



Contribution de la maintenance sur l'optimisation des performances d'une ferme éolienne

Tahar BENMESSAOUD^{#1}, Kamal MOHAMMEDI^{#2}, Youcef SAMAILI^{#3}, Djamel BOUDIEB^{#4}

[#]Laboratoire énergétique-Mécanique et Ingénieries, Département de Génie mécanique, Université de Boumerdes

Avenue Frantz fanon, Boumerdes 35000 Algeria

¹t.benmessaoud@gmail.com

²mohammedik@yahoo.com

³samaima1@yahoo.com

djamelboudieb@yahoo.fr

Résumé— Cet article porte sur la modélisation et la simulation des performances d'une ferme éolienne avec comme objectif la définition d'une maintenance optimale. Considérée comme une source alternative d'énergie propre, elle est néanmoins sujet de variations horaires ou saisonnières de la vitesse et de la direction du vent. Par conséquent, les turbines subissent une charge aléatoire contrairement à la majorité des machines industrielles opérant dans des conditions plus ou moins statiques. La tâche de prévision des défaillances devient alors complexe suite à cette charge aléatoire. Le processus de prise de décision concernant le choix du planning et du type de maintenance à appliquer présente à son tour des difficultés qu'il va falloir surmonter à l'aide d'une modélisation adéquate du fonctionnement des turbines éoliennes. La simulation sous l'environnement Matlab en se basant sur un modèle d'optimisation stochastique contribuera à la définition d'une stratégie de maintenance à même de permettre une meilleure disponibilité et par conséquent une augmentation de la puissance produite.

Mots Clés: — Ferme Eolienne – Maintenance – Performances – Défaillances, Optimisation.

I. INTRODUCTION

Une ferme éolienne est un ensemble de turbines éoliennes produisant de l'énergie propre, elle se trouve généralement sur un site fiable ayant de forts vents afin de maximiser la production d'énergie. Parfois, les éoliennes sont arrêtées pendant les périodes de vent fort pour éviter toute défaillance catastrophique probable. Les éoliennes onshore/Offshore sont largement touchés par le climat stochastique. Le chargement stochastique ou la contrainte sur les éoliennes peuvent causer des défaillances [1]. La survenance de ces défaillances et ces pannes dans l'équipement de la turbine éolienne provoque une augmentation dans les coûts des opérations et une perte dans les revenus. La conception et la mise en œuvre d'un plan approprié de maintenance permet de déterminer la meilleure relation entre la maintenance préventive et la maintenance corrective afin de minimiser les coûts opérationnelles,

conserver les niveaux acceptables de production d'électricité et optimiser les performances de la ferme éolienne [2].

Dans cet article, on cherche à déterminer une stratégie de maintenance optimale capable d'effectuer des interventions bien planifiées répond aux pannes inattendues en minimisant les coûts opérationnels.

A/ Activités de la maintenance

En générale les activités de la maintenance peuvent être divisé en deux: la maintenance corrective et la maintenance préventive, la maintenance corrective est effectuée lorsque le composant est défaillant, et la maintenance préventive est effectuée pour éviter l'occurrence de la défaillance. La maintenance préventive peut être divisée en maintenance planifiée (SM) et maintenance conditionnelle (CBM). La maintenance planifiée peut s'effectuer dans des intervalles de temps programmés, et peut être par exemple la lubrification, serrage des boulons, changement des filtres, et la vérification de la Sûreté de l'équipement [3]. La maintenance conditionnelle est une politique dans laquelle l'action de maintenance est décidé sur la base de la mesure d'un ou de plusieurs variables en corrélation avec une dégradation ou une perte de performances du système. Donc elle requise un système de surveillance d'état avec une surveillance en ligne et/ou des inspections [4].

