

Modélisation de système de pompage photovoltaïque optimisé

A. Bouden¹ et M. Marir Benabbas³

Laboratoire(MODERNA), Faculté des sciences de l'ingénieur
Département d'électronique, Université de Constantine, Alger
¹Email: Bouden82@gmail.com

Résumé—L'utilisation des énergies renouvelables connaît une croissance significative dans le monde. Les systèmes photovoltaïques ne nécessitent aucun apport extérieur de combustible, de plus le générateur lui-même ne contient aucune pièce mobile. Par conséquent, les coûts récurrents d'opération et de maintenance sont relativement faibles.

L'optimisation de puissance des systèmes photovoltaïques, dans le but d'augmenter le rendement de ces systèmes. Une adaptation adéquate entre le générateur solaire et la charge permet de diminuer le coût de l'installation de tels systèmes.

L'objectif de cet article est de présenter une méthode d'optimisation de système de pompage photovoltaïque, puis la comparaison entre le couplage direct et la technique de poursuite du point de puissance maximale MPP, s'avère nécessaire. Enfin l'utilisation de cette technique pour alimenter un convertisseur, tout en mettant en évidence l'influence des paramètres climatiques autour de ce point. Les résultats obtenus étendus étaient prometteurs et restent à valider pratiquement.

Mots clés— Systèmes photovoltaïques, pompage, optimisation, puissance maximale PPM.

I. INTRODUCTION :

L'énergie solaire est largement utilisée pour l'alimentation des régions isolées ou désertes (éclairage, charge des batteries, pompes, etc...). Le grand avantage est que cette source est inépuisable, elle offre une grande sécurité d'utilisation et elle est propre. Dans le but d'améliorer le rendement du générateur photovoltaïque (PV) autrement dit maximiser la puissance délivrée à la charge reliée aux bornes du générateur.

Aujourd'hui, les systèmes de conversion d'énergie renouvelable souffrent d'un manque d'optimisation qui en font des systèmes chers et présentant encore des déficiences importantes en rendement et en fiabilité.

Les problèmes qui restent à résoudre concernent autant le matériau de conversion qui reste cher que la chaîne de conversion électrique qui présente beaucoup de pertes par une non optimisation et souvent une utilisation inappropriée de convertisseurs statiques.[1].

Sur la partie matériaux, beaucoup d'équipes de recherche travaillent depuis de nombreuses années pour obtenir des rendements élevés associés à des prix de réalisation bas et une tenue des performances en vieillissement sur des durées importantes (10 à 30 ans).

Sur la partie système de conversion lui-même, les recherches se résument en deux points : [2].

- Le développement d'un modèle mathématique exacte qui représente la cellule photovoltaïque réelle, et qui reflète l'influence des différentes conditions atmosphériques sur les paramètres de la cellule solaire.

- Le développement d'une méthode d'optimisation efficace qui est apte de déterminer le point de puissance maximale de la caractéristique I (V) de la cellule pour n'importe quel condition d'éclairement et de la température, et quelque soit la nature de changement de ces conditions rapide ou lent.

II. SYSTEME DE POMPAGE PV :

Le système de pompage considéré est constitué d'un générateur PV et un moteur sans balais BLDCM entraînant une pompe centrifuge (fig.1). [1, 3]

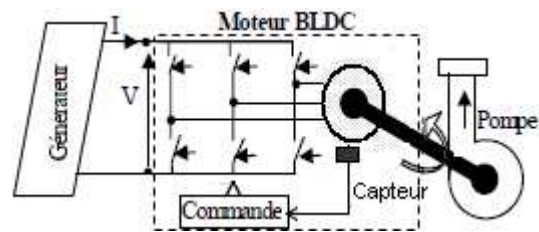


Fig.1 Schéma d'un système de pompage PV

III. MODELE D'UNE CELLULE PV :

La figure (2), représente le schéma d'une cellule photovoltaïque : [4]

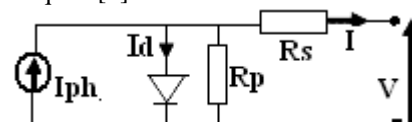


Fig. 2 Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque

L'expression de courant I généré par la cellule et fourni à la charge est donnée par :

