SIMULATIONS 3D DU TRANSFERT CONVECTIF SUR UN PANNEAU PHOTOVOLTAIQUE

[1, 2] Dakouo Koita, [1,*] Catalin Popa, [3] Bruno Robert, [4] Blaise Mathilde, [4] Michel Feidt

[1] GRESPI EA 4694, Université de Reims Champagne-Ardenne, Reims, France
[2] École Nationale d'Ingénieurs Abderhamane Baba TOURE
[3] CRESTIC EA 3804, Université de Reims Champagne-Ardenne, Reims, France
[4] LEMPTA UMR 7563, Université de Lorraine, Vandeouvre-les-Nancy, France

* Auteur correspondant: catalin.popa@univ-reims.fr

Résumé

L'objectif principal de cette étude est l'optimisation de la production d'électricité d'une centrale photovoltaïque d'une puissance de 50MWc, située à KITA dans une zone dont le climat est caractérisé par de hautes températures. La connaissance de la température des cellules photovoltaïques (PV) est d'une importance significative pour la prédiction de l'efficacité que le système PV peut atteindre pendant le fonctionnement. Dans cette étude on se focalise sur l'analyse de l'écoulement de convection forcée laminaire autour d'un panneau PV, élément principal d'une centrale photovoltaïque, soumis aux conditions climatiques spécifiques du Mali pour une journée type, c'est-à-dire la température ambiante, l'éclairement ainsi que la vitesse et la direction du vent. Les équations de transport de masse, de quantité de mouvement et de l'énergie sont résolues numériquement en utilisant la méthode des volumes finis. Nos résultats montrent que la prise en compte de l'effet du vent joue un rôle important dans l'estimations de température des cellules photovoltaïques.

Mots-clés : panneaux photovoltaïques ; température de fonctionnement ; transfert convectif ; simulation numérique

Introduction

L'énergie solaire est la source la plus propre et durable disponible en grande quantité pour une grande majorité de la population mondiale. Environ 108 TWh d'énergie solaire arrivent à la surface de la terre chaque année correspondant à un potentiel de 8000 fois plus grand que la quantité d'énergie demandée dans le monde [1]. Seule une infime partie de cette énergie est exploitée par l'homme pour ses besoins quotidiens. La production industrielle d'électricité d'origine solaire relève de deux filières : le solaire photovoltaïque et le solaire thermique. La filière photovoltaïque contribue exclusivement à la génération de l'énergie électrique au moyen de panneaux solaires photovoltaïques tandis que la filiale thermique contribue non seulement à la génération de courant électrique au moyen d'une turbine à vapeur surchauffée mais aussi à la production d'eau chaude sanitaire ou à la production de chaleur pour réchauffer les bâtiments.

Les performances électriques des générateurs photovoltaïques (PV) sont fortement dépendantes de la température de fonctionnement. Il est connu que la tension à vide diminue avec l'élévation de température et que, dans une moindre mesure, le courant photovoltaïque augmente avec elle. Il en résulte une diminution importante de la puissance maximale disponible lorsque la température augmente. La documentation technique des panneaux

photovoltaïques indique deux coefficients permettant de corriger les caractéristiques principales de manière proportionnelle. Ces caractéristiques sont définies dans des conditions d'essai standard (STC) incluant entre autres la température ambiante. Cette approche permet d'obtenir des résultats ordinairement satisfaisants bien que peu précis. En effet, le phénomène photoélectrique est en réalité sensible à la température du cristal semi-conducteur dans lequel il se produit. La cellule est emprisonnée entre différentes couches de matériaux réalisant, entre autres, le traitement optique et lui donnant sa résistance mécanique. On propose donc de faire précéder la simulation électrique du générateur d'une étude thermique permettant d'évaluer plus précisément la température des cellules photovoltaïques. Par conséquent, on se focalise dans cette étude sur l'analyse de l'écoulement de convection forcée laminaire autour d'un panneau PV, élément principal d'une centrale photovoltaïque. Indépendamment de l'amélioration de la précision dans l'estimation de la température des cellules, cette approche nous permettra également de prendre en compte l'influence du vent sur la performance des panneaux PV, ce qui n'est pas possible par l'approche classique basée sur la température ambiante.

