

ÉTUDE D'UN SYSTÈME DE REFROIDISSEMENT D'UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE



STUDY OF A COOLING SYSTEM FOR A PHOTOVOLTAIC MODULE

| Abdoussalam Badrou-Dini ^{1*} | Michel Aimé Randriazanamparany ² | et | Rabemanantsoa Heriniaina Joslin |

¹ Université d'Antsiranana | École doctorale thématique, Énergie renouvelable et Environnement | B.P 0 Antsiranana 201 | Madagascar |

² Université d'Antsiranana | École Supérieure Polytechnique | B.P 0 Antsiranana 201 | Madagascar |

| Received July 29, 2023 |

| Accepted August 28, 2023 |

| Published september 08 2023 |

| ID Article | Abdoussalam-Ref2-3-17ajiras280823 |

RÉSUMÉ

Contexte : L'exploitation des panneaux solaires photovoltaïques (PV) dans des conditions climatiques extrêmes réduit considérablement leur efficacité. En effet, sous des rayonnements solaires intenses et des températures élevées de l'air ambiant, les panneaux solaires peuvent atteindre jusqu'à 100°C. Afin de remédier à ce dysfonctionnement, le refroidissement est nécessaire. **Objectif** : Cette étude vise à réaliser une analyse comparative entre le refroidissement à l'eau et celui à l'air. Les recherches effectuées reposent sur des bases théoriques et numériques. Les équations fondamentales du bilan thermique sont établies. **Méthode** : La résolution de ces équations est accomplie grâce à la méthode des différences finies. Un code informatique est développé pour effectuer la simulation numérique, et un modèle thermique est construit en conséquence. **Résultats** : Les résultats obtenus démontrent que le système de refroidissement à l'eau est plus efficace que le système de refroidissement à l'air, en raison des excellentes propriétés thermophysiques de l'eau.

Mots-clés : panneaux solaires, efficacité, température, code de calcul, différences finies.

ABSTRACT

Context: The operation of photovoltaic (PV) solar panels under extreme weather conditions significantly reduces their efficiency. Indeed, under intense solar radiation and high ambient air temperatures, solar panels can reach up to 100°C. To address this issue, cooling is necessary. **Objective**: This study aims to conduct a comparative analysis between water cooling and air cooling. The research conducted is based on both theoretical and numerical studies. The fundamental equations of the thermal balance are established. **Method**: The resolution of these equations is achieved using the finite difference method. Computer code is developed to perform numerical simulations, and a thermal model is constructed accordingly. **Results**: The obtained results demonstrate that the water-cooling system is more effective than the air-cooling system, owing to the excellent thermophysical properties of water.

Keywords: solar panels, efficiency, temperature, calculation code, finite differences.

1. INTRODUCTION

Un module photovoltaïque (PV) classique de technologie silicium cristalline convertit entre 12 et 18 % de l'énergie solaire incidente. Pour arriver à ce résultat, il absorbe en réalité entre 80 et 90 % du rayonnement incident, dont la majeure partie est dissipée sous forme de chaleur, augmentant ainsi la température interne du module. Cette augmentation de la température réduit sensiblement les performances électriques du module. Partant du constat que le rendement du panneau photovoltaïque décroît avec l'augmentation de la température, l'idée est née d'étudier un système de refroidissement.

Beaucoup d'études expérimentales et numériques des systèmes de refroidissement à air et à eau ont été développées, mais en raison des coûts de construction relativement bas, les systèmes de refroidissement à air sont les plus convoités. La plupart des recherches menées dans ce domaine ont pour but l'optimisation des performances des composants solaires existants en améliorant les conditions de fonctionnement et par la suite, d'évaluer les performances thermiques et électriques du module.

Afin d'estimer leurs performances thermiques et électriques, Shan et al., (2014) [1] ont développé une série de modèles mathématiques pour cinq capteurs solaires refroidis à air qui sont différenciés par le mode de refroidissement. Tonui et Tripanagnostopoulos (2007) [2] ont effectué des tests expérimentaux sur trois capteurs solaires refroidis à air qui fonctionnent sous modes d'état forcé et naturel stables. Les résultats des derniers auteurs ont montré que le système d'ailettes est plus adapté pour les systèmes de capteur refroidi à air, car le système d'ailettes présente une performance globale beaucoup plus élevée à celle des deux autres configurations pour une longueur du canal d'environ trois mètres. Adnan Ibrahim et al., (2011) [3] ont présenté en 2011 un modèle d'un capteur refroidi à eau avec un tube d'écoulement en spirale. Le capteur était constitué d'un canal unique unilatéral pour permettre à l'eau de s'écouler. Le tube d'écoulement en spirale a été fabriqué en acier inoxydable avec une seule entrée et une seule sortie. Le rendement global de ce système hybride PV/T a été de 65 %, avec un rendement électrique de l'ordre de 13 %. Tripanagnostopoulos et al., (2011) [4] ont réalisé une étude expérimentale en utilisant l'eau pour extraire la chaleur de la surface arrière du module PV. Ceci permet de maintenir son efficacité électrique à un niveau satisfaisant par la réduction de sa température de fonctionnement. Les

résultats ont montré que le refroidissement des cellules PV permet d'augmenter leur efficacité électrique.

Dans le présent article, nous présentons une étude théorique et numérique d'un modèle prédictif permettant d'appréhender et d'améliorer les performances électriques d'un panneau solaire en agissant sur les valeurs moyennes des cellules (température, rendement) et les fluides conventionnels en tant que fluides de refroidissement, pour tester leurs influences sur le rendement électrique du panneau solaire à travers la proposition d'une nouvelle configuration d'un canal de refroidissement démunie d'un matériau isolant.

2. MATERIELS ET METHODES

2.1. Description du système étudié

Le système examiné est illustré de manière schématique dans la figure 1. Il se compose d'un vitrage simple en verre, de cellules photovoltaïques générant de l'électricité, d'une couche adhésive en Tedlar, et d'un canal de refroidissement. L'objectif principal est d'améliorer les performances électriques du système. La chaleur résiduelle produite par les cellules photovoltaïques se propage par conduction à travers la couche de Tedlar, puis elle est transférée à l'intérieur du canal à la fois par conduction et par convection.

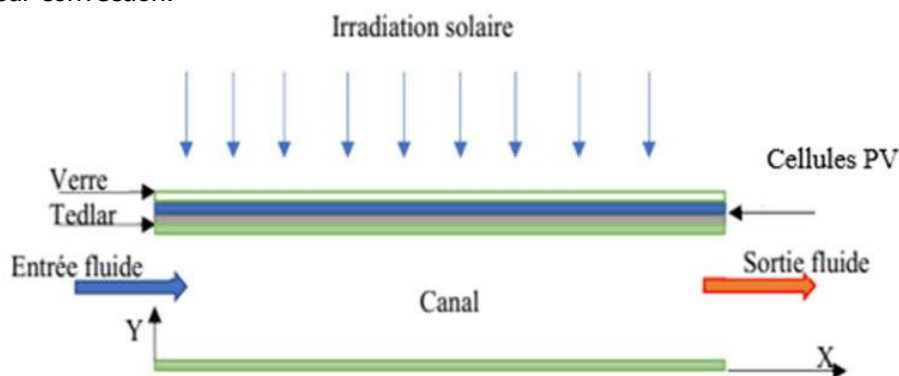


Figure 1 : Schématisation des transferts thermiques dans le module PV.

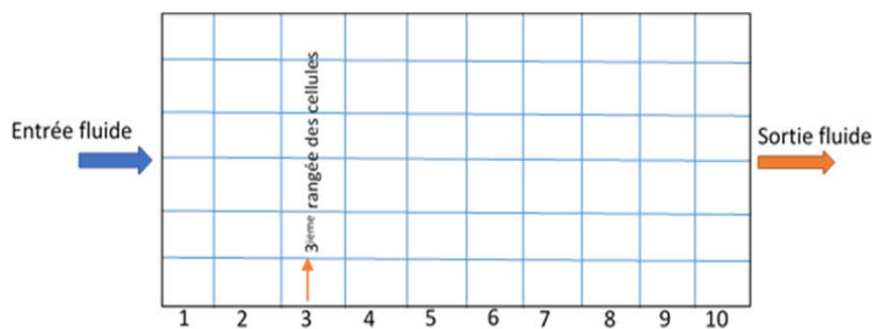


Figure 2 : Vue de dessus du panneau PV.