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{AUth}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_p}\right) \quad (1)$$

$$I_{ph} = I_{ph1} [1 + K_0(T - T_1)] \quad (2)$$

$$\text{et } U_{th} = \frac{kT}{q} \quad (3)$$

$$\text{Avec } I_{ph1} = I_{CC1} \cdot \frac{E}{E_r} \quad (4)$$

$$\text{et } K_0 = \frac{(I_{CC2} - I_{CC1})}{I_{CC1} \frac{1}{T_1 - T_1}} \quad (5)$$

$$I_s = I_{s1} \left(\frac{T}{T_1} \right)^{3/A} \exp \left(\frac{-V_g}{\frac{AU_{th}}{T} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_1} \right)} \right) \quad (6)$$

$$I_{s1} = \frac{I_{CC1}}{\exp \left(\frac{V_{CO1}}{AU_{th} \frac{T_1}{T}} \right) - 1} \quad (7)$$

k : Constante de boltzman ; q : Charge de l'électron
 T : Température ; E : Eclairément
 V : Tension à la borne de la cellule
 U_{th} : Tension thermique
 A : Facteur de qualité de la diode
 I_{ph} : Photo courante
 I_s : Courant de saturation de diode
 R_s, R_{sh} : Résistances série et shunt.[5]

IV. OPTIMISATION DE SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE:

A. Fonctionnement d'un générateur PV à sa puissance maximale:

La conception de systèmes photovoltaïques optimisés doit prendre en compte la nature même de la source. Pour un générateur photovoltaïque (PV), la production de puissance varie fortement en fonction de l'éclairément, de la température, mais aussi du vieillissement global du système.

Le point de fonctionnement du système PV, situé à l'intersection des caractéristiques I-V du générateur et de l'ensemble moteur-pompe, se déplace selon la valeur de l'ensoleillement.

Pour des fortes valeurs de l'ensoleillement, les caractéristiques se coupent dans la zone où la puissance débitée par le générateur est optimale. Par contre, pour les faibles valeurs de l'ensoleillement, le point de fonctionnement s'éloigne de cette zone. Autrement dit, pendant la matinée et le soir; les performances du système sont médiocres et le générateur est sous utilisé.

A. Base de l'adaptation d'impédance par un convertisseur DC-DC :

Une des structures DC-DC développée est décrite en figure 3. La condition de fonctionnement de cette structure élévatrice est que sa tension de sortie soit plus élevée que sa tension d'entrée ($V_{OUT} > V_{PV}$). Le dimensionnement de chaque élément a été dicté par le choix de faire fonctionner le convertisseur Boost en mode de conduction continue, sur la plage de fonctionnement la plus grande possible. Dans ce mode de fonctionnement, l'énergie emmagasinée dans l'inductance L est transférée partiellement et le courant dans celle-ci ne s'annule jamais. [2]

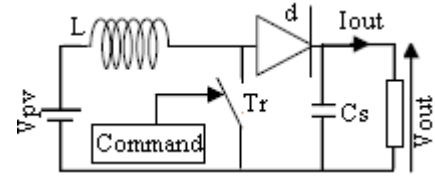


Fig. 3 Convertisseur DC-DC élévateur de type Boost.

Les relations utilisées pour le dimensionnement sont les relations classiques entre la tension de sortie et celle d'entrée et le rapport cyclique :

$$V_{OUT} = \frac{1}{(1-\alpha)} V_{PV} \quad (8)$$

Une relation analogue lie la valeur moyenne du courant dans l'inductance au courant de sortie :

$$I_{L,moy} = I_{PV} = \frac{I_{OUT}}{(1-\alpha)} \quad (9)$$

B. Groupe Motopompe de système de PPV :

Nous concéderons un moteur DC à flux constant, en négligeant la réaction d'induit et le phénomène de commutation, la tension du moteur sera égale à :

$$V_{ch} = R_a I_{ch} + L_a \cdot \frac{dI_{ch}}{dt} + k_e \omega \quad (10)$$

et le couple du moteur :

$$C_e = k_t I_{ch} \quad (11)$$

La pompe centrifuge oppose un couple résistant :

$$C_r = k_r \omega^2 + C_s \quad (12)$$

$K_e (V/rad.s^{-1})$, $k_t (Nm/Ampère)$ et $k_r (Nm/rad.s^{-1})$ sont des coefficients de proportionnalité.