Au cours du fonctionnement des modules PV, leurs cellules s'échauffent à cause d'un certain nombre de phénomènes tels que la thermalisation, la recombinaison des porteurs de charge, l'effet Joule, l'effet Peltier et l'effet Thomson. Une connaissance de la température des cellules PV est d'une importance significative dans la prédiction du rendement que le système PV peut atteindre pendant son fonctionnement. Zondag et al. [2] ont trouvé qu'une température plus basse du module PV améliore son efficacité. Par ailleurs, l'échauffement des panneaux PV peut être atténué par l'écoulement de l'air autour du panneau, écoulement induit par le vent [3]. Edgar et al. [4] montrent que le refroidissement par convection passive des modules PV peut améliorer la puissance électrique de 2% dans les conditions de fonctionnement nominales. Goverde et al [5] ont mené une étude expérimentale faisant varier l'éclairement du panneau PV et la vitesse du vent entre 1 et 5 m/s. Ils ont constaté que la température du module ainsi que le coefficient de transfert de chaleur convectif ont été significativement affectée par le vent. De plus, des modèles analytiques ont été proposés permettant d'évaluer la température des cellules en fonction de la vitesse du vent [6-7].

Le travail présenté s'inscrit dans le cadre d'un programme de coopération scientifique avec le Mali ayant comme objectif l'optimisation de la production d'électricité d'une centrale photovoltaïque d'une puissance de 50 MWc, située à KITA dans la zone sahélo-saharienne dont le climat est caractérisé par de hautes températures. Pour atteindre cet objectif, il est souhaitable de paramétrer la relation physique entre la température de la cellule PV, l'éclairement et les paramètres météorologiques pertinents, tels que le vent qui est le facteur le plus important influençant la température de la cellule.

1 – **La géométrie et le maillage**

Le panneau photovoltaïque (Fig. 1) utilisé pour les simulations numériques possède les dimensions suivantes : longueur L = 1,65 m, largeur l = 0,992 m et épaisseur H = 6,243 mm. Le panneau PV, constitué de 9 couches (Table 1), est placé en partie supérieure d'un cadre d'aluminium de 40 mm de hauteur et 8 mm d'épaisseur.

Dans le cas de la centrale photovoltaïque de KITA, les conditions climatiques du Mali imposent une installation des panneaux PV à 2 m du sol avec une inclinaison de 15° par rapport à l'horizontale ainsi qu'avec une orientation de 7° Est par rapport au sud dans le plan horizontal (x-y). Le domaine fluide autour du panneau PV (Fig. 2) est construit afin d'assurer l'indépendance de la solution par rapport aux frontières et s'étend de 3 m en amont, à gauche, à droite et en partie supérieure et de 9m en aval. Le maillage structuré du domaine fluide (Fig. 3) comportant 52 millions de cellules est, d'une part, de type couche limite près du panneau PV et, d'autre part, progressif en s'éloignant du panneau PV.

