

MODELISATION ET CARACTERISATION D'UN MODULE SOLAIRE HYBRIDE THERMIQUE-ELECTRIQUE (PVTH)

J. D. Lan Sun Luk, P. Jeanty*, M. Bessafi*, J.P. Chabriat*, P. Pinteau**

* Université de La Réunion (LE2P), BP7151, 97715 St-Denis, Réunion, France

** LE2P : lanson@univ-reunion.fr, ** PHPS : Email : philippe.pinteau@phps.fr

RESUME

Ce papier présente les résultats préliminaires obtenus dans le développement d'un module hybride thermique-électrique (PVTH). Il a pour objectif d'améliorer les performances électriques des photovoltaïques et la récupération d'énergie sous forme thermique via deux fluides : l'air et l'eau. Un prototype a été réalisé, instrumenté et testé au sein d'une plateforme solaire. Le modèle validé permettra d'optimiser le dimensionnement du prototype en fonction des contraintes environnementales d'utilisation. Les premiers résultats obtenus sont encourageants en terme de potentialités.

1. INTRODUCTION

Parmi les différentes formes d'énergie renouvelable, le solaire connaît une croissance annuelle importante tant dans le domaine de la thermique que celui de l'électrique. Sur le segment des habitations individuelles [5], la limitation des surfaces disponibles en toiture est une contrainte à venir. Pour limiter cet impact, nous proposons de coupler le solaire thermique avec le solaire électrique en s'appuyant sur les composants existants. Nous proposons l'étude d'un prototype développé à l'Université de La Réunion en collaboration avec un bureau d'étude local PHPS. Les efforts conjoints de ces deux partenaires ont permis de modéliser et de réaliser un prototype présenté à la figure 1. Ce papier présente les premiers résultats théoriques et expérimentaux obtenus.

2. PRESENTATION DU PROTOTYPE

L'appareil est constitué de deux équipements standards combinés entre eux en vue d'obtenir l'effet désiré qui consiste à refroidir les cellules photovoltaïques en chauffant de l'eau sanitaire et de l'air. Ces deux équipements sont, d'une part, un panneau photovoltaïque (PV) BP 380 de chez *BP Solar* d'une puissance de 80 Wc, et d'autre part, un capteur de chauffe-eau thermique (CES) avec absorbeur type SR2 de chez *Pacific Industries*.

Le premier adhère au second par collage à la résine époxy, permettant ainsi de transférer la chaleur dégagée par les cellules photovoltaïques à l'absorbeur du CES et son réseau de circulation d'eau sanitaire.

L'ensemble a été placé dans un caisson en acier fabriqué sur mesure, avec les parties actives du PV et du CES exposées au soleil sous vitre.

L'appareil, enfin, a été installé à l'extérieur, en lumière naturelle, sur la terrasse technique d'un bâtiment de la faculté des sciences et technologies.

La partie thermique est reliée à un ballon de stockage de CES dissocié standard, d'une capacité de 305 L, avec en ligne une pompe de circulation. La tuyauterie de liaison est en cuivre, de diamètre 1", avec une gaine d'isolation thermique.

Un module d'extraction d'air est relié directement à l'espace d'air compris entre la vitre supérieure et les cellules photovoltaïques. Ce module comprend 4 ventilateurs de 12V-0,6A chacun offrant un débit maxi de 45 L.s⁻¹.



Inclinaison	: 21°
Orientation NS	: 11° E
Altitude	: 60 m
Latitude	: 20° 53' S
Longitude	: 55° 30' E

Figure 1. Prototype hybride PVTH

L'instrumentation de ce prototype a été réalisée tant sur le plan thermique (capteur de température de type thermocouple) que sur le plan électrique (relevé de caractéristiques électriques en ligne). Nous disposons également d'une station météorologique sur la plateforme.

3. MODELISATION

Nous avons choisi une modélisation systémique [1,3,4] distincte pour la partie thermique et la partie électrique. Seule la température du PV est injectée dans le modèle électrique du PV pour calculer ses caractéristiques électriques.

3.1 Modélisation de la partie thermique

Pour calculer les différentes températures, nous effectuons un bilan de puissance thermique au niveau de l'absorbeur [2]. La figure 2 présente la modélisation des échanges thermiques au sein de la structure PVTH. L'écriture des bilans de puissance à chaque interface, nous donne un système d'équations à 5 inconnues : T_{abs} (température de l'absorbeur), T_{pv} (température du PV), T_c (température de la vitre), T_f (température de l'air) et T_w (température de l'eau).

La résolution de ce système d'équation nous permet de déterminer les différentes températures en régime stationnaire. Nous adoptons un pas temporel journalier pour ce travail.

