

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE**

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI TIZI-OUZOU

FACULTE DES SCIENCES

THESE DE DOCTORAT ès SCIENCES

Présentée par

Djamila ZEMBRI épouse NEBBALI

En vue de l'obtention du diplôme de **DOCTORAT ès Sciences**

Filière: Physique

Option: Physique des matériaux

Caractérisation d'une cellule solaire et optimisation de sa capacité de conversion énergétique

Devant le jury composé de :

M. DEBIANE Mohammed	Professeur	USTHB	Président
M. OUIBRAHIM Ahmed	Professeur	UMMTO	Directeur de thèse
M. NEBBALI Rezki	Maître de Conférences A	UMMTO	Co-Directeur de thèse
M. AOUCHICHE Hocine	Professeur	UMMTO	Examineur
M. MANSOURI Kacem	Professeur	UMBB	Examineur
M. AZZI Abdelwahid	Professeur	USTHB	Examineur

Remerciements

En premier lieu je tiens d'abord à remercier Monsieur OUIBRAHIM Ahmed, Professeur à l'Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou (UMMTO), de m'avoir permis d'intégrer le laboratoire d'Energétique, Mécanique et Matériaux (LEMM). Je le remercie également d'avoir accepté la direction de cette thèse avec tous les efforts consentis pour le suivi, ses conseils et orientations qui ont conduit à son aboutissement.

Ma gratitude va également à Monsieur NEBBALI Rezki, Maître de conférences à l'UMMTO, pour m'avoir proposé ce sujet de thèse, dans l'acuité de l'actualité. Je le remercie de n'avoir ménagé aucun effort pour concrétiser ce travail. Sa rigueur, sa patience, sa disponibilité et ses conseils avisés ont contribué énormément à l'accomplissement de cette thèse.

Je remercie également Monsieur DEBIANE Mohammed, Professeur à l'USTHB, de m'avoir fait l'honneur de présider ce jury de soutenance. J'exprime mon profond respect à tous les membres de jury pour l'intérêt qu'ils portent à cette thèse et d'avoir accepté de l'examiner, Monsieur AOUCHICHE Hocine, Professeur à l'UMMTO, Monsieur MANSOURI Kacem, Professeur à l'Université de Boumerdès (UMBB) et Monsieur AZZI Abdelwahid, Professeur à l'USTHB.

Un grand merci pour mon cher papa, ma chère maman, et tous les membres de ma famille. J'embrasse chaleureusement mes adorables enfants qui m'aident à aller de l'avant.

J'adresse aussi mes salutations cordiales à tous les membres du Laboratoire d'Energétique, Mécaniques et Matériaux (LEMM).

Résumé

L'élévation de la température d'un panneau photovoltaïque (PV) durant son fonctionnement est connue pour induire des pertes de ses performances. On se propose de minimiser ces pertes via un système simple et autonome de refroidissement par air, composé d'un ventilateur activé par l'électricité produite par le panneau PV. Le ventilateur souffle de l'air ambiant sur la face arrière du panneau. Les mesures expérimentales de l'intensité de courant ainsi que de la tension délivrée par un panneau PV de faibles dimensions (220×290 mm) et de la température de la face supérieure de ce panneau assurent la validation du code numérique CFD. Les résultats numériques et expérimentaux sont en bon accord. L'extension de ce système de refroidissement autonome à un panneau PV commercial de taille standard (1425×652mm) est également réalisée. Les résultats de simulations numériques sont similaires à ceux obtenus précédemment avec le panneau PV de taille réduite. Comme principaux résultats de ce refroidissement autonome, par rapport à la situation du panneau non refroidi, l'efficacité augmente de 29,52% tandis que la température du panneau est abaissée de 39,29 °C. Les résultats ainsi obtenus avec ce système de refroidissement pour l'amélioration de l'efficacité du panneau PV suggèrent des arguments économiques et commerciaux intéressants.

Mots clés : Bilan thermique, conversion d'énergie, cellule solaire, CFD, efficacité, photovoltaïque, refroidissement par air, ventilateur.

Abstract

The temperature rise of a PV panel during its functioning is known to induce losses of its performances. We propose to minimize these losses via a simple and autonomous air cooling system composed by a fan activated by the electricity produced by a PV panel of a reduced dimensions (220×290 mm), in a first step. This fan blows ambient air on the rear face of the panel. Experimental measurements of the current intensity as well as voltage delivered by the panel and the temperature of the panel upper face ensure the validation of the numerical CFD code. Numerical and experimental results are in good agreement. Extension of this autonomous cooling system to commercial PV panel of standard size (1425×652mm) is also performed. The numerical simulations results are similar to those of the monocrystalline PV panel of reduced size obtained at the first step. As the main results of this autonomous cooling, when compared to the uncooled panel situation, the efficiency increases of 29.52% while the panel temperature is lowered of 39.29°C. The results thus achieved with this quite simple autonomous cooling system on the improvement of the PV panel efficiency suggest interesting economic and commercial arguments.

Keywords : Air cooling, Balance energy, CFD, energy conversion, efficiency, fan, photovoltaic, solar cell.

Nomenclature	I
Introduction générale	1
Chapitre I Améliorations du rendement des panneaux photovoltaïques : Moyens et méthodes	5
1. Introduction.....	6
2. Différentes Générations de cellules photovoltaïques.....	8
2.1. Première génération: Cellules cristallines à une seule jonction	8
2.2. Deuxième génération: Couches minces à une seule jonction	10
2.3. Troisième génération	11
2.3.1. Cellules à multi-jonctions.....	11
2.3.2. Cellules Pérovskites	11
2.3.3. Cellules organiques	12
3. Techniques de Refroidissement des panneaux PV	12
3.1 Techniques de refroidissements passifs	13
3.1.1 Refroidissement par eau	13
3.1.2 Refroidissement par air	14
3.1.3 Refroidissement par matériau à changement de phase (MCP).....	15
3.2 Techniques de refroidissements actifs.....	16
4. Conclusion	21
Chapitre II : Théorie des semi-conducteurs et physique des cellules solaires	22
1. Introduction.....	23
2. Théorie des bandes d'énergies.....	23
3. Spectre d'ondes du rayonnement solaire	24
4. Interaction rayonnement solaire/semi-conducteur (effet photoélectrique).....	26
5. Propriété électrique du Silicium	28
5.1 Semi-conducteur en Silicium intrinsèque:.....	28
5.2. Semi-conducteur extrinsèque Jonction P-N	32
6. Principe de fonctionnement d'une photopile :	34
7. Composition et structure des cellules photovoltaïques	35
7.1 Matériaux destinés à la conversion photovoltaïque.....	35
7.2 Structure des semi-conducteurs	36
7.2.1- Structure cristalline.....	36
7.2.2. Structure amorphe.....	37

8. Procédé de fabrications des cellules solaires	38
8.1 <i>Techniques cristallographique</i>	39
8.2. <i>Techniques physique et chimique.....</i>	39
8.3. <i>Dopage des semi-conducteurs</i>	40
8.3.1. <i>Dopage de type N</i>	40
8.3.2 <i>Dopage de type P</i>	41
9. Modèles électriques associés.....	42
9.1. <i>Modèle électrique à une diode</i>	42
9.2. <i>Modèle à deux diodes.....</i>	43
10. Puissance électrique d'une cellule solaire.....	44
10.1 <i>Facteur de forme :</i>	44
10.2 <i>Rendement de conversion énergétique.....</i>	44
11. Conclusion	45
Chapitre III Simulation du panneau PV non refroidi	46
1. Introduction.....	47
2. Dispositif expérimental	47
3. Méthodologie	49
4. Modélisation mathématique et simulations numériques	49
4.1. <i>Modèle électrique à une diode</i>	49
4.2 <i>Modèle thermique du panneau photovoltaïque non refroidi.....</i>	50
4.3. <i>Efficacité du panneau PV non refroidi :</i>	52
4.4 <i>Procédure numérique</i>	52
5. Résultats et discussion	53
5.1. <i>Identification des paramètres du modèle électrique</i>	53
5.2. <i>Validation.....</i>	54
6. Application.....	57
7. Conclusion	60
Chapitre IV Simulation du panneau PV refroidi.....	61
1. Introduction.....	62
2. Méthodologie	62

3. Partie expérimentale	63
3.1. <i>Caractéristiques du panneau PV et conditions climatiques</i>	63
3.2. <i>Description du système de refroidissement proposé</i>	64
3.3. <i>Mesures</i>	64
4. Modélisation mathématique et simulations numériques	67
4.1. <i>Équations associées</i>	68
4.2. <i>Maillage et conditions aux limites.....</i>	69
4.3. <i>Efficacité du panneau PV refroidi</i>	70
5. Résultats et discussion	70
5.1. <i>Précision du modèle.....</i>	70
5.2. <i>Application</i>	73
5.2.1. <i>Le point de fonctionnement optimal</i>	73
5.2.2 <i>Répartition des champs de vitesse et de température de l'air soufflé</i>	74
6. Extension de la solution proposée pour un panneau photovoltaïque de dimensions réduites à un panneau photovoltaïque commercial de grandes dimensions	76
7. Conclusion	80
Conclusion générale.....	81
Références bibliographiques	84
Annexes	95

Nomenclature

ARC : anti-reflection coating	
a : coefficient d'idéalité de la cellule	
a_{ref} : coefficient d'idéalité de la cellule aux conditions de références	
C : vitesse de la lumière	$m.s^{-1}$
EVA : Ethylene-vinyl acetate	
e : charge d'un électron ($e=1,6 \cdot 10^{-19} C$)	
e_g : épaisseur du verre.	m
e_s : épaisseur du silicium.	m
E_{gs} : énergie de gap du silicium ($E_{gs}=1.12 eV$).	
F_{PV-sky} : facteur de forme de la face avant du panneau PV vis-à-vis du ciel	
$F_{PV-wall}$: facteur de forme de la face avant du panneau PV vis-à-vis des parois environnantes	
G_r : nombre de Grashof	
h : coefficient d'échange convectif.	$W m^{-2} K^{-2}$
$\hbar = 1.055 \cdot 10^{-34} J.s$: constante de Planck	
I_L : photo-courant généré par la cellule PV.	A
I_s : courant de saturation inverse de la diode.	A
I_{s1} : courant de saturation de la diode 1.	A
I_{s2} : courant de saturation de la diode 2.	A
a_1, a_2 : coefficients d'idéalités des diodes 1 et 2.	
I_{opt} : courant optimum.	A
I_{cc} : courant de court-circuit.	A
$I_{L,ref}$: photocourant sous les conditions de références ($R_{G,ref}=1000W.m^{-2}$ et $T_{p,ref}= 25^{\circ}C$).	A
J : densité de courant des électrons	$A.m^{-2}$
v : vitesse moyenne des électrons	$m.s^{-1}$
k : énergie cinétique turbulente.	$m^2.s^2$
$k_B = 1,3806 \cdot 10^{-23} J K^{-1}$: constante de Boltzmann	
m_e^* : masse effective des électrons dans la bande de conduction	Kg
m_h^* : masse effective des trous dans la bande de valence	Kg
M_t : nombre de Mach turbulent.	
n : densité des électrons	cm^{-3}

n_r : indice de réfraction	
N_u : nombre de Nusselt	
N_s : nombre de cellules en série constituant le panneau photovoltaïque	
P : puissance électrique du panneau PV.	W
$P_m^{uncooled}$: puissance électrique maximale du panneau PV non refroidi.	W
P_m^{cooled} : puissance électrique maximale du panneau photovoltaïque refroidi.	W
P_{fan}^o : puissance électrique du ventilateur à la température de l'air de 25°C.	W
P_{fan} : puissance électrique du ventilateur pour une température T_{air} de l'air ambiant.	W
P_{fan}^* : puissance électrique du ventilateur de grandes dimensions pour une température T_{air} de l'air ambiant.	W
P_{fan}^{o*} : puissance électrique du ventilateur de grandes dimensions pour une température de l'air de 20 °C.	W
P_r : nombre de Prandtl	
Q : débit volumique.	$dm^3.s^{-1}$
q : débit massique.	$g.s^{-1}$
R^2 : coefficient de détermination	
R_a : nombre de Rayleigh	
R_e : nombre de Reynolds	
R_s : résistance de contacts en série.	Ω
R_{sh} : résistance de contacts en parallèle (shunts).	Ω
R_G : intensité du rayonnement solaire incident sur le panneau PV.	$W.m^{-2}$
$R_{G,ref}$: intensité du rayonnement solaire de référence incident sur le panneau PV.	$W.m^{-2}$
S_{ij} : composantes du tenseur des taux de déformations	
S : surface du panneau PV.	m^2
T_p : température du panneau PV.	K
$T_{c,ref}$: température de référence de la cellule solaire	K
T_{air} : température de l'air.	K
u'_i : composantes des fluctuations de vitesses	$m.s^{-1}$
$\overline{u_i}$: composantes de la vitesse moyenne	$m.s^{-1}$
V_{opt} : tension au point de puissance maximale	V
V : tension	V
W : vitesse du vent.	$m.s^{-1}$

Caractères grecs

α : coefficient d'absorption du panneau PV.

