

Estimation de la puissance maximale produite par un générateur photovoltaïque

M. Belhadj¹, T. Benouaz², A. Cheknane³ et S.M.A Bekkouche⁴

¹ Laboratoire de Physique et Dispositifs à Semi-conducteurs
Université de Béchar, Algérie

² Laboratoire de Modélisation, Université
Abou Bakr Belkaid, Tlemcen, Algérie

³ Laboratoire de Valorisation des Energies Renouvelables
et Environnements Agressifs, Université Amar Telidji de Laghouat, Algérie

⁴ Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
URAER, Ghardaïa, Algérie

(reçu le 10 Janvier 2010 – accepté le 28 Juin 2010)

Résumé – *Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque revient à déterminer le nombre nécessaire des modules solaires constituant le champ photovoltaïque pour alimenter un système photovoltaïque suffisant afin de couvrir les besoins et la capacité de charge de la batterie. Pour avoir un dimensionnement optimal, il nous apparut indispensable d'utiliser un modèle mathématique cohérent. A cet effet, nous avons présenté dans ce papier, quelques modèles mathématiques permettant de calculer la puissance délivrée par le module solaire photovoltaïque. Nous avons ensuite, comparé le modèle d'essai [Lu Lin, 2004] avec deux autres approches dont le but primordial est de déduire le meilleur ou le plus optimal.*

Abstract – *The size of a photovoltaic system up to determine the necessary number of the constituents solar panels photovoltaic (installed) to adopt a PV system sufficient to meet the needs of the load at any moment and the carrying capacity of the battery. To find a design and optimal storage, it is necessary that the mathematical model used to calculate the power delivered by the solar panel is more practical. To this end, in our article we have validated the model test [Lu Lin, 2004] with two models which simplify to deduce the best model or the 'optimal'.*

Mots clés: Module photovoltaïque - Modélisation - Puissance produite - Eclaircissement - Température du module.

1. INTRODUCTION

La conception de systèmes photovoltaïques optimisée est par nature difficile. En effet, coté source, pour un générateur photovoltaïque, la production de puissance varie fortement en fonction de l'éclaircissement, de la température, mais aussi du vieillissement global du système. Coté charge, que ce soit de nature continue, ou bien alternative, comme le réseau électrique, chacune a son comportement propre qui peut être aléatoire.

Pour que le générateur fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal, la solution communément adoptée est alors d'introduire un convertisseur statique qui jouera le rôle d'adaptateur source-charge. Pour des conditions données, c'est au point de puissance maximale de la caractéristique puissance en fonction de la tension que l'on exploite au mieux la puissance crête installée. Ces points correspondent donc au point de puissance optimale, terme traduisant le caractère relatif aux conditions d'éclaircissement et de température de la puissance fournie.

L'étude bibliographique a fait ressortir qu'il existe deux approches concernant la modélisation des capteurs photovoltaïques [1, 2]. La première nécessite d'effectuer des mesures sur le capteur une fois installé. C'est le cas des modèles Sandia et Cenerg. La deuxième approche consiste à se baser uniquement sur les données fournies par les constructeurs, ce qui est le cas des modèles Madison, Borowy *et al.*

En 2002, Jones *et al.* [3] ont proposé un autre modèle permettant de calculer la puissance électrique maximale aux bornes d'un capteur photovoltaïque. Cette dernière a un rapport réciproque avec la température du module et elle a en plus une relation logarithmique avec l'éclairement solaire absorbé par le module photovoltaïque.

Ils font apparaître comme paramètre la température du module, qui n'est autre que la température de fonctionnement des cellules photovoltaïques [3].

Dans cet article, nous avons étudié trois modèles qui déterminent la puissance crête aux bornes d'un générateur photovoltaïque. Ils ont permis de prendre en compte l'éclairement solaire absorbé par le capteur, la température ambiante et même les caractéristiques techniques du module dans les conditions standard.