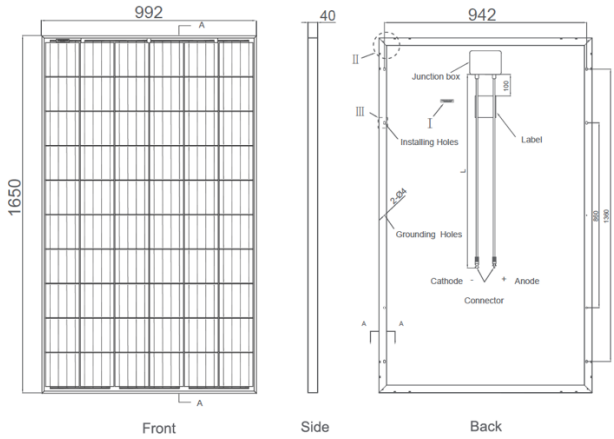

Figure 1: Le panneau photovoltaïque

Table 1: Propriétés du panneau PV

Couche	*Matériau*	*Épaisseur (mm)*	*ρ (kg/m³)*	*Cp (J/kg.K)*	*λ (W/m.K)*
1	*Verre*	*3,2*	*2500*	*500*	*1,1*
2	*Encapsulant 3M*	*0,45*	*955*	*2090*	*0,311*
3	*Encapsulant first*	*0,5*	*860*	*2090*	*0,311*
4	*Cellule PV*	*0,208*	*2330*	*677*	*130*
5	*Encapsulant 3M*	*0,45*	*911*	*2090*	*0,311*
6	*Encapsulant first*	*0,5*	*820*	*2090*	*0,311*
7	*Tedlar TPE*	*0,345*	*1400*	*1250*	*0,15*
8	*Tedlar TFB*	*0,3*	*1100*	*1250*	*0,15*
9	*Tedlar TPF*	*0,29*	*1400*	*1250*	*0,15*

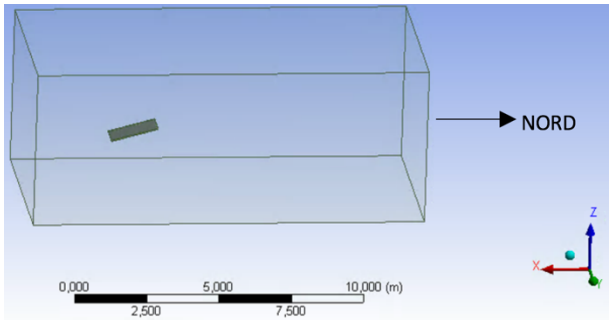

Figure 2: La géométrie du domaine fluide

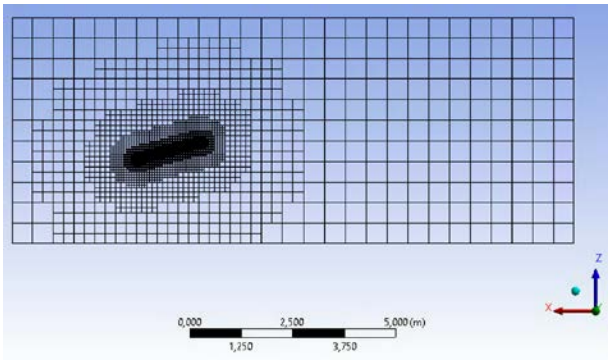

Figure 3: Le maillage du domaine fluide

2 – **Modèle physique et méthode numérique**

L'écoulement de convection forcée pour l'écoulement tridimensionnel, permanent et laminaire autour du panneau photovoltaïque comprend les équations de continuité, de quantité de mouvement et de l'énergie (1 – 5). Le fluide, en l'occurrence l'air, est considéré comme Newtonien et incompressible. De plus, sachant que l'écart de température au sein du domaine fluide est supérieur à 10 K, les propriétés thermophysiques varient avec la température et l'approximation de Boussinesq est non valide [8].

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial \rho u}{\partial x} + \frac{\partial \rho v}{\partial y} + \frac{\partial \rho w}{\partial z} = 0 \tag{1}$$

$$\left(\frac{\partial u}{\partial t} + u\frac{\partial \rho u}{\partial x} + v\frac{\partial \rho u}{\partial y} + w\frac{\partial \rho u}{\partial z}\right) = -\frac{\partial P^*}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x}\left(\mu\frac{\partial u}{\partial x}\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left(\mu\frac{\partial u}{\partial y}\right) + \frac{\partial}{\partial z}\left(\mu\frac{\partial u}{\partial z}\right) + \frac{\partial u}{\partial x}\frac{\partial \mu}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial x}\frac{\partial \mu}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial x}\frac{\partial \mu}{\partial z} \tag{2}$$

$$\left(\frac{\partial v}{\partial t}+u\frac{\partial \rho v}{\partial x}+v\frac{\partial \rho v}{\partial y}+w\frac{\partial \rho v}{\partial z}\right)=-\frac{\partial P^*}{\partial y}+\frac{\partial}{\partial x}\left(\mu\frac{\partial v}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(\mu\frac{\partial v}{\partial y}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(\mu\frac{\partial v}{\partial z}\right)+\frac{\partial u}{\partial y}\frac{\partial \mu}{\partial x}+\frac{\partial v}{\partial y}\frac{\partial \mu}{\partial y}+\frac{\partial w}{\partial y}\frac{\partial \mu}{\partial z} \quad (3)$$

