



HAL
open science

Contrôleur stabilisant incluant un nouvel algorithme MPPT pour un convertisseur DC-DC quadratique dédié aux systèmes solaires photovoltaïques

Ahmad Ghamrawi, Jean-Paul Gaubert, Driss Mehdi

► To cite this version:

Ahmad Ghamrawi, Jean-Paul Gaubert, Driss Mehdi. Contrôleur stabilisant incluant un nouvel algorithme MPPT pour un convertisseur DC-DC quadratique dédié aux systèmes solaires photovoltaïques. Symposium de Génie Electrique, Université de Lorraine [UL], Jul 2018, Nancy, France. hal-02983061

HAL Id: hal-02983061

<https://hal.science/hal-02983061v1>

Submitted on 29 Oct 2020

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Contrôleur stabilisant incluant un nouvel algorithme MPPT pour un convertisseur DC-DC quadratique dédié aux systèmes solaires photovoltaïques

Ahmad GHAMRAWI, Jean-Paul GAUBERT, Driss MEHDI

Laboratoire d'Informatique et d'Automatique pour les Systèmes (LIAS), Université de Poitiers, France

Résumé – Dans ce travail un contrôleur stabilisant basé sur le théorème de Lyapunov est proposé pour contrôler un convertisseur DC-DC boost quadratique inséré dans un système photovoltaïque. Le contrôleur inclut un nouvel algorithme de recherche du point de puissance maximale afin de maximiser la puissance extraite d'un système solaire photovoltaïque. L'algorithme proposé vise à améliorer les performances de l'algorithme conventionnel de perturbation et de l'observation (P&O) durant les variations rapides de l'ensoleillement. Il fonctionne en double mode selon la distance entre le point de fonctionnement et le point de puissance maximale. Le contrôleur est testé en simulation et sur un banc expérimental, les résultats confirment les performances et sa robustesse par rapport au contrôleur P&O classique.

Mots-clés – Algorithme Perturber et Observer ; Contrôleur MPPT ; Convertisseur DC/DC ; Convertisseur quadratique ; Stabilité de Lyapunov ; Systèmes photovoltaïques.

1. INTRODUCTION

L'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes de production d'énergie devient de plus en plus importante, surtout avec l'augmentation de la population mondiale et le progrès technologique. L'énergie solaire est considérée comme une source d'énergie renouvelable à fort potentiel et largement répartie géographiquement. Son inconvénient reste le coût initial élevé de mise en œuvre du système [1, 3]. Pour rendre un système photovoltaïque plus rentable, un algorithme de recherche du point de puissance maximale MPPT (de l'anglais : Maximum Power Point Tracking) est élaboré pour contrôler un convertisseur DC-DC placé entre les panneaux photovoltaïques et la charge, c'est ce qui est appelé l'étape d'adaptation [4, 6]. Le but de cet algorithme est de maximiser l'extraction de la puissance des panneaux solaires, et ainsi augmenter le rendement global du système. Dans ce qui suit, nous allons tout d'abord présenter la modélisation d'un convertisseur éleveur DC-DC, comme étant un système linéaire à commutation, puis nous allons présenter une loi de commutation qui permet de stabiliser son point de fonctionnement. Cette loi est basée sur le théorème de Lyapunov. En fait, le choix de ce point de fonctionnement est délicat. C'est ce choix qui permet d'extraire un maximum d'énergie du système photovoltaïque. Dans le but de bien cibler ce point, nous allons également proposer un nouvel algorithme MPPT, qui fonctionne en double mode. L'algorithme proposé est basé sur l'algorithme P&O usuel. La modification effectuée sur cet algorithme permet de le rendre plus performant durant les changements rapides des conditions climatiques, sans une augmentation significative sur le coût de son implémentation.

2. MODÉLISATION DES CONVERTISSEURS

Dans cette partie nous allons présenter la modélisation du convertisseur éleveur DC-DC quadratique étudié. Le convertisseur est représenté sous forme d'un système hybride à commutation [7, 8]. Le comportement hybride de ces convertisseurs est dû à la commutation entre des modes discrets avec des dy-

namiques continues associées. Nous allons également présenter une loi de commutation stabilisante pour ces convertisseurs. Notons qu'une commutation arbitraire peut déstabiliser un système même si tous les sous-systèmes sont stables tandis qu'une loi de commutation convenable peut stabiliser un système à commutation même si tous les sous-systèmes ne sont pas stables. La loi de commutation stabilisante proposée est basée sur le théorème de Lyapunov [9, 12].

Le convertisseur analysé est un boost quadratique. L'avantage de recourir à un convertisseur quadratique réside dans la possibilité de fonctionner à des fréquences de commutation plus élevées grâce à la dépendance quadratique du rapport de conversion avec le rapport cyclique. Cela conduit également à réduire les contraintes sur les composants du convertisseur. Un convertisseur DC-DC fonctionne sur deux phases : l'accumulation de l'énergie et le transfert d'énergie, selon l'état de l'interrupteur commandé. Il peut être représenté sous forme d'un système à commutation, c'est-à-dire deux représentations d'état et une loi de commutation qui précise laquelle est active à chaque instant. Durant la phase de l'accumulation de l'énergie, l'interrupteur