2. CALCUL DE LA PUISSANCE À LA SORTIE DU MODULE

2.1 Première approche

Le modèle d'essai présenté ci-dessous permet de calculer la puissance maximale fournie par le module, en utilisant la température et l'éclairement solaire incident. Ce modèle a été élaboré et validé expérimentalement par Lu Lin en 2004 [4, 5].

$$P_m = -(a \times G + b) T_c + c \times G + d \quad (1)$$

P_m : Puissance maximale produite (W); a , b , c et d sont des constantes positives qui peuvent être connues expérimentalement; T_c : Température de la cellule, qui varie en fonction de l'éclairement et de la température ambiante, selon la relation linéaire suivante (7, 8).

$$T_c = T_a + [(NOCT - 20) / 800] \quad (2)$$

T_a : Température ambiante (K); NOCT : Température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal Operating Cell Temperature). Elle est définie comme étant la température de la cellule, si le module est soumis sous certaines conditions comme l'éclairement solaire (800 W/m^2), la distribution spectrale (AM 1.5), la température ambiante ($20 \text{ }^\circ\text{C}$) et la vitesse de vent ($> 1\text{m/s}$); G : Eclairement solaire incident sur un plan incliné (W/m^2).

2.2 Deuxième approche

La puissance produite du générateur photovoltaïque peut être calculée à partir de l'équation suivante [8]:

$$P = \eta \times S \times N \times G \quad (3)$$

S : Surface du module photovoltaïque; G : Eclairement solaire sur plan incliné (W/m^2); N : Nombre de modules constituant le champ photovoltaïque.

Le rendement instantané est représenté par la relation suivante [7, 8]:

$$\eta = \eta_r (1 - \gamma(T_c - T_0)) \quad (4)$$

η : Rendement de référence du module sous les conditions standards. ($T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$, $G = 1000 \text{ W/m}^2$ et AM1.5)

γ : Coefficient de température ($^\circ\text{C}$) déterminé expérimentalement, il est défini comme étant la variation du rendement du module pour une variation de $1 \text{ }^\circ\text{C}$ de la température de la cellule. Les valeurs typiques de ce coefficient se situent entre 0.004 et $0.006 \text{ }^\circ\text{C}$ [8].

L'intérêt de ce modèle réside dans sa simplicité et sa facilité de mise en oeuvre à partir des caractéristiques techniques données par le constructeur dans les conditions standard (la puissance totale P , la tension en circuit ouvert V_{co} , le courant de court-circuit I_{cc} et la surface du panneau).

2.3 Troisième approche

Le modèle mathématique (5) a été développé par Borowy et Salameh en 1996. Ce modèle est basé sur le circuit équivalent à une diode (Fig. 1).

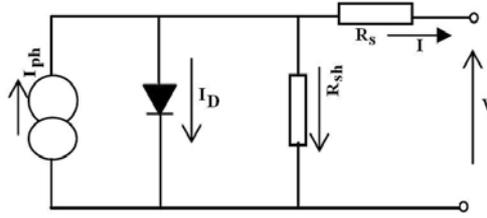


Fig. 1: Circuit équivalent à une diode [9]

Ce modèle fait usage des spécifications des modules photovoltaïques données par les fabricants. Donc il offre une façon très simple de connaître la puissance produite par les modules photovoltaïques [9, 10].

$$I_m = I_{cc} \cdot \left\{ 1 - \left[C_1 \exp\left(\frac{V_m}{C_2 \cdot V_{co}}\right) - 1 \right] \right\} + \Delta I \quad (5)$$

C_1 , C_2 sont des paramètres qui peuvent se calculer par les relations (6) et (7).

