

Amélioration des Performances d'une Chaîne de Conversion d'Énergie Éolienne par la Technique MPPT

Z. Zeghdi¹, L. Barazane², K. Miloudi³, S. Abdelmalek⁴, A. Chems⁵, A. Larabi⁶

^{1,2,3,6} Département d'Electrotechnique, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, Algérie,
Laboratoire des systèmes électriques et industriels LSEI-USTHB.

⁴ Département d'Electrotechnique, Université de Hassiba Benbouali Chlef, Algérie.

⁵ Département de Génie Electrique, Université d'El Oued, Algérie.

¹ zoubirzeghdi@gmail.com, ² lbarazane@yahoo.fr, ³ khaledmiloudi888@gmail.com, ⁴ s.abdelmalek@univ-chlef.dz,
⁵ chemsadoct@yahoo.fr, ⁶ Abdelkaderlarabi@gmail.com

Résumé— L'objectif de ce travail consiste en premier lieu en l'association de la commande sans asservissement de la vitesse mécanique du processus global à celle du générateur MPPT, puis en l'analyse du comportement de la turbine éolienne associée et cela en utilisant une génératrice asynchrone à double alimentation (GADA). Aussi et dans ce contexte, les auteurs présenteront tout d'abord les notions élémentaires du fonctionnement d'un système éolien associé aux équations qui s'y rapportent. Par la suite, les modèles des différents éléments constituant la chaîne de conversion mécanique de l'éolienne, ainsi que les différentes lois de commande adoptées lesquelles seront susceptibles d'assurer un fonctionnement optimal de l'éolienne seront établis. Il est à noter que ces lois de commande seront choisies de sorte à maximiser en permanence la puissance produite en recherchant le point de fonctionnement à puissance maximale communément appelé : MPPT.

Keywords- Eolienne;; Extraction de la puissance maximale (MPPT); Coefficient de puissance ; Rapport de vitesse optimal.

NOMENCLATURE

ρ : Masse volumique de l'air.

R : Rayon de la surface balayée par la turbine.

P_{aero} : La puissance absorbée par l'aérogénérateur.

E_c : L'énergie cinétique de la masse d'air qui traverse l'aérogénérateur.

C_p : Le coefficient de puissance.

C_{p_max} : Le coefficient de puissance maximal de la turbine.

λ : La vitesse relative de l'éolienne.

λ_{opt} : La vitesse relative optimale de l'éolienne.

$\Omega_{turbine}$: Vitesse de rotation de la turbine.

Ω_{mec} : Vitesse de rotation de l'arbre du générateur.

Ω_{opt} : Vitesse de rotation optimale de l'arbre du générateur.

I. INTRODUCTION

La production d'énergie d'une manière générale, et celle électrique en particulier est devenue de plus en plus primordiale pour l'humanité. En effet, l'accès à l'électricité est devenu une condition indispensable pour le développement socio-économique d'un pays ; Ce qui a engendré une nette augmentation de la production de l'énergie électrique mondiale ; en moyenne de 3,1% par an pendant les dix dernières années [1].

Par ailleurs, et comme l'énergie éolienne est une énergie "renouvelable" non dégradée, ne produisant aucun rejet atmosphérique, ni déchet radioactif, géographiquement diffuse, et surtout en corrélation saisonnière, certains pays industrialisés et surtout ceux du nord ont en fait leur propre source d'énergies en particulier en hiver où elle est largement plus demandée et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée. Cependant, elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mâts et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 90m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement dégagées pour éviter les phénomènes de turbulences [2].

Ainsi, une éolienne a pour rôle de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Ses différents éléments sont conçus pour maximiser cette conversion énergétique et la modélisation de chacun d'eux, et par conséquent de la chaîne de conversion éolienne correspondante est considérée comme pour tout autre système, quel qu'il soit, comme étant une étape primordiale dans la compréhension du comportement dynamique de cette chaîne de conversion et en particulier du fonctionnement de l'éolienne [03].