D'autre part nous avons l'équation mécanique :

$$J_m \frac{d\omega}{dt} = C_e - C_r \quad (13)$$

Avec J_m : le moment d'inertie du groupe. [6]

C. Techniques de recherche de point de puissance maximale MPPT :

L'amélioration du rendement du système de pompage PV nécessite la maximisation de la puissance du générateur PV. La première technique d'optimisation est la technique de recherche de point de puissance maximal dit la vraie MPPT. Cette dernière force le système à fonctionner à puissance maximale, autrement dit à courant et tension optimaux, le tracking de la puissance maximale peut être utilisé pour maintenir le fonctionnement du panneau photovoltaïque à sa puissance maximale. Pour ce là on utilise des méthodes de recherche du MPPT, parmi des méthodes est :

1) Méthode de perturbation et d'observation (P&O) :

La méthode de perturbation et observation (P&O) est une approche largement répandue dans la recherche du MPPT parce qu'elle est une méthode itérative simple et exige seulement des mesures de V_{pv} et I_{pv} , elle peut dépister le point maximum de puissance même lors des variations brusques d'irradiation et de température.

Comme son nom l'indique, la méthode P&O fonctionne avec la perturbation de la tension V_{pv} et l'observation de l'impact de ce changement sur la puissance de sortie du panneau photovoltaïque.

L'algorithme de la méthode P&O est représenté par la figure (4). [7].

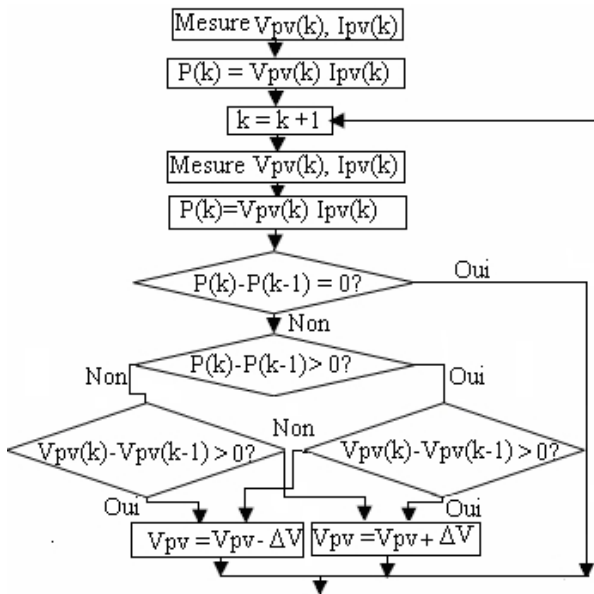


Fig.4 Organigramme de la méthode de perturbation et d'observation

À chaque cycle, V_{pv} et I_{pv} sont mesurés pour calculer $P_{pv}(k)$. Cette valeur de $P_{pv}(k)$ est comparée à la valeur $P_{pv}(k-1)$ calculée au cycle précédent.

Si la puissance de sortie a augmenté, V_{pv} est ajustée dans la même direction que dans le cycle précédent

Si la puissance de sortie a diminué, V_{pv} est ajustée dans la direction opposée que dans le cycle précédent. V_{pv} est ainsi perturbée à chaque cycle de V_{MPPT} .

Quand le point de puissance maximale est atteint, V_{pv} oscille autour de la valeur optimale V_{pvmp} . Ceci cause une perte de puissance qui augmente avec le pas de l'incréméntation de la perturbation. Si ce pas d'incréméntation est large, l'algorithme du MPPT répond rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement.

D'autre part, si le pas est petit, les pertes, lors des conditions de changements atmosphériques lents ou stables, seront inférieures mais le système ne pourra pas répondre rapidement aux changements rapides de la température ou de l'irradiation.[8].