2.2. Schéma par analogie électrique du prototype

Le prototype étudié est un système complexe impliquant un couplage de transfert thermique entre ses divers composants. Afin de prédire son comportement énergétique, il est essentiel de caractériser ces transferts d'énergie, comme illustré à la figure 1. Le système est également soumis à des influences extérieures, notamment :

- Le rayonnement solaire,
- La température de l'air ambiant,
- La température du fluide de refroidissement,
- La vitesse du vent.

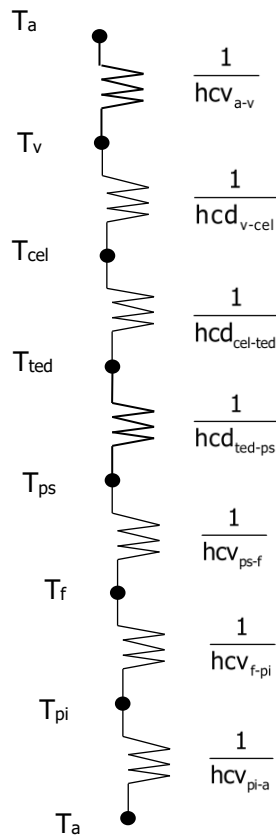


Figure 3 : Schématisation électrique des transferts thermiques du prototype.

2.3. Bilans thermiques des différents constituants

L'ensemble des éléments constituant notre système interagissent thermiquement les uns avec les autres, et ces interactions sont caractérisées par les coefficients d'échange thermique. Les constituants pris en compte comprennent :

- La couverture transparente,
- Les cellules solaires,
- Le Tedlar,
- La paroi supérieure du canal,
- Le fluide traversant le canal,
- La paroi inférieure du canal.

2.4. Hypothèses

Pour effectuer la modélisation mathématique du système, nous faisons les hypothèses simplificatrices suivantes :

Toutes les épaisseurs des couches du panneau sont supposées minces, et la distribution de la température est déterminée uniquement le long de l'axe [ox).

- L'écoulement du fluide est uniquement soumis à l'influence de la gravité.
- Le fluide est considéré comme newtonien.
- L'écoulement est laminaire.
- La dissipation visqueuse et l'effet de la pression dans l'équation de la chaleur sont négligés.
- La vitesse du vent à la surface du module PV est supposée constante, et la température du fluide à l'entrée est égale à la température ambiante de l'environnement.
- Les propriétés physiques du fluide sont considérées comme constantes.

2.5. Les coefficients d'échange thermiques

Le calcul des transferts de chaleur par conduction, convection et rayonnement dans le système à étudier, nécessite la détermination des différents coefficients d'échange thermique.

- Les coefficients d'échange thermiques par conduction

- Entre le verre et la cellule PV

$$hcd_{v-cel} = \frac{\lambda_v}{\delta_v} + \frac{\lambda_{cel}}{\delta_{cel}} \tag{1}$$

- Entre la cellule et le tedlar

$$hcd_{cel-ted} = \frac{\lambda_{cel}}{\delta_{cel}} + \frac{\lambda_{ted}}{\delta_{ted}} \tag{2}$$

- Entre le tedlar et la paroi supérieure

$$hcd_{ted-ps} = \frac{\lambda_{ted}}{\delta_{ted}} + \frac{\lambda_{ps}}{\delta_{ps}} \tag{3}$$

- Le coefficient d'échange thermique par rayonnement

- Entre le verre et le ciel

$$hr_{v-ciel} = \sigma \epsilon_v \frac{(T_v^4 - T_{ciel}^4)}{(T_v - T_{ciel})} \tag{4}$$

- Les coefficients d'échange thermiques par convection

- Entre le verre et l'air ambiant

$$hcv_{a-v} = 5,7 + 3,8V_{ve} \tag{5}$$

- Dans le canal de refroidissement

Dans le canal, le coefficient d'échange thermique par convection est calculé par des formules empiriques utilisant le nombre de Nusselt, la conductivité thermique du fluide, la longueur caractéristique du canal qui est, pour notre cas, le diamètre hydraulique D_h de sa section droite.

Le coefficient d'échange thermique par convection est ainsi calculé par la relation suivante :

$$hcv_{can} = \frac{N_u \lambda_f}{D_h} \tag{6}$$

Le diamètre hydraulique s'exprime en fonction de la hauteur et de la largeur du canal sous la forme suivante :

$$D_h = 2 \left(\frac{IH}{I+H} \right) \tag{7}$$

Dans les simulations, pour que l'on reste dans le domaine de la laminaire, il faut s'assurer à chaque fois que le nombre de Reynolds est inférieur à 2000. Ce nombre est donné par la formule suivante :

$$Re = \frac{V_{moy} D_h}{\nu_f} \tag{8}$$

2.6. Équations mathématiques

- Pour la couverture du verre

$$(\rho C_p \delta)_v \frac{\partial T_v}{\partial t} = \lambda_v \delta_v \left(\frac{\partial^2 T_v}{\partial X^2} \right) + G\alpha_v - hcv_{a-v}(T_v - T_a) - hr_{v-ciel}(T_v - T_{ciel}) - hcd_{v-cel}(T_v - T_{cel}) \tag{9}$$

La température équivalente du ciel est donnée par la relation de Swinbank [5]

$$T_{ciel} = 0,0552T_a^{1,5} \tag{10}$$

- Pour les cellules solaires

$$(\rho C_p \delta)_v \frac{\partial T_v}{\partial t} = \lambda_v \delta_v \left(\frac{\partial^2 T_v}{\partial X^2} \right) + G\alpha_v - hcv_{a-v}(T_v - T_a) - hr_{v-ciel}(T_v - T_{ciel}) - hcd_{v-cel}(T_v - T_{cel}) \tag{11}$$

La puissance électrique utile est liée avec la puissance de radiation solaire par la relation

$$E = \tau_v Q_{sol} \eta_{ele} \tag{12}$$

L'énergie thermique fournie par le rayonnement solaire est exprimée comme suit [6]

$$Q_{sol} = AG\tau_v \alpha_{cel} \tag{13}$$

- Pour la couche de tedlar

$$(\rho C_p \delta)_{ted} \frac{\partial T_{ted}}{\partial t} = \lambda_{ted} \delta_{ted} \left(\frac{\partial^2 T_{ted}}{\partial X^2} \right) + hcd_{ted-cel} (T_{cel} - T_{ted}) - hcd_{ted-ps} (T_{ted} - T_{ps}) \quad (14)$$

- Pour la paroi supérieure

$$(\rho C_p \delta)_{ps} \frac{\partial T_{ps}}{\partial t} = \lambda_{ps} \delta_{ps} \left(\frac{\partial^2 T_{ps}}{\partial X^2} \right) + hcd_{ted-ps} (T_{ted} - T_{ps}) - hcv_{f-ps} (T_{ps} - T_f) \quad (15)$$

- Le fluide dans le canal

$$(\rho C_p \delta)_f \left(\frac{\partial T_f}{\partial t} + u \frac{\partial T_f}{\partial x} \right) = \lambda_f \delta_f \left(\frac{\partial^2 T_f}{\partial X^2} + \frac{\partial^2 T_f}{\partial y^2} \right) + hcv_{f-ps} (T_{ps} - T_f) - hcv_{f-pi} (T_f - T_{pi}) \quad (16)$$

- Pour la paroi inférieure

$$(\rho C_p \delta)_{pi} \frac{\partial T_{pi}}{\partial t} = \lambda_{pi} \delta_{pi} \left(\frac{\partial^2 T_{pi}}{\partial X^2} \right) + hcv_{f-pi} (T_{pi} - T_f) - hcv_{pi-a} (T_{pi} - T_a) \quad (17)$$

2.7. Conditions initiales

À l'instant $t = 0$, les différentes couches du panneau ainsi que le fluide de refroidissement sont à la température ambiante T_a , on a :

$$T_v(x) = T_{cel}(x) = T_{ted}(x) = T_{ps}(x) = T_{pi}(x) = T_a \quad \forall x$$

$$T_f(x,y) = T_a \quad \forall x,y$$

L'écoulement se fait entre deux plaques planes parallèles. Le régime dynamique est laminaire établi, tout le long du canal la répartition de vitesse est parabolique, donnée par la formule :

$$u = 6V_{moy} \frac{y}{\delta_{can}} \left(1 - \frac{y}{\delta_{can}} \right) \quad (18)$$

2.8. Conditions aux limites

À tout instant $0 \leq t \leq t_{max}$

- Sur les différentes couches du système
 - Pour $x = 0$, $T_k = T_a$, pour $x = L$, $T_k = T_a$ avec $k = \{v, cel, ted, ps \text{ et } pi\}$
- Dans le canal de refroidissement
 - À l'entrée, pour $x = 0$, $T_f = T_a$.
 - À la sortie, pour $x = L$, $\frac{\partial T_f}{\partial x} = 0$

Nous utilisons la méthode des différences finies pour discrétiser les équations de transfert.

