



Etude comparative des modèles pour un générateur photovoltaïque sis en Milieu Saharien

A.M.R Ghellab*, M.Sadok*, M.Dahbi

*Unité de Recherche en Energies Renouvelables sise MS-ADRAR, Algérie

Mail : ghabdelkader@yahoo.fr

Résumé— Cet article a pour but de valider le modèle adéquat, incorporant le gisement solaire, du générateur photovoltaïque sis en Milieu Saharien. Dans ce contexte, Nous avons effectué une étude comparative sur quelques modèles décrivant l'allure de la puissance délivrée du générateur PV, pour quelques jours types le long de l'année, afin de valider le modèle qui se rapproche le plus du système de pompage au niveau de notre Unité de Recherche en Energies Renouvelables URER-Adrar.

Mots-clés—Gisement solaire, photovoltaïque, pompage, Modèles de puissance.

I. INTRODUCTION

La puissance délivrée par un générateur PhotoVoltaïque PV dépend de ses spécifications. Une forme représentative de cette puissance est la caractéristique courant-tension I-V.

Un système PV est souvent soumis à des changements climatiques rendant son fonctionnement hors région (ou point) optimale. Souvent, un convertisseur est nécessaire pour assurer le fonctionnement optimal [8, 9, 12]. Plusieurs approches dans la littérature s'intéressent à la recherche du Point Maximal de Puissance (*Maximum Power Point Tracking*) MPPT [7, 10, 11].

Dans la section-II, quelques modèles théoriques décrivant le module PV (Type *Isofoton*, 75w), en se basant sur le circuit équivalent de la cellule solaire, des suppositions relatives, des données expérimentales et d'autres paramètres, sont présentés. Une étude comparative entre ces modèles, dans le but d'opter pour celui qui reflète le mieux (avec moins d'erreur) le gisement solaire pour un PV sis en Milieu Saharien, est effectuée dans la section-III. L'article est terminé par des discussions et conclusions dans la section IV.

II. MODELISATION DE QUELQUES MODELES DE PUISSANCE

Dans le but de rechercher un modèle reflétant le générateur PV sis en milieu Saharien, ce paragraphe présente une étude comparative entre quelques modèles.

A. Premier Modèle

La tension aux bornes du PV ainsi que le courant circulant dans la charge sont fortement relatifs aux grandeurs climatiques ; éclairage solaire et température. Le modèle suivant [1, 2], simule la puissance délivrée en fonction de ces grandeurs.

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

Où P_m est la puissance maximale produite en (Watt). Les coefficients a , b , c et d sont des constantes positives définies expérimentalement [13]. T_c est la température de cellule définie relativement à l'éclairage G et à la température ambiante T_a [4, 5] :

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

Avec, NOCT, la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire et est définie par T_c lorsque $G=800 \text{ w/m}^2$ et $T_a=20^\circ\text{C}$.

B. Deuxième Modèle

Ce modèle mathématique a été développé dans [3], [4]. Ce modèle est conçu à partir du circuit équivalent, d'une cellule solaire, montré sur Fig. 1.

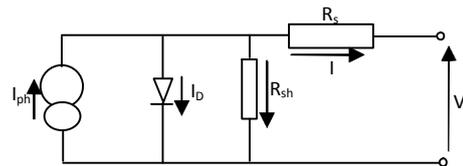


Fig. 1 Circuit équivalent d'une cellule solaire

$$I_m = I_{CC} \cdot \left\{ 1 - \left[C_1 \cdot \exp\left(\frac{V_m}{C_2 V_{CO}}\right) - 1 \right] \right\} + \Delta I \quad (3)$$

Tel que C_1 et C_2 sont définis par :



$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}}\right) \cdot \exp\left(\frac{-V_{mp}}{C_2 V_{co}}\right) \quad (4)$$

$$C_2 = \left(\frac{V_{mp}}{V_{co}} - 1\right) / \ln\left(1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}}\right) \quad (5)$$

ΔI est défini relativement à la différence dans la température et dans l'éclairement :

$$\Delta I = \alpha_0 \left(\frac{G}{G_0}\right) \Delta T + \left(\frac{G}{G_0} - 1\right) I_{cc} \quad (6)$$

$$\Delta T = T_c - T_0 \quad (7)$$

La tension V_m du module est donné par :

$$V_m = V_{mp} \left[1 + 0.0539 \log\left(\frac{G}{G_0}\right)\right] + B_0 \cdot \Delta T - R_s \cdot \Delta I \quad (8)$$

Où R_s est la résistance série.