L'inconvénient de la technique de P&O est celui en cas de changement rapide des conditions atmosphériques, telles qu'un nuage mobile, cette méthode peut déplacer le point de fonctionnement dans la direction fautive comme représenté sur la figure (5).

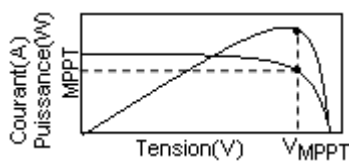


Fig.5 Point de fonctionnement maximal

Au commencement, la tension de fonctionnement du convertisseur est au point (1), qui est le point de puissance maximale comme représenté sur la figure(6).

Supposer qu'une perturbation déplace le point de fonctionnement vers le point (2). Pendant cette période de perturbation, l'éclairement a augmenté de E_1 à E_2 . Ceci mène à une augmentation de la mesure de puissance de sortie du convertisseur de P_{pv1} à P_{pv2} .

Pendant, le point de puissance maximale à cet éclairement est au point (4), qui correspond à une puissance maximale P_{pvmax} , E_2 .

Dans la perturbation suivante, l'algorithme de P&O incrémentera la tension de fonctionnement du convertisseur (MPPT) bien plus loin à droite vers le point (3), et encore une augmentation de la puissance du convertisseur sera mesurée si l'éclairement a augmenté de E_2 à E_3 avec le nouveau point de puissance maximale au point (5).

De cette façon, l'algorithme de P&O continuera à déplacer le point de fonctionnement du convertisseur plus loin du point maximum réel de puissance, et encore plus de puissance sera perdue. Cet ajustement incorrect continuera jusqu'à ce que le changement de l'éclairement ralentisse ou se stabilise.

La première solution à ce problème est d'augmenter la vitesse d'exécution en employant un micro-contrôleur plus rapide.

La deuxième solution est de vérifier n'importe quel changement rapide d'irradiation en vérifiant la valeur de dI_{pv}/dt et en neutralisant l'ajustement de tension si le changement de dI_{pv}/dt dépasse une limite. [8].

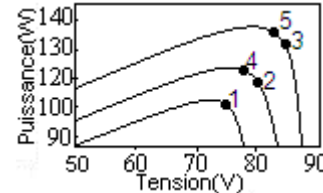


Fig.6 Divergence de la méthode P&O

2) Méthode d'un modèle de Capacité parasite (PC)

L'algorithme de la capacité parasite (Parasitic Capacitance MPPT) est semblable à celui de l'incréméntation de la conductibilité (INC-MPPT) sauf que l'effet de la capacité parasite (C_p) qui modélise le stockage des charges dans les jonctions p-n des cellules photovoltaïques soit inclus.

En ajoutant cette capacité à notre modèle en la représentant sous la forme $I(t) = C_p \cdot dV/dt$, le nouveau modèle est exprimé selon [9, 10]:

$$I = I_{ph} - I_S \left[\exp\left(\frac{V + R_S I}{A U_T}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_S I}{R_{Sh}} \right) + C_P \frac{dV}{dt}$$

$$= F(V) + C_P \frac{dV}{dt} \quad (14)$$

L'équation (14) montre les deux composantes de I : une est fonction de la tension $F(V)$ et la seconde est relative au courant dans la capacité parasite. En utilisant cette notation, l'incréméntation de la conductibilité du panneau photovoltaïque peut être définie comme étant le rapport $dF(V)/dV$ et la conductibilité instantanée peut être définie comme le rapport $-F(V)/V$. Le MPP est obtenu quand $dP/dV=0$.

En multipliant l'équation (14) par la tension (V) du panneau pour obtenir la puissance électrique, puis en différenciant le résultat, l'équation de la puissance électrique au MPP sera obtenue et peut être exprimé selon [9] :

$$\frac{dF(V)}{dV} + C_P \left(\frac{\dot{V}}{V} + \frac{\ddot{V}}{\dot{V}} \right) + \frac{F(V)}{V} = 0 \quad (15)$$

Les trois termes de l'équation (15) représentent l'accroissement de la conductibilité, l'ondulation induite par la capacité parasite et la conductibilité instantanée. Les dérivées première et seconde de la tension du panneau tiennent en compte de l'effet d'ondulation alternative produite par le convertisseur.