1.1. Procédure de calcul

- 1 - Initialiser à T_a les valeurs des $T_{f(i,j)}$ et $T_{k(i)}$ à $t = 0$.
- 2 - Passer au temps suivant.
- 3 - Affecter les $T_{f(i,j)}$ et $T_{k(i)}$ du pas précédent ($t-dt$) dans les $T_{f(i,j)}^-$ et $T_{k(i)}^-$.
- 4 - Calculer les $T_{f(i,j)}$ et $T_{k(i)}$ sur les nœuds internes, $i=2$ à n_x et $j=2$ à n_y .

- Dans toutes les couches

$$T_{k(i)} = T_{k(i)}^- + \frac{\lambda \Delta t}{\rho C_p} \left(\frac{T_{k(i-1)}^- - 2T_{k(i)}^- + T_{k(i+1)}^-}{\Delta x^2} \right) + \frac{Q \Delta t}{\rho C_p \delta} \quad (19)$$

- Dans le canal de refroidissement

$$T_{f(i,j)} = T_{f(i,j)}^- + \frac{\lambda \Delta t}{\rho C_p} \left(\frac{T_{f(i-1,j)}^- - 2T_{f(i,j)}^- + T_{f(i+1,j)}^-}{\Delta x^2} + \frac{T_{f(i,j-1)}^- - 2T_{f(i,j)}^- + T_{f(i,j+1)}^-}{\Delta y^2} \right) - u \frac{T_{f(i+1,j)}^- - T_{f(i-1,j)}^-}{2 \Delta x} + \frac{Q \Delta t}{\rho C_p \delta} \quad (20)$$

- 5 - Calculer les $T_{f(i,j)}$ et $T_{k(i)}$ sur les limites.
- 6 - Reprendre les calculs en 2/ Tant que $t < t_{max}$.

Nous utilisons la méthode des différences finies pour discrétiser les équations de transfert.

2.9. Procédure de calcul

- 1 - Initialiser à T_a les valeurs des $T_{f(i,j)}$ et $T_{k(i)}$ à $t = 0$.
- 2 - Passer au temps suivant.
- 3 - Affecter les $T_{f(i,j)}$ et $T_{k(i)}$ du pas précédent ($t-dt$) dans les $T_{f(i,j)}^-$ et $T_{k(i)}^-$.
- 4 - Calculer les $T_{f(i,j)}$ et $T_{k(i)}$ sur les nœuds internes, $i=2$ à n_x et $j=2$ à n_y .
 - Dans toutes les couches

$$T_{k(i)} = T_{k(i)}^- + \frac{\lambda \Delta t}{\rho C_p} \left(\frac{T_{k(i-1)}^- - 2T_{k(i)}^- + T_{k(i+1)}^-}{\Delta x^2} \right) + \frac{Q \Delta t}{\rho C_p \delta} \quad (19)$$

- Dans le canal de refroidissement

$$T_{f(i,j)} = T_{f(i,j)}^- + \frac{\lambda \Delta t}{\rho C_p} \left(\frac{T_{f(i-1,j)}^- - 2T_{f(i,j)}^- + T_{f(i+1,j)}^-}{\Delta x^2} + \frac{T_{f(i,j-1)}^- - 2T_{f(i,j)}^- + T_{f(i,j+1)}^-}{\Delta y^2} \right) - u \frac{T_{f(i+1,j)}^- - T_{f(i-1,j)}^-}{2 \Delta x} + \frac{Q \Delta t}{\rho C_p \delta} \quad (20)$$

- 5 - Calculer les $T_{f(i,j)}$ et $T_{k(i)}$ sur les limites.
- 6 - Reprendre les calculs en 2/ Tant que $t < t_{max}$.

2.10. Etude de l'efficacité du panneau PV

Dépendant de la température moyenne des cellules PV, l'efficacité électrique du panneau PV s'exprime [7].

$$\eta_{pv} = \eta_{ref} \left[1 - \beta_r (T_{moy(CEL)} - T_{ref}) \right] \quad (21)$$

Avec :

$$T_{moy(CEL)} = \frac{\sum T_{rg}}{N_{rg}} \quad (22)$$

T_{rg} exprime la température des rangées des cellules PV, elle est donnée par la relation :

$$T_{rg}(x) = \frac{T_{c(i)} + T_{c(i-1)}}{2} \quad (23)$$

La puissance électrique instantanée produite par le capteur est déterminée par le produit du rendement électrique η_{pv} du panneau PV, et la quantité de rayonnement solaire incidente sur le vitrage sur la même période [8].

$$P_{pv} = \eta_{pv} A_{pv} G \quad (24)$$

L'amélioration du rendement du panneau PV refroidi est évaluée par l'écart relatif du rendement de ce panneau par rapport au rendement du panneau non refroidi. Il s'exprime par :

$$\eta_r = \frac{|\eta_{pv} - \eta_0|}{\eta_0} \times 100 \quad (25)$$

η_0 étant le rendement du panneau non refroidi, placé sous les mêmes conditions que celui refroidi.

Avec :

$$\eta_0 = \eta_{ref} \left[1 - \beta_r (T_{cel}^0 - T_{ref}) \right] \quad (26)$$

2.11. Données de la simulation

Les données météorologiques de la localité d'Antsiranana ont été recueillies au moyen du logiciel PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), une solution open source développée par l'Union européenne. L'analyse des données relatives au rayonnement global ainsi obtenues a conduit à l'identification des paramètres d'entrée essentiels qui seront utilisés dans le cadre des différentes simulations numériques. Les graphiques représentant les données de rayonnement global sont présentés dans les figures 4 et 5.

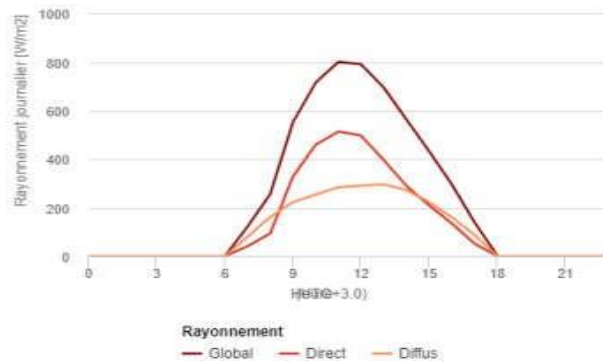


Figure 4 : Variations horaires du rayonnement global pour un jour type du mois de Février.

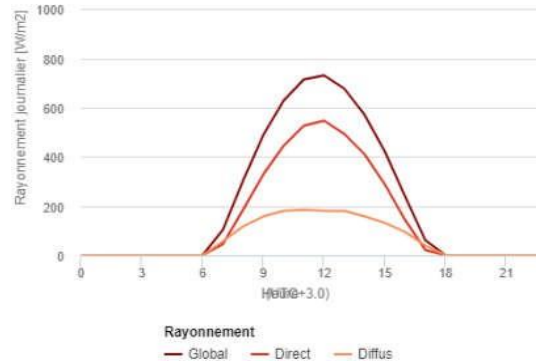


Figure 5 : Variations horaires du rayonnement global pour un jour type du mois d'Août.

Lors de la simulation numérique du capteur solaire PV nombreux sont les paramètres supposés constants tout au long de la journée. Ces paramètres sont présentés dans le tableau 1.

Tableau 1 : Valeurs des paramètres climatiques de la simulation numérique.

Mois	Vitesse moyenne [m/s]	Irradiation maximale moyenne [W/m^2]	Température ambiante [$^{\circ}C$]
Février	4,4	801	$T_{min} = 23,1$; $T_{max} = 28,6$
Août	8,7	731	$T_{min} = 22,7$; $T_{max} = 27$

La géométrie du capteur et les propriétés thermophysiques utilisées dans le calcul sont montrées dans le tableau 2. Ce tableau fournit des informations cruciales concernant les composants utilisés dans la simulation, chaque composant étant caractérisé par plusieurs propriétés essentielles pour l'analyse thermique et énergétique du système.