α_{PV} : coefficient d'absorption moyen du panneau PV

α_g : coefficient d'absorption du verre.

δ : diffusivité thermique. $m^2.s^{-1}$

ε_g : émissivité du verre

ε : taux de dissipation de la turbulence $m^2.s^{-3}$

η_{ref} : efficacité du panneau PV de dimensions réduites dans les conditions de références. (%)

η_{ref}^* : efficacité du panneau PV de taille standard dans les conditions de références. (%)

η_o : efficacité du panneau PV de dimensions réduites à la température d'équilibre T_p . (%)

η_o^* : efficacité du panneau PV de taille standard à la température d'équilibre T_p . (%)

$\eta_o^{uncooled}$: efficacité du panneau PV de dimensions réduites non refroidi. (%)

η_o^{cooled} : efficacité du panneau PV de dimensions réduites refroidi. (%)

$\eta_o^{*uncooled}$: efficacité du panneau PV de taille standard non refroidi (%)

$\eta_o^{*cooled}$: efficacité du panneau PV de taille standard refroidi. (%)

η : efficacité globale du panneau PV de taille standard refroidi (%)

η_r : efficacité relative du panneau PV de dimensions réduites. (%)

η^* : efficacité globale du panneau PV de taille standard (%)

η_r^* : efficacité relative du panneau PV de taille standard (%)

λ_{air} : conductivité thermique. $W.m^{-1}.K^{-1}$

λ : longueur d'onde du rayonnement solaire m

λ_0 : longueur d'onde seuil du rayonnement solaire m

$\mu_{I,sc}$: coefficient de température en court circuit. $A.K^{-1}$

ν : viscosité cinématique. $m^2.s^{-1}$

ρ_{air} : densité de l'air à une température T_{air} de l'air $kg.m^{-3}$

ρ_{air}^o : densité de l'air aux conditions de référence du ventilateur. $kg.m^{-3}$

σ : constante de Stefan-Boltzmann. $W.m^{-2}.K^{-4}$

τ_g : transmittivité du verre.

τ_m : temps de relaxation. s

Indices

c	Cellule
g	Verre
m	maximum
o	panneau PV n'intégrant pas la puissance du ventilateur
opt	optimum
P	Panneau
ref	Conditions de références du panneau PV
s	silicium
sc	court circuit
t	turbulence

Exposants

o	Conditions de référence du ventilateur
*	Panneau photovoltaïque de taille standard
cooled	Panneau photovoltaïque refroidi
uncooled	Panneau photovoltaïque non refroidi

Introduction générale

La production d'énergie électrique d'origine fossile, pour l'alimentation d'équipements industriels et d'appareils domestiques a considérablement augmenté de 1950 à 2017, selon l'Agence Internationale de l'énergie. En effet, la consommation mondiale est passée de 59 TWh à 25551.3 TWh (BP, 2017). A ce rythme, les réserves de combustibles fossiles (Charbon, Pétrole, Gaz naturel) s'épuiseront en moins d'un siècle (Favennec, 2011). Pour l'Algérie, le pétrole représente la source principale de ses revenus. Elle se positionne à la 18^{ième} place dans le classement des pays producteurs de pétrole (BP, 2018). L'épuisement continu des réserves de pétrole conjugué à l'instabilité du prix du baril ne confortent pas la situation économique du pays. Par ailleurs, la forte demande énergétique interne et mondiale, impose au pays le recours à d'autres formes d'énergies. Le recours au gaz pour combler, pour un moment, ce déficit, tendant tout autant à l'épuisement, constitue une solution à court terme qui ne peut répondre aux exigences imposées par le réchauffement climatique. C'est pourquoi les énergies renouvelables constituent une alternative inévitable et fort intéressante. On distingue, l'énergie solaire, éolienne, biomasse, géothermique et hydraulique (Bayem, 2009).

Cependant, ces ressources énergétiques renouvelables doivent, d'une part, contribuer à une meilleure protection de l'environnement et réduire en même temps l'impact du réchauffement climatique. D'autre part, il est nécessaire de s'assurer que leurs développements conduisent à des coûts raisonnables afin qu'ils puissent remplacer de manière adéquate les combustibles fossiles, actuellement dominants et par ailleurs dans un état d'épuisement.

L'énergie solaire photovoltaïque représente une ressource énergétique renouvelable prometteuse (Edenhofer, 2001). Les taux de production annuelle de différents pays témoignent de cet état de fait. Dans une classification établie en 2017, on retrouve en première position la Chine avec 131.1 GW, suivie des États-Unis d'Amérique avec 51 GW, puis le Japon avec 49 GW et l'Allemagne avec 42.4 GW. Toutefois, la production électrique issue du photovoltaïque reste faible devant la consommation électrique mondiale. Selon l'NREL (National Renewable Energy Laboratory), l'énergie photovoltaïque (PV) pourrait, selon les évolutions des marchés actuels, satisfaire 15% de la demande électrique dans le monde en 2020 et 25% en 2050 (NREL, 2017). Pour booster cette production on essaye d'améliorer l'efficacité des panneaux photovoltaïques. Les recherches actuelles tentent de mettre au point de nouvelles générations de cellules solaires à hauts rendements dont le matériau de base provient essentiellement de la silice.

L'existence de la silice, en abondance, associée au gisement solaire important que confère notre pays impose le recours au photovoltaïque (PV). Le vaste étendu du désert Algérien (2 millions de km²) constitue le site d'implantation approprié aux panneaux PV. Cependant, les

conditions climatiques extrêmes qui caractérisent ces régions du sud peuvent élever de façon excessive la température des panneaux PV. Ce qui peut affecter de façon significative leurs performances et réduire considérablement leur durée de vie.

Le recours aux systèmes de refroidissements qui minimisent l'effet négatif de l'augmentation de la température des panneaux PV s'avère alors nécessaire. On distingue des systèmes hybrides (Photovoltaïque/Thermique) ou simplement photovoltaïques faisant appel à des modes de refroidissements passifs et actifs.

Les systèmes hybrides sont, en effet, intéressants mais leurs applications restent limitées aux usages domestiques ou tertiaires. Ils permettent, en plus de la production d'énergie électrique, d'assurer la production d'eau chaude sanitaire ou de contribuer au réchauffement des locaux. Pour les champs photovoltaïques en milieux arides et sous des conditions climatiques extrêmes, le refroidissement des panneaux photovoltaïques par eau ou par air permet d'éviter leur échauffement excessif et donc de maintenir leurs rendements à des niveaux appréciables. Sa mise en œuvre est conditionnée par les coûts supplémentaires occasionnés par ces systèmes annexes de refroidissements et par les dépenses d'énergies nécessaires à leurs fonctionnements. Par ailleurs, l'origine de la source d'eau reste problématique quand ce système utilise de l'eau comme fluide caloporteur. En outre, la plupart des systèmes proposés dans la littérature reste au stade expérimental et pose le problème d'exploitation et d'adaptation sur des champs photovoltaïques.

L'objectif de ce travail est justement de proposer un système autonome de refroidissement par air. Il s'agit d'un système pratique qui permet un refroidissement suffisant des panneaux photovoltaïques, tout en assurant l'amélioration de leurs rendements sous des conditions climatiques extrêmes, caractérisées par un rayonnement solaire de 1000W.m^{-2} , l'absence de vent et une température élevée de l'air ambiant (50°C). La solution consiste à installer un ventilateur qui souffle l'air ambiant sur la face arrière du panneau PV. L'autonomie de ce système est justement assurée par l'électricité produite par le panneau, qui alimente et assure ainsi le fonctionnement du ventilateur. L'optimisation d'un tel système, permet au panneau PV refroidi de produire davantage de puissance électrique par rapport au panneau en situation non refroidi.

Ainsi, cette étude est répartie en quatre chapitres. Le premier chapitre est consacré aux moyens et méthodes utilisés pour améliorer le rendement des panneaux photovoltaïques (PV). Dans ce chapitre nous présentons la façon dont cette amélioration peut être accessible. Il y a d'une part le développement de nouveaux matériaux et structures composant les cellules des panneaux photovoltaïques, et d'autre part les différentes méthodes de refroidissement

proposées dans la littérature afin d'atténuer ou de circonscrire l'effet négatif de l'élévation de la température de ces panneaux PV.

Le chapitre II s'intéresse d'abord à l'effet photovoltaïque dans un semi-conducteur au regard de ses propriétés électriques et du rayonnement solaire. L'attention est ensuite portée sur la physique des cellules solaires, son fonctionnement, la composition et le mode de fabrication des matériaux qui composent ces cellules. Par ailleurs, deux modèles électriques associés aux cellules PV sont présentés.

Le chapitre III traite le problème d'un panneau PV non refroidi. A travers un bilan thermique, la température d'équilibre de ce panneau est d'abord évaluée. Les mesures d'intensités de courant et de tension effectuées vont ensuite permettre de déterminer les paramètres du modèle électrique associé pour le calcul de la puissance électrique généré par le panneau PV et donc son efficacité.

Le panneau refroidi par le système proposé, dans cette étude, fait l'objet du quatrième chapitre. La complexité des équations mises en jeu fait appel au code de calcul CFD-Fluent pour la détermination de la température d'équilibre du panneau avant de procéder à l'évaluation de la puissance qu'il génère et de son efficacité. L'efficacité du système de refroidissement proposé est évaluée en comparant les efficacités du panneau refroidi et non refroidi. L'étude de l'influence du débit d'air insufflé par le ventilateur fait ressortir le point de fonctionnement optimal de l'installation.

Chapitre I

Améliorations du rendement des panneaux photovoltaïques : Moyens et méthodes

1. Introduction

Le phénomène photovoltaïque ne date pas d'hier, en 1839 le physicien français Antoine Becquerel (Becquerel, 1839) fut le premier à travailler sur une photopile. Avec une pile constituée de deux électrodes l'une de cuivre et l'autre de platine, plongées dans une solution électrolytique, il remarqua une génération de courant électrique en présence de la lumière. Cette constatation a intéressé Smith qui étudia le comportement électrique sous éclairage du sélénium avec des rendements de l'ordre de 1% (Smith, 1873a,b). Fritts (1883) conçut le premier système photovoltaïque à base de Sélénium. Einstein est récompensé du prix Nobel en 1912 pour son apport à la physique théorique et particulièrement son explication de l'effet photoélectrique sur lequel se base la technologie photovoltaïque (Einstein, 1905). En 1954, l'observation par des chercheurs de Bell Telephone Laboratories (BTL - USA) d'une production d'électricité à partir de diodes à jonction p-n a permis à ce même laboratoire, dans l'année qui suivit de mettre au point une cellule à base de Silicium avec un rendement de conversion énergétique de l'ordre de 6 %, marquant ainsi l'avènement de la photopile solaire (Chapin *et al.*, 1954).

En 1958 le satellite Américain Vanguard-1 fut le premier à être doté de panneaux photovoltaïques pour pallier le déficit énergétique nécessaire à son alimentation (Williamson, 1999). Toutefois, à cause du coût élevé du kWh produit par les panneaux solaires, soit cinq à dix fois plus élevé que son équivalent non renouvelable (UCIL, 2016), son expansion a été vite abandonnée. Un regain d'intérêt se manifeste à nouveau suite à la crise énergétique de 1973. Ce n'est que depuis la hausse des prix du baril de pétrole que l'on s'intéresse sérieusement aux applications énergétiques des cellules solaires photovoltaïques (Graefe, 2008).

Cependant, la fabrication des cellules solaires doit veiller à assurer un bon rapport qualité/prix. Les plus répandues sur le marché sont à base de silicium de type polycristallin, monocristallin et amorphe. On distingue aussi des cellules de deuxième génération, d'efficacités plus élevées mais moins abondantes à cause de leur sensibilité à l'humidité qui réduit de façon considérable leur durée de vie. D'autres cellules multi-jonctions, dites de troisième générations, offrent des rendements bien meilleurs, mais leur coût très élevé limite leur exploitation. D'autres cellules organiques font l'objet de récentes recherches. Néanmoins, leur faible rendement conjugué à leur faible durée de vie freine leur exploitation.