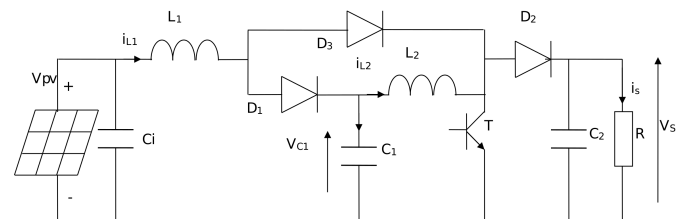


Fig. 1. Schéma du convertisseur boost étudié dans le système

commandé est fermé, la diode D_3 est passante, les diodes D_1 et D_2 sont bloquées. Les équations d'état qui décrivent le système sont les suivantes :

$$\frac{dV_{pv}}{dt} = -\frac{1}{C_i} i_{L1} + \frac{1}{C_i} I_{pv} \quad (1)$$

$$\frac{di_{L1}}{dt} = \frac{V_{pv}}{L_1} - \frac{r_{L1} + r_D + r_T}{L_1} i_{L1} - \frac{r_T}{L_1} i_{L2} - \frac{e_T + e_D}{L_1} \quad (2)$$

$$\frac{di_{L2}}{dt} = \frac{V_{C1}}{L_2} - \frac{r_T}{L_2} i_{L1} - \frac{r_{L2} + r_T}{L_2} i_{L2} - \frac{e_T}{L_2} \quad (3)$$

$$\frac{dV_{C1}}{dt} = -\frac{i_{L2}}{C_1} \quad (4)$$

$$\frac{dV_s}{dt} = -\frac{V_s}{RC_2} \quad (5)$$

Durant la phase du transfert de l'énergie, l'interrupteur commandé est ouvert, la diode D_3 est bloquée tandis que les deux

diodes D_1 et D_2 sont passantes. Les équations d'état qui décrivent le système sont les suivantes :

$$\frac{dV_{pv}}{dt} = -\frac{i_{L_1}}{C_i} + \frac{I_{pv}}{C_i} \quad (6)$$

$$\frac{di_{L_1}}{dt} = \frac{V_{pv}}{L_1} - \frac{r_{L_1} + r_D}{L_1} i_{L_1} - \frac{e_D}{L_1} - \frac{V_{C_1}}{L_1} \quad (7)$$

$$\frac{di_{L_2}}{dt} = \frac{V_{C_1}}{L_2} - \frac{r_{L_2} + r_D}{L_2} i_{L_2} - \frac{e_D}{L_2} - \frac{V_s}{L_2} \quad (8)$$

$$\frac{dV_{C_1}}{dt} = \frac{i_{L_1}}{C_1} - \frac{i_{L_2}}{C_1} \quad (9)$$

$$\frac{dV_s}{dt} = \frac{i_{L_2}}{C_2} - \frac{V_s}{RC_2} \quad (10)$$

Considérons le vecteur d'état x donné par :

$$x = \begin{pmatrix} V_{pv} \\ i_{L_1} \\ i_{L_2} \\ V_{C_1} \\ V_s \end{pmatrix} \quad (11)$$

L'équation d'état qui décrit le système sera donné par :

$$\frac{dx}{dt} = A_i x + b_i u(t) \quad (12)$$

Pour simplifier le modèle, considérons un convertisseur idéal. Le système a deux configurations possibles, (T fermé et T ouvert), alors $i \in \{1, 2\}$. L'entrée $u(t)$ du système est le courant I_{pv} .

Si T est fermé ($i = 1$), les matrices d'état du système sont données par :

$$A_1 = \begin{pmatrix} 0 & -1/C_i & 0 & 0 & 0 \\ 1/L_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1/L_2 & 0 \\ 0 & 0 & -1/C_1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1/RC_2 \end{pmatrix} \quad (13)$$

$$b_1 = (1/C_i \ 0 \ 0 \ 0 \ 0)^T \quad (14)$$

Si T est ouvert ($i = 2$), les matrices d'état du système sont données par :

$$A_2 = \begin{pmatrix} 0 & -1/C_i & 0 & 0 & 0 \\ 1/L_1 & 0 & 0 & -1/L_1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1/L_2 & -1/L_2 \\ 0 & 1/C_1 & -1/C_1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1/C_2 & 0 & -1/RC_2 \end{pmatrix} \quad (15)$$

$$b_2 = (1/C_i \ 0 \ 0 \ 0 \ 0)^T \quad (16)$$

On définit A_λ la combinaison convexe des matrices d'état A_i :

$$A_\lambda = \sum_{i=1}^m \lambda_i A_i \quad (17)$$

Les λ_i sont des constantes non nulles avec :

$$\sum_{i=1}^m \lambda_i = 1 \quad (18)$$

Pour un convertisseur qui fonctionne en deux modes, la matrice A_λ est donné par :

$$A_\lambda = \lambda A_1 + (1 - \lambda) A_2 \quad (19)$$

Notons que, dans notre cas, $b_1 = b_2 = b_\lambda$.

Une condition suffisante pour s'assurer de la stabilité d'un système linéaire à commutation est de trouver une fonction de Lyapunov commune pour tous ces sous-systèmes. Considérons le modèle hybride de convertisseur étudié, $x(t)$ est le vecteur d'état, et x_d est le point d'équilibre désiré. On définit l'erreur par :

$$\xi(t) = x(t) - x_d \quad (20)$$

S'il existe des valeurs de λ_i et des matrices P et Q_i définies positives qui vérifient les relations suivantes :

$$A_i^T P + P A_i < -Q_i \quad (21)$$

$$A_\lambda x_d + b_\lambda = 0 \quad (22)$$

Alors l'erreur d'état $\xi(t)$ est globalement asymptotiquement stable par la loi de commutation suivante [7, 8] :

$$\sigma(x) = \operatorname{argmin}_i \xi^T P (A_i x_d + b_i) \quad (23)$$

Le signal de commutation est calculé à chaque instant. Il dépend de l'état actuel du système $x(t)$ et du point d'équilibre désiré x_d . Pour la résolution des inégalités matricielles linéaires "LMI" données dans les équations (21) et (22), on considère la matrice $Q = Q_1 = Q_2$. Cette matrice est donnée par :

$$Q = \begin{pmatrix} \rho_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \rho_2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \rho_3 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \rho_4 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \rho_5/R \end{pmatrix} \quad (24)$$