Couche de verre : Cette couche, d'une masse volumique de 2200 kg/m^3 , est dotée d'une capacité calorifique de $670 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$. Sa conductivité thermique est de $0,93 \text{ W/K}\cdot\text{m}$, et elle présente une émissivité de $0,88$. L'épaisseur de cette couche est de $0,004 \text{ m}$, avec un coefficient d'absorption de $0,066$.

Cellule photovoltaïque (polycristallin), Max Power : Ces cellules ont une masse volumique de 2330 kg/m^3 et une capacité calorifique de $836 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$. Leur conductivité thermique est de $148 \text{ W/K}\cdot\text{m}$. Elles ont une émissivité de $0,93$ et une épaisseur minimale de $0,0003 \text{ m}$. Le coefficient d'absorption est de $0,9$, et elles présentent un rendement de référence de $0,165$, avec un coefficient de température de $0,0045 \text{ 1/K}$. Les dimensions du panneau sont de $1,64 \text{ m}$ (longueur) et $0,99 \text{ m}$ (largeur), avec une puissance de 250 W et 60 cellules.

Couche de tedlar : Cette couche a une masse volumique de 1390 kg/m^3 et une capacité calorifique de $1400 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$. Sa conductivité thermique est de $0,033 \text{ W/K}\cdot\text{m}$, avec une émissivité de $0,88$ et une épaisseur de $0,0004 \text{ m}$. Son coefficient d'absorption est de $0,5$.

Paroi : La paroi a une masse volumique de 8000 kg/m^3 et une capacité calorifique de $3600 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$, ce qui la rend très dense en chaleur. Sa conductivité thermique est élevée, à $410 \text{ W/K}\cdot\text{m}$. Elle a une émissivité de $0,04$ et une épaisseur de $0,006 \text{ m}$, avec un coefficient d'absorption de $0,75$.

Fluide de refroidissement (air) : Le fluide d'air a une masse volumique de $1,136 \text{ kg/m}^3$ et une capacité calorifique de $1000 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$. Sa conductivité thermique est relativement faible à $0,027 \text{ W/K}\cdot\text{m}$, et son épaisseur est de $0,02 \text{ m}$.

Fluide de refroidissement (eau) : Le fluide d'eau a une masse volumique de 1000 kg/m^3 et une capacité calorifique élevée de $4186 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$. Sa conductivité thermique est de $0,6 \text{ W/K}\cdot\text{m}$, et son épaisseur est de $0,01 \text{ m}$.

Tableau 2 : Valeurs utilisées dans la simulation.

Composants	Caractéristiques	Valeurs	Unité
Couche de verre	Masse volumique	2200	kg/m³
	Capacité calorifique	670	J/kg.K
	Conductivité thermique	0,93	W/K.m
	Emissivité du vitrage	0,88	-
	Épaisseur	0,004	m
	Coefficient d'absorption	0,066	-
	Masse volumique	2330	kg/m ³
	Capacité calorifique	836	J/kg.K
	Conductivité thermique	148	W/K.m
	Emissivité	0,93	-
Cellule photovoltaïque (polycristallin), Max Power	Épaisseur	0,0003	m
	Coefficient d'absorption	0,9	-
	Rendement de référence	0,165	-
	Coefficient de température	0,0045	1/K
	Longueur panneau	1,64	m
	Largeur panneau	0,99	m
	Puissance	250	W
	Nombres de cellules	60	-
	Masse volumique	1390	kg/m ³
	Capacité calorifique	1400	J/kg.K
Couche de tedlar	Conductivité thermique	0,033	W/K.m
	Emissivité	0,88	-
	Épaisseur	0,0004	m
	Coefficient d'absorption	0,5	-
	Masse volumique	8000	kg/m ³
Paroi	Capacité calorifique	3600	J/kg.K
	Conductivité thermique	410	W/K.m
	Emissivité	0,04	-
	Épaisseur	0,006	m
	Coefficient d'absorption	0,75	-
Fluide de refroidissement (air)	Masse volumique	1,136	kg/m ³
	Capacité calorifique	1000	J/kg.K
	Conductivité thermique	0,027	W/K.m
Fluide de refroidissement (eau)	Épaisseur	0,02	m
	Masse volumique	1000	kg/m ³
Fluide de refroidissement (eau)	Capacité calorifique	4186	J/kg.K
	Conductivité thermique	0,6	W/K.m
	Épaisseur	0,01	m

3. RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

L'équation 21 permet de tracer la courbe de la figure 6 représentant les variations du rendement du panneau photovoltaïque en fonction de la température moyenne des cellules. On constate que l'élévation de la température des cellules PV affecte considérablement l'efficacité du panneau. En effet sur la figure 6, on constate que la température moyenne des cellules peut atteindre les 100°C. Le refroidissement permet d'abaisser cette température.

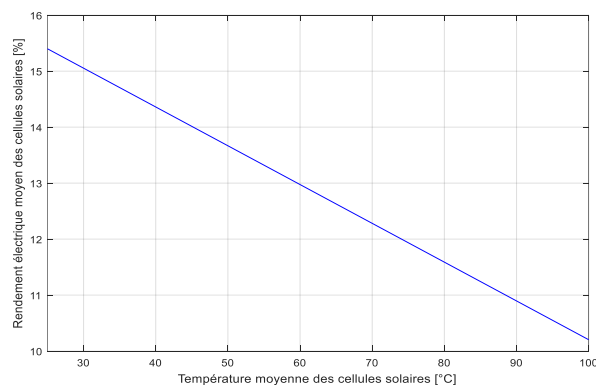


Figure 6 : Évolution de l'efficacité du panneau PV avec la température moyenne des cellules solaires.

Les résultats présentés dans les figures 7 et 8 mettent en évidence les variations de température des cellules en fonction de leur position le long du panneau solaire, ainsi que l'influence du débit massique sur le rendement électrique.

Il est observé que les températures des cellules augmentent avec la position le long du panneau (x), ce qui souligne l'importance de calculer la température moyenne du panneau PV, car les températures des cellules PV varient en fonction de leur position le long du panneau.

De plus, il est remarqué que les premières rangées de cellules présentent un meilleur rendement électrique par rapport aux dernières rangées. Cette observation s'explique par le fait que les premières rangées bénéficient d'un meilleur refroidissement par rapport aux dernières rangées.

Il est également important de noter que le rendement électrique de chaque rangée de cellules diminue dans la direction de l'écoulement du fluide à mesure que la température augmente. De plus, pour un point donné le long du panneau PV, ce rendement augmente en fonction du débit massique du fluide de refroidissement

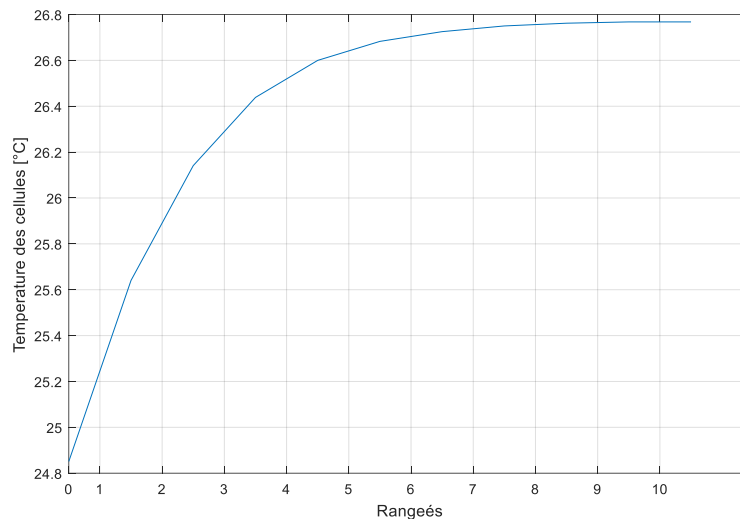


Figure 7 : Variations de la température des cellules dans le sens de la longueur.