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}} \right) \times \exp\left(-\frac{V_{mp}}{C_2 \times V_{co}}\right) \quad (6)$$

$$C_2 = \frac{V_{mp}}{V_{co}} - 1 \Big/ \ln\left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}} \right) \quad (7)$$

ΔI est un paramètre qui dépend de la différence de température et de l'éclairement solaire. Il est défini par l'expression (8).

$$\Delta I = \alpha_0 \left(\frac{G}{G_0} \right) \cdot \Delta T + \left(\frac{G}{G_0} - 1 \right) \cdot I_{cc} \quad (8)$$

$$\Delta T = T_c - T_0$$

La tension V_m du module est déterminée par l'équation suivante:

$$V_m = V_{mp} \left[1 + 0.0539 \log \left(\frac{G}{G_0} \right) \right] + \beta_0 \cdot \Delta T - R_s \cdot \Delta I \quad (9)$$

La résistance série R_s est due à la contribution des résistances de base et du front de la jonction et des contacts face avant et arrière.

La puissance optimale à la sortie d'un module est déterminée par:

$$P_m = I_m \times V_m \quad (10)$$

3. ETUDE COMPARATIVE ET INTERPRETATION DES RESULTATS

Le module PV utilisé est fabriqué par BP Solar (polycristallin), constitué de 36 cellules connectées en série. Le **Tableau 1** donne les paramètres qui caractérisent le module en conditions standard [4]. Selon des mesures expérimentales effectuées sur un module BP Solar de 40 W, les constantes a, b, c et d sont égales, respectivement à 0.0002, 0.0004, 0.1007 et 0.1018 [4].

Nous avons ensuite conçu pour chaque modèle, un programme en Matlab de telle façon que chacun de ces programmes de calcul peut délivrer l'erreur relative commise en fonction de la température du module entre les valeurs estimées par le modèle d'essai de Lu lin et celles estimées par les autres modèles traités.

$$\text{Err} = \frac{|P_{\text{essai}} - P_{\text{simplifié}}|}{P_{\text{essai}}} \quad (11)$$

Les appréciations et les études sont effectuées pour plusieurs valeurs de l'éclairement solaire (300 W/m², 500 W/m² et 900 W/m²). Les résultats sont présentés sur les figures 2, 5, et 8 qui donnent la variation de la puissance maximale en fonction de la température du module. Les figures 3, 4 et 6, 7, 9 et 10 représentent les erreurs relatives commises sur la puissance pour chaque valeur de l'éclairement solaire. Nous allons ensuite comparer le deuxième modèle et le modèle de *Borowy et al.* avec le modèle d'essai.

Tableau 1: Caractéristiques électriques du module BP Solar en conditions standard [4]

| | |
|--|----------------------|
| Puissance maximale du module P_{max} | 40 W |
| Tension de circuit ouvert V_{CO} | 20 V |
| Courant de court-circuit I_{CC} | 2.6 A |
| Tension maximale | 16.5 V |
| Courant maximal | 2.42 A |
| Surface du module photovoltaïque | 0.357 m ² |
| Coefficient du rendement vs de la température | 0.0049 % |
| Coefficient de variation de I_{CC} vs de la température | 0.065 %/°C |
| Coefficient de variation de V_{CO} vs de la température | -90 mV/°C |
| NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) | 43 +/- 2 °C |

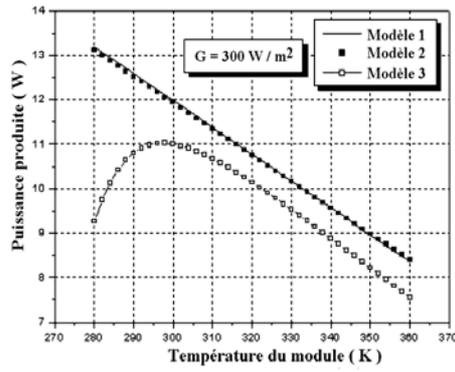


Fig. 2: Puissance maximale en fonction de la température, $G = 300 \text{ W/m}^2$