Dans ce contexte, nous s'intéresserons dans cet article, essentiellement à la modélisation et au contrôle de la turbine éolienne. En effet, et dans un premier temps, les différentes

parties constituant une éolienne seront modélisées, puis nous procéderons au contrôle du système éolien en utilisant deux stratégies de commande différentes permettant de maximiser l'extraction de la puissance éolienne (MPPT). Cette stratégie MPPT repose sur le principe de l'extraction du maximum de puissance de l'éolienne et de son injection dans le réseau [10].

Plusieurs travaux ont abordé le problème d'amélioration et d'optimisation de la production d'énergie éolienne, en utilisant différentes techniques MPPT [2][3][4][5].

II. DÉFINITION D'UN SYSTÈME ÉOLIEN

Un aérogénérateur, plus communément est appelé éolien. Une éolienne est un système de conversion d'énergie a pour rôle de convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique, ce système connus sous l'appellation anglaise [11]: Wind Energy Conversion Systems (WECS) (figure 1).

Ses différents éléments sont conçus pour maximiser cette conversion énergétique et d'une manière générale, une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de la génératrice électrique est indispensable. Pour parvenir à cet objectif, idéalement, une éolienne doit comporter :

- Un système qui permet de la contrôler mécaniquement (orientation des pales de l'éolienne, orientation de la nacelle).
- Un système qui permet de la contrôler électriquement (Machine électrique associée à l'électronique de commande).

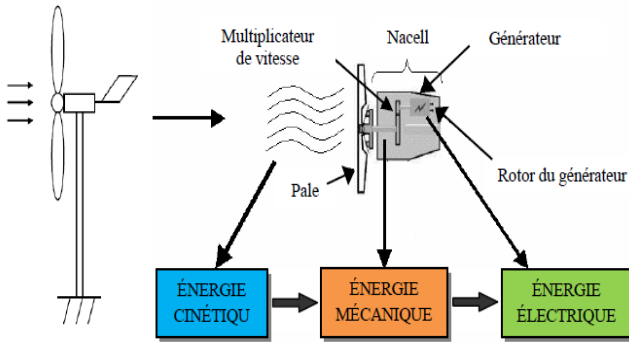


Fig. 1: Principe de la conversion d'énergie éolienne.

III. MODÉLISATION DU SYSTÈME DE CONVERSION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

On obtient alors un modèle global composé de trois sous-systèmes :

- La turbine,
- Le multiplicateur,
- L'arbre moteur.

III.1. Modélisation de la turbine

L'étude dynamique montre que pour une vitesse de vent «V» traversant la turbine, nous obtenons l'expression suivante:

$$P_{aero} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3 \quad (1)$$

Avec : C_p : coefficient de puissance qui représente le rendement aérodynamique et dont la valeur dépend de celle de la vitesse relative de l'éolienne (λ).

Dans cet article, nous avons choisi de modéliser une éolienne de 10 kW pour notre simulation. C'est un modèle tripale dont la longueur d'une pale est de 3 m [8]. L'évolution du coefficient de puissance est une donnée spécifique à chaque éolienne. Son évolution en fonction de λ est basée sur l'observation de données de plusieurs petites éoliennes de quelques kW. Aussi, et suite à ces observations, ses variations sont modélisées par l'approximation polynomiale suivante :

$$C_p = 7.956310^{-5} \cdot \lambda^5 - 1.737510^{-4} \cdot \lambda^4 + 9.86 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda^3 + 9.86 \cdot 10^{-3} \cdot \lambda^2 - 9.4 \cdot 10^{-3} \cdot \lambda + 6.38 \cdot 10^{-2} \cdot \lambda + 10^{-3} \quad (2)$$

Par conséquent, et comme il est illustré à la figure 2, il est possible de constater que le coefficient de puissance évolue en forme de cloche et que sa valeur maximale ($C_p=0.5483$) est atteinte pour une valeur du rapport d'avance $\lambda = 6.4$; ce qui permet un fonctionnement avec un rendement maximum théorique de la turbine [13][15].