La puissance optimale de la surface est définie par :

$$P_m = I_m \cdot V_m \quad (9)$$

C. Troisième Modèle

Dans ce modèle, la puissance délivrée est calculée par la relation suivante [6] :

$$P_m = \eta \cdot S \cdot N \cdot G \quad (10)$$

Où N est le nombre de modules constituant le champ photovoltaïque, S est la surface d'un module et η est le rendement instantané défini par [5, 6] :

$$\eta = \eta_r (1 - \gamma (T_c - T_0)) \quad (11)$$

Avec η_r est le rendement de référence du module sous les conditions standards ($T_a = T_0 = 25^\circ\text{C}$ et $G = 1000 \text{ w/m}^2$).

γ , indique le changement du rendement d'un module qui correspond à une variation de 1°C de la température de la cellule. Ce coefficient est de l'ordre de 0.004 à 0.006 [6].

Ce modèle a l'avantage de simplicité de mise en œuvre en se basant seulement sur les caractéristiques techniques données par le constructeur.

Notre étude expérimentale et modélisation sont effectuées sur un système PV pour pompage sis en Milieu Saharien. Le type du générateur PV est « *Isofoton, 75W* ».

Nous sommes basés sur les données mesurées expérimentalement de la tension et du courant et sur l'acquisition de données d'éclairement et de température pour quelques jours types, le long de l'année 2011. Cette étude est effectuée dans le but d'opter pour un modèle qui reflète, le mieux (avec le moins d'erreur), le PV sis en Milieu Saharien.

Les jours types utilisés sont les suivants, avec un pas d'une minute:

- Le premier jour type : le 18 janvier 2011 de 8h :20mn à 16h :28mn,
- Le deuxième jour type : le 17 avril 2011 de 8h :18mn à 15h :07mn,
- Le troisième jour type : le 25 mai 2011 de 7h :25mn à 19h :42mn,
- Le quatrième jour type : le 13 septembre 2011 de 7h :10mn à 19h :01mn,
- Le cinquième jour type : le 14 septembre 2011 de 6h :49 mn à 18h :59mn,
- Le sixième jour type : le 11 octobre 2011 de 7h :04 mn à 18h :28mn,
- Le septième jour type : le 15 novembre 2011 de 7h :27mn à 18h :01mn,
- Le huitième jour type : le 27 novembre 2011 de 8h :26mn à 17h :57mn,

Fig. 2 présente une comparaison entre le modèle d'essai et le premier modèle (Paragraphe II.A) pour les huit jours types. L'erreur analysée dans cette étude est l'erreur de différence (Puissance d'essai – puissance simulée).

Nous observons, à partir de la Fig. 2 que le modèle simulé suit le modèle d'essai avec une faible erreur sauf que l'erreur est importante localement au moment de changement continu de l'éclairement pendant la journée (montée et descente de l'éclairement). En ces moments l'algorithme MPPT recherche la tension correspondante à l'optimum ce qui, selon l'algorithme d'optimisation utilisé, induit des oscillations de la tension autour de ce point avant de s'en stabiliser. Ainsi, à cet effet, l'erreur est plus importante en ces moments, sinon l'erreur est quasi-uniforme et le modèle suit régulièrement l'essai expérimental. Pour confirmer cela, prenons, à titre d'exemple, le 6^{ème} jour type ; l'éclairement correspondant et la tension contrôlée (avec la recherche du Point de Puissance Maximal MPP). Cela est présenté dans Fig. 3.