La stratégie de la maintenance corrective est la plus simple, mais elle possède plusieurs inconvénients. La défaillance d'une composante mineure peut entraîner le dommage d'une composante majeure, ce qui exige des coûts très élevés pour la réparation/ remplacement. D'autres défaillances se produiront souvent au cours d'une période avec de grandes charges de vent, et le site sera inaccessible durant cette période, ce qui entraînera la perte de production, donc les coûts pour la maintenance corrective sont associés à une incertitude beaucoup plus grande que celle de la maintenance préventive [5].

B/ Opérations et maintenance d'une ferme éolienne

La fiabilité de l'équipement d'une turbine éolienne est le guide direct des coûts des O&M, par exemple pour les



éoliennes Offshore, les coûts des O&M sont dans l'ordre de 30 à 35% des coûts de l'électricité. Approximativement de 25 à 35% est lié à la maintenance préventive et de 65 à 75% est lié à la maintenance corrective. Les pertes de revenus pour les éoliennes Offshore sont estimées dans le même ordre que les coûts directs pour la réparation alors que pour les projets Onshore, les pertes de revenus sont négligeables [6].

II. OPTIMISATION DE LA MAINTENANCE

La fonction maintenance conditionne fortement le niveau de performance d'une installation. Son optimisation est complexe car elle doit prendre en compte différents critères parfois antagonistes comme par exemple la disponibilité et les coûts [7], [8]. Par ailleurs, il y a une multitude de façons de maintenir une installation. On peut jouer sur le type de maintenance, sur les types de tâches, sur leur fréquence, sur le niveau d'intervention, etc.

Il y a eu plusieurs études de simulation concernant les opérations de fermes éoliennes. D'abord, nous présentons les études de simulation directement liées aux opérations et maintenance d'une ferme éolienne.

Rademakers et al [9], décrivent un modèle de simulation de Monte Carlo pour des opérations et maintenance des fermes éoliennes offshore, développé par l'université de technologie de Delft (TU-Delft). L'illustration du modèle par le cas d'une ferme éolienne de 100 MW. Le modèle simule les aspects des opérations et maintenance dans une période en considérant plusieurs facteurs critiques des actions de réparation performantes, comme la défaillance des fermes éoliennes. Les défaillances des composants de la turbine sont générées stochastiquement, basées sur les relèves statistiques comme la MTTF (Mean time to faillure) et les distributions de fiabilité. En outre, des conditions atmosphériques sont réalisées avec les pourcentages donnés d'orage d'été et d'hiver au site spécifique. Le modèle considère seulement la maintenance corrective, et les résultats de simulation indiquent que les pertes des revenus représentent 55% de tous les coûts de maintenance. Qui dues principalement au long délai de préparation des pièces et du long délai d'attente jusqu'aux rencontre des conditions atmosphériques favorables pour les travaux de réparation. Les modèles décrits ci-dessus ne considèrent pas l'état de dégradation de chaque composant de la turbine éolienne.

Cependant, Macmillan et Ault [10], utilisent une simulation de Monte Carlo pour quantifier le coût-rendement de condition de surveillance de l'équipement, et comparent la performance de deux stratégies de politiques de maintenance, qui sont la SM (scheduled maintenance) et la CBM (condition based maintenance). Ils utilisent plusieurs modèles probabilistes pour présenter des incertitudes.

Par exemple, des modèles de Markov sont utilisés pour représenter le comportement de dégradation d'un composant.

Dans leur modèle de simulation, on assume que la condition de surveillance de l'équipement indique exactement l'état de dégradation de chaque composant. Ils considèrent également des contraintes de temps en effectuant des actions de réparation. Les divers scénarii avec des profils différents de vent, durées de temps de panne et coûts de remplacement montrent les bénéfices économiques de CBM contre la SM pour les turbines Onshore.