Les valeurs des ρ_i doivent être réelles positives. Ce sont des paramètres de conception qui jouent un rôle dans le comportement du système en régime transitoire. On définit les grandeurs k_1 et k_2 données par :

$$k_1 = \xi^T P (A_1 x_d + b_1) \quad (25)$$

$$k_2 = \xi^T P (A_2 x_d + b_2) \quad (26)$$

La surface de commutation est donnée par :

$$S = \{x \in R^n | k_1 - k_2 = 0\} \quad (27)$$

La commutation entre les deux sous-systèmes est garantie par la différence entre les valeurs des grandeurs k_i :

- Le sous-système 1 est actif lorsque $k_1(x) \leq k_2(x)$
- Le sous-système 2 est actif lorsque $k_1(x) > k_2(x)$

La loi de commutation σ peut être écrite de la manière suivante :

$$\sigma(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } k_1 - k_2 \leq 0 \\ 2 & \text{si } k_1 - k_2 > 0 \end{cases} \quad (28)$$

Cette loi de commutation garantit la stabilité du système au point d'équilibre x_d . Le choix de ce point d'équilibre est délicat. Il doit être choisi d'une manière qui permet d'extraire un maximum d'énergie. Un algorithme MPPT sera proposé dans le prochain paragraphe afin de déterminer ce point d'équilibre.

3. L'ALGORITHME DE RECHERCHE DU POINT DE PUISSANCE MAXIMALE (MPPT)

La loi de commutation proposée a pour objectif de stabiliser le point de fonctionnement sur un point d'équilibre donné. Ce point d'équilibre ne permet pas forcément d'extraire un maximum d'énergie du système photovoltaïque. Tout d'abord, nous

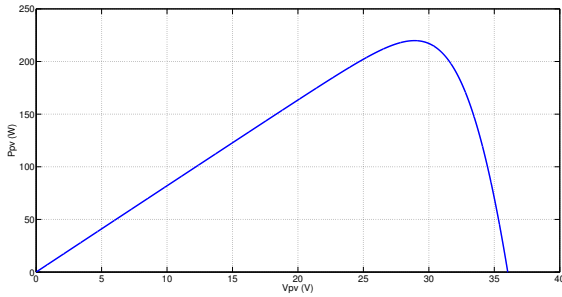


Fig. 2. Caractéristique P - V d'un Conergy PowerPlus 214P dans les CTS

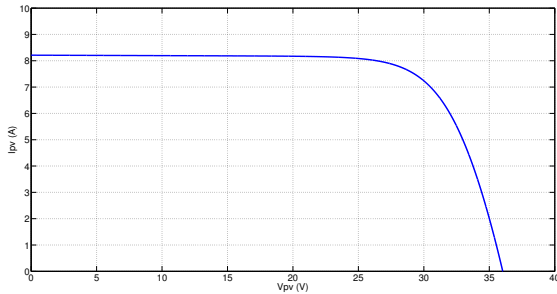


Fig. 3. Caractéristique I - V d'un Conergy PowerPlus 214P dans les CTS

allons présenter les caractéristiques P - V et I - V d'un module photovoltaïque Conergy PowerPlus 214P. Les courbes décrites sur les figures 2 et 3 représentent les caractéristiques I - V et P - V pour le panneau photovoltaïque Conergy PowerPlus tracées dans les conditions de test standards "CTS" ($T = 25^\circ C$ et $G = 1000 W/m^2$).

Sur ces deux courbes il est possible d'identifier les points les plus importants de fonctionnement du module. Le point le plus intéressant pour l'utilisateur est le point de puissance maximale (MPP) qui permet d'extraire le maximum de puissance du module. La courbe I - V montre que les cellules photovoltaïques peuvent avoir un comportement hybride. Si la tension de fonctionnement est inférieure à la valeur de la tension au MPP, le module se comporte comme un générateur de courant, tandis qu'il se comporte comme un générateur de tension si la valeur de celle-ci est plus grande que celle de la MPP.

La valeur de la puissance maximale qui peut être fournie par le module dépend de la valeur de l'irradiation solaire. A chaque valeur de cette irradiation correspond une puissance maximale. En supposant que la température est constante et égale à $25^\circ C$, la courbe caractéristique P - V du module Conergy PowerPlus 214P est tracée pour plusieurs valeurs d'irradiation entre 200 et $1000 W/m^2$ pour voir l'effet de son changement sur le point de fonctionnement optimal, Fig. 4.