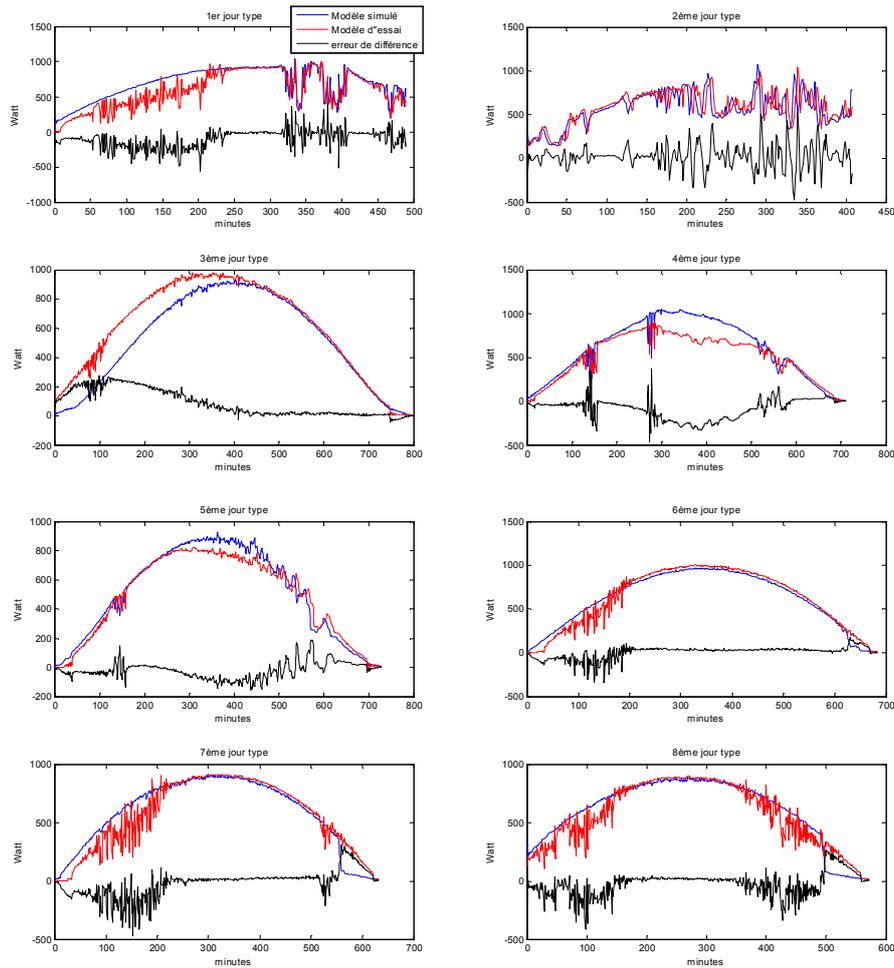


Fig. 2 Comparaison du premier modèle au modèle
d'essai

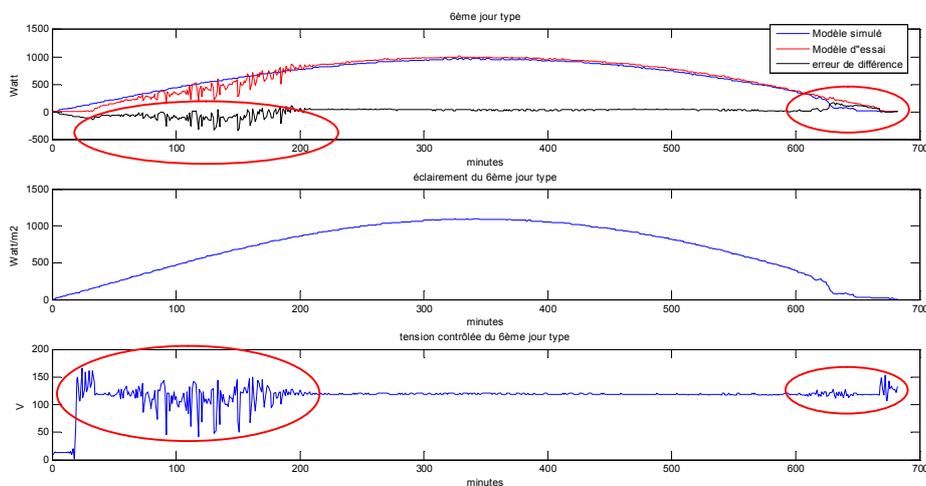


Fig. 3 Erreur due à la recherche du MPP pour jour type-6.