La principale difficulté à ce niveau, consiste à quantifier ou estimer, à partir des données des constructeurs ou des études bibliographiques, la valeur des différents paramètres thermiques des matériaux et coefficients d'échange aux interfaces.

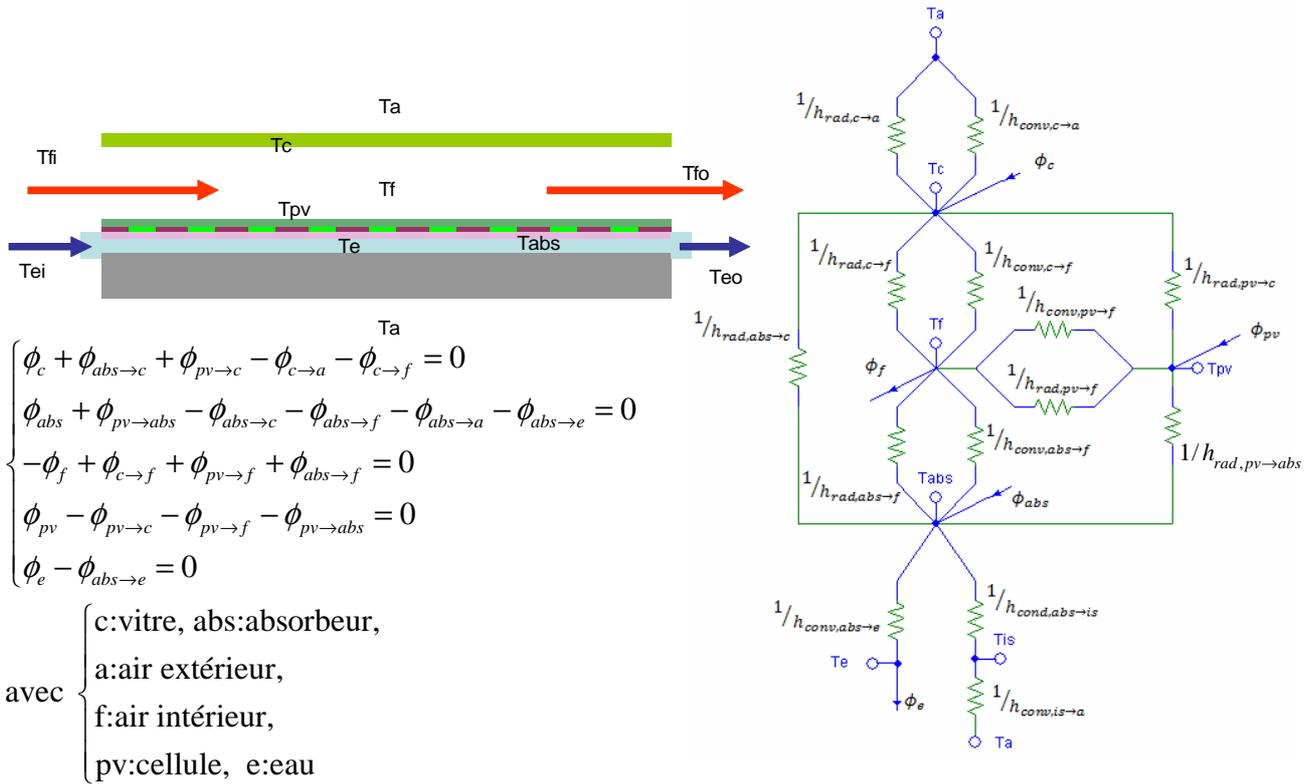


Figure 2 : Modélisation des transferts thermiques

3.2 Modélisation de la partie électrique

Pour la partie électrique, nous utilisons un modèle de type semi-conducteur conventionnel [6] à une diode, pour calculer les performances électriques du PV (figure 3).

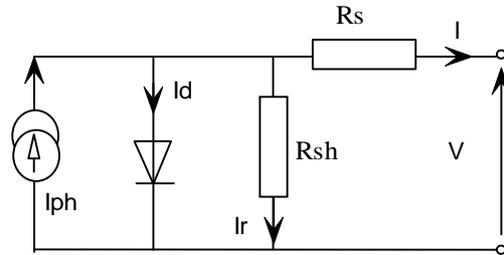


Figure 3. Modélisation électrique du PV

En appliquant les lois de Kirchoff, nous obtenons le système d'équations suivant pour une cellule:

$$\begin{cases} I = I_{ph} - I_d - I_r \\ I_d = I_{sat} * (\exp(\frac{V_d}{V_{th}}) - 1) \\ V = -R_s \cdot I + V_d \\ V_d = R_{sh} \cdot I_r \\ V_{th} = \frac{mkT}{q} \end{cases} \quad \text{avec} \quad \begin{cases} I_{cc_Tr} = \frac{I_{cc_{PV}}}{N_p} \\ V_{oc_Tr} = \frac{V_{oc_{PV}}}{N_s} \\ R_s = R_{s_{PV}} \frac{N_p}{N_s} \\ R_{sh} = R_{sh_{PV}} \frac{N_s}{N_p} \end{cases} \quad (1)$$