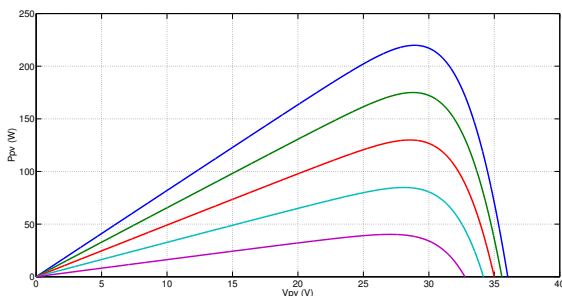


Fig. 4. Effet de l'éclairement sur la caractéristique P - V

Plusieurs algorithmes de recherche du point de puissance maximale sont proposés dans la littérature [13, 17], certains sont très simples tandis que d'autres approches sont plus compliquées et plus difficiles à implémenter. L'algorithme de perturbation et d'observation (Perturb & Observe P&O) est le plus usité. Il est largement répandu surtout grâce à sa simplicité et son faible coût d'implémentation. Malgré ces avantages, cet algorithme peut diverger lors des changements rapides des conditions climatiques [18, 20]. Une des premières méthodes utilisées est celle basée sur le fonctionnement à tension fixe, des autres algorithmes basés sur la mesure de la tension du circuit ouvert ou du courant en court-circuit sont aussi utilisés. Des techniques plus efficaces basées sur la mesure de la puissance comme la méthode de perturber et observer P&O, la méthode de l'incrément de conductance et la méthode de Hill Climbing existent dans la littérature. Par ailleurs, la logique floue et les réseaux de neurones artificiels sont plus efficaces mais leur implémentation est plus compliquée. Dans cette partie nous allons proposer un algorithme basé sur le P&O. Le paramètre le plus important de cette méthode est le pas d'incrément. Un grand pas d'incrément permet d'atteindre le point de fonctionnement optimal rapidement, et par la suite de réduire le temps de réponse du système. Cependant, ce grand pas cause des oscillations autour de ce dernier en régime permanent et elles perdurent sur ce point souhaité tant que les conditions climatiques restent stables. En revanche, un petit pas permet de réduire ces oscillations mais rend le système plus lent. Plusieurs travaux ont été proposés afin d'améliorer les performances de cet algorithme [21, 29]. La plupart de ces travaux ont proposé un pas variable, mais même avec un pas variable, les performances de cette méthode restent médiocres lors des variations rapides des conditions climatiques. L'algorithme proposé est plus performant, surtout lors de ces variations brusques des conditions climatiques. Il consiste à fonctionner en deux modes distincts, selon la distance entre le point de fonctionnement actuel et celui désiré. Le premier mode est le mode actif lorsque la variation de l'irradiation solaire est lente. Le second mode est effectif lors des variations brusques de l'irradiation solaire, afin d'empêcher le point de fonctionnement de rester loin de celui souhaité ou de diverger. Il consiste à fixer la tension de sortie du module photovoltaïque proche à celle qui permet d'extraire un maximum d'énergie V_{mpp} . En fait, la valeur de cette tension varie dans un petit intervalle lors de changement de l'irradiation solaire. La commutation entre ces deux modes est déclenchée grâce à la valeur de la dérivée de la puissance par rapport à la tension, à la sortie du module photovoltaïque. Cette dérivée doit être nulle au point de fonctionnement désiré. Quand sa valeur est supérieure à un certain seuil P_{th} , le deuxième mode est déclenché. Le premier mode reste actif tant que cette dérivée est inférieure à la valeur seuil. Le mode actif lors des changements brusques des conditions climatiques fonctionne avec un pas variable afin de diminuer le temps de réponse du système. Le pas choisi pour l'autre mode est petit afin de diminuer les oscillations du point de fonctionnement, sans aucune influence sur la rapidité du système en régime permanent. Les figures 5 et 6 montrent les organigrammes de l'algorithme P&O conventionnel et de l'algorithme proposé.

La figure 7 montre le schéma du système, composé par un convertisseur boost quadratique, le contrôleur proposé est utilisé pour maîtriser la commutation de l'interrupteur. Le système alimente une charge résistive R . Le contrôleur MPPT permet de trouver la valeur du rapport cyclique μ qui permet d'extraire un maximum d'énergie. Cette valeur est utilisée pour déterminer le point d'équilibre désiré. Ce point d'équilibre est obtenu en remplaçant λ par la valeur de μ dans l'équation (19).

4. RÉSULTATS

Dans cette partie, l'algorithme proposé est testé par simulation en utilisant le logiciel Simulink/MatlabTM, puis expérimentalement.