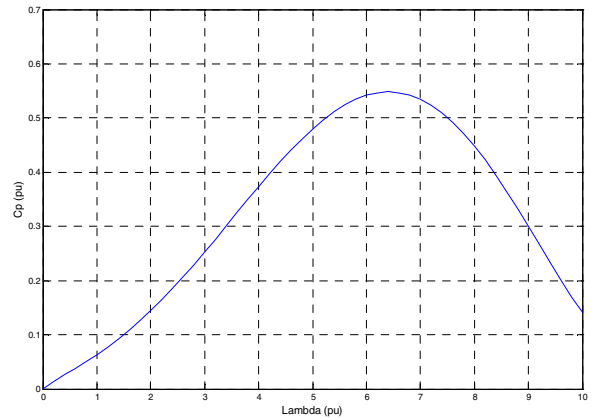


Fig. 2: Evolution du coefficient de puissance avec la variation de la vitesse relative de la turbine.

D'autre part, et comme les expressions de la puissance et de la vitesse sont connues, il est aisé de déduire l'expression du couple aérodynamique donnée par:

$$C_{aero} = \frac{P_{aero}}{\Omega_{turbine}} = \frac{C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3}{2 \cdot \Omega_{turbine}} \quad (3)$$

III.2. Modélisation du multiplicateur

Le multiplicateur adapte la vitesse (lente) de la turbine à la vitesse de la génératrice (rapide). Il est mathématiquement modélisé par les équations suivantes [6]:

$$C_g = \frac{C_{aero}}{G} \quad (4)$$

$$\Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (5)$$

III.3. Equation mécanique de l'arbre

Le modèle mécanique proposé considère l'expression de l'inertie totale J de la turbine reportée sur le rotor de la génératrice comme étant :

$$J = \frac{J_{turbine}}{G^2} + J_{mach} \quad (6)$$

La modélisation de la transmission mécanique se résume donc à :

$$J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = \sum \text{des couples} = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (7)$$

De plus, comme le couple visqueux est proportionnel à la vitesse, nous aurons:

$$C_{vis} = f \cdot \Omega_{mec} \quad (8)$$

III.4. Modèle global du convertisseur éolien

Le Schéma bloc du modèle du convertisseur éolien est donné par la figure 3.

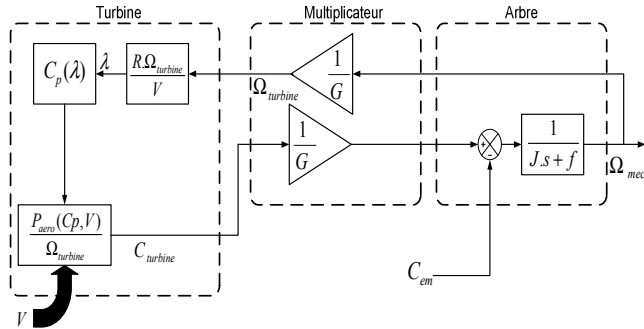


Fig. 3: Schéma bloc du modèle du convertisseur éolien.

IV. TECHNIQUE D'EXTRACTION DU MAXIMUM DE PUISSANCE

IV.1. Algorithmes de maximisation de la puissance extraite

Le but de la commande à vitesse variable de la MADA est d'extraire le maximum de puissance éolienne. Pour cela, nous avons besoin d'un algorithme agissant sur les variables de consigne afin d'avoir le meilleur rendement possible du dispositif étudié.

Aussi et à travers la bibliographie utilisée, nous avons distingué deux familles de structures de commande pour la maximisation de la puissance extraite, commande sans asservissement de la vitesse du vent et avec asservissement de la vitesse du vent [6][7][9].

IV.2. Commande sans asservissement de la vitesse du vent

Une mesure précise de la vitesse du vent est difficile à réaliser pour deux raisons :

- L'anémomètre étant situé derrière la turbine, les perturbations à ce niveau de la nacelle causent des erreurs de lecture de la vitesse du vent.
- Etant donné le grand diamètre de la surface balayée par les pales (70 m pour les éoliennes de 1.5Mw), l'utilisation d'un seul anémomètre conduit à n'utiliser qu'une mesure locale de la vitesse du vent qui n'est donc pas suffisamment représentative de sa valeur moyenne apparaissant sur l'ensemble des pales.