Par substitution des variables, nous obtenons une équation de la forme $f(I, V) = 0$:

$$f(I,V) = Iph - Isat * (\exp(\frac{V + Rs.I}{Vth}) - 1) - \frac{V + Rs.I}{Rsh} - I = 0 \quad (2)$$

La dépendance à la température (Ta en K) et au rayonnement (Flux en W.m⁻²) de la cellule apparaît dans les expressions des courants et tensions au niveau de la cellule. Soit Tr la température de référence utilisée pour la caractérisation de la cellule en laboratoire pour la mesure de Voc_{PV}, Icc_{PV} et de aIcc, respectivement, la tension pour charge infinie, le courant pour une charge nulle et le coefficient de variation du courant de court-circuit en fonction de la température. Nous avons pour les différents courants, les expressions suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} Isat_Tr = \frac{Icc_Tr}{\exp(Voc_Tr/Vth_Tr) - 1} \\ Isat = Isat_Tr \left(\frac{Ta}{Tr}\right)^{3/m} \exp\left(\frac{-Eg}{m Vth_Ta} \frac{Tr - Ta}{Tr}\right) \text{ avec } \left\{ \begin{array}{l} Vth_Tr = \frac{mkTr}{q} \\ Vth_Ta = \frac{mkTa}{q} \end{array} \right. \\ Iph = Icc_Tr \frac{Flux}{1000} (1 + aIcc (Ta - Tr)) \end{array} \right. \quad (3)$$

La résolution de l'équation (2) s'effectue par une méthode itérative d'ordre 1 de type Newton. De cette caractéristique électrique, nous déterminons le point de fonctionnement optimal, de puissance maximale Pm, de coordonnées (Vm,Im), associée à une charge optimale Rop.

A partir d'un relevé de caractéristiques électriques en milieu contrôlé (Flux=1 kW.m⁻² et Tr=25°C), nous estimons les paramètres du modèle à l'aide d'une méthode itérative minimisant un critère quadratique au sens des moindres carrés. Nous obtenons les résultats suivants pour les différents paramètres du PV: m=1.37, Rs=0.2 Ω, Rsh=380 Ω, Voc=22 V et Icc=4.8 A.

4. CONFRONTATION THEORIE-EXPERIENCE

Le modèle développé avec les paramètres estimés sur des cas standard, est confronté aux mesures expérimentales pour les températures au niveau de l'absorbeur (Tabs) et du PV (Tpv). Les confrontations au niveau thermique sont données à la figure 4.

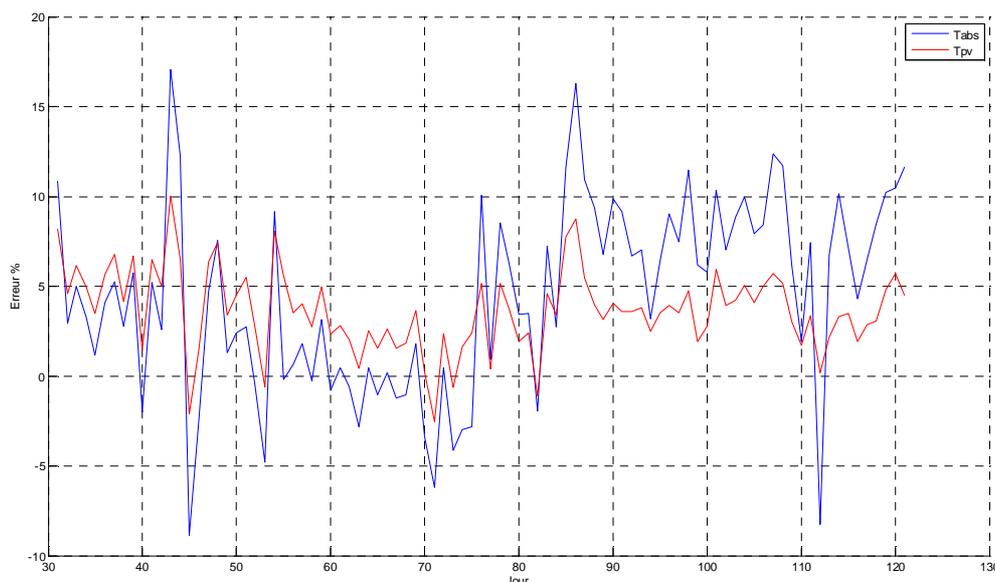


Figure 4 : Erreur relative de prédiction des températures de l'absorbeur et du PV.