$$\left(\frac{\partial w}{\partial t}+u\frac{\partial \rho w}{\partial x}+v\frac{\partial \rho w}{\partial y}+w\frac{\partial \rho w}{\partial z}\right)=-\frac{\partial P^*}{\partial z}-\rho g+\frac{\partial}{\partial x}\left(\mu\frac{\partial w}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(\mu\frac{\partial w}{\partial y}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(\mu\frac{\partial w}{\partial z}\right)+\frac{\partial u}{\partial z}\frac{\partial \mu}{\partial x}+\frac{\partial v}{\partial z}\frac{\partial \mu}{\partial y}+\frac{\partial w}{\partial z}\frac{\partial \mu}{\partial z} \quad (4)$$

$$\rho C_p\left(\frac{\partial T}{\partial t}+u\frac{\partial T}{\partial x}+v\frac{\partial T}{\partial y}+w\frac{\partial T}{\partial z}\right)=\frac{\partial}{\partial x}\left(k\frac{\partial T}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(k\frac{\partial T}{\partial y}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(k\frac{\partial T}{\partial z}\right) \quad (5)$$

Les conditions aux limites correspondant aux 3 cas étudiés pour une journée type (le 01 avril 2013) tiennent compte des conditions climatiques spécifiques du Mali (Table 2). L'éclairement journalier d'une durée de 12h est compris entre 6h00 et 18h00. La température du sol a été prise supérieure de 2K par rapport à la température ambiante afin de prendre en compte son échauffement dû au rayonnement solaire direct [4]. Concernant l'éclairement global reçu par le panneau PV, seulement 31,9% de cette énergie est transformée en chaleur et contribuera à l'échauffement de la cellule PV.

Table 2: Conditions climatiques le 01 avril 2013 à Kita au Mali

Heure	*Éclairement global (W/m²)*	*Température ambiante (K)*	*Vitesse du vent (m/s)*	*Direction du vent par rapport au sud (°)*
7h30	*434*	*299,85*	*2,5*	*280*
11h30	*1102*	*314,55*	*2,1*	*328*
15h30	*539*	*314,05*	*2,2*	*334*

Les équations de transport de masse, de quantité de mouvement et de l'énergie sont résolues numériquement en utilisant la méthode des volumes finis. Cette méthode est basée sur l'intégration spatiale des équations de transport par rapport aux volumes élémentaires de contrôle. Les simulations numériques sont réalisées avec le logiciel commercial ANSYS Fluent® CFD. Dans la configuration du solveur, nous utilisons le solveur « pressure-based » qui résout les équations de transport de manière séquentielle avec l'algorithme SIMPLE [9]. Le critère de convergence adopté pour la résolution des équations de conservation est défini par rapport aux résidus des quantités physiques lesquels deviennent inférieurs à 10^{-4}.

3 – **Résultats et discussions**

L'efficacité des cellules PV est généralement mesurée dans des conditions d'essai standard (STC), avec une température de cellule PV de 25 °C et avec un éclairement de 1000 W/m². Ces conditions sont rarement remplies dans les installations extérieures. Le modèle numérique développé dans cette étude représente un outil pour l'analyse de la température de fonctionnement des générateurs photovoltaïques. Nous présentons les résultats pour une journée type utilisant les conditions climatiques spécifiques du Mali, c'est-à-dire la température ambiante, l'éclairement ainsi que la vitesse et la direction du vent.

Les figures 4, 5 et 6 montrent l'évolution de la température du module PV pour 3 cas représentatifs d'une journée type, c'est-à-dire à 7h30, à 11h30 et à 15h30. La température de la cellule PV, qui peut être supposée identique à la température du module PV [10], montre une grande variabilité dans des conditions extérieures changeantes. Lors d'une journée d'été sans nuage au Mali dans la ville de Kita, la température de la cellule varie entre 309K et 341K sur une journée. La température maximale de 341K est atteinte à 11h30 lorsque l'éclairement journalier est maximal. Cet échauffement des cellules PV peut conduire à un rendement énergétique considérablement réduit. On observe aussi que malgré une température ambiante sensiblement constante de 11h30 à 15h30, la température du panneau à 15h30 est seulement de 327K. Ce refroidissement de la cellule est dû à la vitesse supérieure du vent et à son orientation plus favorable. La figure 7 montre le champ dynamique autour du panneau PV à