On notera que si (CP) est égale à zéro, l'équation (15) se simplifie et devient celle utilisée pour l'algorithme d'accroissement de la conductibilité.

Puisque la capacité parasite est modélisée comme un condensateur connecté parallèlement aux bornes de chaque cellule photovoltaïque, la connexion des panneaux en parallèle augmentera la capacité globale vue par le MPPT. À partir de là, la différence entre l'efficacité de CP-MPPT et celle de INC-MPPT devrait être au maximum dans un générateur solaire de haute puissance avec plusieurs panneaux en parallèle.

3) Méthode d'un modèle de Rauschenbach :

On a d'abord caractérisé le générateur PV en utilisant le modèle de 'Rauschenbach', et présenté une méthode itérative pour la poursuite de sa courbe de puissance maximale.

Les résultats obtenus sont validés, par comparaison avec ceux obtenus par la méthode analytique. L'application de ce modèle nécessite la connaissance de trois paramètres, à savoir I_{CC} , V_{CO} et P_m .

Il est défini par:

$$I = I_{CC} \left[1 - C_1 \left[\exp\left(\frac{V}{C_2 V_{CO}}\right) - 1 \right] \right] \quad (16)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{CC}} \right) \exp\left(\frac{-V_m}{C_2 V_{CO}}\right) \quad (17)$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_m}{V_{CO}} - 1}{\ln\left(1 - \frac{I_m}{I_{CC}}\right)} \quad (18)$$

Avec :

C1 et C2: Les constantes calculées à chaque simulation.

V_{CO} : Tension de circuit ouvert du GPV

I_{CC} , V_{CO} et P_{max} courant, Tension et Puissance maximale respectivement.

I_{CC} : Courant généré par les rayons solaires.

L'expression(16) génère la caractéristique I(V) pour un éclairement de 100w/m2 et une température de 25°C.

Pour une autre valeur de l'éclairement et de la température, les nouvelles valeurs du courant et de la tension du générateur PV sont : [10]

$$I = I_{ref} + \Delta I \quad (19)$$

$$V = V_{ref} + \Delta V \quad (20)$$

$$\Delta T = (T - T_{ref}) \quad (21)$$

$$\Delta I = \alpha_T \left(\frac{E}{E_{ref}} \right) + \left(\frac{E}{E_{ref}} - 1 \right) I_{CC} \quad (22)$$

$$\Delta V = -\beta_T - R_S \Delta I \quad (23)$$

$$T = T_a + \frac{E}{E_{ref}} (NOCT - T_{a,ref}) \quad (24)$$

Avec:

E_{ref} : Eclairement de référence.

α_T et β_T : Coefficients de variation du courant et de la tension avec la température. [11]

T_a : Température ambiante.

$T_{a,ref}$: Température ambiante de référence.

NOCT : Température normale de fonctionnement.

4) Méthode de l'incrémentation de Conductance :

Cette méthode est plus efficace et plus complexe par rapport les autres méthodes comme la méthode de perturbation et observation.

Elle est basée sur le fait que la dérivée de la puissance de sortie P_{PV} par rapport à la tension de panneau V_{PV} est égale à zéro au point maximum de puissance.

La caractéristique $P_{PV} - V_{PV}$ du panneau PV montre que cette dérivée est positive à gauche du point maximum de puissance et négative à droite du point maximum de puissance. Figure (7)

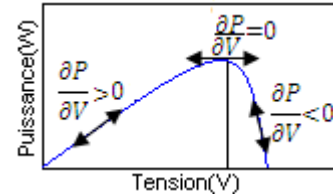


Fig.7 Caractéristique de la puissance

Ceci mène à l'ensemble d'équations suivantes:

$$\frac{dp_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(I_{pv} V_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad \text{au MPP} \quad (25)$$

$$\frac{dp_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(I_{pv} V_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > 0 \quad (26)$$

à gauche de MPP

$$\frac{dp_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(I_{pv} V_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < 0 \quad (27)$$

à droite du MPP

Ces équations peuvent être écrites comme:[9,10,12]

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad \text{Au MPP}$$

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad \text{À gauche du MPP}$$

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad \text{À droite du MPP}$$

Les équations ci-dessus peuvent être employées comme algorithme de commande pour commander le point de fonctionnement du convertisseur en mesurant l'accroissement de la conductance et la conductance instantanée du convertisseur dI_{pv}/dV_{pv} et I_{pv}/V_{pv} respectivement. [10]. L'organigramme de l'algorithme de commande est montré sur la figure (8).