Une fausse mesure de la vitesse conduit donc à imposer une consigne non adaptée d'où une dégradation de la puissance captée.

Pour établir cette structure de commande, il est nécessaire d'émettre l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent. Dans ce cas, à partir de l'équation dynamique de la turbine, on obtient l'équation décrivant le régime permanent de l'aérogénérateur [12][13][14]:

$$J \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} = 0 = C_g - C_{em} - C_{vis} \quad (9)$$

Ceci revient à considérer le couple mécanique C_{mec} développé comme étant nul, et par conséquent, en négligeant l'effet du couple des frottements visqueux ($C_{vis} \cong 0$), nous obtenons :

$$C_{em} = C_g \quad (10)$$

Le couple électromagnétique de référence est donc estimé à partir du couple éolien :

$$C_{em-ref} = \frac{C_{aer}}{G} \quad (11)$$

Le couple éolien lui-même peut être estimé à partir de la vitesse du vent et de la vitesse de la turbine :

$$C_{aer-estimé} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S}{2 \cdot \Omega_{turbine}} \cdot V_{estimé}^3 \quad (12)$$

L'estimation de la vitesse de la turbine $\Omega_{turbine-estimé}$ est calculée à partir de la mesure de la vitesse mécanique :

$$\Omega_{turbine-estimé} = \frac{\Omega_{mec}}{G} \quad (13)$$

La mesure de la vitesse du vent étant délicate, une estimation de sa valeur peut être obtenue à partir de l'équation :

$$V_{estimé} = \frac{\Omega_{turbine-estimé} \cdot R}{\lambda} \quad (14)$$

Nous obtenons donc une relation globale de contrôle donnée comme suit:

$$C_{em-ref} = \frac{C_p}{\lambda^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (15)$$

Pour extraire le maximum de puissance générée, il faut fixer le rapport d'avance à λ_{opt} qui correspond au maximum du coefficient de puissance C_{p_max} . De ce fait, le couple électromagnétique de référence doit alors être réglé à la valeur suivante :

$$C_{em_ref} = \frac{C_{p_max}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^2}{G^3} \quad (16)$$

Par ailleurs, et à partir de la valeur référence du couple électromagnétique, il est aisé de déterminer la valeur de la puissance électromagnétique de réglage :

$$P_{em_ref} = C_{em_ref} \cdot \Omega_{mec} = \frac{C_{p_max}}{\lambda_{opt}^3} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2} \cdot \frac{\Omega_{mec}^3}{G^3} \quad (17)$$

Il est à noter que l'expression de la puissance électromagnétique de référence est proportionnelle au cube de la vitesse de génératrice.

La représentation sous forme de schéma blocs du dispositif de commande est illustrée dans la figure 4.

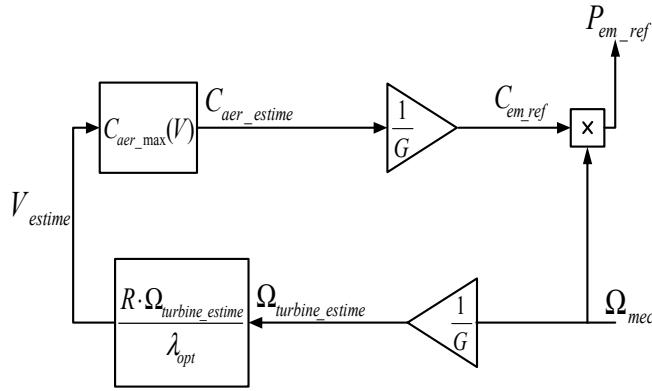


Fig. 4: Dispositif de commande sans asservissement de la vitesse.

V. SIMULATION ET INTERPRÉTATION

V.1. Simulation numériques :

Dans la section précédente, deux types des commandes adaptées à la MADA pour la production de l'énergie éolienne ont été présentées, lesquelles comme il a été mentionné, se différencient entre elles par l'asservissement ou non de la vitesse du vent. Dans le présent travail, nous avons opté pour celle sans asservissement et cela en raison des qualités qu'elle présente et qui ont été suscitées.