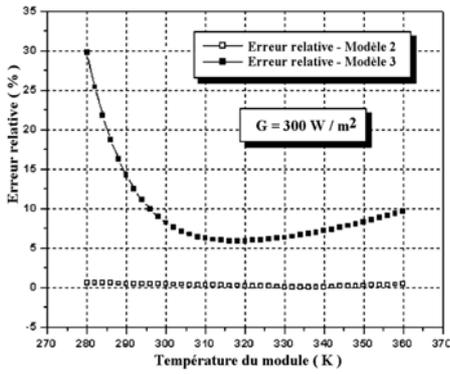


Fig. 3: Erreur relative commise par les deux modèles, $G = 300 \text{ W/m}^2$

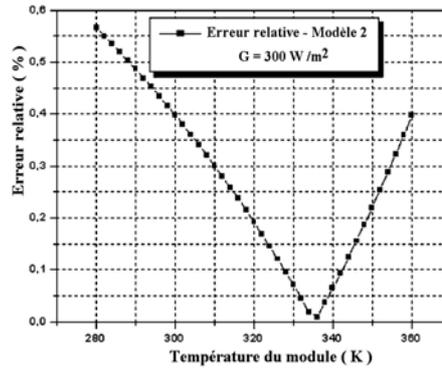


Fig. 4: Erreur relative commise par le deuxième modèle. $G = 300 \text{ W/m}^2$

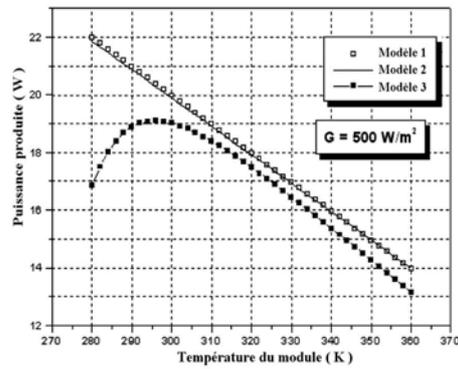


Fig. 5: Puissance maximale en fonction de la température, $G = 500 \text{ W/m}^2$

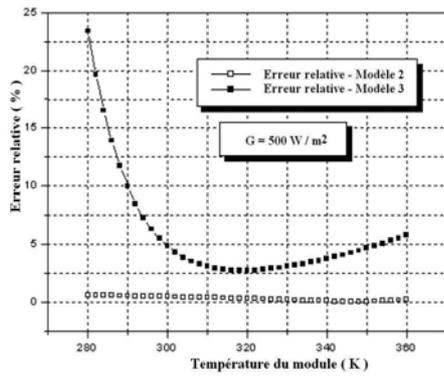


Fig. 6: Erreur relative commise par les deux modèles, $G = 500 \text{ W/m}^2$

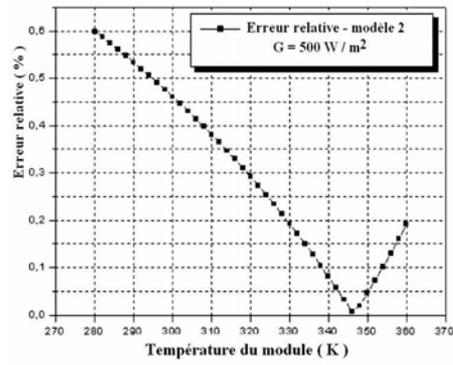


Fig. 7: Erreur relative commise par le deuxième modèle, $G = 500 \text{ W/m}^2$

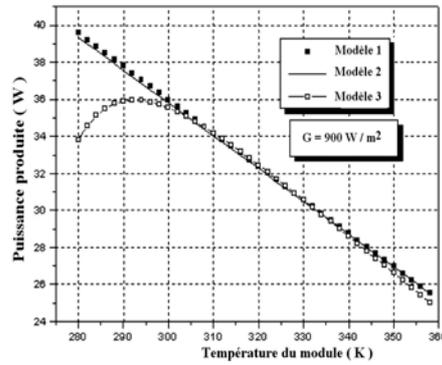


Fig. 8 : Puissance maximale en fonction de la température, $G = 900 \text{ W/m}^2$