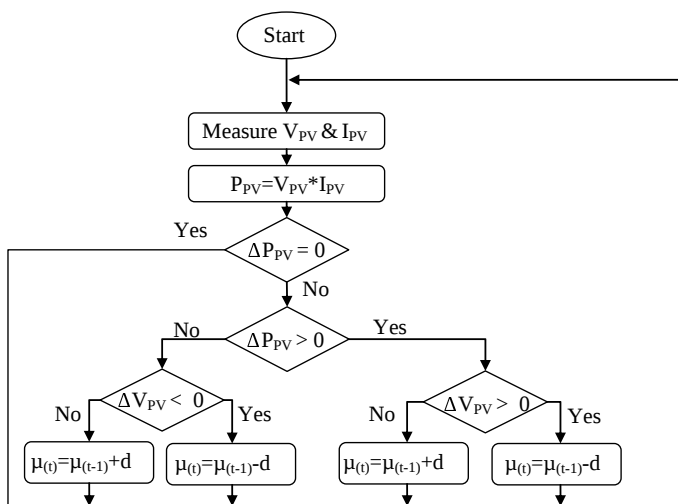


Fig. 5. Organigramme de l'algorithme P&O

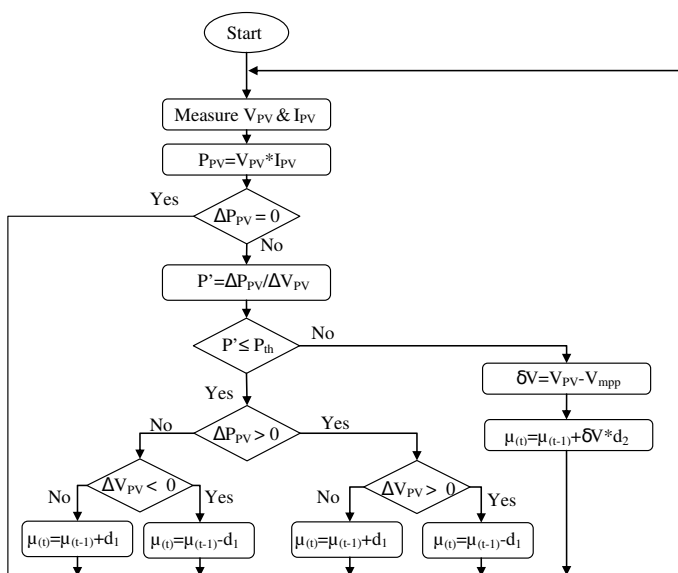


Fig. 6. Organigramme de l'algorithme double mode proposé

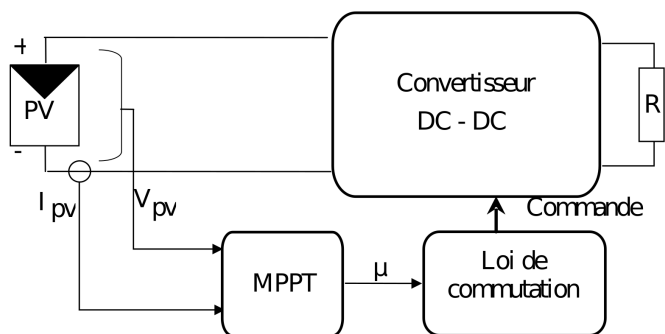


Fig. 7. Synoptique du système

4.1. Résultats de simulation

Les simulations sont réalisées à une température constante de 25°C . La fréquence de commutation f est égale à 10 kHz . Le système alimente une charge résistive R égale à $53\ \Omega$. La période d'échantillonnage T_s est égale à 10^{-3} s . La source est un panneau Conergy PowerPlus 214P. Les pas d'incrémentations d_1 et d_2 pour l'algorithme proposé sont donnés par 0.005 et 0.01

respectivement. Les résultats sont comparés à ceux extraits en utilisant un algorithme P&O conventionnel avec un pas d'incrémentations d égale à 0.005 . La fréquence de commutation et la période d'échantillonnage restent les mêmes pour les deux algorithmes.

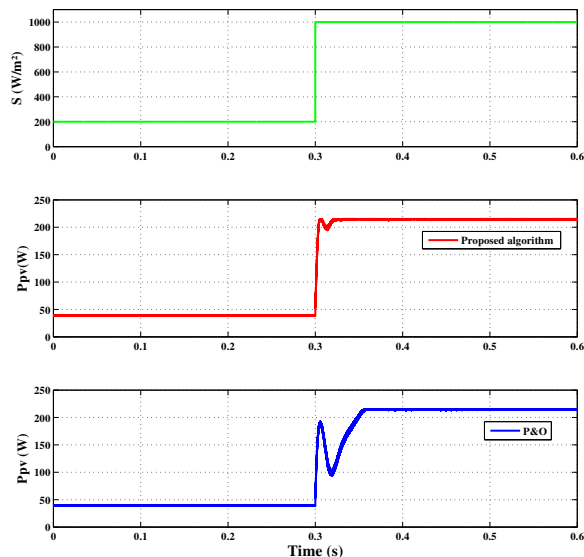


Fig. 8. Comparaison du temps de réponse des deux algorithmes

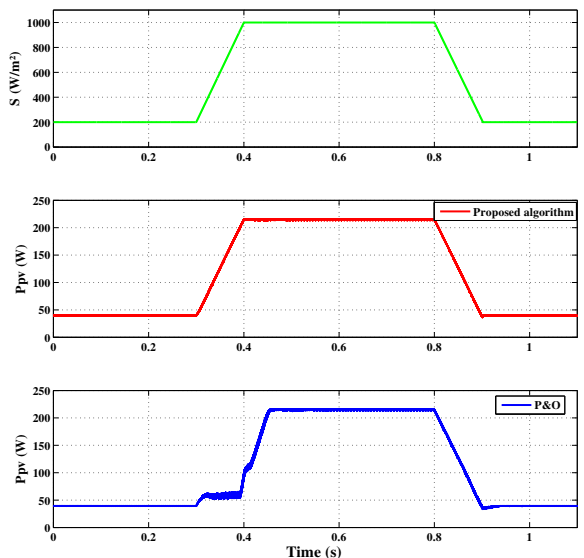


Fig. 9. La variation de la puissance de sortie du module PV lors de la variation de l'ensoleillement

La figure 8 montre la variation de la puissance en fonction du temps lors d'une variation brusque de la valeur de l'irradiation solaire de 200 à 1000 W/m^2 , en utilisant une technique P&O usuelle et l'algorithme proposé. La figure 9 montre la variation de la valeur de la puissance à la sortie du module photovoltaïque lors d'un changement trapézoïdal de l'irradiation solaire entre 200 et 1000 W/m^2 . La figure 10 montre l'évolution du point de fonctionnement lors de la même variation de l'irradiation.

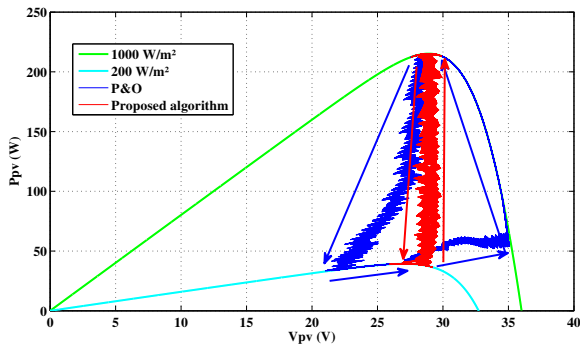


Fig. 10. L'évolution du point de fonctionnement lors de la variation de l'ensoleillement