L'utilisation du silicium sous sa structure amorphe offre un rendement de 7%, 14% pour le polycristallin et 20% en monocristallin (Treble, 1998; Koch *et al.*, 2001; Sze, 1981). Pour booster ces performances on a recours à d'autres semi-conducteurs tel que le cadmium/tellure (CdTe), avec des coûts de fabrication acceptables (2.35 euro/Wc) et un rendement de

16,5% (Keane *et al.*, 2001), tandis que l'efficacité du cuivre/indium/sélénium (CIS), cuivre/indium/gallium/sélénium (CIGS), et cuivre/indium/gallium/diséléniure/disulfure (CIGSS) est de 20%, mais avec des coûts de fabrication plus élevés. L'arséniure de gallium (Ga-As) affiche une efficacité de 40% (Gow *et al.*, 1999), mais ses coûts de fabrication sont excessivement élevés (Yoann, 2014). La superposition de plusieurs couches minces donne lieu à des cellules solaires à multi-jonctions dont les rendements sont de l'ordre de 36%.

D'autres études ont porté sur le refroidissement des panneaux PV. En effet, l'efficacité de ces panneaux est fortement liée aux conditions climatiques (Cuce et Cuce, 2014; Skoplaki et Playvos, 2009). L'effet combiné du rayonnement solaire à des températures élevées de l'air ambiant, qui caractérise le climat saharien, peut porter la température des panneaux solaires au-dessus de 100°C. Ce qui peut réduire considérablement leur longévité et affecter leurs performances. En effet, un taux de dégradation du facteur de forme (FF) de 0,57% par an a été constaté pour une installation de panneaux PV exploitée sous un climat saharien durant 28 ans (Teo *et al.*, 2012; Bandou *et al.*, 2015). Afin de résoudre ce problème, plusieurs études ont été menées sur l'effet négatif de l'élévation de la température du panneau sur sa performance. La plupart de ces études ont proposé une méthode pour minimiser ces effets négatifs, principalement dans des conditions climatiques extrêmes. Dans ce contexte, on distingue les systèmes hybrides PV/T (Amori *et al.*, 2012; Sarhaddi *et al.*, 2010; Tiwari et Sodha, 2006) pour lesquels la consommation d'énergie requise pour les pompes assurant la circulation du fluide de refroidissement (eau ou air) est négligeable. Par ailleurs, un autre système hybride, qui utilise le vent pour entraîner une turbine puis refroidir un panneau PV, améliore la production d'électricité de 36% (Armstrong et Hurley, 2010).

En outre, il est nécessaire de réduire la consommation d'énergie des systèmes annexes. Rahimi *et al.*(2014) ont optimisé la conception d'un jet d'eau sur un panneau PV sous des concentrations solaires élevées afin de le refroidir avec une faible consommation d'énergie de la pompe à eau. L'étude numérique et expérimentale a été menée par (Odeh et Behnia, 2009). Cependant, en raison des difficultés de mise en œuvre, cette méthode limite l'exploitation réelle d'une telle installation. D'autres systèmes complexes comprennent le refroidissement par évaporation (Royne et Dey, 2007) ou le refroidissement par pulvérisation d'eau (Bahaidarah , 2016). Pour pallier ces difficultés, la circulation naturelle de l'air à travers le panneau PV, qui est facile à réaliser, offre une solution de rechange, mais avec un faible effet de refroidissement (Alami, 2014).

2. Différentes Générations de cellules photovoltaïques

2.1. Première génération: Cellules cristallines à une seule jonction

En utilisant la technique cristallographique on obtient une feuille à deux faces de quelques micromètres (200 μm), composée principalement de silicium monocristallin ou polycristallin. On adopte un dopage de type N pour la face exposée au rayonnement solaire (face supérieure) et un dopage de type P pour la face inférieure. Des doigts de contact en Argent sont montés sur la face supérieure (anode) alors que la face inférieure (cathode) est recouverte d'un matériau conducteur (Figure I-1).

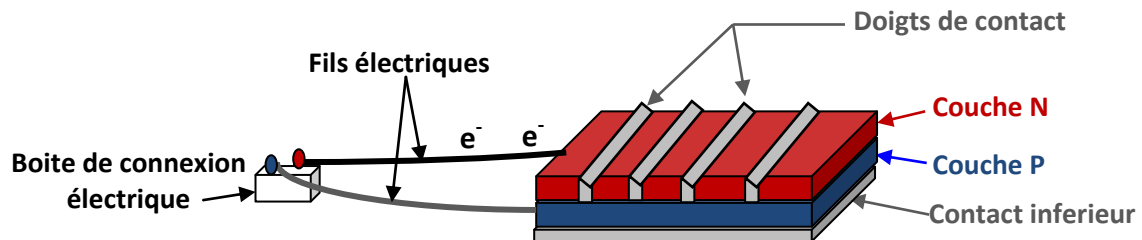


Figure I-1: Illustration d'une Cellule Photovoltaïque (Mathieu, 1998)

Cependant même si le silicium reste le plus utilisé dans l'industrie de la production des panneaux photovoltaïques (Figure I-2), d'autres matériaux sont exploités en adoptant d'autres techniques de fabrication donnant lieu à des cellules solaires de deuxième et troisième génération. Elles sont moins abondantes sur le marché à cause de la rareté et de la toxicité des matériaux utilisés pour leur fabrication. Néanmoins, elles sont caractérisées par des rendements électriques plus importants que ceux des cellules photovoltaïques de première génération (Figure I-3).

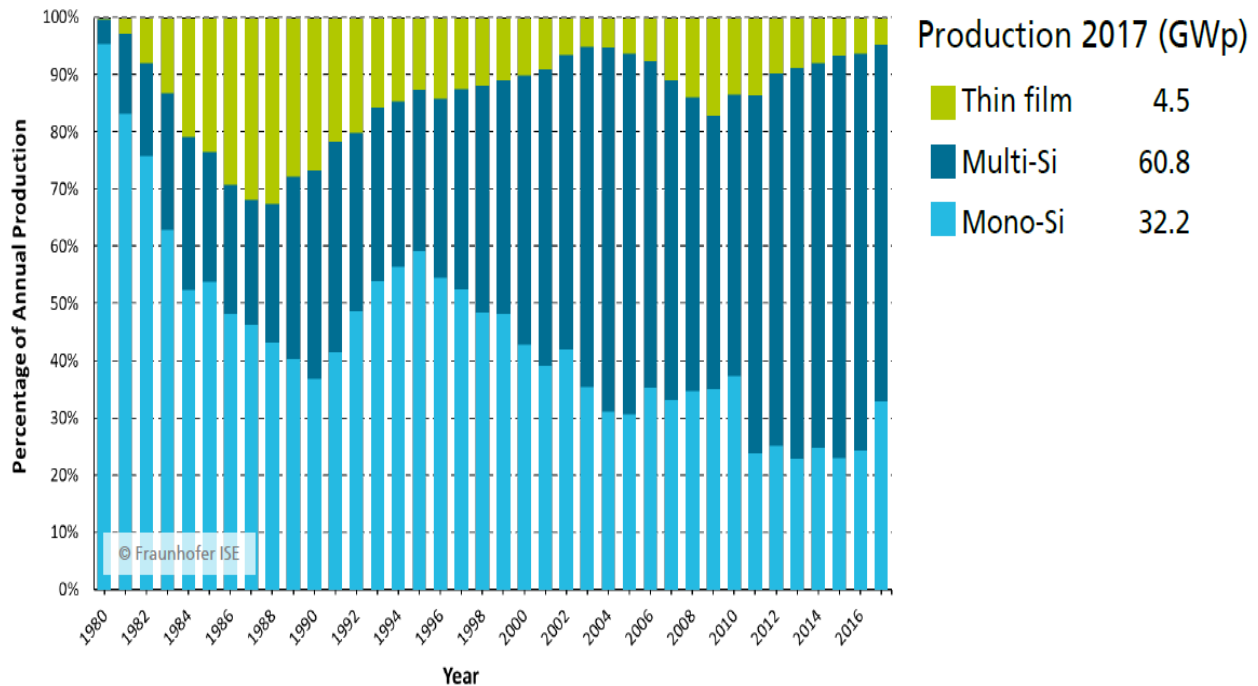


Figure I-2: Production annuelle des panneaux PV à base de silicium (monocristallin, polycristallin et amorphe) (Fraunhofer, 2017).

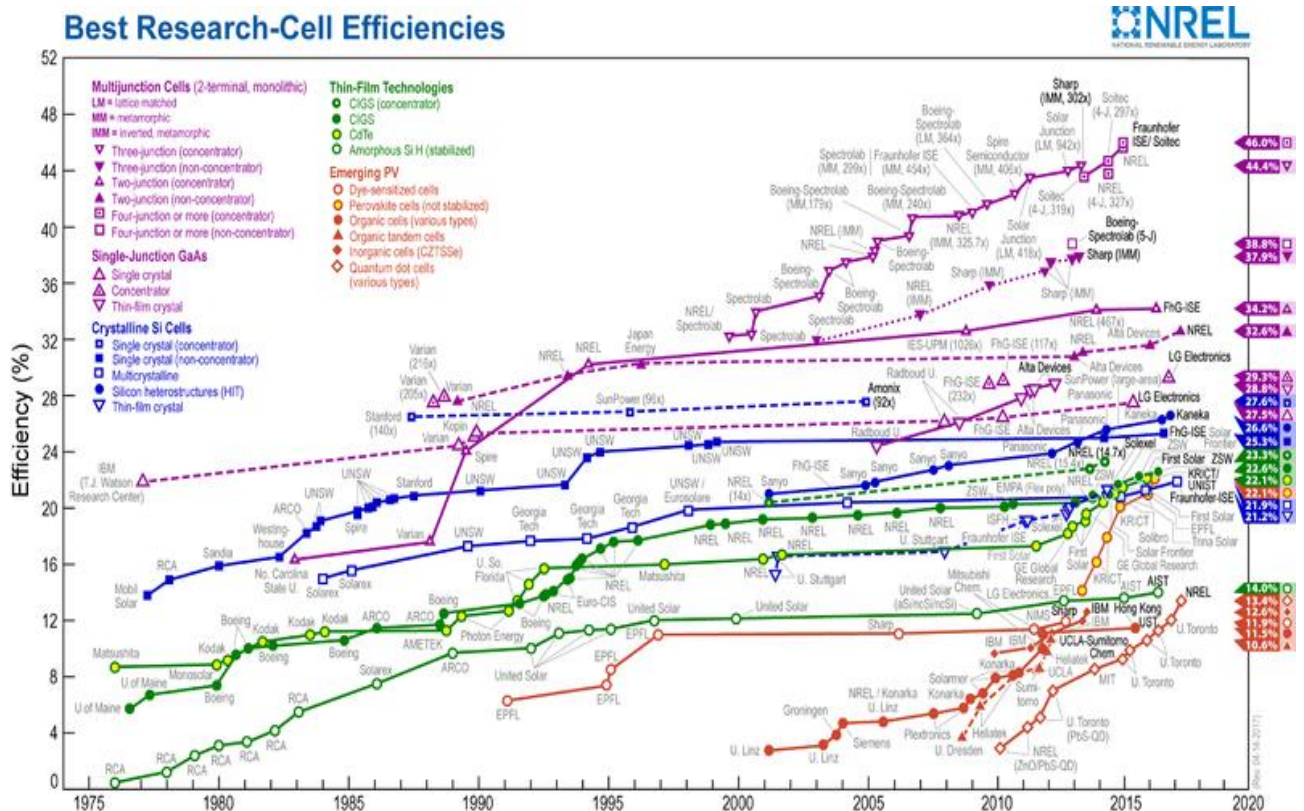


Figure I-3: Evolution du rendement des différentes technologies de cellules photovoltaïques (NREL, 2016)

2.2. Deuxième génération: Couches minces à une seule jonction

Son épaisseur est de l'ordre de 1–2 μm (Figure I-4). Dans un réacteur sous vide, on effectue le dépôt de couche mince de silicium amorphe de type N sur un substrat en verre puis on dépose une deuxième couche de a-Si dopée P qui est alors recouverte d'un sédiment métallique à base d'argent assurant la connexion.