La simulation est également employée pour l'évaluation de diverses approches des opérations et maintenance O&M. Andrawus et al [11], suggèrent le moment optimal de remplacement pour chaque composant d'une turbine éolienne en utilisant des approches statistiques et évaluent la stratégie suggérée par la simulation de Monte Carlo. Dans leur étude, la distribution de Weibull est utilisée pour modéliser la défaillance de chaque composant avant de décider le cycle optimal de rechange pour chaque composant. Selon leurs études de cas des turbines à axes horizontales de 600 kilowatts, pour minimiser les coûts totaux de maintenance, la boîte de vitesse de la turbine éolienne devrait être remplacée tous les six ans et le générateur tous les trois ans. Ils évaluent la fiabilité, la disponibilité et les coûts de maintenance en simulant une ferme éolienne de 26 turbines pendant quatre ans en utilisant un logiciel commercial appelé ReliaSoft BlockSim-7. De même, Hall et Strutt [12], développent également des modèles probabilistes de défaillance pour la fiabilité de composant en utilisant la simulation de Monte Carlo combinée avec l'analyse statistique.

III. MODELES MATHÉMATIQUES

On considère les turbines éoliennes avec des pales identiques, des coefficients de frottement très faibles et la vitesse du vent à une répartition uniforme sur toutes les pales, le modèle mécanique de la turbine éolienne peut être présenté par les organes de la figure (1) [13].

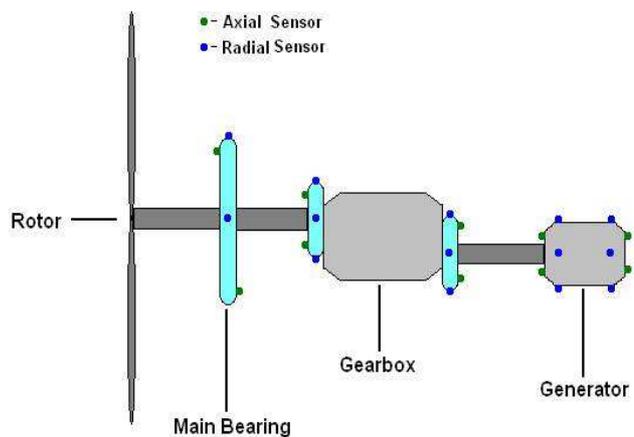


Fig. 1 Modèle mécanique simplifié de la turbine [13]



A. Modèle du vent

Les propriétés dynamiques du vent sont capitales pour l'étude de l'ensemble du système de conversion d'énergie car la puissance éolienne, dans les conditions optimales, évolue au cube de la vitesse du vent. La vitesse du vent est un vecteur tridimensionnel. Néanmoins, la direction du vecteur de vitesse du vent considéré dans ce modèle se limite à la dimension horizontale. Le modèle comportemental de vent peut donc être simplifié considérablement. La vitesse de vent est généralement représentée par une fonction scalaire qui évolue dans le temps.

$$v = f(t) \quad (1)$$

Cette fonction du vent, peut être décomposée en une composante moyenne, variant lentement, et des fluctuations [14]:

$$v(t) = v_0 + \sum_{i=1}^n A_i \sin(\omega_i t + \varphi_i) \quad (2)$$

Tel que :

v_0 : Est la composante moyenne ;

A_i, ω_i et φ_i : Sont respectivement l'amplitude, la pulsation et la phase initiale de chaque composante spectrale fluctuante.

La figure (2) présente le profil de la vitesse moyenne adapté à notre système éolien.

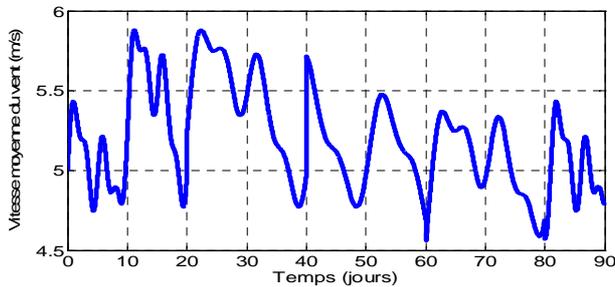


Fig.2 Profile de vent.