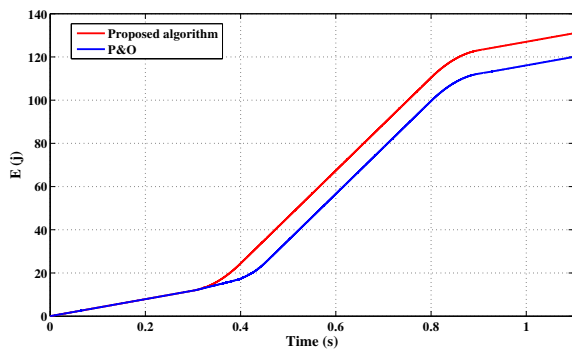


Fig. 11. L'énergie récupérée à la sortie du panneau PV en utilisant les deux algorithmes

La figure 11 montre la valeur de l'énergie récupérée à la sortie du panneau solaire. Les figures 8 et 9 permettent de montrer clairement que le temps de réponse de l'algorithme proposé est bien inférieur à celui de P&O. Le gain est notable surtout lors de la croissance de l'irradiation où l'algorithme P&O diverge lors de cette progression. La figure 10 montre que lors des variations rapides d'ensoleillement, l'algorithme proposé a réussi à suivre la variation du point de fonctionnement optimal, tandis que l'algorithme P&O a échoué à suivre ses variations, le phénomène de divergence du point de fonctionnement est nettement visualisable sur ce graphique. La figure 11 montre que l'énergie récupérée en utilisant l'algorithme proposée est bien supérieure à celle récupérée en utilisant un P&O. La divergence de ces deux courbes de l'énergie récupérée sur un horizon temporel court confirme l'efficacité de l'approche. Par conséquent, le cumul sur une durée de vie d'une installation photovoltaïque se traduit par un gain de rentabilité conséquent. Les résultats de simulation ont prouvé clairement l'avantage du contrôleur proposé par rapport à un contrôleur P&O conventionnel.

4.2. Résultats expérimentaux

Pour mieux tester le contrôleur proposé, un banc d'essai expérimental a été établi au sein de laboratoire LIAS, Fig. 12. Un système dSPACE MicroLabBox est mis en œuvre pour l'implémentation des algorithmes MPPT. Un émulateur Chroma 62020 H-150S est exploité comme source pour générer les courbes du panneau Conergy PowerPlus 214P. Les paramètres des deux algorithmes sont les mêmes que dans les simulations. La période d'échantillonnage est de $0.2s$ pour les deux algorithmes.

Les figures 13 et 14 montrent la variation de l'irradiation solaire. La température reste toujours constante à $25^{\circ}C$.

Les figures 15 et 16 montrent les variations de la puissance, de la tension et du courant à la sortie du panneau photovoltaïque

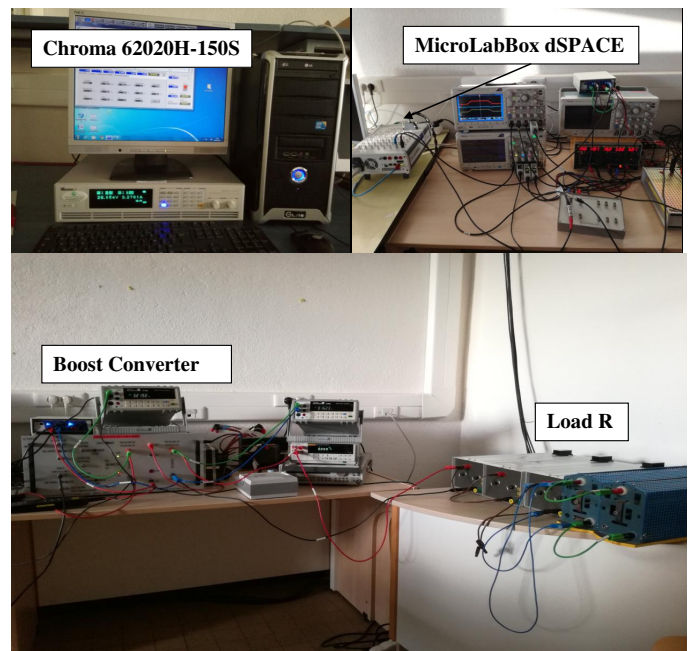


Fig. 12. Banc d'essai expérimental

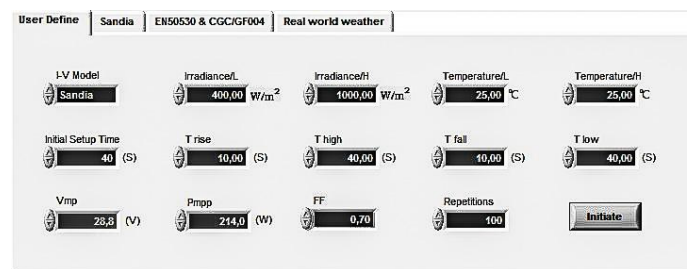


Fig. 13. Programmation des profils des variations des conditions climatiques

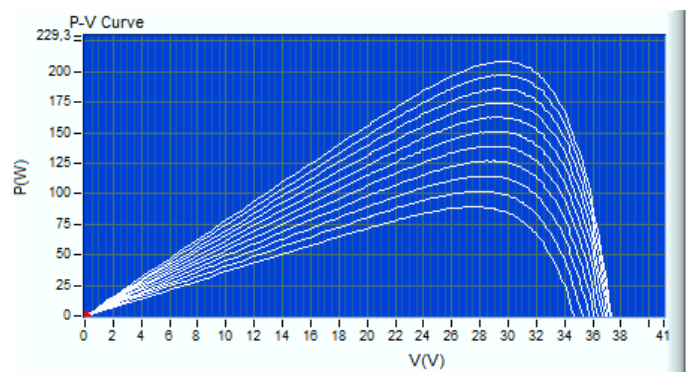


Fig. 14. Les caractéristiques P-V générées par l'émulateur Chroma

lors de la variation de l'irradiation solaire. La comparaison entre ces deux courbes montrent que l'algorithme proposé a permis de réduire les pertes en puissance, et donc d'augmenter le rendement du système.