Ainsi, et afin de vérifier la fiabilité de la commande sans asservissement de la vitesse du vent adoptée et de mieux voir l'évolution des grandeurs mécaniques et électrique lors de la génération de l'énergie éolienne, une simulation numérique sous environnement Matlab/Simulink a été effectuée dans le cas où la MADA est alimentée par un onduleur parfait au niveau du rotor et cela pour diverses conditions atmosphériques. Les résultats obtenus sont représentés aux figures 5-16.

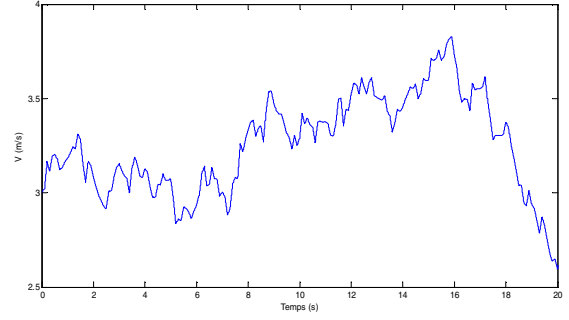


Figure 5 – Vitesse du vent en fonction du temps.

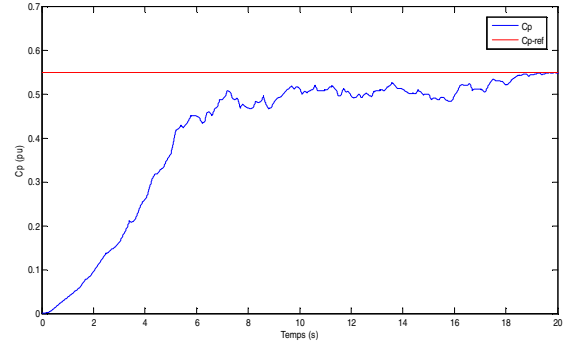


Figure 6 – Coefficient de puissance de la turbine éolienne et sa référence.

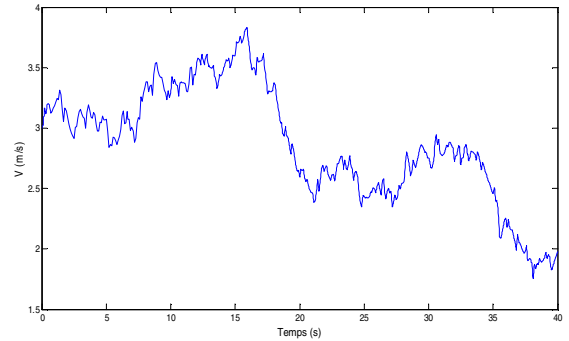


Figure 7 – Vitesse du vent en fonction du temps (Essai avec un onduleur parfait).

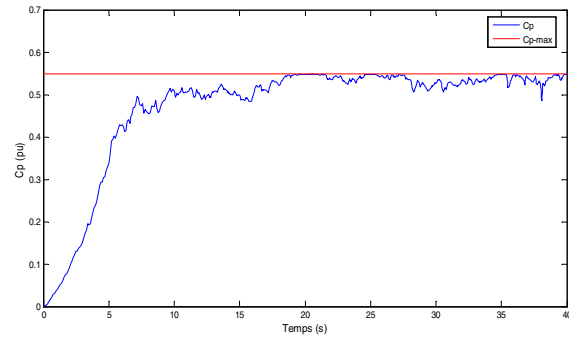


Figure 8 – Coefficient de puissance de la turbine éolienne (Essai avec un onduleur).