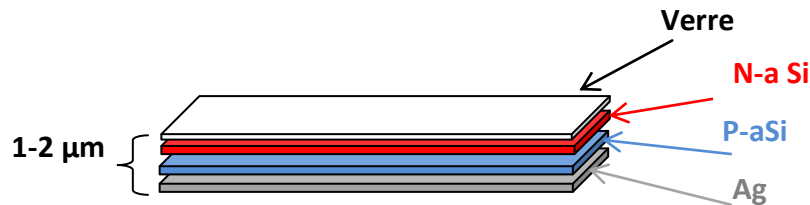


Figure I-4: Cellules photovoltaïques deuxième génération

Le même procédé est applicable pour le dépôt d'autres matériaux en couches minces comme le tellure de cadmium (CdTe), Cuivre Indium Sélénium (CIS), le Cuivre Indium Gallium Sélénium CIGS et les (CIGSS) et l'Arséniure de Gallium (Ga-As). Toutefois, leur production ne constitue pas une part importante du marché (Figure I-5),

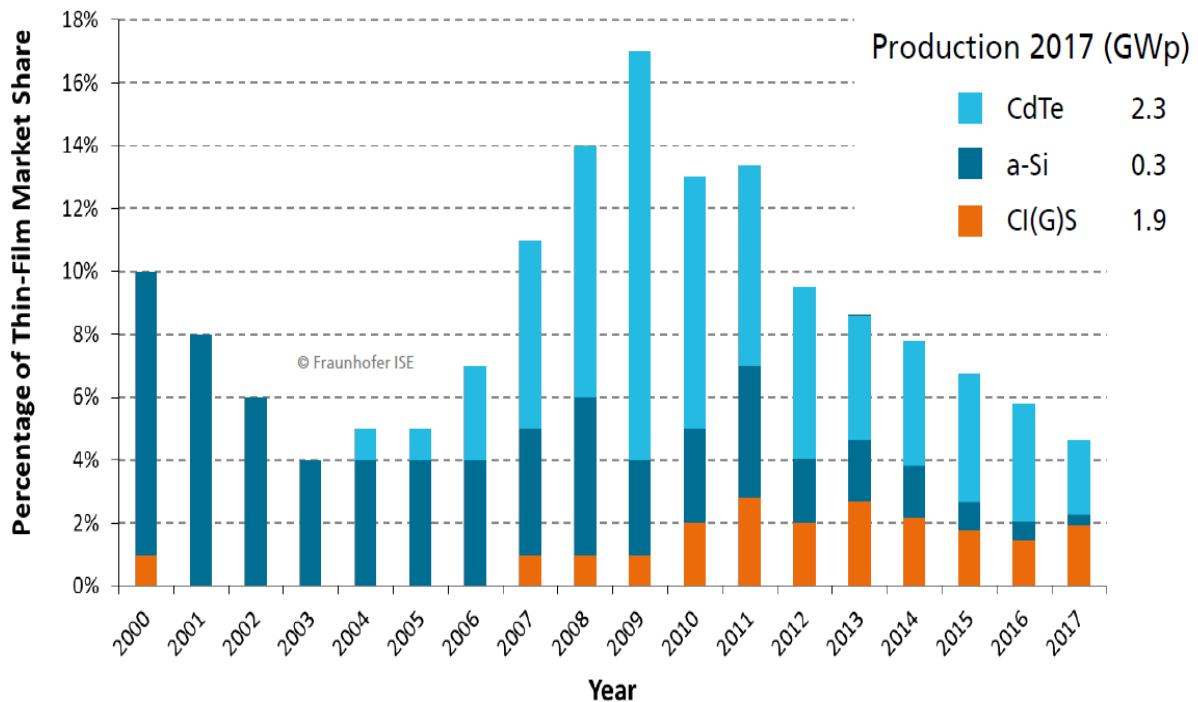


Figure I-5: Production annuelle des panneaux PV à base de couches minces ((Fraunhofer, 2017)

2.3. Troisième génération

Pour améliorer davantage le rendement des cellules photovoltaïques on s'oriente vers les cellules de troisième génération. On distingue:

2.3.1. Cellules à multi-jonctions

Elles sont constituées de différentes couches minces empilées, de haut en bas de la cellule, selon un ordre décroissant de leurs énergies de gaps. Cette nouvelle configuration permet à la cellule solaire d'absorber une bonne partie du spectre du rayonnement solaire. Par exemple, la cellule CTJ (Figure I-6) : InGaP (phosphore de gallium-indium), InGaAs (arséniure de gallium-indium) et Ge (Germanium) dont les énergies de gaps sont, respectivement, 2.26 eV, 1.43 eV et 0.67 eV permet d'exploiter la quasi-totalité du spectre solaire avec des rendements de conversion de l'ordre de 36% (Streetman, 2000; Green *et al.*, 2013; Armani *et al.*, 2015). Toutefois, ces cellules de coût très élevé se limitent aux applications spatiales.

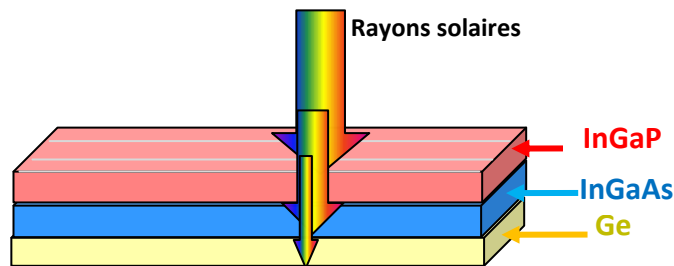


Figure I-6: Croquis d'une cellule solaire multi-jonctions.

Par ailleurs, ces cellules à multi jonctions sont utilisées dans les concentrateurs photovoltaïques (CPV). Grâce à des concentrateurs solaires coniques, paraboliques ou à lentilles de Fresnel (O'Neill *et al.*, 1990), on réduit la surface de cellules solaires exploitée. Cependant, pour des raisons d'encombrement, les CPV sont peu adoptés.

2.3.2. Cellules Pérovskites

Elles sont des cellules composées d'un élément hybride organique-inorganique ayant une structure de pérovskite. Ces cellules sont apparues en l'an 2000 avec un rendement de seulement 3,8% pour atteindre 22,1% en 2016 (Saliba *et al.*, 2016). Cependant, leur mise en œuvre ne concerne pour l'instant que des prototypes en laboratoire de recherche. Leur exploitation à l'échelle industrielle avec un coût moindre n'est pas encore au point.

2.3.3. Cellules organiques

Les cellules photovoltaïques organiques présentent un intérêt car elles sont très flexibles et peuvent constituer des panneaux monoblocs de grandes dimensions (Nunzi, 2002). Cependant, bien que leur efficacité s'améliore et atteint actuellement environ 10% (Figure I-7), leur exploitation demeure faible à cause de leur instabilité, d'origine thermique ou structurelle, qui réduit considérablement leur durée de vie.

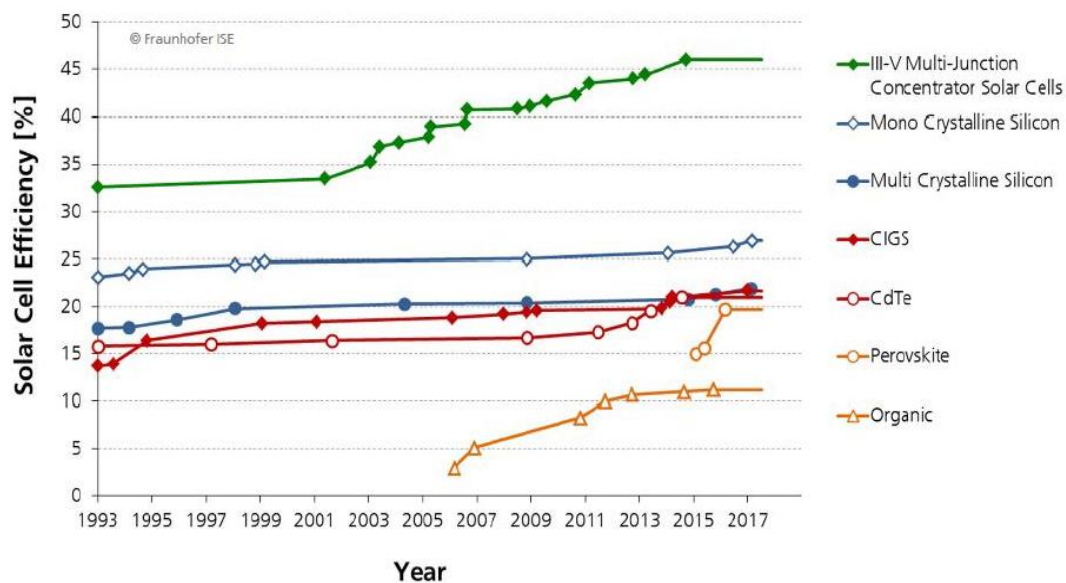


Figure I-7: Efficacité des cellules photovoltaïques de différentes générations (Fraunhofer, 2017)

3. Techniques de Refroidissement des panneaux PV

La technologie photovoltaïque est l'une des énergies renouvelables les plus utilisées, elle permet la conversion du rayonnement solaire en électricité avec une efficacité variant entre 5% à 40% selon le matériau utilisé. Cependant, la sensibilité des cellules solaires à leurs températures peut occasionner une réduction significative de leur efficacité de l'ordre de 0,25 à 0,5% par degré Celsius d'élévation de température. Par ailleurs, cet échauffement peut affecter la longévité des panneaux photovoltaïques (Nižetić *et al.*, 2018). Pour pallier ce dysfonctionnement, on a recours au refroidissement (Du *et al.*, 2013, Royne *et al.*, 2005, Bahaidarah, 2016 et Chenlo *et al.*, 1987). Ce qui peut prolonger leurs durées de vie jusqu'à 48 ans (Royo *et al.*, 2016).

De nombreuses études expérimentales et numériques ont analysé l'effet contraignant de la température sur les panneaux PV et proposé des systèmes de refroidissement (Yang et Zuo, 2015; Karami et Rahimi, 2014; Gang *et al.*, 2011; Rahimi *et al.*, 2014; Chandrasekar, 2013;

Rossi *et al.*, 2013). On distingue deux types de système: le refroidissement passif et le refroidissement actif.

3.1 Techniques de refroidissements passifs

3.1.1 Refroidissement par eau

Pour refroidir des panneaux photovoltaïques, Rosa-Clot *et al.* (2010) ont immergé un panneau PV dans de l'eau, à différentes profondeurs variant de 2 à 40cm. Sous un rayonnement solaire de 800W/m^2 , le panneau PV non refroidi atteint des températures comprises entre 70°C et 80°C , tandis que la température du panneau PV refroidi par eau est de seulement 30°C . Comme principal résultat de cette étude, on retient la profondeur optimale de 2 à 4cm qui permet d'améliorer l'efficacité du panneau de 11%, alors que pour des profondeurs plus importantes, l'efficacité diminue. En effet, pour une profondeur de 40cm, la réflexion et la réfraction de la lumière dans l'eau occasionne une perte de 23% de l'efficacité du panneau PV.

Un autre système assez complexe utilisant du coton permet le refroidissement d'un panneau PV (Chandrasekar *et al.*, 2013, Figure I-8). La face arrière d'un panneau PV est mise en contact du coton en spirale dont les extrémités sont plongées dans un réservoir contenant de l'eau ou un mélange d'eau et de particules nanofluides (CuO , Al_2O_3). L'expérience menée durant une journée d'Avril 2012, montre que la température du panneau est abaissée de 30% en utilisant de l'eau comme fluide caloporteur et seulement de 11 à 17 % avec les nanofluides dissoutes dans l'eau. Par ailleurs, l'efficacité du panneau PV est améliorée de 15.5% avec le refroidissement par eau.

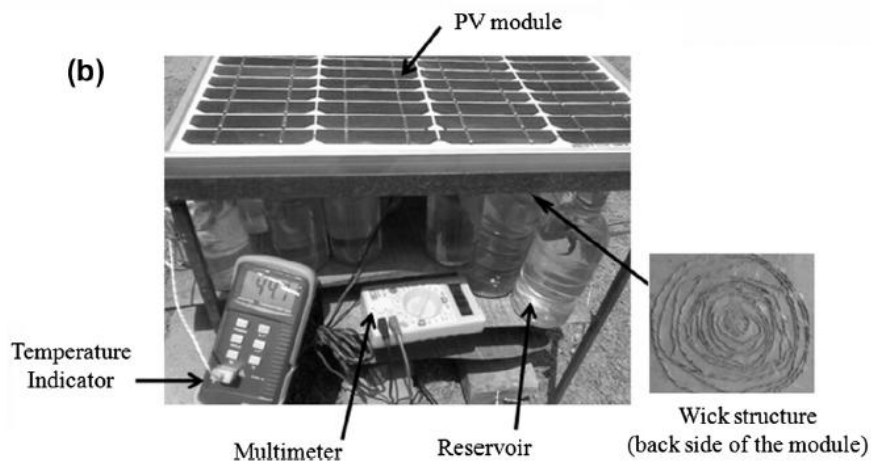


Figure I-8 : Aperçu du dispositif expérimental de refroidissement.