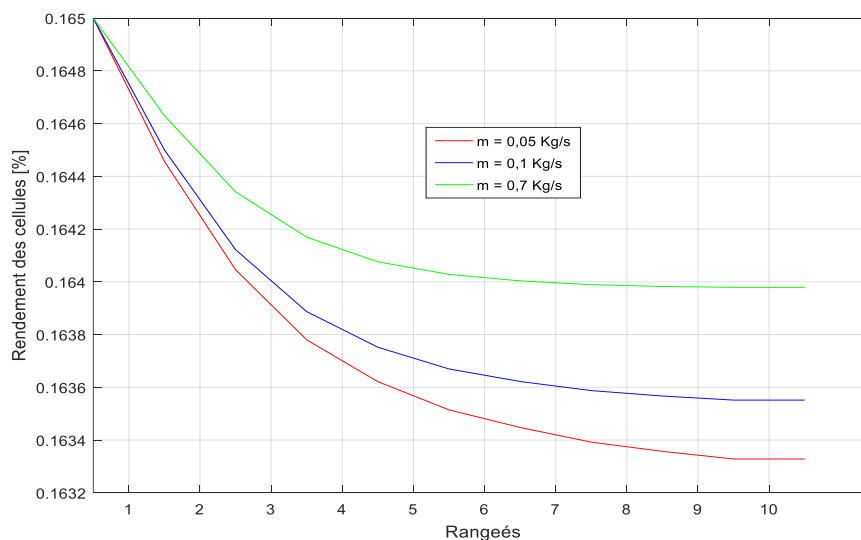


Figure 8 : Variations du rendement électrique avec un débit massique différent

Pour évaluer l'efficacité du capteur photovoltaïque, deux systèmes de refroidissement, à savoir l'air et l'eau, ont été pris en compte dans nos simulations numériques. Une attention particulière a été accordée à l'évolution de la température moyenne des cellules photovoltaïques ainsi qu'à leur rendement électrique tout au long d'une journée-type.

Il convient de noter que, dans toutes les simulations, les mêmes données météorologiques ont été utilisées pour examiner la réponse des cellules photovoltaïques dans des conditions avec refroidissement et sans refroidissement.

➤ Refroidissement à air

La Figure 9 illustre les variations de la température moyenne des cellules photovoltaïques (PV) soumises à un refroidissement par air et des cellules PV sans refroidissement, dans le cadre de notre simulation numérique, pour une journée-type sans vent. On observe que la température moyenne des cellules PV soumises à un refroidissement par air est inférieure à celle des cellules PV classiques sans refroidissement. Cette réduction est attribuable à la vitesse de l'air dans le canal de refroidissement, qui dépasse la vitesse du vent. Cependant, les Figures 10 et 11 révèlent que la température moyenne des cellules PV refroidies à l'air peut dépasser celle des cellules PV classiques non refroidies si l'écoulement reste laminaire. Cela se produit lorsque la vitesse du vent est strictement supérieure à la vitesse de l'air dans le canal de refroidissement pendant ces périodes spécifiques.

Il est important de noter que le rendement électrique moyen des cellules PV refroidies à l'air surpasse celui des cellules non refroidies uniquement lorsque la vitesse de l'air dans le canal de refroidissement est supérieure à la vitesse du vent, comme le démontrent les Figures 12, 13 et 14. De plus, il est à noter que le vent souffle davantage au mois d'août par rapport au mois de février.

En outre, la Figure 15 indique que le rendement électrique d'un module PV classique est plus élevé au mois d'août par rapport au mois de février.

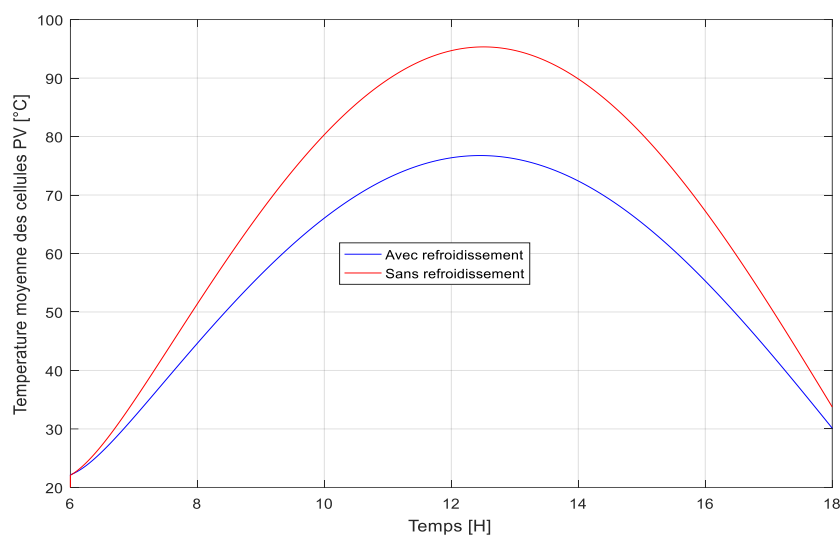


Figure 9 : Variations horaires de la température moyenne des cellules PV refroidies à l'air et non refroidies pour un jour type sans vent.

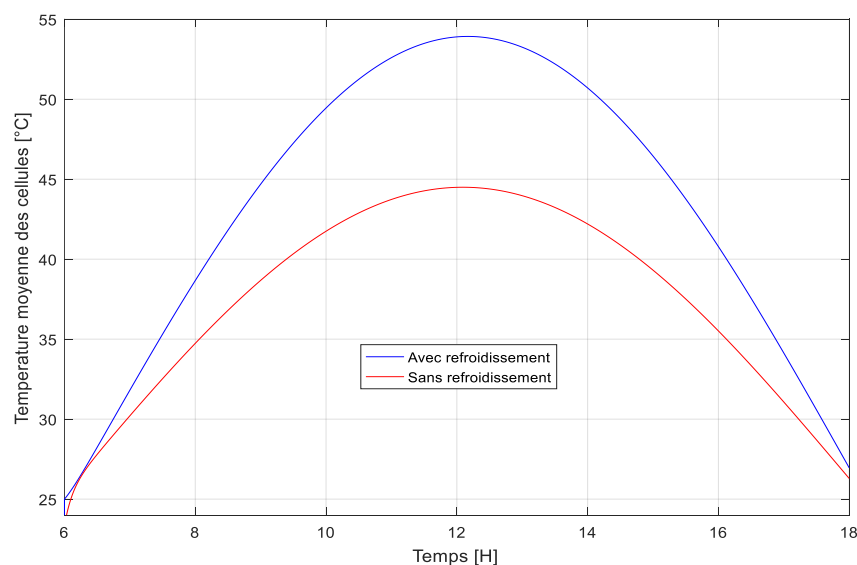


Figure 10 : Variations horaires de la température moyenne des cellules PV refroidies à l'air et non refroidies au mois de Février.

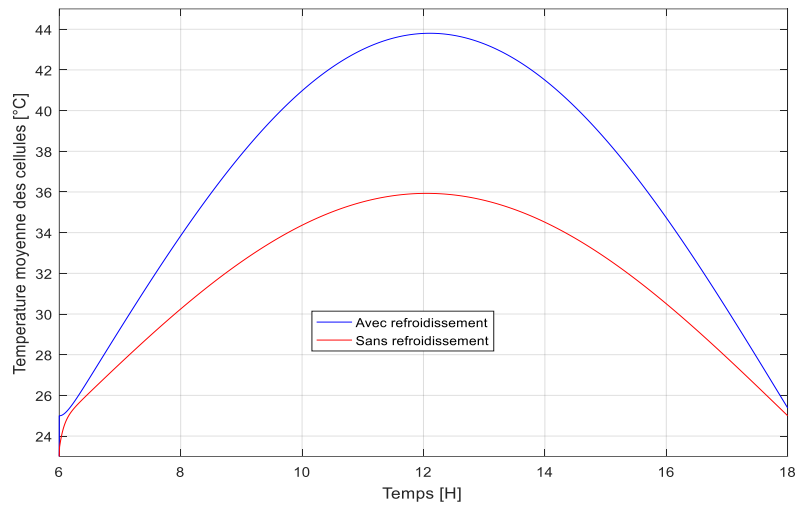


Figure 11 : Variations horaires de la température moyenne des cellules PV refroidies à l'air et non refroidies au mois d'Août.