B. Modèle de puissance

Selon le théorème de Betz et la seconde loi de Newton, la puissance extraite du vent par une turbine est exprimée par la relation suivante [15]:

$$P_t = \frac{1}{4} \rho S (v + v_2)(v^2 - v_2^2) \quad (3)$$

Où:

ρ est la masse volumique de l'air;

S est la surface balayée par le rotor de la turbine;

v est la vitesse du vent en amont de la turbine.

v_2 est la vitesse du vent en aval de la turbine.

De plus, la puissance totale d'un flux d'air non perturbé traversant la même surface de cette turbine sans la présence du rotor qui perturbe le vent, est donnée par:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (4)$$

Le rapport entre ces deux puissances est exprimé par:

$$\frac{P_t}{P_v} = \left(\frac{1}{2} \left(1 - \frac{v_2^2}{v^2} \right) \left(1 + \frac{v_2}{v} \right) \right) \quad (5)$$

Comme on peut le noter, la relation P_t / P_v atteint son maximum pour $(v_2 / v = 1/3)$ et la valeur maximale de la puissance extractible du vent est 0.59 de la puissance totale contenue dans le vent.

Cependant, on peut constater que pratiquement le dispositif de conversion extrait une puissance inférieure à la puissance P_v . On définit alors le coefficient de puissance de l'aérogénérateur par la relation suivante:

$$C_p = \frac{P_t}{P_v} \quad (6)$$

On peut écrire donc:

$$P_t = C_p P_v \quad (7)$$

On remplace P_v par son expression dans (4), on obtient:

$$P_t = \frac{1}{2} C_p \rho S v^3 \quad (8)$$

La valeur de coefficient de puissance C_p dépend de la vitesse spécifique de la turbine λ et de l'angle de calage des pales β et peut s'exprimer comme suit:

$$C_p = C_p(\lambda, \beta) \quad (9)$$

Avec:

$$\lambda = \frac{R \Omega_t}{v} \quad (10)$$

Où: $R \Omega_t$ est la vitesse linéaire périphérique en bout de pale de l'hélice.

Le coefficient de puissance C_p représente le rendement aérodynamique de la turbine.

C. Modèle de coût

1) Variables de décision

$$nx_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{Si la tâche } j \text{ de PM dans la WT } i \text{ est effectuée à } t \\ 0 & \text{Autrement} \end{cases}$$



$j \in PM, i \in WT$

$$ny_i = \begin{cases} 1 & \text{Si la tâche } j \text{ de CM dans la WT } i \text{ est effectuée à } t \\ 0 & \text{Autrement} \end{cases}$$

$i \in WT$

ne: Heures supplémentaires de maintenance au temps t.

2) Fonction objective du modèle d'optimisation

$$\min \sum_{i \in CM} ny_i \cdot C_{CM_i} + \sum_{i \in PM} nx_{ij} \cdot C_{PM_i} + ne \cdot C_{pen} + \left[\sum_{i \in CM} ny_i \cdot E_i^{CM} + \sum_{i \in PM} nx_{ij} \cdot E_i^{PM} \right] \cdot C_{elec} \quad (11)$$

Avec :

C_{CM_i} : Coût de la maintenance corrective dans la turbine éolienne i [DA].

C_{PM_i} : Coût de la maintenance préventive dans la turbine éolienne i [DA].

C_{pen} : Coût de pénalité des travaux supplémentaires de maintenance [DA/h].

C_{elec} : Coût d'électricité [DA].

E_i^{CM} : Perte d'énergie si la tâche de la maintenance corrective est effectuée au temps t [DA/h].

E_i^{PM} : Perte d'énergie si la tâche de la maintenance préventive est effectuée au temps t [DA/h].

$i = \{1, 2, 3\}$ = nombre de turbines de la ferme éolienne dans notre cas.

