit à une légère augmentation de la puissance électrique produite par rapport aux autres contrôleurs, et que le moment

de flexion maximum obtenu est inférieur à celui obtenu par le contrôle GSPI et il est en bon accord avec celui obtenu par le contrôle DAC. En outre, on constate que le contrôleur proposé utilise plus d'angle en comparaison avec les autres contrôleurs. Cependant, cette augmentation est compensée en termes de régulation de la vitesse du générateur et de réduction des charges des pales.

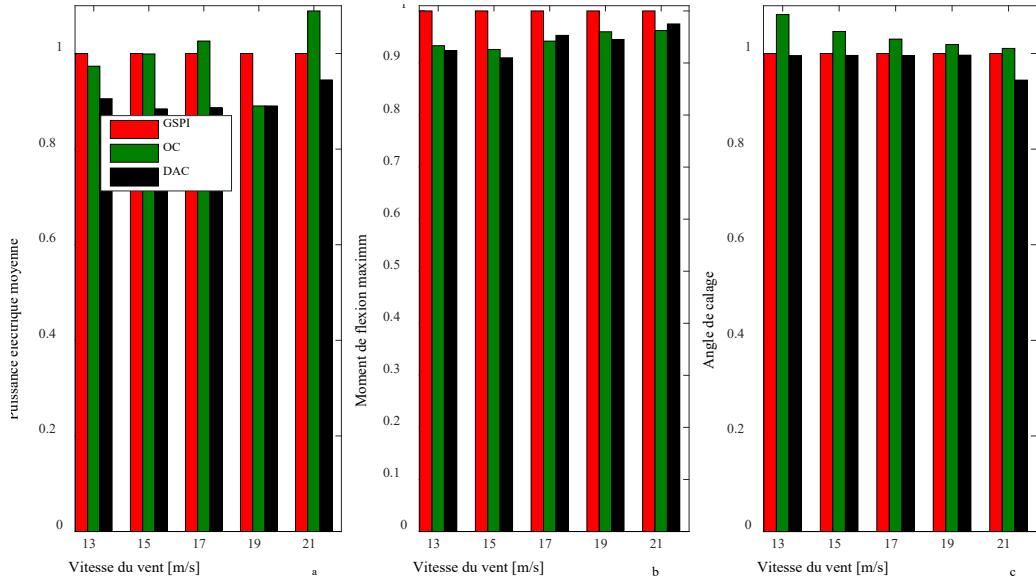


Fig. 9: Puissance électrique moyenne (a), moment de flexion à la racine des pales maximum (b) et angle de calage (c) normalisés

4. Conclusion

La fiabilité est l'un des objectifs principaux des éoliennes modernes dans les grandes vitesses du vent, pour augmenter la durée de vie des structures et donc d'augmenter la quantité d'énergie produite. Pour atteindre cet objectif, nous avons présenté un système de contrôle optimal de l'angle de calage des pales pour améliorer le suivi de la vitesse du générateur et minimiser les charges excessives des pales. Le système de contrôle proposé permet d'atteindre simultanément ces deux objectifs simultanément tout en évitant le compromis et en tenant compte de l'effet du couplage des pales et de l'arbre de transmission. La structure de contrôle présenté est une combinaison du contrôle du retour d'état d'espace et d'un intégrateur. La performance du contrôleur est testée par le modèle de référence « NREL's 5MW Baseline Onshore Wind turbine » sous différentes conditions d'opération. Les résultats obtenus sont comparés avec les méthodes de contrôles les plus reconnues dans la littérature, et sont trouvés d'être les meilleurs en terme de régulation de la vitesse du générateur et de réduction des charges des pales. En

outre, le contrôleur présenté utilise plus de l'angle de calage en comparaison avec les autres méthodes. Cette augmentation est intuitive, car dans les grandes vitesses du vent le système de contrôle a besoin de réagir plus pour s'opposer aux fluctuations du moment de flexion à la racine des pales.