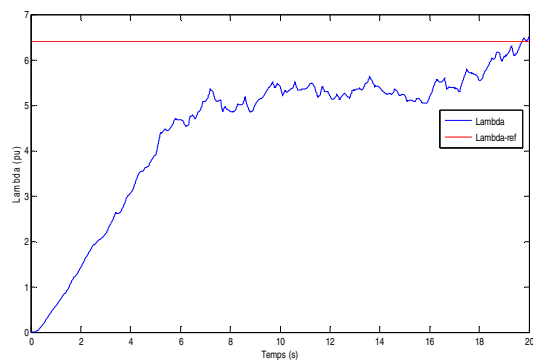


Figure 9 – Vitesse relative de l'éolienne et sa référence.

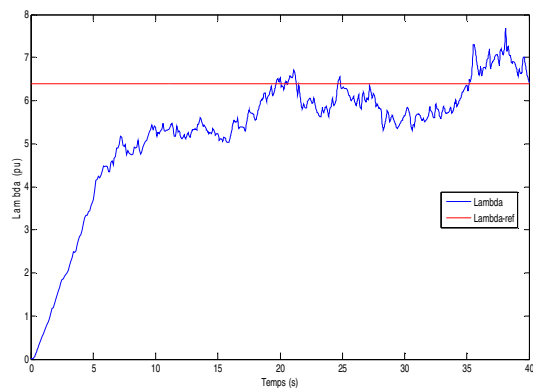


Figure 10– Vitesse relative de la turbine (Essai avec un onduleur parfait).

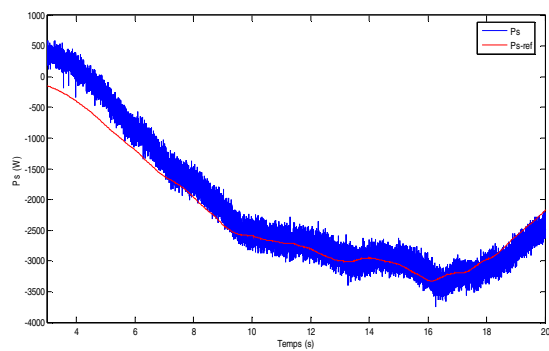


Figure 11 – Puissance active statorique et sa référence.

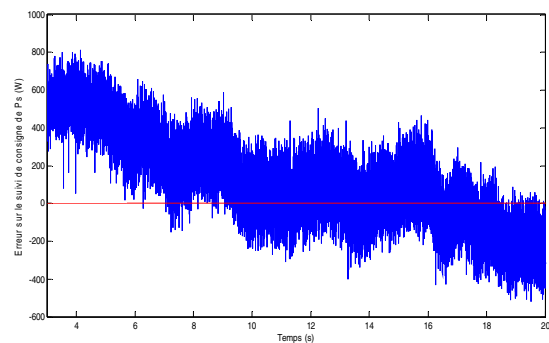


Figure 12 – Erreur sur le suivi de la consigne de la puissance statorique.

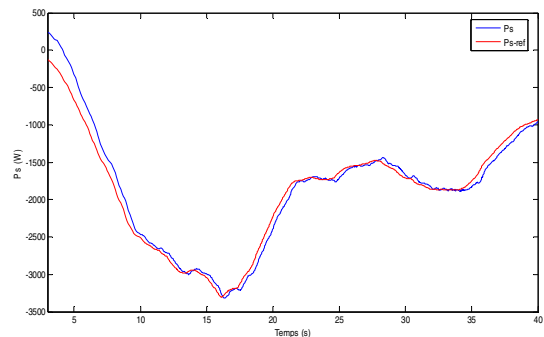


Figure 13– Puissance active statorique et sa référence (Essai avec un onduleur parfait).

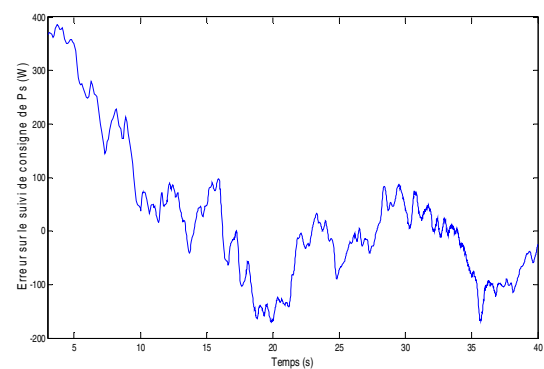


Figure 14 – Erreur sur le suivi de la consigne de la puissance statorique (Essai avec un onduleur parfait).