11h30 lorsque l'éclairement est maximal (1102 W/m^2), que la vitesse du vent est de 2,1 m/s et que le vent prédominant souffle de la direction sud-est (328°). Nous pouvons remarquer que les vitesses de vent faibles favorisant l'échauffement se trouvent en partie inférieure du panneau PV, certainement dues à la position asymétrique du cadre d'aluminium qui le soutient.

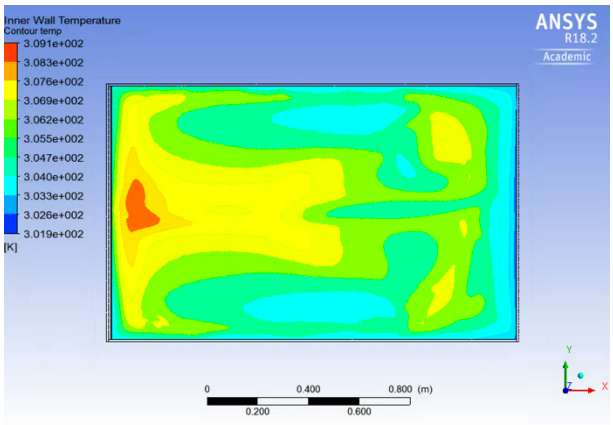

Figure 4: La température du module PV à 7h30

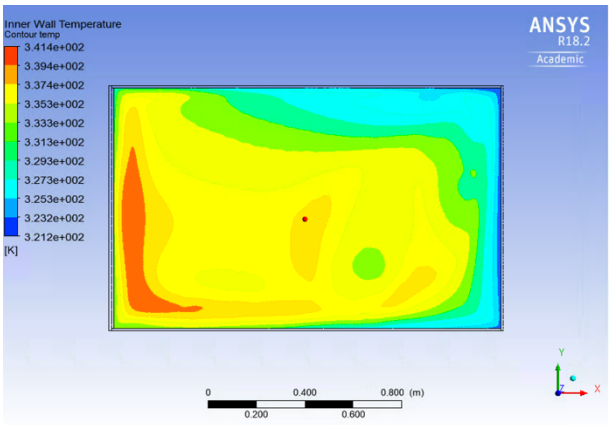

Figure 5: La température du module PV à 11h30

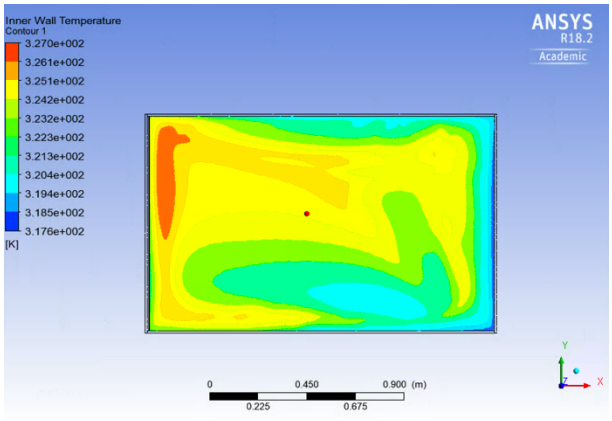

Figure 6: La température du module PV à 15h30

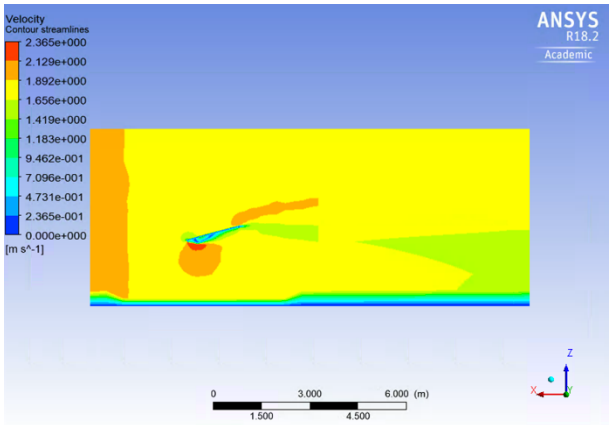

Figure 7: Les lignes de courant dans le plan médian à 11h30

Conclusions

Une étude numérique 3D de l'écoulement thermo-aéraulique de convection forcée autour d'un panneau photovoltaïque a été menée. Trois configurations de fonctionnement ont été analysées par rapport aux conditions climatiques changeantes au Mali pour une journée type : pour la première, le panneau PV est soumis à l'éclairement, à la température, à la vitesse et à la direction du vent à 7h30, pour la deuxième à 11h30 et la troisième à 15h30. Nos résultats montrent que la prise en compte de l'effet du vent joue un rôle important pour les estimations de température des cellules photovoltaïques. Le travail se poursuit au niveau de la modélisation électrique afin de trouver une relation physique entre la température de la cellule PV, l'éclairement reçu ainsi que la vitesse et la direction du vent.

Remerciements

Les auteurs expriment leur gratitude au Ministère Français des Affaires Étrangères pour le financement de cette recherche dans le cadre d'une thèse ainsi qu'à la société Akuo Energy pour son expertise technologique.

Références

[1] H. Zsiborács, B. Pályi, M. Veszelka, I. Farkas, G. Pintér, "Energy performance of the cooled amorphous silicon photovoltaic (PV) technology", Quartely Journal of Hungarian Meteorological Service 121(1), 415-430, 2017.