En perspective, ce travail pourrait être étendu en développant un contrôleur optimal qui tient compte d'autres degrés de liberté et de leurs effets de couplage tels que: de la tour, des pales et de l'arbre de transmission. Toutefois, il est indispensable d'étudier et de concevoir les travaux expérimentaux concernant la fatigue des éléments de l'aéro-turbine.

Remerciement

Les auteurs remercient le Laboratoire National des Énergies Renouvelables (NREL) de l'Université Colorado des États-Unis pour le partage en accès libre du code openFAST et de tous les packages correspondants.

R E F E R E N C E S

- [1] *A. El Yaakoubi*, « Wind energy conversion systems control for maximum power capture and excessive loads alleviation », Phd Thesis Abdelmalek Essaadi Univ., 2018.
- [2] *A. El Yaakoubi, K. Attari, A. Asselman, et A. Djebli*, « Novel power capture optimization based sensorless maximum power point tracking strategy and internal model controller for wind turbines systems driven SCIG », *Front. Energy*, vol. 13, n° 4, p. 742-756, déc. 2019, doi: 10.1007/s11708-017-0462-x.
- [3] *A. E. Yyaakoubi, A. Asselman, et K. Attari*, « Adaptive State Feedback Pitch Angle Control of Wind Turbines for Speed Regulation and Blades Loadings Alleviation », *Int. Rev. Autom. Control IREACO*, vol. 11, n° 4, p. 174-187, 2018, doi: 10.15866/ireaco.v11i4.14503.
- [4] *V. Petrović, M. Jelavić, et M. Baotić*, « Advanced control algorithms for reduction of wind turbine structural loads », *Renew. Energy*, vol. 76, p. 418-431, avr. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2014.11.051.
- [5] *A. E. Yaakoubi, A. Asselman, A. Djebli, et E. H. Aroudam*, « A MPPT Strategy Based on Fuzzy Control for a Wind Energy Conversion System », *Procedia Technol.*, vol. 22, p. 697-704, janv. 2016, doi: 10.1016/j.protcy.2016.01.145.
- [6] *D. Collet, M. Alamir, D. Di Domenico, et G. Sabiron*, « Data-driven fatigue-oriented MPC applied to wind turbines Individual Pitch Control », *Renew. Energy*, vol. 170, p. 1008-1019, juin 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.02.052.
- [7] *P. F. Odgaard, J. Stoustrup, et M. Kinnaert*, « Fault-Tolerant Control of Wind Turbines: A Benchmark Model », *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 21, n° 4, p. 1168-1182, juill. 2013, doi: 10.1109/TCST.2013.2259235.
- [8] *A. E. Yaakoubi, L. Amhaimar, K. Attari, M. H. Harrak, M. E. Halaoui, et A. Asselman*, « Non-linear and intelligent maximum power point tracking strategies for small size wind turbines: Performance analysis and comparison », *Energy Rep.*, vol. 5, p. 545-554, nov. 2019, doi: 10.1016/j.egyr.2019.03.001.
- [9] *A. E. Yaakoubi, M. E. H. Hajri, K. Attari, L. Amhaimar, et A. Asselman*, « Advanced control strategies of SCIG based wind turbines for MPPT », in *Proceedings of the 3rd International Conference on Smart City Applications*, New York, NY, USA, oct. 2018, p. 1-5. doi: 10.1145/3286606.3286813.