Avec le même procédé, Chandrasekar et Senthilkumar (2015) proposent un autre dispositif (Figure I-9). Le coton, en contact de la face arrière du panneau PV, est constamment humidifié par l'eau qui circule entre deux collecteurs placés aux extrémités du panneau. Par ailleurs, un

dissipateur de chaleur accentue l'effet du refroidissement. Ce système de refroidissement a permis d'abaisser la température du panneau PV de 12% et d'améliorer son efficacité de 14%.



Figure I-9 : Dispositif expérimental de refroidissement par coton imbibé d'eau.

3.1.2 Refroidissement par air

Cuce *et al.* (2011) utilisent un dissipateur thermique qui consiste en des ailettes en Aluminium placées sur la face arrière d'un panneau PV (Figure I-10). Sous un rayonnement solaire de 800W/m^2 et une température d'air de $35,7^\circ\text{C}$, la production d'électricité du panneau PV refroidi croît de 24%. Cependant, pour des intensités de rayonnement inférieures à 600 W/m^2 , ce mode de refroidissement devient inefficace en raison de la faible différence de température entre l'air et les ailettes (environ 1°C).

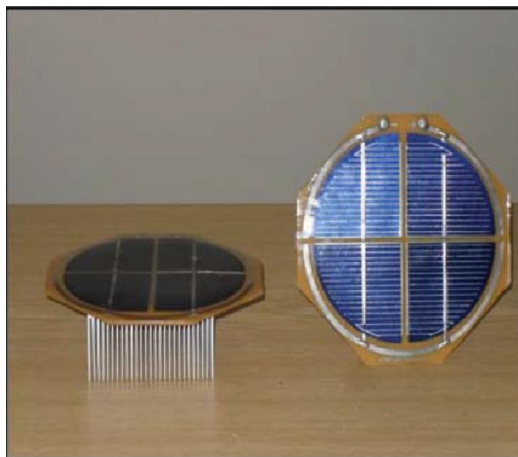


Figure. I-10: Refroidissement d'un panneau PV par un dissipateur thermique constitué d'ailettes en Aluminium.

Un autre système ingénieux proposé par Rahimi *et al.* (2014) consiste à exploiter la vitesse du vent pour entrainer une turbine et refroidir un panneau PV (Figure I-11). Ce système permet de produire 21% de puissance électrique supplémentaire par rapport au panneau non refroidi.

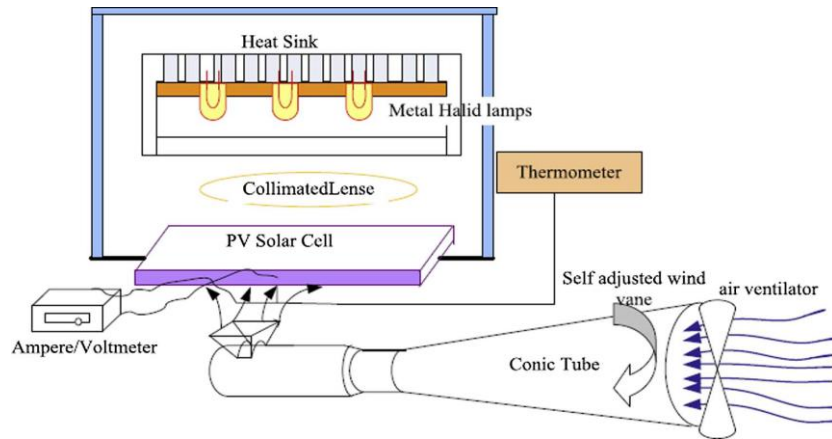


Figure I-11 : Illustration du système couplé d'un panneau PV et d'une turbine.

3.1.3 Refroidissement par matériau à changement de phase (MCP)

La figure (I-12) illustre un dispositif expérimental composé de deux panneaux PV de 10 Wc chacun, l'un est équipé de tubes rectangulaires en aluminium remplis d'un MCP (environ 1,0 kg de vaseline jaune dont la température de fusion est de 42°C à 55°C) alors que le second en est dépourvu (Setyo *et al.*, 2016).

Pour une intensité de rayonnement solaire de 1120 W/m² et une température d'air ambiant de 25°C, le panneau photovoltaïque non refroidi atteint une température d'environ 59,4 °C, alors que le panneau PV muni de MCP se stabilise à 55 ° C. Ce qui a permis d'améliorer l'efficacité du panneau PV de seulement 6%.

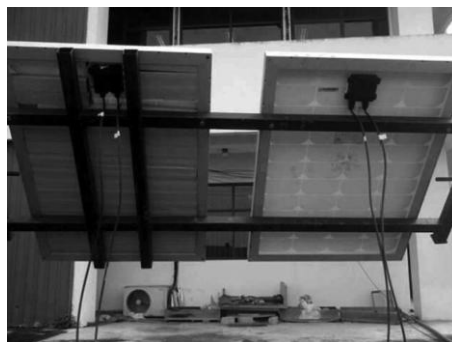


Figure I-12: Dispositif expérimental de panneau PV non refroidi et refroidi par un MCP.

Alami (2014) incorpore une couche synthétique d'argile humidifiée à l'arrière d'un panneau PV (Figure I-13). Ce système permet d'améliorer de 19,4% la tension de sortie du panneau PV et de 19,1% sa puissance électrique.

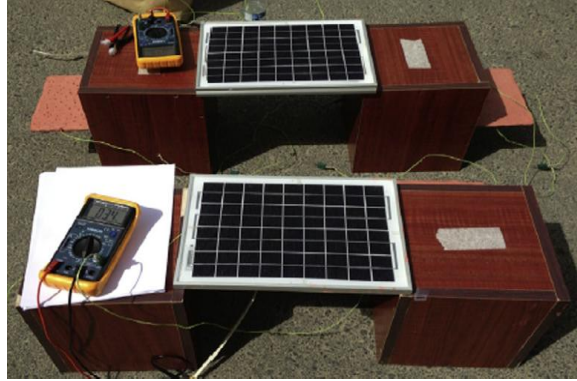


Figure I-13: Configuration expérimentale d'un panneau PV refroidi à l'argile

Huang *et al.* (2011) ont inséré dans un boîtier en Aluminium, trois types de MCP à base de paraffine à la surface arrière d'un panneau PV (Figure I-14). Sous un rayonnement solaire de 750 W/m^2 et une température d'air ambiant de 19°C , le panneau PV non refroidi atteint une température de 63°C , alors que la température du panneau refroidi avec le MCP est de seulement 42°C .

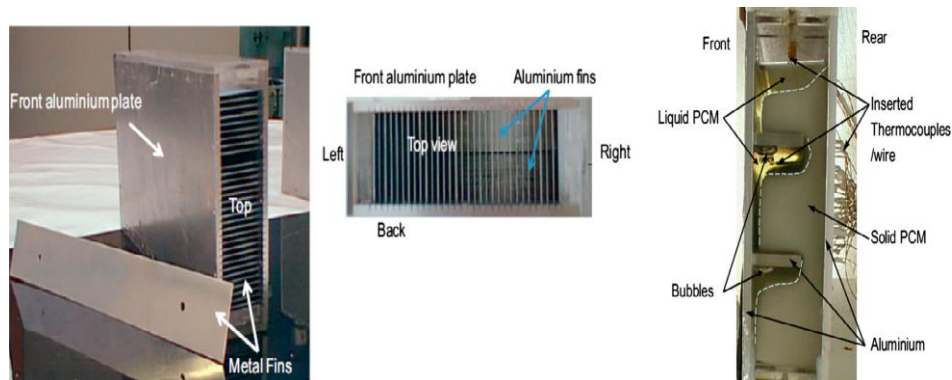


Figure I-14 : Dispositif expérimental de refroidissement d'un panneau PV par un MCP.

3.2 Techniques de refroidissements actifs

Ces techniques utilisent de l'air ou de l'eau comme fluides caloporteurs, qui sont véhiculés dans le système de refroidissement par des pompes ou des ventilateurs subordonnés à des dépenses d'énergies électriques nécessaires à leurs activations.

Krauter (2004) propose de refroidir un panneau PV par ruissellement de l'eau sur sa face avant (Figure I-15). Avec un débit de $4.4 \text{ l.min}^{-1}.\text{m}^{-2}$, le panneau PV se refroidit de 60°C à 38°C . Ce qui a permis d'améliorer son efficacité de 14.28%.



Figure I-15: Dispositif de refroidissement d'un panneau PV par ruissellement d'eau sur sa face avant.

Un autre système proposé par Moradgholi Meysam *et al.* (2014) (Figure I-16), permet le refroidissement par de l'eau préalablement refroidie, à travers un échangeur à calandre de type eau/eau, avant son introduction dans un serpentin monté sur la face arrière d'un panneau PV. Ce système de refroidissement permet sous des rayonnements variant de 990 W/m^2 à 1080 W/m^2 et des températures d'air ambiant comprises entre $26,5^\circ\text{C}$ et $36,9^\circ\text{C}$ l'amélioration de l'efficacité du panneau PV de 9% au plus.

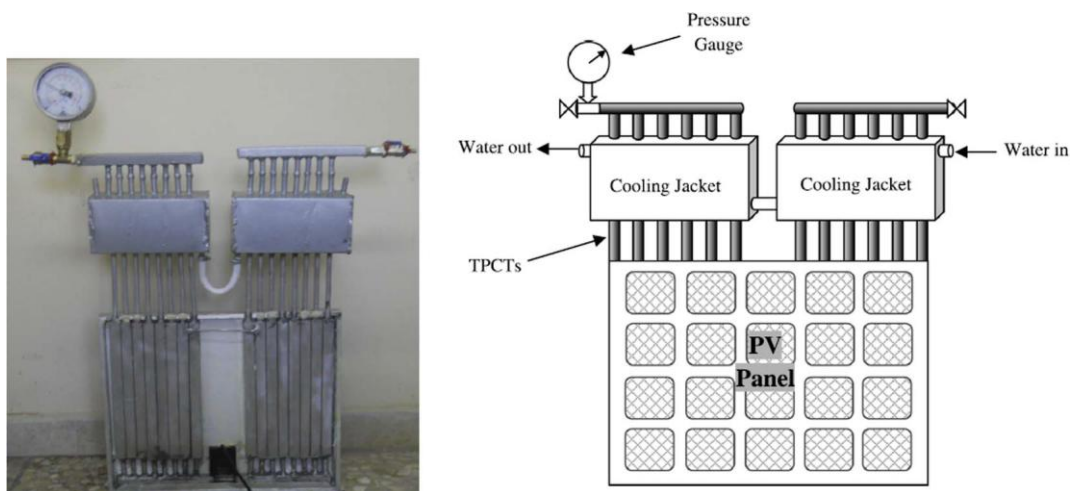


Figure I-16 : refroidissement d'un PV par un échangeur à calandre à eau.

Afin de réduire davantage l'hétérogénéité du champ de température sur le panneau PV, Ozgoren *et al.* (2013) ont conçu un échangeur à serpentin véhiculant de l'eau qui refroidit la face arrière du panneau (Figure I-17). Sous un rayonnement solaire de 1000 W/m^2 , la température du panneau PV refroidi se stabilise à 32°C , alors que celui non refroidi atteint 65°C . Ce qui permet d'améliorer l'efficacité du panneau refroidi de 10%.

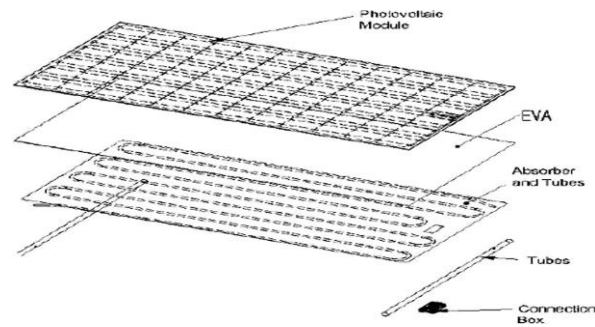


Figure I-17 : Croquis du système de refroidissement d'un panneau PV par eau en circulation dans des conduits en forme de serpentin.