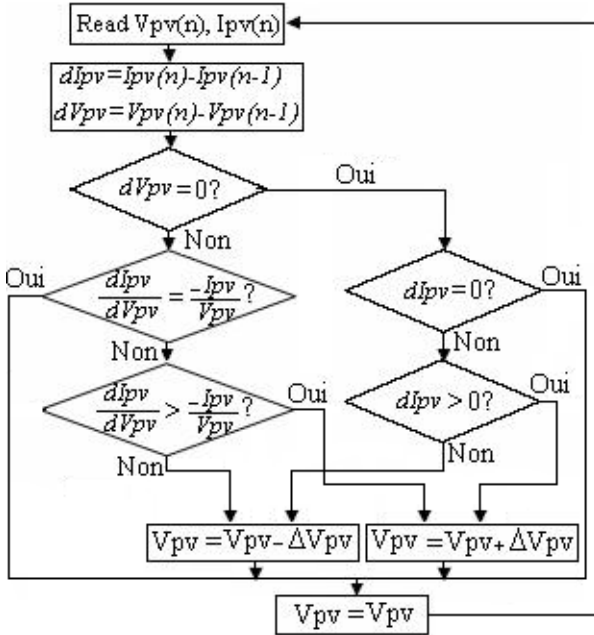


Fig.8 Organigramme de la méthode de l'incrément de Conductance. [13]

V. RESULTATS ET DISCUSSION:

A. Comparaison entre un système optimise et non optimise :

Quelle que soit la nature du couplage du groupe moto-pompe au générateur photovoltaïque, avec ou sans critère d'optimisation, la caractéristique de charge, la puissance, le rendement et la quantité d'eau fournie par le système de pompage sont les principaux paramètres, permettent l'évaluation et la validation de l'exploitation du système de pompage photovoltaïque.

1) Caractéristique de charge et de puissance:

Le fonctionnement du système est amélioré par l'utilisation de la technique MPPT, où le moteur à courant continu est alimenté par des tensions plus proches aux valeurs nominales, l'effet de la technique par rapport au couplage direct est très clair pour les faibles valeurs de l'éclairement, à $200W/m^2$, la tension d'alimentation est augmentée d'une valeur aussi faible que 75V pendant le couplage direct, à une valeur de 140V par suite. Les puissances obtenues par la technique d'MPPT sont les valeurs les plus élevées que possible, d'où le fonctionnement du système est idéal. Ainsi, la puissance globale du GPV est bien exploitée.

Les figures (9) et (10) montre le grand écart entre les puissances maximisées et celles de couplage direct.