- [10] *S. M. Aghaeinezhad, M. Taghizadeh, M. Mazare, et M. G. Kazemi*, « Individual Pitch Angle Control of a Variable Speed Wind Turbine Using Adaptive Fractional Order Non-Singular Fast Terminal Sliding Mode Control », *Int. J. Precis. Eng. Manuf.*, vol. 22, n° 4, p. 511-522, avr. 2021, doi: 10.1007/s12541-020-00439-0.
- [11] *R. Agarwala, R. A. Chin, et P. Malali*, « Design of a nonlinear multi-input–multi-output sliding mode pitch angle and plunge controller for a 5MW wind turbine blade tip », *Energy Sources Part Recovery Util. Environ. Eff.*, vol. 41, n° 23, p. 2929-2943, déc. 2019, doi: 10.1080/15567036.2019.1582735.
- [12] *W. H. (Alan) Lio*, « Review of the Related Work », in *Blade-Pitch Control for Wind Turbine Load Reductions*, W. H. (Alan) Lio, Éd. Cham: Springer International Publishing, 2018, p. 51-75. doi: 10.1007/978-3-319-75532-8_3.
- [13] *Y. Ren, L. Li, J. Brindley, et L. Jiang*, « Nonlinear PI control for variable pitch wind turbine », *Control Eng. Pract.*, vol. 50, p. 84-94, mai 2016.
- [14] *A. Pintea, N. Christov, D. Popescu, et P. Borne*, « LQG control of horizontal wind turbines for blades and tower loads alleviation », *IFAC Proc. Vol.*, vol. 44, n° 1, p. 1721-1726, janv. 2011, doi: 10.3182/20110828-6-IT-1002.01231.
- [15] *B. Boukhezzar, L. Lupu, H. Siguerdidjane, et M. Hand*, « Multivariable control strategy for variable speed, variable pitch wind turbines », *Renew. Energy*, vol. 32, n° 8, p. 1273-1287, juill. 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.06.010.
- [16] *K. V. Lakshmi et P. Srinivas*, « Fuzzy adaptive PID control of pitch system in variable speed wind turbines », in *2014 International Conference on Issues and Challenges in Intelligent Computing Techniques (ICICT)*, févr. 2014, p. 52-57. doi: 10.1109/ICICT.2014.6781252.
- [17] *W. H. (Alan) Lio*, « Introduction », in *Blade-Pitch Control for Wind Turbine Load Reductions*, W. H. (Alan) Lio, Éd. Cham: Springer International Publishing, 2018, p. 1-10. doi: 10.1007/978-3-319-75532-8_1.
- [18] *A. E. Yaakoubi, L. Amhaimar, et A. Asselman*, *Wind Energy Conversion System Modeling toward Different Approaches*. IntechOpen, 2020. doi: 10.5772/intechopen.89066.
- [19] *J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, et G. Scott*, « Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development », *Natl. Renew. Energy Lab. Gold. CO Tech. Rep. No NRELTP-500-38060*, 2009, Consulté le: 8 avril 2017. [En ligne]. Disponible sur: http://pop.h-cdn.co/assets/cm/15/06/54d150362c903_-38060.pdf
- [20] « OpenFAST Documentation (Release v3.2.0) », National Renewable Energy Laboratory (Technical rapport), 2022.
- [21] *H. G. Svendsen et K. O. Merz*, « Control System for Start-up and Shut-down of a Floating Vertical Axis Wind Turbine », *Energy Procedia*, vol. 35, p. 33-42, janv. 2013, doi: 10.1016/j.egypro.2013.07.156.
- [22] *H. Bensaadi, Y. Harbouche, et R. Abdessmed*, « direct torque control (DTC-SVM) of PMSG based in wind energy conversion system », *UPB Sci Bull Ser. C*, vol. 81, n° 1, p. 227-240, 2019.
- [23] *M. B. E. Zarrouki et S. Benaggoune*, « Stratégie de contrôle non linéaire optimisée pour le générateur synchrone à aimant permanent (GSAP) dans le système de conversion de l'énergie éolienne (SCEE) », *UPB Sci Bull Ser. C*, vol. 83, n° 1, p. 263-276, 2021.
- [24] *A. E. Yaakoubi, K. Attari, A. Asselman, et A. Djebli*, « Simulation and investigation of the behavior of a large-scale direct driven wind turbine connected to the grid », *UPB Sci. Bull. Ser. C Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 79, n° 2, p. 241-252, 2017.
- [25] *C. D. Johnson*, « Disturbance-Accommodating Control; An Overview », in *1986 American Control Conference*, juin 1986, p. 526-536. doi: 10.23919/ACC.1986.4788997.