Dans le même contexte, un autre dispositif de refroidissement à eau circulant dans un canal convergent (Figure I-18) est proposé par Baloch *et al.* (2015). Durant les mois de Juin et Décembre, les températures du panneau PV non refroidi sont, respectivement, de 71.2 et 48.3°C alors que pour le panneau refroidi elles ne sont que de 45.1 et 36.4°C . Par ailleurs, ce système de refroidissement a permis une augmentation de 35.5% de la puissance électrique fournie par le panneau, laquelle correspond à une amélioration de 36.1% de son efficacité.

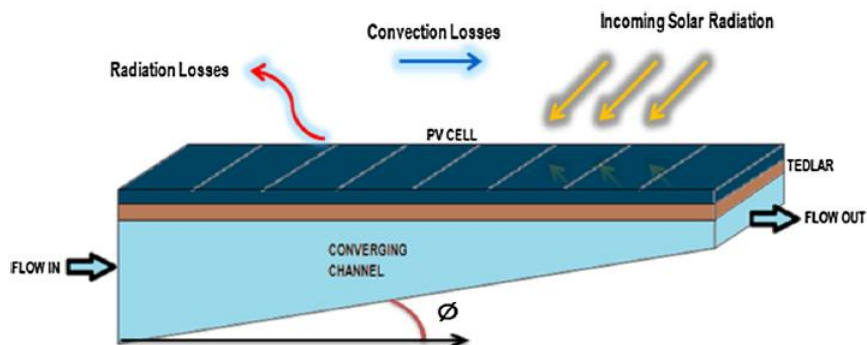


Figure I-18 : Schéma du canal convergent utilisé dans le refroidissement d'un panneau PV.

En outre, Bahaidarah Haitham (2016) proposent un autre système de refroidissement qui consiste en un ensemble de jets d'eau sur les faces arrières des cellules solaires (Figure I-19). Un

collecteur d'eau muni de gicleurs assure l'homogénéisation de l'impact du jet d'eau sur la face arrière du panneau solaire.

Les essais réalisés pour deux journées de Juin et Décembre, montrent que la température du panneau est abaissée, respectivement, de 47.5% et 34.7%°C. Par ailleurs, la puissance électrique et l'efficacité des cellules ont été améliorées, respectivement, de 51,6 et 66,6% en Juin. Alors qu'en Décembre ces améliorations sont de 49.6 et 82.6%.

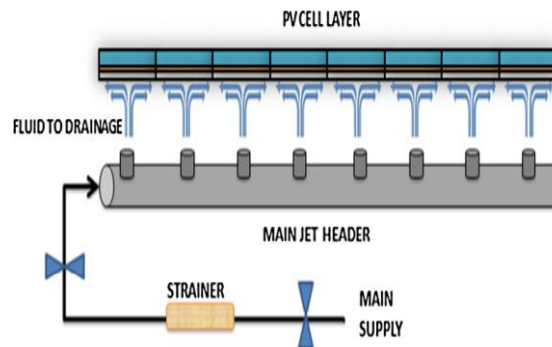


Figure I-19: système de refroidissement de panneau PV par jet d'eau

Nižetić *et al.* (2016) exploitent autrement ces gicleurs pour accentuer l'effet du refroidissement par eau. Ils proposent alors de refroidir un panneau PV par pulvérisation direct d'eau, simultanément sur les deux faces d'un panneau PV, à l'aide de 20 gicleurs (Figure I-20). L'expérience menée sous un climat méditerranéen montre un abaissement de température de 54 à 24 °C entre les deux situations de panneaux PV refroidi et non refroidi. Ce qui permet une amélioration de 14,11% de l'efficacité du panneau PV.

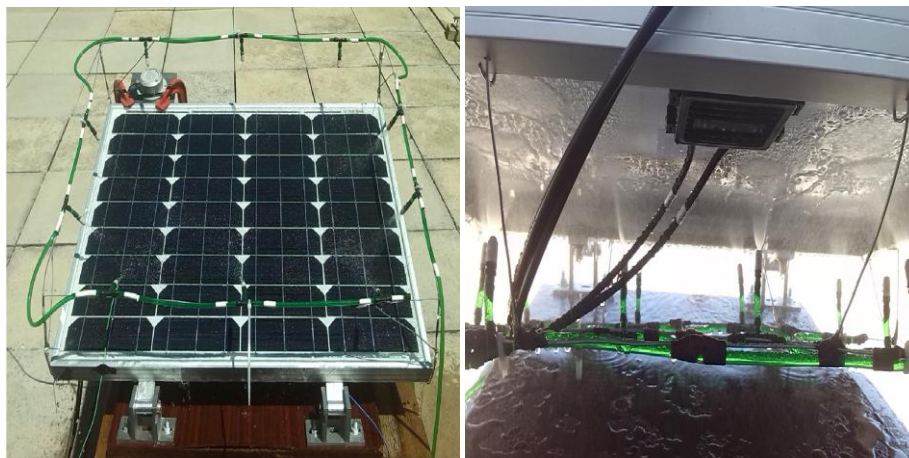


Figure I-20 : Dispositif de refroidissement d'un panneau PV par pulvérisation d'eau.

Mazón-Hernández *et al.* (2013) utilisent un ventilateur qui souffle de l'air sur la face arrière d'un panneau PV, selon sa direction longitudinale (Figure. I-21). Le refroidissement permet un abaissement de températures de 10 à 16°C accompagné d'une amélioration de seulement 6.3% de l'efficacité du panneau PV.



Figure I-21 : Dispositif expérimental de refroidissement par air d'un panneau PV.

Pour refroidir activement les panneaux PV, Teo *et al.* (2012) ont conçu un circuit d'air sur la face arrière d'un panneau PV afin d'assurer une distribution uniforme du flux d'air (Figure I-22). Il en est ressorti à travers cette étude que ce dispositif permet d'accroître l'efficacité du panneau PV de 12 à 14%.

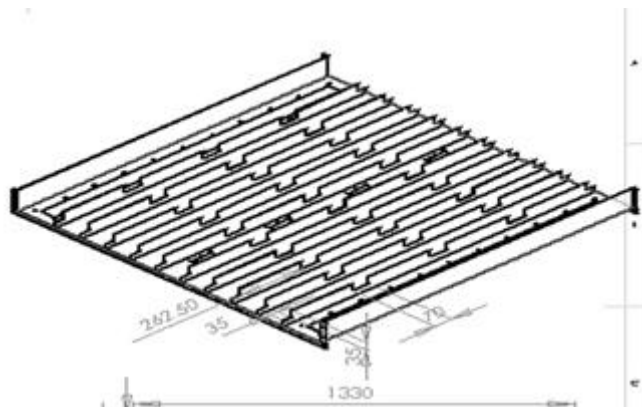


Figure I-22 : Illustration des chicanes du circuit d'air de refroidissement, montées sur la face arrière d'un panneau PV.

4. Conclusion

Il en ressort à travers cette étude bibliographique que l'amélioration des efficacités des panneaux dépend des matériaux et du nombre de jonctions constituant leurs cellules. L'exposition de ces panneaux aux conditions climatiques, qui favorisent l'augmentation de leurs températures, affectent ces efficacités, fournies par les constructeurs à la température de références de 25°C du panneau PV. Afin de maintenir ces efficacités proches des valeurs de références, le recours au refroidissement des panneaux PV constitue une alternative intéressante. De nombreux systèmes de refroidissements sont proposés dans la littérature. Ces systèmes, assez complexes, restent au stade expérimental et ne sont pas pratiques. Par ailleurs, la plupart des systèmes proposés, pour le refroidissement actif, n'intègrent pas les dépenses électriques nécessaires au fonctionnement des appareils annexes (pompe à eau, ventilateur...). A travers cette étude on propose un système simple, autonome et pratique de refroidissement actif par air, qui assure un refroidissement satisfaisant d'un panneau PV accompagné d'une amélioration conséquente de son efficacité.

Chapitre II :

Théorie des semi-conducteurs et physique des cellules solaires

1. Introduction

La bonne compréhension du phénomène photoélectrique est nécessaire pour œuvrer au développement des cellules solaires, notamment à l'amélioration de leurs efficacités. La théorie générale des semi-conducteurs constitue le socle fondamental de l'effet photopile. Dans ce chapitre on s'intéressera aux semi-conducteurs et aux modes de fabrication des cellules solaires.

2. Théorie des bandes d'énergies

La mécanique quantique nous permet d'interpréter, d'une part, les phénomènes optiques générés par l'interaction d'une onde électromagnétique avec les électrons du matériau. Les photons absorbés permettent les transitions électroniques entre deux états stationnaires. D'autre part, elle permet de quantifier la conductibilité électrique des différents matériaux. En effet, pour le cas des métaux, le recouvrement des états atomiques donnent naissance à des bandes d'énergie permises qu'on appelle bande de valence (BV) et bande de conduction (BC), qui permet le transfert d'électrons d'un état à un autre moyennant une énergie (thermique ou lumineuse) suffisante (Figure II-1) (Mathieu et Fanet, 2009 ; Harrison, 1989).

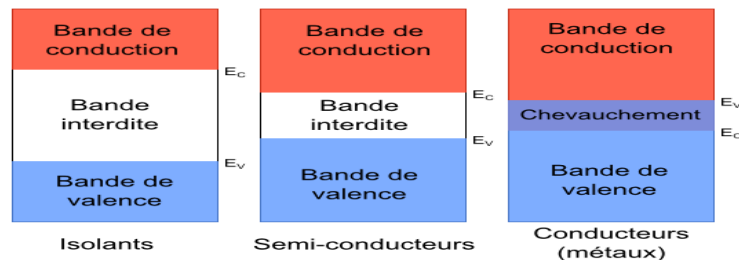


Figure II-1. Représentation des bandes d'énergies de différents types de matériaux

Par ailleurs, d'autres matériaux comme c'est le cas des semi-conducteurs possèdent en plus de la BV et la BC, une bande interdite dite gap qui les sépare, caractérisée par une énergie de gap (E_g). Le rapport entre E_g du matériau et l'énergie d'agitation thermique ($\frac{3}{2} kT$) des électrons, à 25°C, définit le degré de conductibilité du matériau (Henry, 1995; Quéré, 1988):

- $\frac{E_g}{k_B T} < 100$ Matériau conducteur.
- $100 \leq \frac{E_g}{k_B T} \leq 200$: Matériau semi-conducteur.
- $\frac{E_g}{k_B T} > 200$: Matériau isolant.

On dénombre deux types de semi-conducteurs (S/C), suivant les extrema des BV et de BC dans la zone de Brillouin. En effet, sous l'influence d'un rayonnement solaire, le déplacement d'un électron de la BV vers la BC avec un même vecteur d'onde $\mathbf{k}$ définit le S/C à gap direct (Daniel, 1967). Dans le cas où les vecteurs d'ondes sont différents lors du transfert il s'agit alors d'un S/C à gap indirect (Figure II-2).

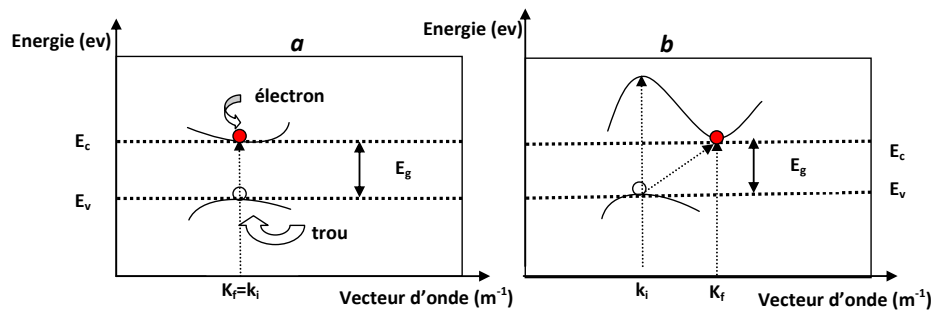


Figure II-2: transition électronique entre le sommet de la bande de valence et le fond de la bande de conduction : a) direct, b) indirect.

Le tableau (II-1) donne les valeurs des bandes interdites des principaux semi-conducteurs utilisés dans la conversion photovoltaïque.