IV. EXEMPLE D'APPLICATION

Dans cet exemple on considère une ferme Onshore de trois éoliennes de 4.5 MW, avec cinq tâches de maintenance préventive à effectuer sur chaque turbine dans une période de référence de 90 jours, cela correspond à cinq jours de travail de l'équipe de service de maintenance. Les tâches de la maintenance planifiée par le constructeur (SM) sont supposées réparties comme il est indiquée dans la figure 3.

La défaillance dans les trois turbines est générée de façon aléatoire en supposant respectivement des taux de défaillance de 8,4 et 12 défaillances par turbine par an.

La répartition des tâches de la maintenance corrective dans chaque éolienne est représentée dans la figure 3, et le temps de réparation a été supposé une journée pour chaque défaillance.

Les prévisions de vent sont indiquées dans la figure 1 et les prévisions d'énergie sont basées sur les prévisions des scénarios de vent, en utilisant les courbes de référence de puissance.

Un exemple des scénarios de production de puissance et de cumule de l'énergie sont indiqués dans les figure 4 et 5. Les pertes de puissance pour la maintenance corrective CM et la maintenance préventive PM sont calculées en se basant sur les scénarios de vent et les temps d'entretien et de réparation.

Le prix d'électricité est supposé 3 DA/KWh (prix d'électricité en Algérie).

Le Coût de pénalité pour les heures supplémentaires de maintenance est de 500 DA/h pour une équipe de trois techniciens de maintenance.

Dans notre exemple d'application On néglige les Coûts de transport et les Coûts d'accessibilité à la ferme éolienne en supposant que les conditions météorologiques sont bonnes.

V. RESULTATS

La distribution des tâches dans le plan de maintenance initialement appliqué à la ferme éolienne engendre plusieurs arrêts dus aux travaux programmés d'entretien et de réparation des défaillances d'où des pertes d'énergie considérables et des Coûts de réparation élevés.

La répartition des tâches dans le plan initial de la maintenance est représenté dans la figure 3. La puissance produite et le cumule d'énergie sont schématisées dans les figures 4 et 5.