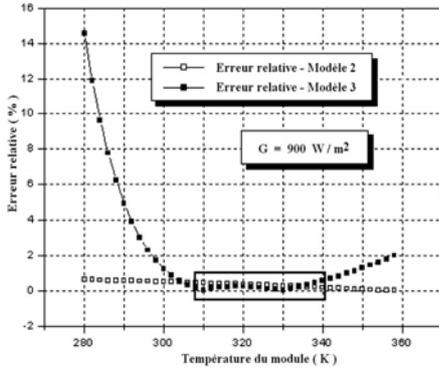


Fig. 9: Erreur relative commise par les deux modèles, $G = 900 \text{ W/m}^2$

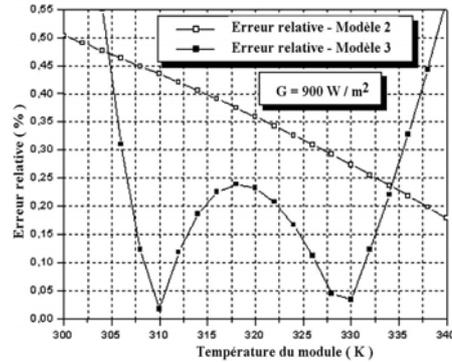


Fig. 10: Zoom- Erreur relative commise par les deux modèles, $G = 900 \text{ W/m}^2$

On remarque tout d'abord que la puissance maximale n'est pas proportionnelle par rapport à la température du module. On peut constater cette propriété même pour le troisième modèle, mais à partir d'une certaine température que l'on a déterminé des figures associées (Fig. 2, 5 et 8). En d'autres termes, la puissance produite maximale délivrée par le troisième modèle augmente progressivement avec l'accroissement de la température du module puis diminue. On peut dire aussi à propos de ces allures, que la pente $\Delta P_{\text{Produite maximale}} / \Delta T_{\text{Module}}$ est à la fois constante et négative pour les deux premiers modèles. En revanche, la pente change de signe pour le troisième.

Nous pouvons observer sur les figures 3, 4, 6, 7, 9 et 10 que les résultats de simulation du modèle 2 donne un très bon accord avec le modèle d'essai dans tous les cas où l'erreur est très réduite. On peut confirmer cette propriété même pour le troisième modèle, mais lorsque l'éclairement solaire est au-delà de 900 W/m^2 et pour des températures supérieures ou égale à 25°C .

D'autre part, c'est légitime de dire que lorsque la cellule est exposée au rayonnement, les photons créent des paires électron-trou avec une énergie plus grande que la bande d'énergie du semi-conducteur ($h\nu > E_g$). Ceci s'appelle l'effet photovoltaïque. Les porteurs de charge nouvellement créés dans la région d'épuisement sont séparés par le champ électrique existant. Ceci mène à une polarisation de la jonction PN et accumule un potentiel de tension appelé le photo-voltage. Dès qu'une charge sera reliée à la cellule, cette tension causera un courant (appelé le photo-courant) qui circulera dans la charge.

En effet, nous avons constaté également que la puissance de sortie est réduite par une augmentation de la température de module. Ceci peut être expliqué par la dépendance significative de la température à la tension V_{CO} de circuit ouvert.

Si la température croît à irradiation constante, la tension décroît alors que le courant croît légèrement. De ces données, on peut estimer qu'en fonction des conditions de fonctionnement auxquelles est soumis le module, on peut en déduire la puissance qu'il va pouvoir délivrer.

Le photo-courant augmente avec l'accroissement de la température de la cellule. Cette augmentation est due principalement à la diminution de la largeur de la bande interdite du matériau. Le courant direct de la jonction augmente aussi, mais beaucoup plus vite et entraînant une diminution de la tension de circuit ouvert.

4. CONCLUSION

Dans ce papier, nous avons présenté trois modèles mathématiques permettant de calculer la puissance maximale à la sortie du module photovoltaïque en fonction de conditions météorologiques. (Eclairement solaire et température du module).

C'est pourquoi, nous avons supposé que le premier est un modèle de référence, puisqu'il est conçu et basé à partir de l'expérience. Le logiciel Matlab par exemple peut faire apparaître les comportements émergents des trois modèles proposés.