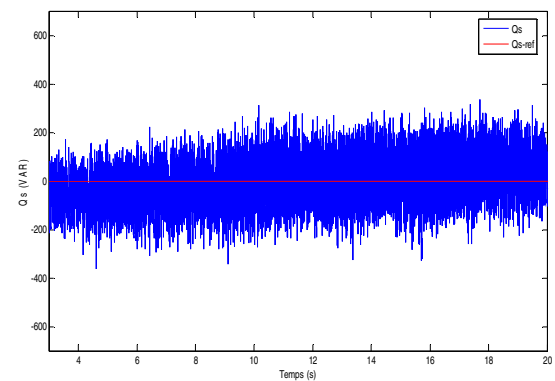


Figure 15 – Puissance réactive statorique et sa référence.

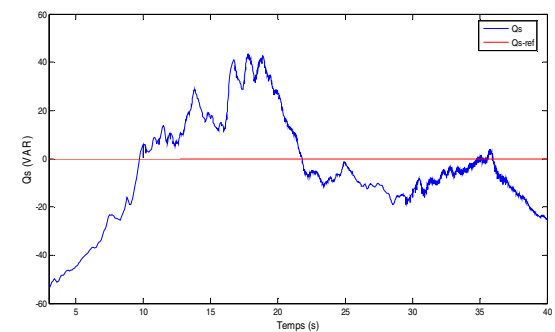


Figure 16 – Puissance réactive statorique et sa référence (Essai avec un onduleur parfait).

V.2. Discussion et Interprétation des résultats

A travers l'évolution du coefficient de puissance (Figures 6 et 8), nous pouvons remarquer que celui-ci est dans le voisinage de sa valeur maximale théorique.

Cependant, il est à noter qu'il diminue avec l'augmentation de la vitesse du vent. Ceci est dû à la non considération des frottements visqueux dans l'estimation de la valeur de la puissance électromagnétique de référence. Néanmoins, cette erreur d'estimation ne dégrade pas considérablement le rendement de la turbine.

De même que pour le coefficient de puissance, le facteur d'avance (Figures 9 et 10) reste proche de sa valeur optimale. L'écart observé par rapport à cette dernière pour des vitesses élevées du vent est dû au même phénomène que pour le coefficient de puissance.

En ce qui concerne la MADA, celle-ci suit la référence de puissance active (Figures 11 et 13). Ses performances restent convenables avec le changement de la vitesse de rotation. Toute l'erreur (Figures 12 et 14) entre la puissance mesurée et sa référence n'est pas nulle. Celle-ci devient plus importante lors des régimes transitoires avec la variation de la vitesse du vent. Ce phénomène est dû à l'inertie importante de la turbine qui empêche un suivi instantané de la consigne.

Quant à la puissance réactive (Figures 15 et 16), elle demeure proche du zéro qui a pour conséquence la faible incidence de la machine sur la qualité du réseau.

VI. CONCLUSION

Dans cet article, nous avons étudié la modélisation de la partie mécanique de l'éolienne en considérant les caractéristiques du profil du vent et des pales utilisées et l'angle de calage. Les résultats obtenus pour la stratégie de contrôle MPPT (sans asservissement de vitesse) ont montré de bonnes performances statiques et dynamiques, un temps de réponse souhaitable offertes par la technique; ce qui justifie le choix de la méthode MPPT pour le contrôle de la puissance mécanique de la turbine éolienne. Il ont également prouvés que le rendement du système est très satisfaisant et conforme à ceux trouvés dans la littérature ; ce qui valide et confirme l'exactitude de notre approche.

APPENDIX

Paramètres de la turbine éolienne utilisée :

- Nombre de pales = 3.
- Rayon de la surface balayée par les pales : $R = 3\text{m}$.
- Gain du multiplicateur : $G = 28$.
- Moment d'inertie de la turbine $J_{\text{turbine}} = 315\text{ kg.m}^2$.
- Coefficient de frottement visqueux : $f = 0.0024\text{ N.m.s/rd}$.