Ainsi, de la Fig. 3, nous constatons bien que l'erreur commise, cerclée, de ce modèle en suivant le modèle d'essai est bien due à la tension contrôlée (au modèle d'essai) lors du changement climatique continu. Ce modèle présente une

erreur faible et uniforme, en d'hors de la région cerclée qui correspond à l'oscillation de la tension contrôlée, et est donc jugé efficace est reflétant pour celui de l'expérimentation.



De la même façon, Fig. 4 présente une comparaison entre le modèle d'essai et le deuxième modèle (paragraphe II.B) pour les huit jours types.

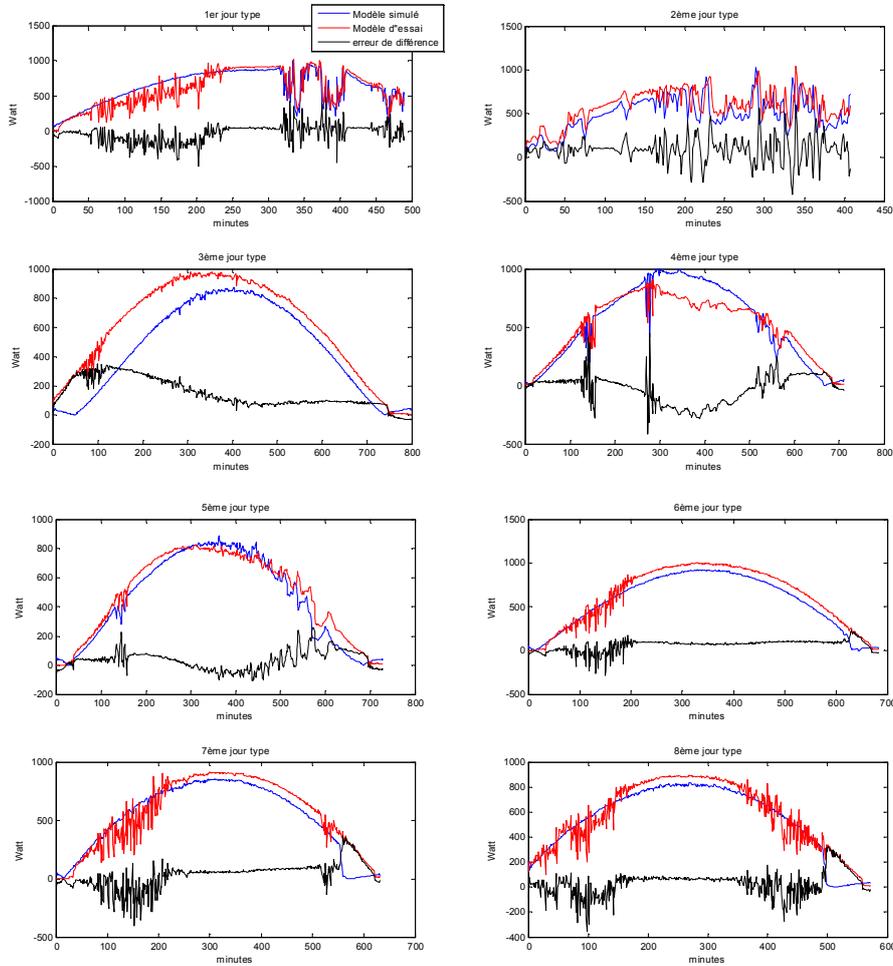


Fig. 4 Comparaison du deuxième modèle au modèle d'essai

Nous pouvons constater que l'allure de la puissance pour ce modèle (deuxième modèle, Fig. 4) suit celle du modèle d'essai mais, en plus de l'erreur due au contrôle de la tension, ce modèle présente une erreur plus importante par rapport au premier. Pour le prouver, traçons les deux allures des deux erreurs et soit pour le jour type-8 dans Fig. 5.