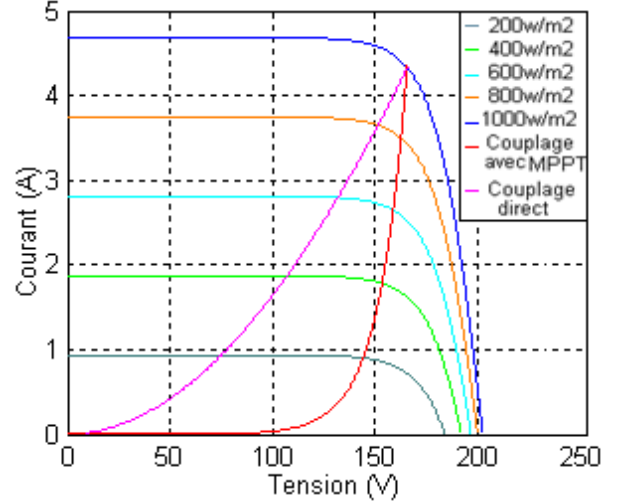


Fig.9 Caractéristique I(V) de système de PPV optimisé et non optimisé, T=25°C

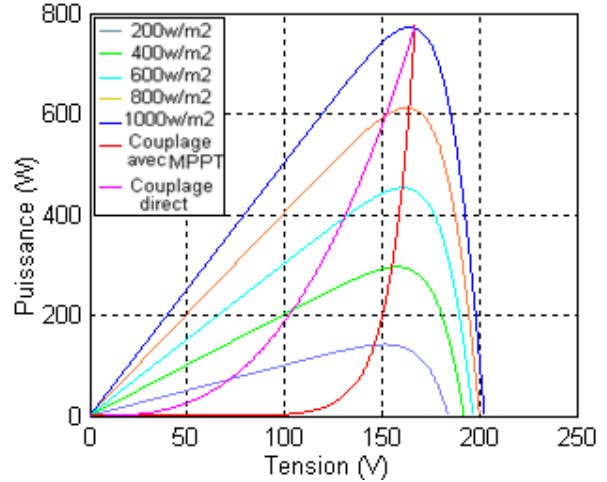


Fig.10 Caractéristique P(V) de système de PPV, optimisé et non optimisé, T=25°C

2) Caractéristique du rendement et du débit du système de pompage:

Le rendement du système est défini par :

$$\eta_{PPV} = \frac{P_h}{P_e} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H_m}{E \cdot N_s \cdot N_p \cdot S} \quad (28)$$

Avec P_h : la puissance hydraulique

Q : La quantité d'eau et est donnée selon [12] par :

$$Q = \begin{cases} 0 & \text{si } E < E_t \\ \frac{-b + \sqrt{b^2 + 4a(E - c)}}{2a} & \text{si } E > E_t \end{cases} \quad (29)$$

$E_t = 250W/m^2$; a , b et c sont des constants.

La figure (11) illustre l'allure du rendement, qui est 100% pour la technique MPPT idéalisée, par contre le couplage direct est caractérisé par un faible rendement, spécialement pour les faibles valeurs d'éclairement. Mais à partir de $E=900W/m^2$ et plus, les valeurs du rendement sera proches, ce rapprochement prouve la bonne adaptation entre le groupe moto-pompe et le générateur pour le couplage direct a des forts éclairements.

La figure (12) représente les allures des débits, au couplage direct et avec la technique de MPPT en fonction de l'éclairement. Dans le cas du couplage direct le système ne commence à délivrer de l'eau qu'à un éclairement de 280W/m^2 , par conséquent la maximisation de puissance force la pompe à fournir de l'eau à partir de 175W/m^2 . [12].