D'après les résultats de la simulation numérique, nous avons constaté que les valeurs délivrées par le deuxième modèle sont les plus proches, c'est-à-dire, elles coïncident fortement avec celles trouvées par le modèle d'essai.

En effet, le modèle mathématique développé par Borowy et Salameh est favorable pour des très hautes valeurs d'éclairements solaires ($G \geq 900 \text{ W/m}^2$) et pour des valeurs des températures du module qui sont supérieures ou égales à $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Donc, on peut dire qu'il existe parfois un potentiel important de chaleur dans le module photovoltaïque qui reste à récupérer ou à évacuer pour augmenter son rendement et par conséquent sa puissance produite. Ce capteur PV peut jouer le rôle d'absorbeur vis-à-vis du capteur à air par exemple, pour palier au problème de l'augmentation de la température du module photovoltaïque.

De plus, une ventilation (quelle que soit naturelle ou forcée) du capteur PV permet à celui-ci d'améliorer sa productivité électrique, car le rendement photovoltaïque est plus élevé à température de fonctionnement plus basse. On peut même placer des serpentins en arrière des modules PV pour récupérer une portion de la chaleur afin de diminuer ses températures.

Finalement, on peut constater que l'enjeu en matière de recherche explique que la partie la plus importante concerne les composants photovoltaïques, mais sans pour autant mettre de côté le solaire thermique. Notamment, la question de modéliser des capteurs hybrides pour surmonter le problème de l'augmentation de la température de la cellule photovoltaïque.

REFERENCES

- [1] R. Chenni, M. Makhlouf, T. Kerbache and A. Bouzid, 'A Detailed Modelling Method for Photovoltaic Cells', *Energy*, Vol. 32, N°9, pp. 1724 – 1730, 2007.
- [2] D.L. King, J.A. Kratochvil, W.E. Boyson and W.I. Bower, '*Field Experience with a New Performance Characterization Procedure for Photovoltaic Arrays*', Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, USA.
- [3] A.D. Jones and C.P. Underwood, '*A Modelling Method for Building-integrated Photovoltaic Power Supply*', *Building Services Engineering Research and Technology*, Vol. 23, N°3, pp. 167 - 177, 2002.
- [4] Lin Lu, '*Investigation on Characteristics and Application of Hybrid Solar/Wind Power Generation Systems*', Ph.D Thesis, The Hong Kong Polytechnic University, 2004.
- [5] Lin Lu and H.X. Yang, '*A Study on Simulation of the Power Output and Practical Models for Building Integrated Photovoltaic Systems*', *ASME Journal of Solar Energy Engineering*, Vol. 126, N°3, pp. 1-7, 2004.
- [6] M. Belhadj, T. Benouaz et A. Chekmane, '*Approche Appliquée à l'Optimisation et Dimensionnement d'un Système Photovoltaïque: Application dans le Site de Bechar (Algérie)*', Actes de la Conférence Internationale sur les Energies Renouvelables et l'Environnement, Monastir, Tunisie, 19 Mars 2009.
- [7] T. Markvart, '*Solar Electricity*', John Wiley & Sons, Chichester, 1994.
- [8] S. Diaf, D. Diaf, M. Belhamel, M. Haddadi, A. Louche, '*A Methodology for Optimal Sizing of Autonomous Hybrid PV/Wind System*', *Energy Policy*, Vol. 35, N°11, pp. 5708 – 5718, 2007.
- [9] B.S. Borowy, Z.M. Salameh, L. Pierrat and Y.J. Wang, '*Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System*', *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Congrès, 1995 IEEE/PES Summer Meeting, Portland, OR, USA (23/07/1995), Vol. 11, N°2, pp. 367 -375, 1996.
- [10] M. Belhadj, '*Modélisation d'un Système de Captage Photovoltaïque*', Mémoire de Magister, Université de Béchar, Algérie, Juin 2008.