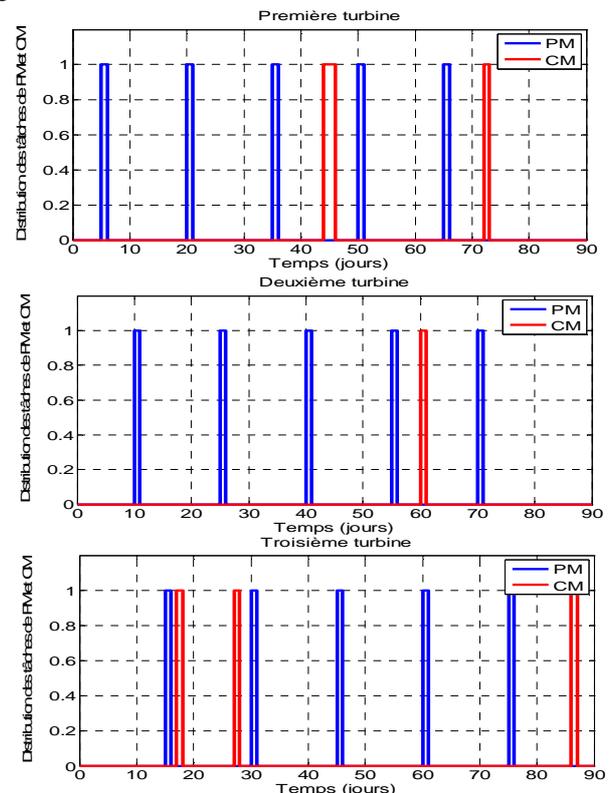


Fig.3 Répartition des tâches de CM et PM

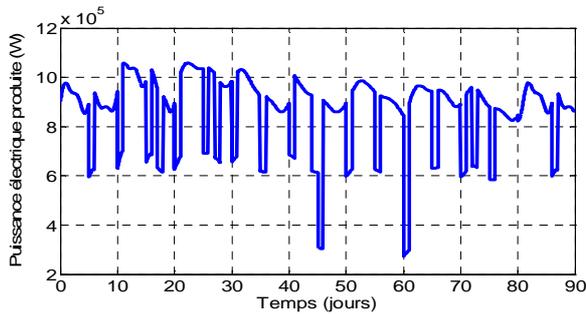


Fig.4 Puissance électrique produite dans le temps

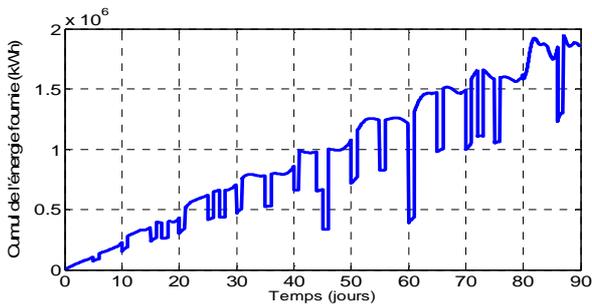


Fig.5 Cumule de l'énergie fournie

La simulation sous l'environnement Matlab permet d'optimiser le Coût total des O & M de l'éq.11 et définir une meilleure stratégie de maintenance en se basant sur la répartition aléatoire des défaillances simulée précédemment.

Le résultat est un ensemble de prévisions de tâches de maintenance préventive et corrective qui sont conseillées à être effectuées afin de minimiser le nombre d'arrêts du système éolien. Ce plan d'optimisation de la planification de maintenance est représenté dans la figure 6.

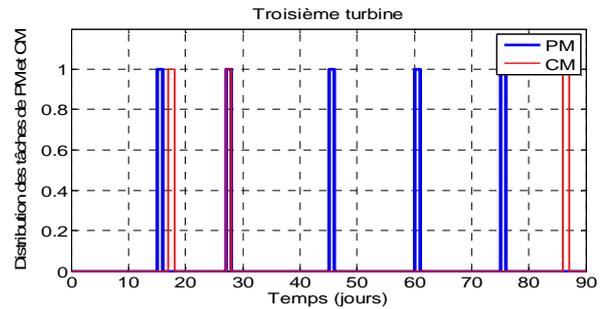


Fig.6 Distribution des tâches de CM et PM selon le plan De planification de maintenance optimisé.

La puissance électrique produite et l'énergie cumulée dues à cette nouvelle politique de maintenance sont schématisées dans les figures 7 et 8.