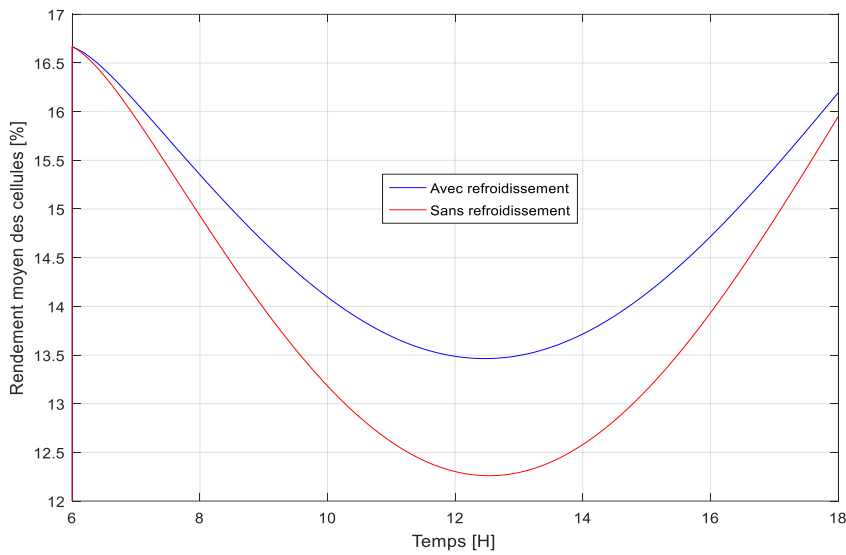


Figure 12 : Variations horaires du rendement moyen des cellules PV refroidies à l'air et non refroidies pour un jour type sans vent.

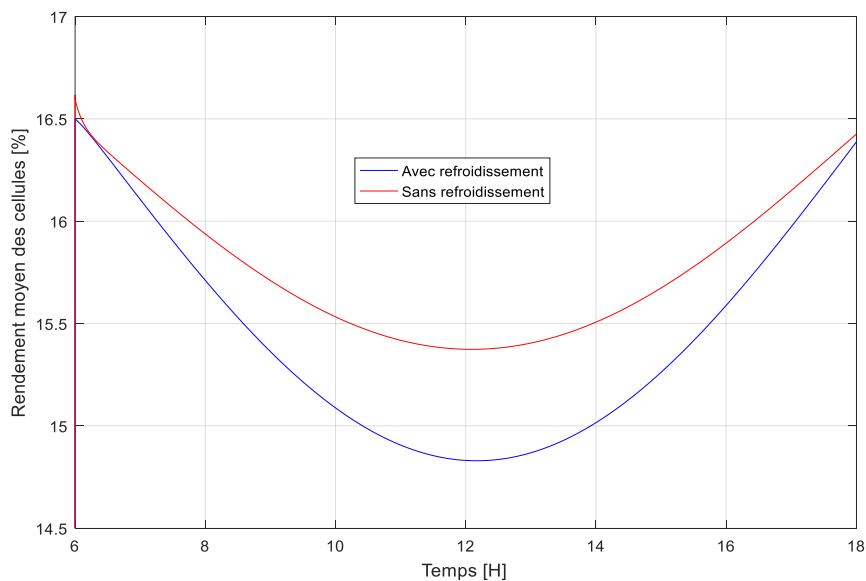


Figure 13 : Variations horaires du rendement moyen des cellules PV refroidies à l'air et non refroidies au mois de Février.

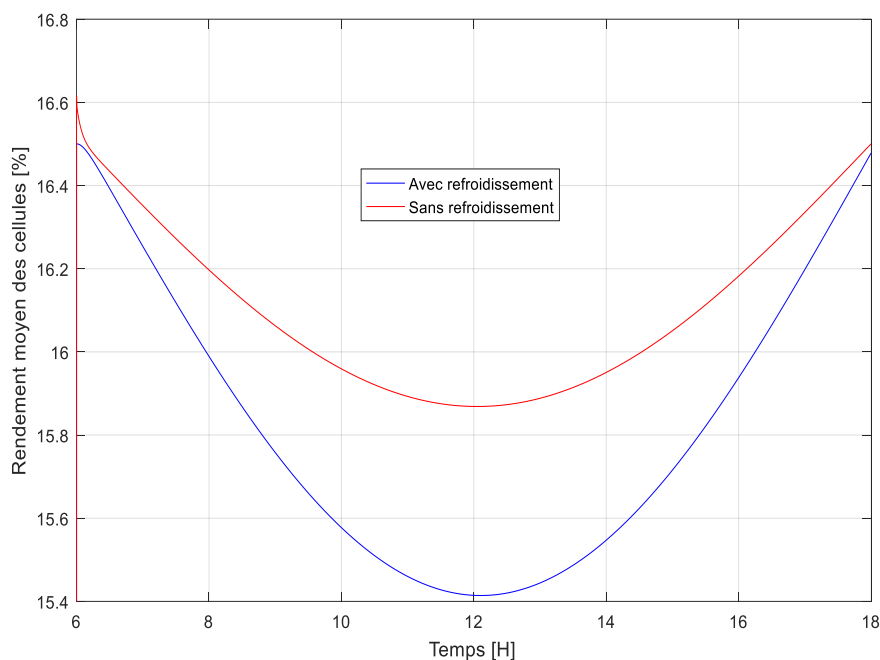


Figure 14 : Variations horaires du rendement moyen des cellules PV refroidies à l'air et non refroidies au mois d'août.

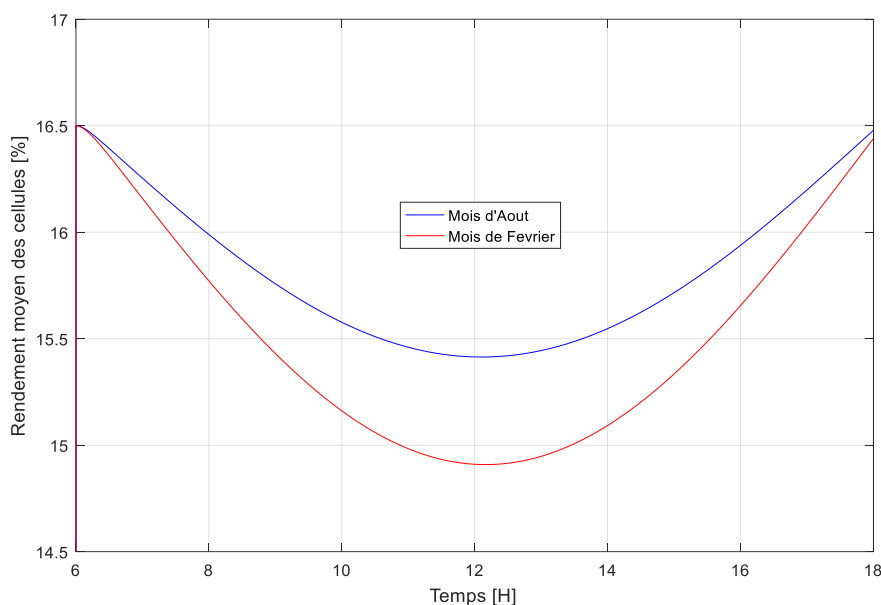


Figure 15 : Variations horaires du rendement moyen des cellules PV classique au mois de Février et Août.

➤ Refroidissement à eau

Les Figures 16 et 17 présentent les variations de la température moyenne des cellules photovoltaïques (PV) non refroidies et refroidies à l'eau pour une journée-type en février et en août. Il est notable que la température moyenne des cellules PV refroidies à l'eau est inférieure à celle des cellules PV classiques sans refroidissement. Ces résultats soulignent que la capacité de l'eau à extraire la chaleur est supérieure aux deux autres scénarios (sans refroidissement et refroidissement à l'air). Cette supériorité est due à la meilleure conductivité thermique et à la plus grande densité de l'eau par rapport à l'air, améliorant ainsi le coefficient de transfert de chaleur des parois du canal de refroidissement. Ces observations ont un impact direct sur l'efficacité électrique, comme le montrent les Figures 18 et 19.

Quel que soit le climat, le refroidissement à l'eau se traduit par un rendement électrique supérieur à celui d'un refroidissement naturel, car l'élévation de la température moyenne des cellules PV entraîne une réduction de l'efficacité électrique. De plus, l'eau présente des propriétés thermophysiques favorables qui renforcent son efficacité dans ce contexte.