Fig. 5 montre bien que le deuxième modèle présente une erreur plus importante que celle présentée par le premier.

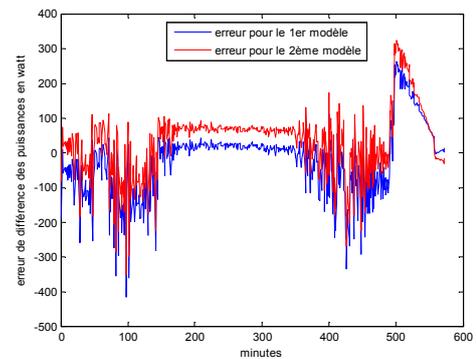


Fig. 5 Comparaison entre le premier et le deuxième modèle pour le jour type-8



De même que pour les deux modèles précédents, Fig. 6 présente une comparaison entre le modèle d'essai et le troisième modèle (paragraphe II.C) pour les huit jours types.

Nous pouvons constater que l'allure de la puissance pour ce modèle (troisième modèle, Fig. 6) suit celle du modèle d'essai mais, en plus de l'erreur due au contrôle de la tension, ce modèle présente une erreur plus importante par rapport au premier et au deuxième modèles. Pour le prouver, traçons les trois allures des trois erreurs des trois modèles et soit pour le jour type-6 dans la Fig. 7.