Les figures 17 et 18 montrent l'évolution du point de fonctionnement lors de la variation des irradiances solaires. La comparaison entre ces deux courbes prouve que l'algorithme proposé évite au point de fonctionnement de diverger lors des variations rapides des conditions climatiques.



Fig. 15. Variations de P_{pv} , V_{pv} et I_{pv} lors de la fluctuation de l'irradiation solaire en utilisant un P&O

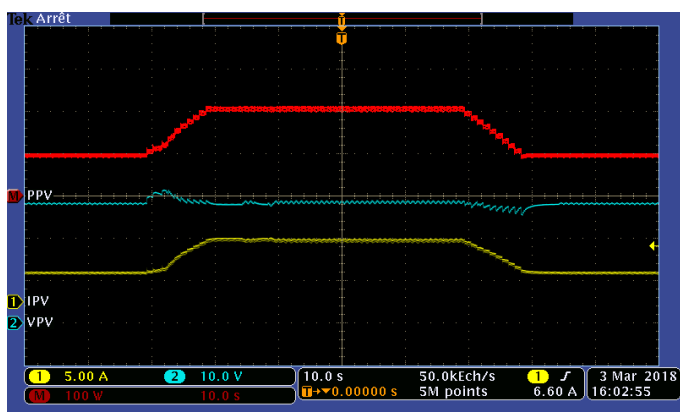


Fig. 16. Variations de P_{pv} , V_{pv} et I_{pv} lors de la fluctuation de l'irradiation solaire en utilisant l'algorithme proposé

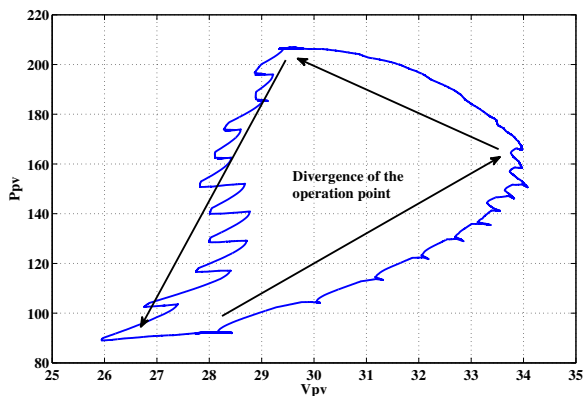


Fig. 17. Progression et parcours du point de fonctionnement lors de la variation de l'irradiation solaire en utilisant un P&O

5. CONCLUSION

Dans cet article, nous avons proposé un contrôleur stabilisant incluant un nouvel algorithme MPPT. L'algorithme proposé fonctionne en double mode, la commutation entre les deux modes dépend de la valeur de la dérivée de la puissance par rapport à la tension à la sortie du panneau solaire. Le fonctionnement en mode double permet de choisir deux valeurs du pas d'incrément. Le pas d'incrément pour le premier mode peut être faible, ce qui réduit l'oscillation autour du point de puissance maximale en régime permanent sans réduire le

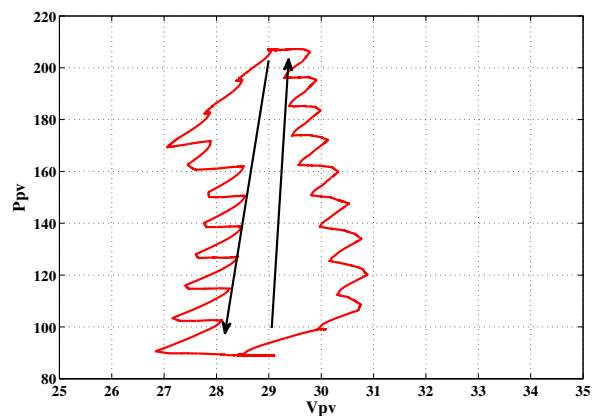


Fig. 18. Progression et parcours du point de fonctionnement lors de la variation de l'irradiation solaire en utilisant l'algorithme proposé

temps de réponse du système. De même, l'augmentation de la valeur de ce pas pour le second mode, conduit à une réduction notable du temps de réponse sans introduire d'oscillation au point de fonctionnement autour du point de puissance maximum. Dans notre étude, nous avons choisi un pas variable pour ce mode, avec une valeur initiale élevée. L'algorithme proposé a été testé en simulation et les résultats sont validés par des tests expérimentaux. Les résultats ont été comparés à ceux issus d'un contrôleur P&O conventionnel. Les simulations et les résultats expérimentaux montrent clairement la supériorité de l'algorithme proposé par rapport à la technique usuelle P&O. En plus de ses performances, l'algorithme proposé présente une simplicité de mise en œuvre matérielle équivalente avec un coût de calcul légèrement plus élevé. Comme le P&O, il ne nécessite que deux capteurs pour acquérir la tension et le courant à la sortie du système photovoltaïque.