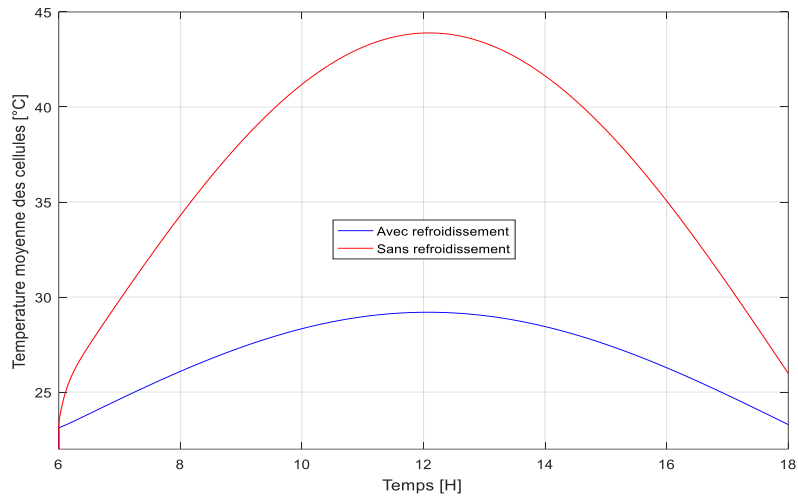


Figure 16 : Variations horaires de la température moyenne des cellules PV refroidies à l'eau et non refroidies au mois de Février.

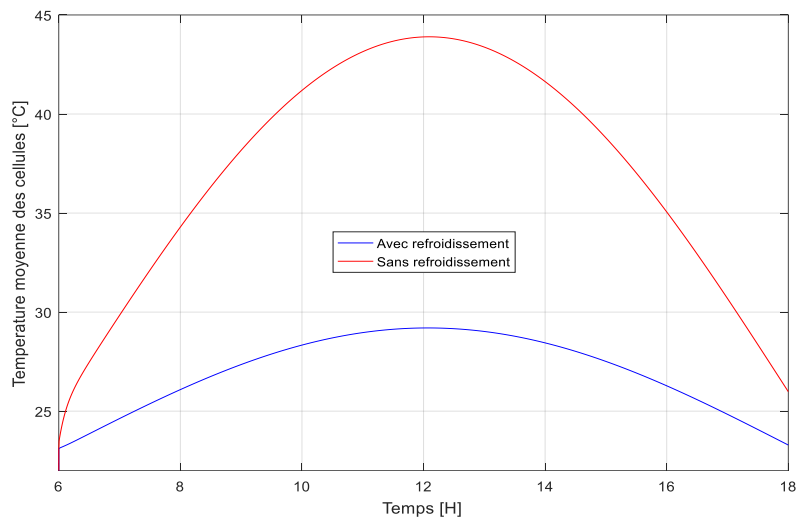


Figure 17 : Variations horaires de la température moyenne des cellules PV refroidies à l'eau et non refroidies au mois d'Août.

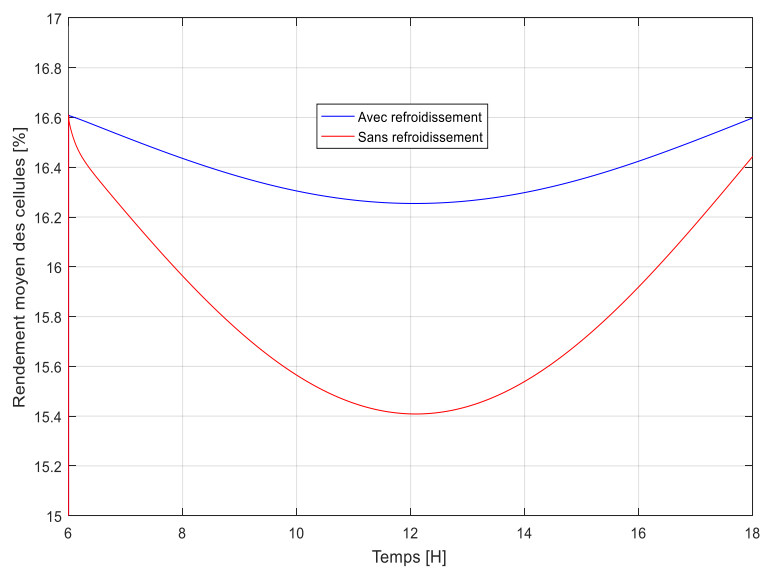


Figure 18 : Variations horaires du rendement moyen des cellules PV refroidies à l'eau et non refroidies au mois de Février.

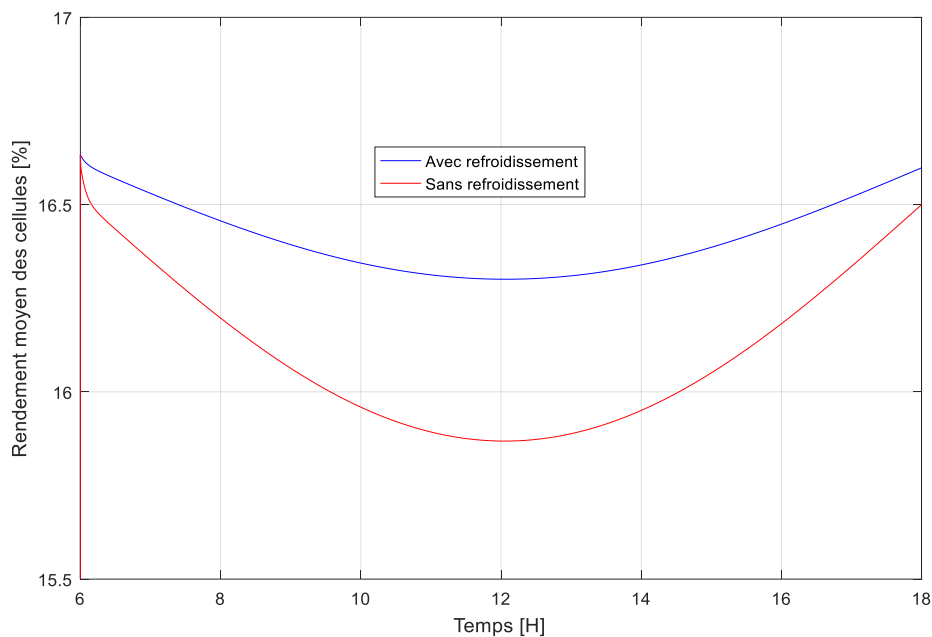


Figure 19 : Variations horaires du rendement moyen des cellules PV refroidies à l'eau et non refroidies au mois d'août.

Dans cette étude, nous avons appliqué l'équation 24 pour générer les courbes présentées dans les Figures 20 et 21, qui décrivent les variations de la puissance électrique produite par le module photovoltaïque au cours d'une journée-type en février et en août. Ces courbes représentent une partie essentielle de notre analyse, permettant de mieux comprendre les performances du système.

L'analyse détaillée des puissances électriques générées par le panneau photovoltaïque conduit à une conclusion significative. Elle met en évidence que le refroidissement à l'eau engendre systématiquement une production électrique supérieure, quelle que soit la période de l'année. Cette observation est d'une grande importance car elle montre que le choix du système de refroidissement peut avoir un impact considérable sur la production d'électricité à partir du panneau photovoltaïque.

En outre, il est intéressant de noter que la variation de la puissance électrique suit de près le rayonnement solaire tout au long de la journée. Cette corrélation explique la constante amélioration de la production électrique sous refroidissement à l'eau. Ces résultats suggèrent que l'efficacité du refroidissement à l'eau est davantage renforcée par la disponibilité du rayonnement solaire, ce qui a un impact significatif sur les performances globales du système photovoltaïque.