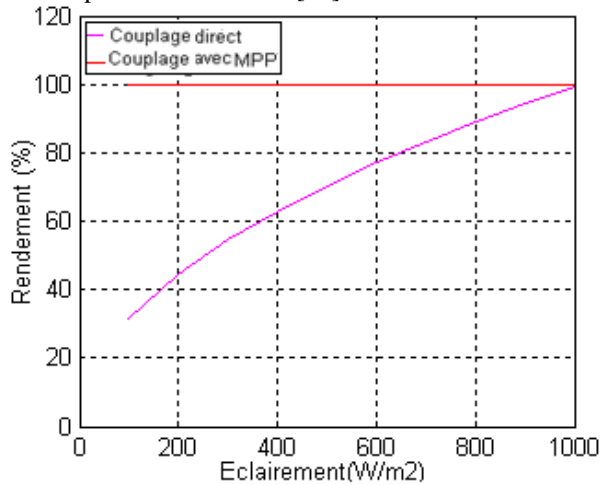


Fig.11 Rendement de système de système de PPV

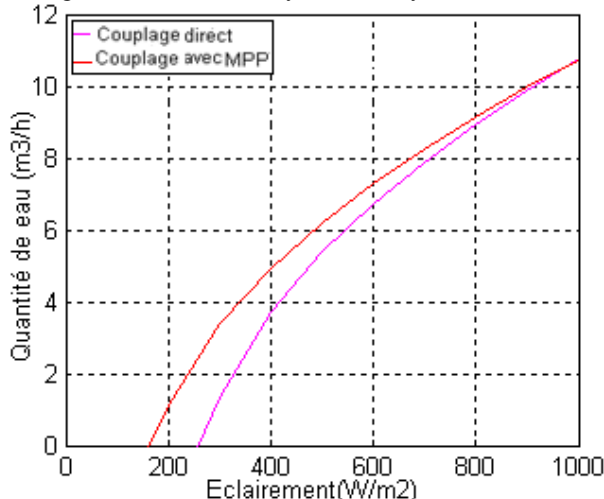


Fig.12 Quantités d'eau de système de système de PPV

VI. CONCLUSION:

Le système de pompage PV présente comme une solution idéale pour l'alimentation de l'eau pour les régions peu peuplées, isolées et enclavées.

Pour une optimisation idéale de l'énergie délivrée par le générateur. La technique de maximisation ou poursuite de puissance maximale MPPT est utilisée. Mais cette technique présente quelques inconvénients tel que la complexité d'implantation et le prix élevé.

Le couplage direct est la connexion la plus simple, le moins chère devant toutes les techniques étudiées. La technique d'MPPT vraie représente un cas de fonctionnement idéal du système PV, devant la complexité du système de recherche des points maximaux.

Les améliorations proposées dans ce travail restent toujours simple, facile pour la réalisation pratique, et donnent des puissances proche aux puissances idéales.

Les résultats de simulation montrent que cette proposition mérite d'être vue plus profondément et concrétiser par une implémentation pratique.

REFERENCES

- [1] A. Moussi, A. Saadi "Etude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque" LARHYSS Journal, 2002.
- [2] C. Alonso "Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie" université Paul sabter, toulouse. 2003
- [3] M.Makhlouf, F. Messai, H.Benalla "Vectorial Command of induction motor pmping system supplied by a photovoltaic generator" Journal of Electrical Engineering, vol. 62, NO.1, 2011, 3-10
- [4] A. Shahsavari, M. Ameri "Experimental investigation and modeling of a direct-coupled PVT air collector" Journal of Solar Energy 84 (2010) 1938–1958, University, Kerman, Iran.
- [5] W.Geoff "Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model" Dept of Computer Science and Electrical Engineering, University of Queensland, Australia.
- [6] K.Kassmi, M. Hamdaoui et F. Olivie "Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique" Revue des Energies Renouvelables, Université of Maroc, 2007
- [7] E. Koutroulis, K. Kalaitzakis, Member, IEEE, and Nicholas C. Voulgaris "Development of a Microcontroller-Based, Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Control System", IEEE transactions on power electronics, 2001
- [8] T.Esram, PL. Chapman "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques" project was sponsored by the National Science Foundation ECS-01- 34208, Center for Electric Machinery and Electromechanics, University of Illinois at Urbana-Champaign.
- [9] D. P. Hohm, M. E. Ropp "Comparative study of maximum power point tracking algorithms" Progress in photovoltaic, research and applications, 11:47-62, 2003.
- [10] C.Wei Tan, C.Green "An Improved Maximum Power Point Tracking Algorithm with Current-Mode Control for Photovoltaic Applications" Department of Electrical and Electronic Engineering, Imperial College London, United Kingdom, IEEE PEDS 2005.
- [11] S.Laloui, D.Rekioua "control of photovoltaic water pumping system with battery storage" International Journal of Electrical Engineering & Technology (IJEET), ISSN 0976 – 6545, Volume 4, Issue 1, January- February 2013, pp. 190-199.
- [12] A. Abdulrahman Mohammed "Optimum Selection of Direct-Coupled Photovoltaic Pumping System in Solar Domestic Hot Water Systems" Thesis of doctorate of philosophy, University of wisconsin-madison, 1997
- [13] M.D.Goudar, B.P.Patil, V.Kumar "A review of improved maximum peak power tracking algorithms for photovoltaic systems" International Journal of Electrical Engineering & Technology (IJEET), ISSN 0976 – 6545, Volume 1, number 1, may- june 2010, pp. 85-107