RÉFÉRENCES

- [1] P. Mohanty, T. Muneer, M. Kolhe, "Solar photovoltaic system applications : a guidebook for off-grid electrification", Springer, 2015.
- [2] A. A. Elbaset, M. S. Hassan, "Design and Power Quality Improvement of Photovoltaic Power System", Springer, 2016.
- [3] F. Al-Chaaban, A. Ghamrawi, C. Haykal, N. Moubayed, "Comparative study on photovoltaic and thermal solar energy concentrators", The International Conference on Electrical and Electronics Engineering, Clean Energy and Green Computing (EEECEGC2013), The Society of Digital Information and Wireless Communication, 2013, pp. 166–175.
- [4] J.-P. Gaubert, G. Chanedeau, "Evaluation of dc-to-dc converters topologies with quadratic conversion ratios for photovoltaic power systems", Power Electronics and Applications, 2009. EPE'09. 13th European Conference on, IEEE, 2009, pp. 1–10.
- [5] H. Kanoun, J. Gaubert, "Analysis and modeling of a new quadratic boost dc-dc converter", International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control, STA, Hammamet, Tunisie, 2009.
- [6] H. J. El-Khozondar, R. J. El-Khozondar, K. Matter, T. Sun-tio, "A review study of photovoltaic array maximum power tracking algorithms", Renewables : Wind, Water, and Solar 3 (1) (2016) 3.

- [7] E. M. Junior, M. Teixeira, R. Cardim, M. Moreira, E. Assunção, V. L. Yoshimura, "On control design of switched affine systems with application to dc-dc converters", *Frontiers in advanced control systems*, InTech, 2012.
- [8] G. S. Deaecto, J. C. Geromel, F. Garcia, J. Pomilio, "Switched affine systems control design with application to dc-dc converters", *IET control theory & applications* 4 (7) (2010), pp. 1201–1210.
- [9] H. Khalil, "Nonlinear Systems", 3rd edition, Prentice-Hall, (2002).
- [10] Z. Sun and S. S. Ge, "Switched Linear Systems Control and Design", Springer, London, (2005).
- [11] D. Liberzon, "Switching in Systems and Control", Springer, (2003).
- [12] H. J. Sira-Ramirez, R. Silva-Ortigoza, "Control design techniques in power electronics devices", Springer Science & Business Media, 2006.
- [13] M. A. G. De Brito, L. Galotto, L. P. Sampaio, G. d. A. e Melo, C. A. Canesin, "Evaluation of the main mppt techniques for photovoltaic applications", *IEEE transactions on industrial electronics* 60 (3) (2013), pp. 1156–1167.
- [14] T. Esum, P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques", *IEEE Transactions on energy conversion* 22 (2) (2007), pp. 439–449.
- [15] W. Xiao, W. G. Dunford, "A modified adaptive hill climbing mppt method for photovoltaic power systems", *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*, Vol. 3, IEEE, 2004, pp. 1957–1963.
- [16] B. M. Wilamowski, X. Li, "Fuzzy system based maximum power point tracking for pv system", *IECON 02 [Industrial Electronics Society, IEEE 2002 28th Annual Conference of the]*, Vol. 4, IEEE, 2002, pp. 3280–3284.
- [17] M. Veerachary, T. Senjyu, K. Uezato, "Neural-network-based maximum power-point tracking of coupled-inductor interleaved-boost-convertersupplied pv system using fuzzy controller", *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 50 (4) (2003), pp. 749–758.
- [18] K. Zhang, P. Cheng, L. He, "A maximum power point tracking method combined with constant voltage tracking & variable step-size perturbation", *Sensors & Transducers* 175 (7) (2014), pp. 150-155.
- [19] P. Mohanty, G. Bhuvaneshwari, R. Balasubramanian, N. K. Dhaliwal, "Matlab based modeling to study the performance of different mppt techniques used for solar pv system under various operating conditions", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38 (2014), pp. 581–593.
- [20] R. Alik, A. Jusoh, T. Sutikno, "A review on perturb and observe maximum power point tracking in photovoltaic system", *TELKOMNIKA (Telecommunication Computing Electronics and Control)* 13 (3) (2015), pp. 745–751.
- [21] A. Ghamrawi, J.-P. Gaubert, D. Mehdi, "New control strategy for a quadratic boost converter used in solar energy system", *Energy Conference (ENERGYCON), 2016 IEEE International*, IEEE, 2016, pp. 1–6.
- [22] A. Ghamrawi, J.-P. Gaubert, D. Mehdi, "New dual-mode variable step-size control strategy for quadratic boost converter used in solar energy system", *Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe), 2016 18th European Conference on*, IEEE, 2016, pp. 1–10.
- [23] A. Haque, et al., "A fast and reliable perturb and observe maximum power point tracker for solar pv system", *International Journal of System Assurance Engineering and Management* 8 (2) (2017), pp. 773–787.
- [24] S. SenGupta, A. F. Zobaa, K. S. Sherpa, A. K. Bhoi, "Advances in smart grid and renewable energy", Springer, 2016.
- [25] F. Aashoor, F. Robinson, "A variable step size perturb and observe algorithm for photovoltaic maximum power point tracking", *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2012 47th International*, IEEE, 2012, pp. 1–6.
- [26] M. Shayestegan, "Overview of grid-connected two-stage transformer-less inverter design", *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* (2018), pp. 1–14.
- [27] S. K. Kollimalla, M. K. Mishra, "A novel adaptive p&o mppt algorithm considering sudden changes in the irradiance", *IEEE Transactions on Energy conversion* 29 (3) (2014), pp. 602–610.
- [28] M. Miyatake, M. Veerachary, F. Toriumi, N. Fujii, H. Ko, "Maximum power point tracking of multiple photovoltaic arrays : A pso approach", *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems* 47 (1) (2011), pp. 367–380.
- [29] R. Leyva, C. Alonso, I. Queinnec, A. Cid-Pastor, D. Lagrange, L. Martinez Salamero, "Mppt of photovoltaic systems using extremum-seeking control", *IEEE transactions on aerospace and electronic systems* 42 (1) (2006), pp. 249–258.