Nous observons une bonne prédiction des résultats avec des erreurs quadratiques relatives de 7 % pour la température de l'absorbeur et de 4.5 % pour le PV sur une période de 90 jours.

Néanmoins, nous constatons que les performances thermiques et électriques sont médiocres sur le plan expérimental, comme l'indique la figure 5. Dans ce cas de figure, nous avons coupé la circulation du fluide supérieur (air). Nous notons une forte élévation de la température du PV même en présence d'une circulation forcée du fluide inférieur (eau). L'écart de température existant entre l'absorbeur et le PV montre un mauvais transfert de chaleur à ce niveau. Après analyse plus fine, nous avons pu identifier l'élément défectueux. La résine utilisée ne possédait pas les caractéristiques adéquates sur le plan thermique : tenue dans le temps et conductivité thermique suffisante.

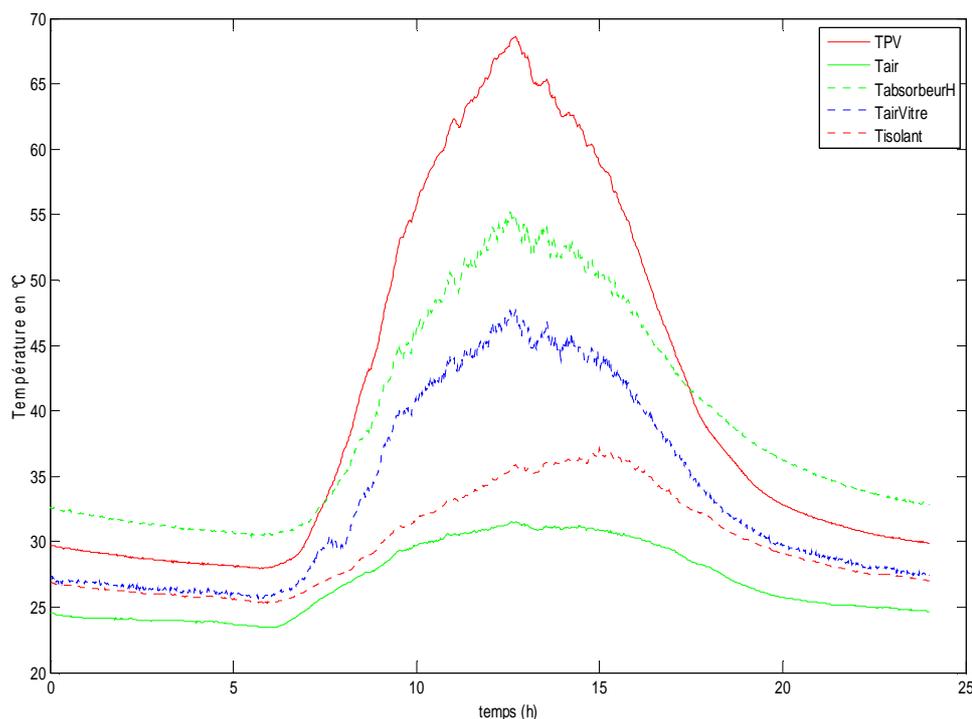


Figure 5. Comportement thermique du PVTH sur site pour une journée

De même, à l'aide des paramètres précédemment identifiés sur une courbe standard du constructeur, le PV a été caractérisé in situ, par un dispositif développé au sein du LE2P, permettant d'effectuer le relevé des caractéristiques électriques en ligne. Un système d'acquisition dédié permet de relever la caractéristique électrique $I=F(V)$, avec un pas temporel d'une minute. De cette caractéristique expérimentale, nous en déduisons le point de fonctionnement optimal et nous le comparons à celui fourni par le modèle précédemment identifié pour un flux et une température donnés.

De notre base de données, nous avons extrait des caractéristiques pour un flux donné avec une tolérance de 10%, avec 5 valeurs de températures différentes. Nous avons comparé les puissances maximales théoriques et expérimentales. A la figure 6, nous voyons une adéquation entre le modèle et l'expérimentation (MSE inférieure à 20%) pour des températures inférieures à 80°C et des rayonnements inférieurs à 1 kW.m⁻². L'erreur relative quadratique (RMSE en %) est de 14.1%.