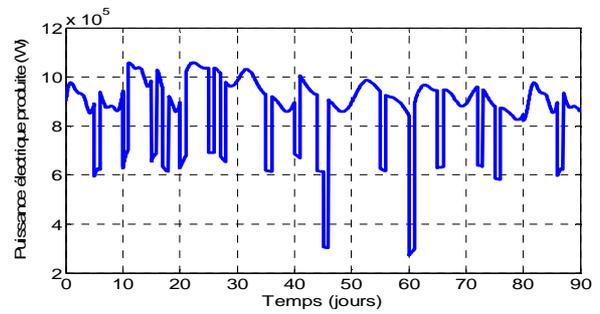


Fig.7 Puissance électrique produite dans le temps

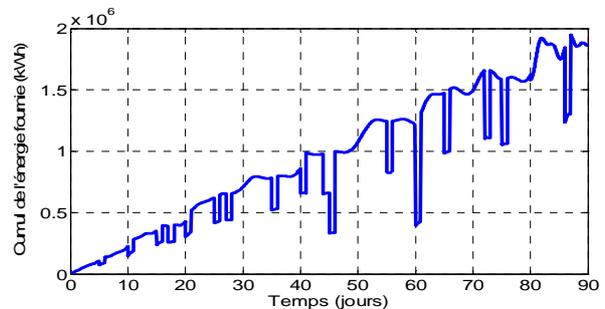
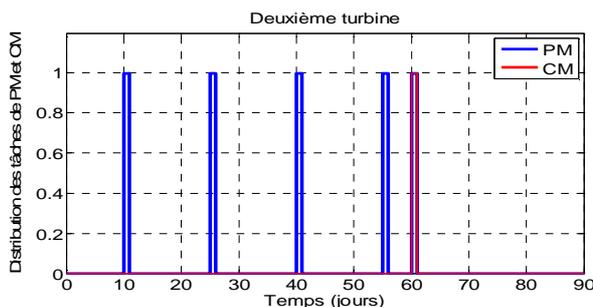
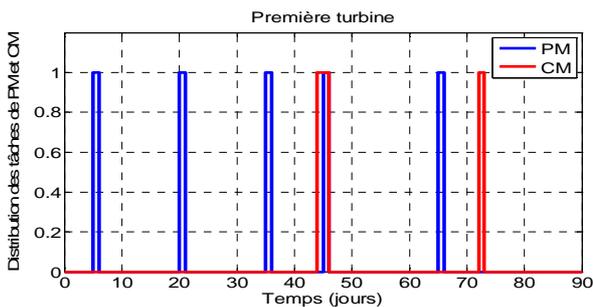


Fig.8 Energie cumulée dans le temps

En comparant les courbes de la puissance électrique et de l'énergie cumulée dans les deux cas: cas normal de la planification avant optimisation et le cas de la planification après optimisation, on voit clairement un gain important de puissance électrique d'où un gain d'énergie cumulée.

Les comparaisons de la puissance électrique produite et l'énergie cumulée dans trois mois dans le cas normal et le cas optimisé sont représentées respectivement dans les figure 9 et 10.



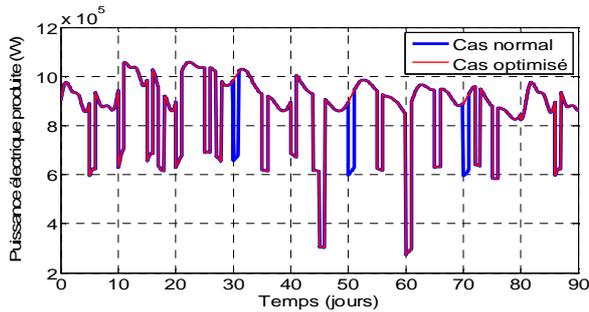


Fig.9 Comparaison de la puissance électrique produite dans le cas normal et le cas d'optimisation

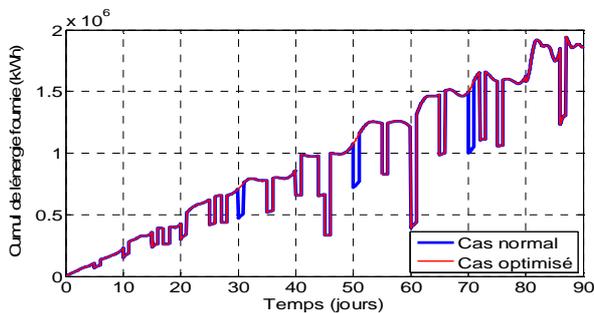


Fig.10 Comparaison de l'énergie électrique cumulée dans le cas normal et le cas d'optimisation

Le bénéfice dans l'énergie électrique est donnée par la relation suivante:

$$BE = EF_{opt} - EF_{nor} \quad (12)$$

Avec :

BE est le bénéfice d'énergie électrique [KWh].

EF_{opt} est l'énergie électrique de la ferme éolienne après optimisation [KWh].

EF_{nor} est l'énergie électrique de la ferme éolienne dans le cas normal avant optimisation [KWh].

A.N

$$BE = 1.4698e+006 - 1.4077e+006 = 0.0621e6 \text{ kWh}$$

Le bénéfice de Coût est donnée par l'expression suivante:

$$BC = BE.C_{elec} \quad (13)$$

Avec:

BC est le bénéfice de Coût [DA].