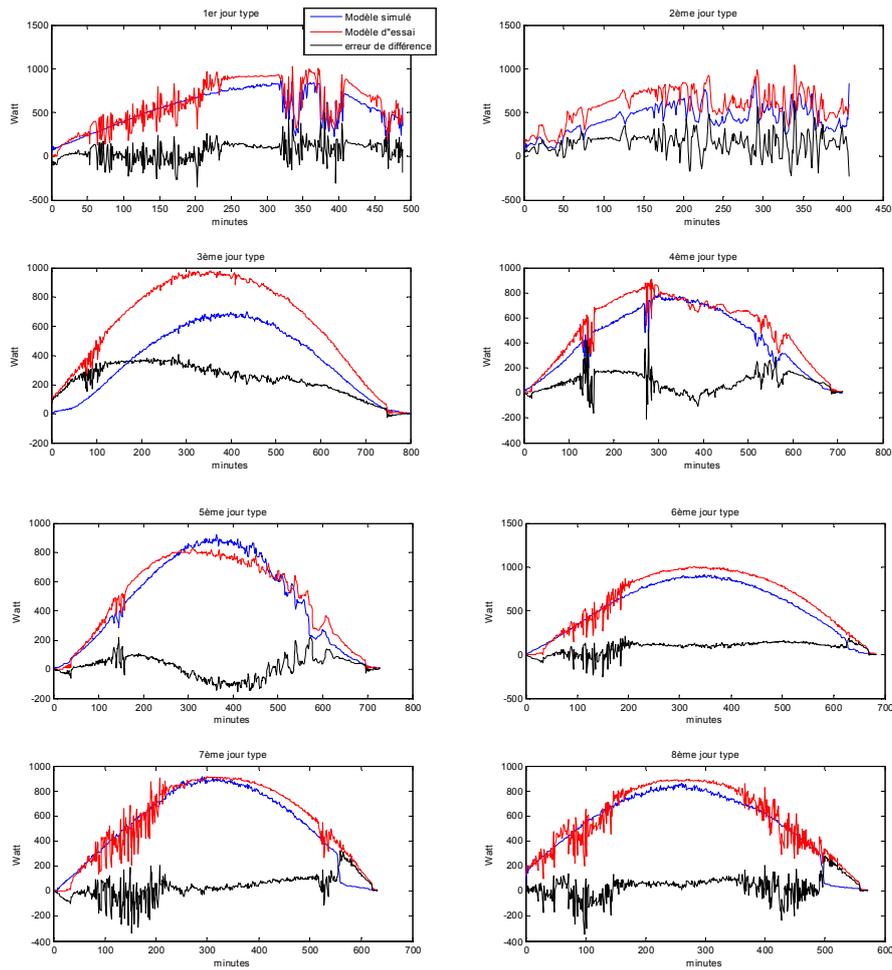


Fig. 6 Comparaison du troisième modèle au modèle
d'essai

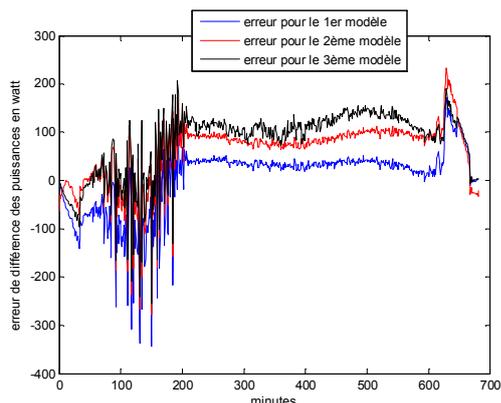


Fig. 7 Comparaison entre les trois modèles pour le jour type-6.

Fig. 7 montre bien que le troisième modèle présente une erreur plus importante que celles présentées par les deux premiers modèles.

Ce troisième modèle présente l'avantage de simplicité dans sa mise en œuvre mais présente en revanche l'erreur la plus importante parmi les trois modèles étudiés dans cette section.

IV. CONCLUSION

Cet article présente une comparaison de quelques modèles pour le générateur PV dans le but d'opter pour le modèle qui reflète le PV sis en Milieu Saharien.

A partir de l'analyse des allures de puissance obtenues par les différents modèles, il est clair que le premier modèle apporte une présentation plus fidèle au modèle d'essai par rapport aux deux autres modèles présentés dans ce travail.

En plus, le contrôle de la tension en recherchant le Point Maximal de Puissance MPP augmente la différence entre le modèle d'essai et le modèle opté, c'est donc en fait une erreur commise dans le modèle d'essai. Et comme la validation d'un modèle reflétant celui de l'expérimentation a un but commun avec La Recherche du Point Maximal de Puissance MPPT, c'est le fonctionnement optimal, il est donc intéressant d'appliquer un algorithme de MPPT plus performant assurant moins d'oscillations et donc une optimisation de convergence pour le modèle opté vers le modèle d'essai, cela sera un travail futur, dans ce cadre, et ajoutera au modèle opté plus de fidélité au PV considéré.

REFERENCES

- [1] Lin Lu, *Investigation on Characteristics and Application of Hybrid Solar/Wind Power Generation Systems*, Ph.D Thesis, The Hong Kong Polytechnic University, 2004.
- [2] 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.
- [3] 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, USA (23/07/1995), Vol. 11, N°2, pp. 367 -375, 1996.

- [4] M. Belhadj, *Modélisation d'un Système de Captage Photovoltaïque*, Mémoire de Magister, Université de Béchar, Algérie, Juin 2008.
- [5] T. Markvart, *Solar Electricity*, John Wiley & Sons, Chichester, 1994.
- [6] 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.
- [7] G. Walker, *Evaluating MPPT converter topologies using a Matlab PV Model*, Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC '00, Brisbane, 2000.
- [8] A. Oi, *Design and simulation of photovoltaic water pumping system*, Theses Master of Science in Electrical Engineering, California Polytechnic State, University San Luis Obispo, 2005.
- [9] M. Angel Cid Pastor, *Conception et réalisation de modules photovoltaïques Electriques*, Thèse présentée en vue de l'obtention de grade de Docteur de l'Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse 2006.
- [10] C. Cédric, *Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque*, Thèse de doctorat université Toulouse, 2008.
- [11] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo and M. Vitelli, *Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method*, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol.20, No. 4, pp. 16-19, Mar. 2004.
- [12] M. Belhadj, T. Benouaz, A. Cheknane et S.M.A Bekkouche, *Estimation de la puissance maximale produite par un générateur photovoltaïque*, Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°2 (2010) 257 – 264.
- [13] LU LIN, *Investigation on Characteristics and Application of Hybrid Solar-Wind Power Generation Systems*, thesis Phd. The Hong Kong Polytechnic University, 2004.