Matériau	E _g (eV)	Type
Ge	0,7	Direct
Si	1,12	Indirect
GaAs	1,4	Direct
CdTe	1,6	Direct
Cu ₂ O	2,1	Direct
GaP	2,25	Direct
ZnO	3,2	Direct
TiO ₂	3,2	/
SnO ₂	3,7	/

Tableau II-1 – Energies de gaps de quelques semi-conducteurs (E_g (eV).) (Yu et Cardona, 2001).

3. Spectre d'ondes du rayonnement solaire

Pour produire de l'électricité, le rayonnement solaire ($0.2\mu\text{m} < \lambda < 2.5\mu\text{m}$) constitue le catalyseur des panneaux photovoltaïques. Cependant, seulement un spectre d'onde dont l'énergie est supérieure à l'énergie de gap du semi-conducteur garantit l'effet photoélectrique (Harold et Hovel, 1975), on écrit alors:

$$\frac{2\pi\hbar c}{\lambda} \geq E_g \quad (\text{II-1})$$

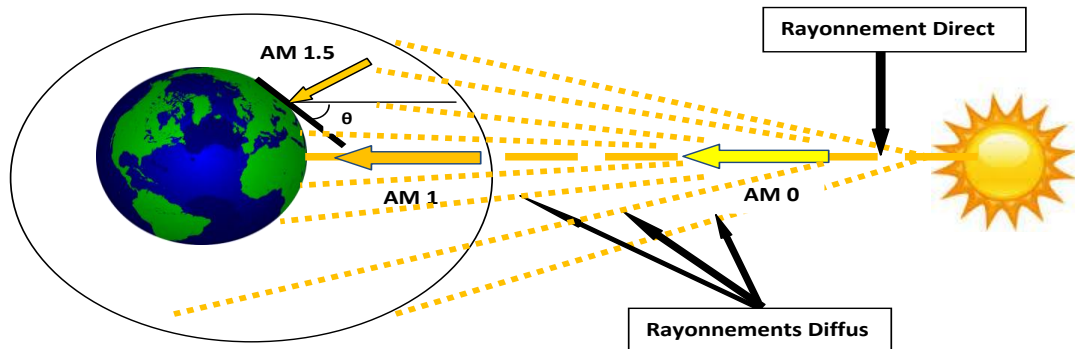


Figure II-3: Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.

Par ailleurs, on introduit la notion du nombre de masse d'air AM_y (Riordan et Hulstron, 1990) pour distinguer entre l'énergie totale transportée par le rayonnement solaire hors atmosphère et celui traversant l'atmosphère. AM_0 correspond à un rayonnement solaire hors atmosphère de 1367W/m^2 (RRDC, 2008). Par contre à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières à travers l'atmosphère terrestre, le rayonnement solaire subit une atténuation et une modification de son spectre. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol avec un angle d'incidence de 90° est désigné par AM_1 (Evoy *et al.*, 2012) alors que pour 45° il est noté $AM_{1.5}$. Pour connaître le rayonnement global reçu par une surface donnée au sol, il faut tenir compte du rayonnement diffus, dispersé et réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol, dont la trajectoire n'est pas géométriquement rectiligne.

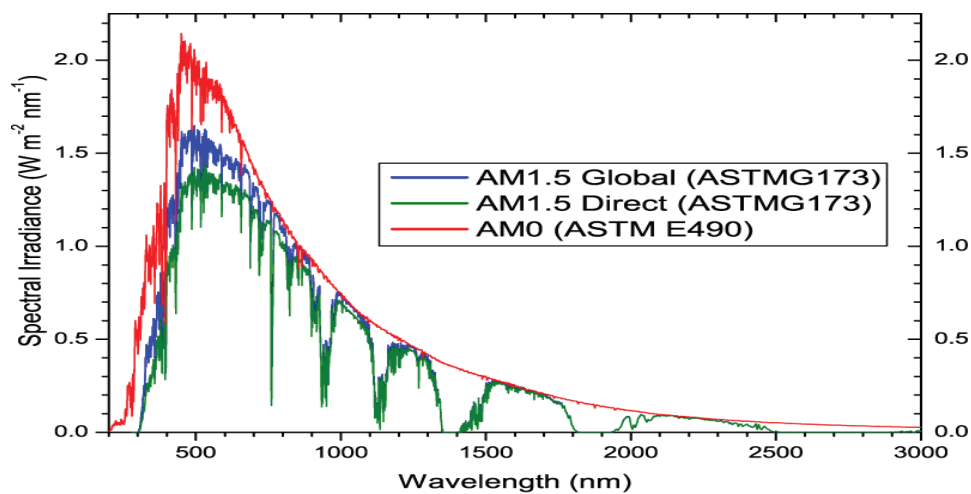


Figure II-4. Spectre solaire pour différents nombres de masse d'air (Sahal *et al.*, 2010).

4. Interaction rayonnement solaire/semi-conducteur (effet photoélectrique)

L'effet photoélectrique est un phénomène lié à l'absorption d'un photon d'énergie $2\pi \hbar c / \lambda$ par un matériau semi-conducteur (S/C), dont l'énergie de gap est $E_g = 2\pi \hbar c / \lambda_0$, pour former une paire électron-trou qui génère un courant électrique. Pour avoir l'effet photoélectrique dans un S/C il est nécessaire de vérifier la relation (II-1). En introduisant la longueur d'onde λ_0 qui définit le seuil de l'effet photoélectrique d'un S/C, l'énergie de gap E_g peut s'exprimer par:

$$E_g = \frac{2\pi \hbar c}{\lambda_0} \quad (\text{II-2})$$

Ce qui conduit à:

$$\frac{2\pi \hbar c}{\lambda} \geq \frac{2\pi \hbar c}{\lambda_0} \quad (\text{II-3})$$

Soit :

$$\lambda \leq \lambda_0 \quad (\text{II-4})$$

Quand le rayonnement solaire incident $\Phi_i(\gamma)$ pénètre un matériau semi-conducteur, le flux d'énergie transporté est modifié au niveau de la surface, il subit une perte due à la discontinuité des indices de réfraction n ($3 \leq n \leq 4$). Une partie de ce rayonnement est réfléchie alors que le reste est transmis (Figure II-5), soit:

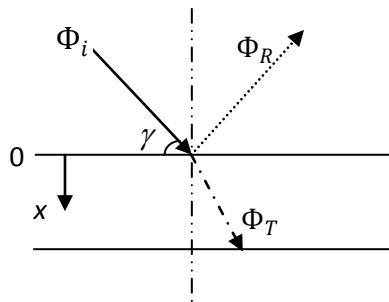


Figure II-5: Schéma illustrant la transmission et la réflexion de la lumière à travers un milieu semi transparent

$$\Phi_R(\gamma) = R\Phi_i(\gamma) \quad (\text{II-5})$$

$$\Phi_T(\gamma, x=0) = T\Phi_i(\gamma) \quad (\text{II-6})$$

Où R et T sont respectivement les coefficients de réflexion et de transmission du S/C dont les valeurs dépendent principalement de l'indice de réfraction et de l'angle d'incidence du

rayonnement $\Phi_i(\gamma)$.

Pour une incidence normale ($\gamma=90^\circ$) on a:

$$\left. \begin{aligned} \Phi_T(\gamma=90^\circ, x=0) &= T\Phi_i(\gamma=90^\circ) \\ \Phi_R(\gamma=90^\circ) &= R\Phi_i(\gamma=90^\circ) \end{aligned} \right\} \quad (\text{II-7})$$

avec:

$$R = \left(\frac{n_r - 1}{n_r + 1} \right)^2 \text{ et } T = \frac{4n_r}{(n_r + 1)^2} \quad (\text{II-8})$$

Pour les S/C, approximativement 30% du rayonnement solaire incident est réfléchi. Le flux des photons ainsi absorbés au cours de leur propagation dans le matériau est caractérisé par l'équation de Beer-Lambert (Santos, 1990) qui s'exprime par :

$$\Phi_T(\gamma, x) = \Phi_T(\gamma, x=0)e^{-\alpha(\gamma)x} \quad (\text{II-9})$$

Au cas où le coefficient d'absorption α est égal à zéro, le photon traverse le matériau S/C sans être absorbé mais si α est différent de zéro, le matériau absorbe le rayonnement jusqu'à son atténuation le long du trajet x , et chaque photon absorbé crée une paire électron-trou. La figure (II-6) montre la variation du coefficient d'absorption du silicium en fonction de la longueur d'onde du rayonnement et de l'épaisseur du matériau.

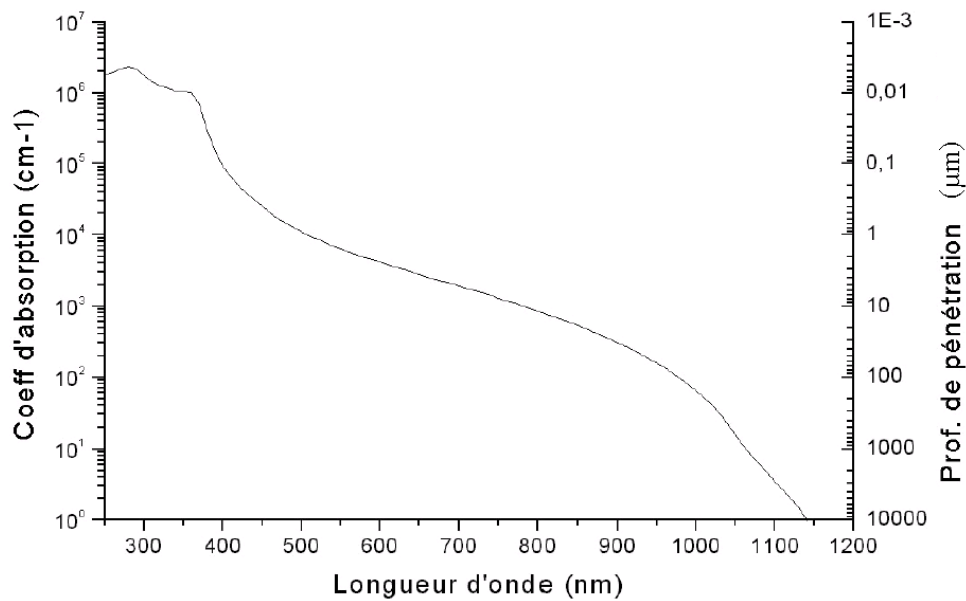


Figure II-6: Coefficient d'absorption du silicium et profondeur de pénétration des photons en fonction de la longueur d'onde (Sze., 1981).

La longueur d'onde seuil du silicium ($E_g=1.12$ eV) est $\lambda_0=1108$ nm, tous les photons du rayonnement solaire caractérisés par une longueur d'onde λ inférieure à λ_0 sont absorbés par le silicium. Il apparaît sur la figure ci-dessus, que seulement 100Å de l'épaisseur du S/C suffisent pour absorber la quasi-totalité des photons dont la longueur d'onde est inférieure à 356nm qui correspond à un gap direct de 3.4 eV. Le silicium est ainsi actionné puisque l'énergie est tellement suffisante pour passer directement de la BV vers la BC. Cependant, dans le cas où l'énergie absorbée avoisine les 1.12eV la transmission se fait en mode gap indirect c-à-d l'électron passe de la BV vers un défaut et puis retombe sur la bande de conduction. Par ailleurs, si l'énergie est inférieure au gap, soit $\lambda > \lambda_0$, aucun photon n'est absorbé.

5. Propriété électrique du Silicium

5.1 Semi-conducteur en Silicium intrinsèque:

Un atome de silicium possède 14 électrons qui sont répartis sur les couches électroniques K($2e^-$), L($8e^-$) et la couche M ($4e^-$). Pour former un solide, chaque atome de silicium met en liaison covalentes ses quatre électrons de la couche M avec quatre autres atomes voisins. Cette liaison covalente crée (Figure II-7) dans le solide des bandes d'énergies résultantes du chevauchement des états atomiques.

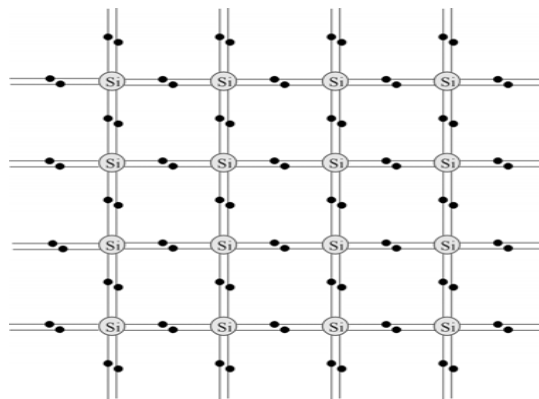


Figure II-7: Structure cristalline du Silicium liaison covalente de structure Diamant

Les bandes d'énergies des semi-conducteurs ont été étudiées théoriquement à l'aide de trois méthodes numériques; les plus fréquemment utilisées sont la méthode des ondes planes, la méthode du pseudo potentiel et la méthode k-p (Gautier, 1967). Dans un matériau semi-

conducteur, il existe une plage d'énergie interdite dans laquelle les électrons ne peuvent pas exister. Les niveaux d'énergies permis se situent dans la bande de conduction ($E > E_C$) et de valence ($E < E_V$).