REFERENCES

- [1] DJERIRI YUCEF «Commande directe du couple et des puissances d'une MADA associée à un système éolien par les techniques de l'intelligence artificielle» Thèse de Doctorat en Electrotechnique, Université Djilali liabes, sidi bel-abbès, novembre 2015.
- [2] A. TAMAARAT, A. BENAKCHA, "Etude D'optimisation de la Production D'énergie Electrique dans un Chaîne de Conversion Eolienne Par La Technique MPPT Floue". 4^{ème} Conférence Internationale sur l'Energie, les Matériaux, L'énergétique Appliquée et Pollution, (CIEMEAP'2016) CONSTANTINE, ALGERIE, 30-31/10/2016.
- [3] S. Abdeddaim and A. Betka, "Optimal tracking and robust power control of the DFIG wind turbine". Int J Electr Power Energy Syst 2013; 49:234 e 42.
- [4] H. Joanne, B. Alireza and K.J. Praveen, "An Adaptive Approximation Method for Maximum Power Point Tracking (MPPT) in Wind Energy Systems". 978-1-4577-0541-0/11.2011. IEEE.
- [5] S. TOUAMI, L. BARAZANE, Z. ZEGHDI, "Conception d'un Régulateur Synergetique pour Le Contrôle d'une Machine Asynchrone Double Etoile", thèse de Master de l'Université des Sciences et Technologies Houari Boumediene, Algerie, 2017.
- [6] A.YAHI, L. BARAZANE, "Application of fuzzy sliding approach for speed control in field oriented process and to reduce chattering of induction motor." Journal of Electrical Engineering ;2014(1).
- [7] MOUILAH KHEIRA «Commande d'une éolienne à machine asynchrone à double alimentation» Thèse de Doctorat en Electrotechnique, université Djilali liabes, sidi bel-abbès, 9/12/2015.
- [8] A.YAHI, " Optimisation de l'Efficacité Energétique d'une Chaîne de Traction Electrique" . Electrotechnique, Université des Sciences et Technologies Houari Boumediene. Docteur d'Etat: (2016). 104.
- [9] D.LE GOURIERE, "Energie éolienne", éditions EYROLLES, pp 28-31.
- [10] S. EL AIMANI, " Modélisation de différentes technologies éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension", thèse de doctorat de l'Ecole Centrale de Lille et l'Université des Sciences et Technologies de Lille, France, 6 décembre 2004.
- [11] P.DE LARMINAT, "Automatique, commande des systèmes linéaires", Editions HERMES.
- [12] F.IOV, A.D.HANSEN, O.SORENSEN, F.BLAABJERG, "Wind turbine blockset in MATLAB/Simulink", Institute of energy technology, Alborg university, Denmark, Mars 2004.
- [13] Abdelmalek, S., Belmili, H., Barazane, L., Larabi, A. A New Robust H_∞ Control Power. International Conference on Control, Engineering & Information Technology (CEIT'14), Proceedings - Copyright IPCO-2014, pp.123-128, 2014, ISSN 2356-5608.
- [14] A. G. Abo-Khalil, D. C. Lee, and J. K. Seok, "Variable Speed Wind Power Generation System Based on Fuzzy Logic Control for Maximum Output Power Tracking" in the Proceedings of the IEEE Power Electronics Specialists Conference 2004, pp. 2039-2043.
- [15] S. Abdelmalek, L. Barazane, A. Larabi, and H. Belmili, "Contributions to diagnosis and fault tolerant control based on proportional integral observer: Application to a doubly-fed induction generator," in Electrical Engineering (ICEE), 2015 4th International Conference on. IEEE, pp. 1-5, 2015.
- [16] Xiao Yunqi, "A Novel Optimum Power Fuzzy Control Strategy for Doubly-fed Wind Turbine", 8th IEEE International Conference on Control and Automation. Xiamen, China, June 9-11, 2010.