A.N

$$BC = 0.0621e6 * 3 = 62100 * 3 = 186300 \text{ DA} = \text{sans taxes, sans pénalité de retard.}$$

VI. CONCLUSIONS

Dans cet article, on a présenté un modèle d'optimisation stochastique pour effectuer le plan des tâches de service de maintenance à moindre Coût. Ce nouveau plan de maintenance répond aux défaillances inattendues des turbines éoliennes et permet d'avoir un gain important de production d'énergie électrique. Le modèle a été illustré par un exemple d'application sur un parc éolien Onshore en utilisant les données stochastiques de vent. Les résultats de simulation montrent une disponibilité de 75.53% du parc éolien avec un gain de 4.22% de production d'énergie dans 90 jours soit 186300 DA en termes de Coût.

REFERENCES

- [1] Eunshin Byon, Eduardo Pérez, Yu Ding and Lewis Ntaimo. *Simulation of wind farm operations and maintenance using discrete event system specification*. SIMULATION, Volume 87 (12): 1093 SAGE Journal– Dec 1, 2011.
- [2] S. Carlos, A. Sanchez, S. Martorell, I. Marton. Onshore wind farms maintenance optimization using a stochastic model. *Mathematical and computer modelling*, ELSEVIER 2012.
- [3] Julia Nilsson, Lina Bertling. *Maintenance Management of Wind Power Systems Using Condition Monitoring Systems – Life Cycle Cost Analysis for Two Case Studies*. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol.22, N°. 1, March 2007.
- [4] B. Niang, K. H. Adjallah, P. A. Ndiaye. *Evaluation of maintenance parameters of a wind system of energy production per monte carlo simulation*. Journal des sciences pour l'ingénieur. N° 8/2007, pages 14 à 19.
- [5] T. W. Verbruggen. "Wind Turbine Operation & Maintenance based on Condition Monitoring" WT- Ω Final. ECN internal report, ECN-C-03-047, April 2003.
- [6] Vaughn Nelson. *Wind Energy : Renewable Energy and The Environment*. International standard book Number-13 : 978-1-4200-7568-7 (Hardcover)
- [7] Lyonnet, P. *Optimisation d'une politique de maintenance*. Edité par TEC ET DOC, 1999.
- [8] M. Glade. *Modélisation des couts de cycle de vie : prévision des couts de maintenance et de la fiabilité. Application à l'aéronautique*. Thèse de doctorat, Ecole centrale de Layon, 2007.
- [9] Rademakers LWMM, Braam H, Zaaier MB and van Bussel GJW. *Assessment and optimisation of operation and maintenance of offshore wind turbines 2003*; Technical Report, 5 pages. Available at <http://www.ecn.nl/library/reports/main.html>
- [10] McMillan D and Ault GW. *Condition monitoring benefit for onshore wind turbines: sensitivity to operational parameters*. IET Renew Power Gener 2008; 2(1): 60–72.
- [11] Andrawus JA, Watson J and Kishk M. Modeling system failures to optimise wind turbine maintenance. *Wind Eng* 2007; 31(6): 503–522.
- [12] Hall PL and Strutt JE. *Probabilistic physics-of-failure models for component reliabilities using Monte Carlo simulation and Weibull analysis: a parametric study*. Reliab Eng Syst Safety 2007; 80: 233–242
- [13] National instruments products for wind turbines condition monitoring. <http://zone.ni.com/devzone/cda/tut/p/id/7676>; 2010.
- [14] A. Abdelli, "Optimisation Multicritère d'une Chaîne Eolienne Passive", Thèse de Doctorat en Génie Electrique, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, 2007.
- [15] L. Khetache, "Etude et Commande d'un Système Eolien à Base d'une Machine Electrique Double Alimentée", Mémoire de Magister, Université de Batna, Algérie, 2007.