[2] H.A. Zondag, D.W. De Vries, WGJ Van Helden, RJC Van Zolengen, AA. Van Steenhoven, "The thermal and electrical yield of a PV-thermal collector" Solar Energy 72 (2), 113-28, 2002.

[3] N. Boulfaf, J. Chaoufi, "Identification of Thermal Parameters of a Solar Photovoltaic Panel in Three-Dimensional using Finite Element Approach", International Journal of Renewable Energy Research 7(2), 578-584, 2017.

[4] R. Edgar, S. Cochard, Z. Stachurski, "A computational fluid dynamic study of PV cell temperatures in novel platform and standard arrangements", Solar Energy 144, 203-214, 2017.

[5] H. Goverde, D. Goossens, J. Govaerts, F. Catthoor, K. Baert, J. Poortmans, J. Driesen, "Spatial and temporal analysis of wind effects on PV modules: Consequences for electrical power evaluation", Solar Energy 147, 292-299, 2017.

[6] M. Koehl, M. Heck, S. Wiesmeier, J. Wirth, "Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering", Solar Energy Materials and Solar Cells 95 (7), 1638-1646, 2011.

[7] M. Akhsassi, A. El Fathi, N. Erraissi, N. Aarich, A. Bennouna, A., M. Raoufi, A. Outzourhit, "Experimental investigation and modeling of the thermal behavior of a solar PV module", Solar Energy Materials and Solar Cells 180, 271-279, 2018.

[8] D.D. Gray, A. Giorgini. "The validity of the Boussinesq approximation for liquids and gases", International Journal of Heat and Mass Transfer 19, 545-551, 1976.

[9] S.V. Patankar "Numerical heat transfer and fluid flow", Hemisphere Publishing Corporation, Mc. Graw Hill Book Company, 1980

[10] M. Mattei, G. Notton, G. Cristofari, M. Muselli, P. Poggi "Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance" Renewable Energies 31, 553-567, 2006.

Nomenclature

Cp	Chaleur spécifique, $J \cdot kg^{-1} \cdot K^{-1}$
g	Accélération de la pesanteur, $m \cdot s^{-2}$
h	Hauteur panneau PV, m
P*	Pression motrice, Pa
T	Température, K
t	Temps, *s*
u,v,w	Composantes de la vitesse, $m \cdot s^{-1}$
x,y,z	Coordonnées axiales, m
L	Longueur panneau PV, *m*
l	Largeur panneau PV, *m*

Symboles grecs

λ	Conductivité thermique, $W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$
μ	Viscosité dynamique, $Pa \cdot s$
ρ	Masse volumique, $kg \cdot m^{-3}$