Cette erreur importante vient d'un fonctionnement trop élevé en température insuffisamment pris en compte dans nos modèles.

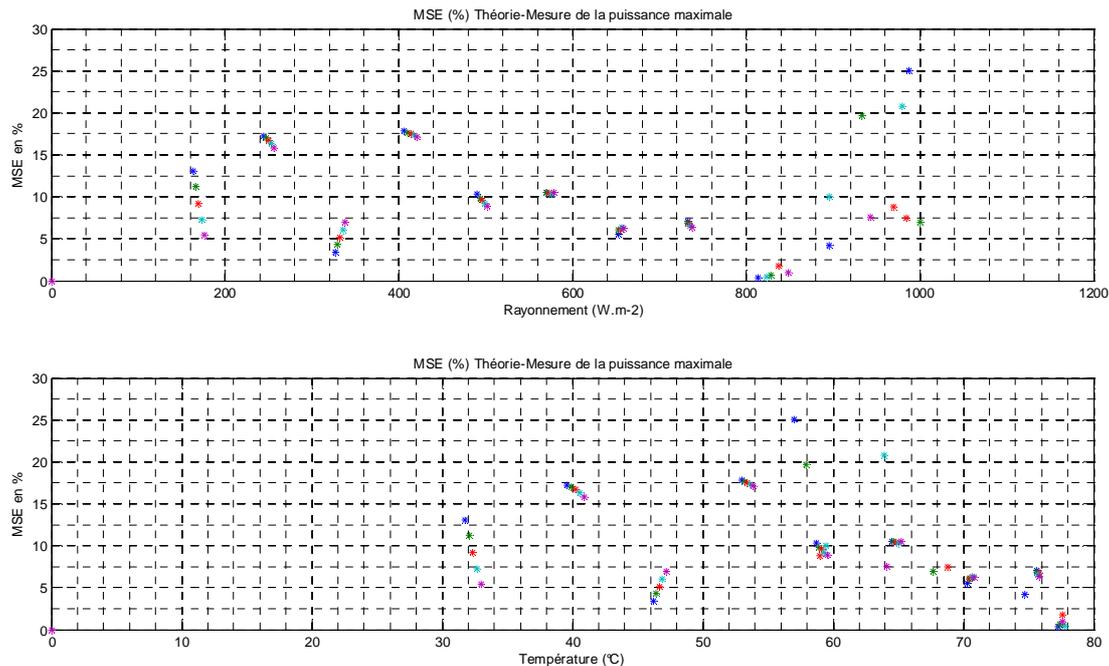


Figure 6 : Erreur de prédiction de la production électrique

5. CONCLUSION

L'étude menée sur ce PVTH n'a pas été concluante en terme de performances électriques et thermiques. Néanmoins, ce travail nous a permis de valider nos modèles et de jeter les bases des nouvelles pistes de recherche. L'analyse de ces résultats nous a permis de voir les faiblesses de notre premier prototype.

Nous travaillons en priorité, à la diminution de la température des panneaux photovoltaïques par le choix de nouveaux matériaux à l'interface PV et absorbeur. Le dimensionnement des extracteurs d'air sera affiné à l'aide des modèles disponibles.

Ce travail a été mené dans le cadre d'une convention entre l'Université de La Réunion et la société PHPS par plusieurs étudiants stagiaires : Julien Zettor, Jean Christophe Payet.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. L. W. Florschuetz, "Extension of the Hotel-Willier model to the analysis of combined PV/T flat plate collectors". Solar Energy, Vol. 22, 1979, p. 361-366
2. A. Tiwari, M. S. Sodha, "Performance evaluation of solar PV/T system : an experimental evaluation". Solar Energy, Vol 80, 2006, p. 751-759.
3. T. T. Chow, "Performance analysis of photovoltaic-thermal collector by explicit dynamic model". Solar Energy, Vol 75, 2003, p. 143-152.
4. Y. B. Assoa, C. Menezé, R. Yezou, J. Brau, G. Fraisse, "Etude d'un concept de capteur solaire hybride Photovoltaïque/thermique sur support métallique". JITH2005, Tanger, Maroc.
5. G. Fraisse, C. Ménézo, and K. Johannes, "Energy performance of water hybrid PV/T collectors applied to combisystems of Direct Solar Floor type". Solar Energy, Vol 81, 2007, p. 1426-1438
6. G. Walker, "Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV model". Journal of Electrical & Electronics Engineering, Australia, IEAust, vol.21, No. 1, 2001, pp.49-56.