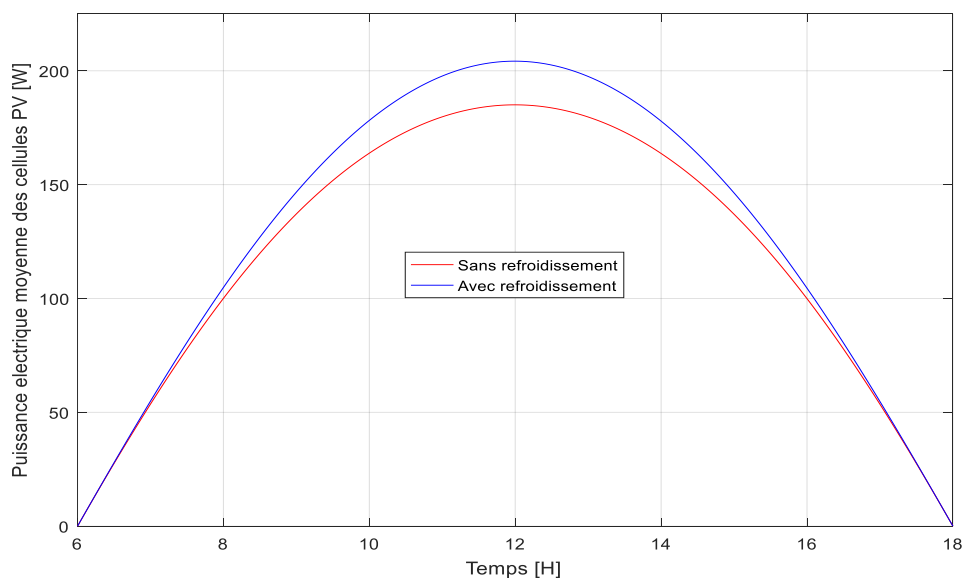


Figure 20 : Variations horaires de la puissance moyenne des cellules PV refroidies et non refroidies à l'eau au mois de février.

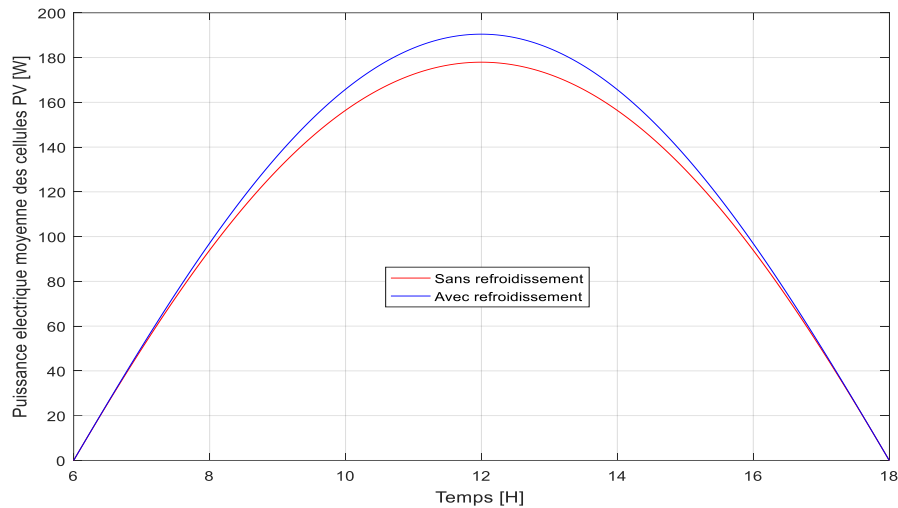


Figure 21 : Variations horaires de la puissance moyenne des cellules PV refroidies et non refroidies à l'eau au mois d'Août.

4. CONCLUSION

Dans cette étude, nous avons examiné le refroidissement d'un module photovoltaïque, en tenant compte de la diminution du rendement des cellules lorsque leur température augmente. Le refroidissement a été réalisé en faisant circuler de l'air ou de l'eau dans un échangeur sous la forme d'un canal adossé au dos du panneau. Une comparaison approfondie de ces deux systèmes a été entreprise. Pour ce faire, nous avons calculé numériquement la répartition de la température à l'intérieur du canal d'écoulement et au niveau des cellules photovoltaïques. Les équations régissant les phénomènes de transfert se déroulant dans les différents éléments du panneau photovoltaïque ont été discrétisées et résolues à l'aide de la méthode des différences finies. Les températures ainsi obtenues ont été utilisées pour déterminer le rendement électrique du panneau ainsi que la quantité d'énergie produite pour des journées types, en tenant compte des conditions climatiques de la ville de Diégo Suarez.

Les résultats de nos simulations révèlent que le rendement moyen des cellules refroidies à l'air est supérieur à celui des cellules non refroidies, à condition que la vitesse de l'air dans le canal de refroidissement dépasse celle du vent. En revanche, les cellules photovoltaïques refroidies à l'eau maintiennent une température moyenne inférieure à celles non refroidies, quelle que soit la période de l'année, indépendamment de la vitesse du vent. Il en découle que les performances électriques des modules photovoltaïques sont meilleures avec le refroidissement à l'eau, grâce aux excellentes propriétés thermophysiques de l'eau.

En perspective, pour valider ces résultats et éventuellement ajuster la modélisation du système, nous envisageons de poursuivre cette recherche par des études expérimentales. À cet effet, nous prévoyons de concevoir deux prototypes identiques, à l'exception que l'un sera refroidi à l'eau et l'autre ne le sera pas. Ils seront soumis aux mêmes conditions climatiques, et des mesures seront effectuées pour être comparées aux résultats de nos simulations.

Nomenclature

Lettres latines

A	surface du capteur (m^2)
C_p	capacité calorifique massique (J/kg.K)
D	diamètre du canal (m)
G	rayonnement direct total absorbé par la cellule solaire (W/m^2)
g	pesanteur (m/s)
H	hauteur du canal (m)
h_{cd}	coefficient d'échange thermique par conduction ($W/m^2.K$)
h_{cv}	coefficient d'échange thermique par convection ($W/m^2.K$)
h_r	coefficient d'échange thermique par rayonnement ($W/m^2.K$)
l	largeur du canal (m)
ṁ	débit massique (kg/s)
N_u	nombre de Nusselt
P	puissance (W)
Re	nombre de Reynolds
T	température (K)
t	temps (s)
u	Répartition de vitesse parabolique (m/s)
V	vitesse (m/s)
X	Coordonnée suivant la longueur du panneau (m)

Y Coordonnée suivant l'épaisseur du canal de refroidissement (m)

Lettres grecques

α	coefficient d'absorptivité
β	coefficient de température du silicium (1/K) δ épaisseur (m)
ϵ	émissivité
η	rendement (%)
η_r	écart relatif (%)
λ	conductivité thermique (W/m.K) μ viscosité dynamique (kg/m.s)
ρ	masse volumique (kg/m ³)
σ	constante de Stefan-Boltzmann en (W/m ² .K ⁴)
τ	transmittivité

Indices

0	paramètres du panneau PV non refroidi a ambiante
can	canal
cel	cellule
ele	électrique
f	fluide
h	hydraulique
pi	paroi inférieure
ps	paroi supérieure
PV	panneau photovoltaïque
ray	rayonnement
rg	rangée
ref	sous conditions standards
sol	solaire
ted	tedlar
v	verre
ve	vent

5. REFERENCES

1. Shan F, Tang F, Cao L, Fang G. Comparative simulation analyses on dynamic performances of photovoltaic-thermal solar collectors with different configurations. *Energy Convers Manag.* 2014;87:778-786.
2. Tonui JK, Tripanagnostopoulos Y. Air-Cooled PV/T solar collectors with low cost performance improvements. *Sol Energy.* 2007;81:498-511.
3. Ibrahim A, Othman MY, Ruslan MH, et al. Recent advances in flat plate photovoltaic/thermal (PV/T) solar collectors. *Renew Sustain Energy Rev.* 2011;15:352-365.
4. Tiwari GN, Mishra RK, Solanki SC. Photovoltaic modules and their applications: A review on thermal modeling. *Appl Energy.* 2011;88:2287-2304.
5. Amori KE, Al-Najjar HMT. Analysis of thermal and electrical performance of a hybrid (PV/T) air based solar collector for Iraq.
6. Ong KS. Thermal performance of solar air heaters: Mathematical model and solution procedure. *Sol Energy.* 1995;55:93-109.
7. Skoplaki E, Palyvos JA. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Sol Energy.* 2009;83:614-624.
8. Fantoni A, Vieira M, Martins R. Simulation of hydrogenated amorphous and microcrystalline silicon optoelectronic devices. *Math Comput Simulation.* 1999;49:381-401.



How to cite this article: Abdoussalam Badrou-Dini, Michel Aimé Randriazanamparany et Rabemanantsoa Heriniaina Joslin. ETUDE D'UN SYSTÈME DE REFROIDISSEMENT D'UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE. *Am. J. innov. res. appl. sci.* 2023; 17(3): 160-175.

This is an Open Access article distributed in accordance with the Creative Commons Attribution Non Commercial (CC BY-NC 4.0) license, which permits others to distribute, remix, adapt, build upon this work non-commercially, and license their derivative works on different terms, provided the original work is properly cited and the use is non-commercial. See: <http://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>