A une température $T = 0K$, tous les électrons du matériau semi-conducteur se trouvent dans la bande de valence, lorsque la température augmente, $T > 0K$, une énergie thermique $E_T = 3/2kT_0$ est absorbée par les électrons, leurs permettant d'acquérir une vitesse avec laquelle ils passent de la bande de valence à la bande de conduction, où ils sont quasiment libre, ceci n'est possible que si et seulement si $E_T \geq E_g$

La densité " n " d'électrons présents dans la bande de conduction est donnée par la relation :

$$n = \int_{E_C}^{\infty} f(E) dE \quad (II-10)$$

Où $f(E)$ est la fonction de distribution de Boltzmann, dépend de la température et de l'énergie. Elle s'exprime par:

$$f(E) = \exp\left(-\frac{E - E_f}{k_B T}\right) \quad (II-11)$$

Où E_f est le niveau de l'énergie de Fermi, déterminé par la neutralité de la charge.

La figure (II-8) traduit la corrélation de cette densité de charge avec la température du S/C. Le silicium à 0 K ne possède pas de porteurs de charges (électron ou trou) alors qu'à des températures plus élevées le nombre de porteurs de charge augmente.

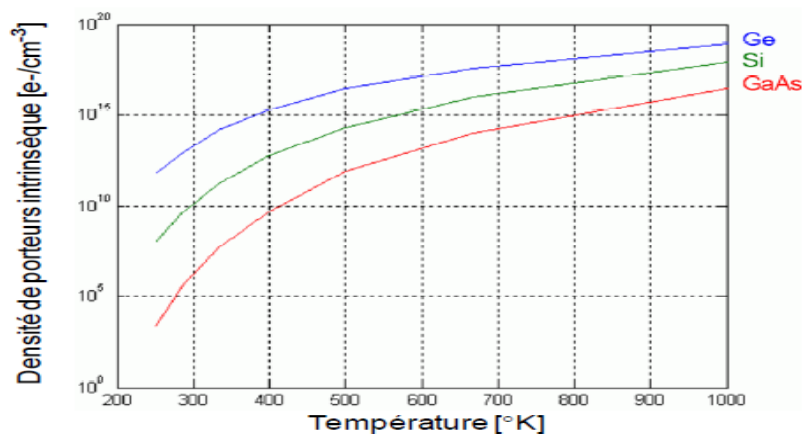


Figure II-8: Densité des porteurs intrinsèques en fonction de la température (Wilfried et al., 2014).

Pour le cas d'un matériau S/C intrinsèque, sans ajout d'impureté, le nombre d'électrons occupant les niveaux de bande de conduction est donnée par la relation suivante (Sze, 1981):

$$n = N_c \exp \left[\frac{(E_c - E_f)}{k_B T} \right] \quad (\text{II-12})$$

Avec :

$$N_c = 2 \left(\frac{m_e^* k_B T_0}{2\pi\hbar} \right)^{3/2} = 5.4 \cdot 10^{15} \text{ } T^{3/2} \quad (\text{II-13})$$

La densité de trous dans la bande de valence est:

$$p = N_v \exp \left[\frac{(E_f - E_v)}{k_B T} \right] \quad (\text{II-14})$$

Avec:

$$N_v = 2 \left(\frac{m_h^* k_B T_0}{2\pi\hbar} \right)^{3/2} = 3.5 \cdot 10^{15} \text{ } T^{3/2} \quad (\text{II-15})$$

Pour le silicium intrinsèque à 300 K, les populations en trous p et en électrons n qui sont égales à la concentration intrinsèque n_i s'évaluent par la relation (Lavery, 2008):

$$n = p = n_i = AT^{3/2} \exp\left(-\frac{E_g}{2k_B T}\right) \quad (\text{II-16})$$

Où:

$$E_g = E_c - E_v \quad (\text{II-17})$$

A: constante dépendante du matériau étudié, définie par :

$$A = \frac{2}{6(\pi\hbar)^3} (2\pi m_0 k_B)^{3/2} \left(\frac{m_e^* m_h^*}{m_0^2} \right) \quad (\text{II-18})$$

Le comportement des porteurs de charge (électrons et trous) sous l'action de forces extérieures est caractérisé par la variation de la fonction de distribution dans l'espace et dans le temps (Roosbroeck, 1950):

$$\frac{\partial f}{\partial t} + \vec{v} \cdot \vec{\nabla}_r f + q \frac{\vec{E}}{\hbar} \cdot \vec{\nabla}_k f = \left(\frac{\partial f}{\partial t} \right)_{\text{collisions}} \quad (\text{II-19})$$

Les forces exercées sur les porteurs de charges dans le semi-conducteur sont la force électrostatique due à l'interaction entre particules chargées, la force d'origine thermique et la force de frottement due aux interactions des porteurs de charges avec le réseau cristallin.

Dans un semi-conducteur on s'intéresse particulièrement à l'évolution de la densité électronique suite au processus de déplacement des électrons soumis aux forces extérieures, générant ainsi un courant électrique. Selon Markowich *et al.* (1989), tenant compte de l'expression (II-11), la relation (II-19) devient.

$$\frac{\partial n}{\partial t} + \vec{v} \cdot \vec{\nabla} n = \left(\frac{\partial n}{\partial t} \right)_{collisions} \quad (II-20)$$

Ce qui conduit à:

$$\frac{\partial n}{\partial t} - \frac{1}{q} \vec{\nabla}(-qn\vec{v}) = \left(\frac{\partial n}{\partial t} \right)_{collisions} \quad (II-21)$$

On définit la densité de courant par:

$$\vec{J} = -nq\vec{v} \quad (II-22)$$

Concernant la quantité de mouvement, la relation (II-19) permet d'écrire :

$$\frac{\partial(nm_e^* \vec{v})}{\partial t} + \vec{\nabla}(nm_e^* v^2) = -qn\vec{E} - \vec{\nabla}(nk_B T_e) - \frac{nm_e^* \vec{v}}{\tau_m} \quad (II-23)$$

Après développement de l'équation (II-23), on montre que la densité de courant électrique s'exprime par:

$$\vec{J}_{electrons} = q\mu_n n \vec{E} + qD_e \vec{\nabla} n \quad (II-24)$$

Avec: $\mu_n = \frac{q\tau_m}{m_e^*}$: la mobilité des électrons (Modèle de Drude) et $D_e = \frac{k_B T_e}{q} \mu_e$ est le coefficient de

diffusion d'Einstein.

Dans le cas de porteurs de charges positives (trous) dans la bande de valence, on adopte les mêmes développements pour aboutir à :

$$\vec{J}_{trous} = -q\mu_p p \vec{E} + qD_h \vec{\nabla} p \quad (II-25)$$

La densité de courant totale des porteurs de charges (électron et trous) dans le matériau semi-conducteur correspond alors à :

$$\vec{J}_{total} = \vec{J}_{electrons} + \vec{J}_{trous} \quad (II-26)$$

A partir des expressions (II-24 et 25) la relation (II-26) devient :

$$\vec{J}_{total} = (q\mu_n n \vec{E} - q\mu_p p \vec{E}) + (qD_e \vec{\nabla} n + qD_h \vec{\nabla} p) \quad (II-27)$$

Considérant que cette densité de flux est la conséquence des courants de diffusion et de conduction qui s'additionnent, on écrit que:

$$\vec{J}_{total} = \vec{J}_{conduction} + \vec{J}_{diffusion} \quad (II-28)$$

En comparant les deux relations (II-27) et (II-28) on conclue que:

$$\vec{J}_{conduction} = (q\mu_n n \vec{E} - q\mu_p p \vec{E}) = \sigma \vec{E} \quad (II-29)$$

$$\vec{J}_{diffusion} = (qD_e \vec{\nabla} n + qD_h \vec{\nabla} p) \quad (II-30)$$

Avec $J_{conduction}$ est le courant électrique dû au déplacement des porteurs de charges libres dans le matériau semi-conducteur sous l'effet des forces extérieures, ce qui provoque une distribution non uniforme dans la matière, alors qu'un courant de diffusion $J_{diffusion}$ tend à uniformiser sa distribution spatiale jusqu'à l'équilibre électrostatique.

5.2. Semi-conducteur extrinsèque Jonction P-N

Une jonction P-N est constituée par la juxtaposition de deux régions de types différents d'un même monocristallin de S/C (Lavery, 2008), respectivement dopées P (avec une densité N_A d'atomes accepteurs d'électrons) et N (avec une densité N_D d'atomes donneurs d'électrons) (Figure II-9). Lorsqu'on assemble les deux régions, la différence de concentration entre les porteurs des régions P et N va provoquer la circulation d'un courant de diffusion tendant à égaliser la concentration en porteurs d'une région à l'autre. Les trous de la région P vont diffuser vers la région N laissant derrière eux des atomes ionisés, qui constituent autant de charges négatives fixes. Il en est de même pour les électrons de la région N qui diffusent vers la région P laissant derrière eux des charges positives. Il apparaît aussi au niveau de la jonction une zone contenant des charges fixes positives et négatives formant ainsi de part et d'autre de la jonction métallurgique la zone d'espace de charges (ZCE) d'épaisseur faible W . Ces charges créent un champ électrique E qui s'oppose à la diffusion des porteurs de façon à ce qu'un équilibre électrique s'établisse (Sari *et al.*, 2007).

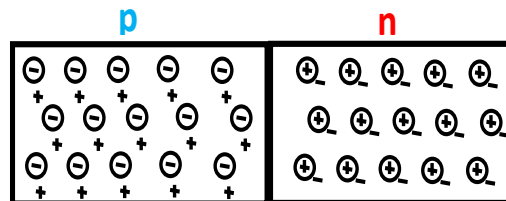


Figure II-9: Représentation d'une jonction P-N abrupte

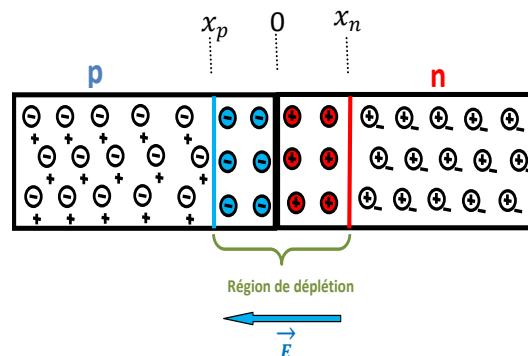


Figure II- 10: Représentation d'une jonction P-N à l'équilibre (Sari *et al.*, 2007).

En appliquant l'équation de Poisson exprimant la conservation de la charge (Figure II-10) :

Dans la région P :

$$\frac{\partial^2 V}{\partial^2 x} = -\frac{eN_A}{\epsilon\epsilon_0} \quad (\text{II-31})$$

L'intégration de cette équation dans l'intervalle $-x_p < x < 0$ permet le calcul du champ électrique

E exprimé par:

$$E = \frac{dV}{dx} = -\frac{eN_A}{\epsilon\epsilon_0} (x + x_p) \quad (\text{II-32})$$

Dans la région N

$$\frac{\partial^2 V}{\partial^2 x} = \frac{eN_D}{\epsilon\epsilon_0} \quad (\text{II-33})$$

De même, l'intégration de cette équation dans l'intervalle $0 < x < x_n$ permet le calcul du champ électrique E exprimé par:

$$E = \frac{dV}{dx} = \frac{eN_D}{\epsilon\epsilon_0} (x - x_n) \quad (\text{II-34})$$

La continuité des champs électriques (champ électrique maximal) générés par les jonctions P et n étant satisfaite au niveau de la jonction ($x=0$) il vient que:

$$E = \frac{eN_D}{\epsilon\epsilon_0} x_n = \frac{eN_A}{\epsilon\epsilon_0} x_p \quad (\text{II-35})$$

Le potentiel qui forme la barrière de potentielle s'exprime par :

$$V_0 = \int_{-x_p}^{x_n} E(x) dx \quad (\text{I-36})$$

Tenant compte des relations (II-32) et (II-34) on aboutit à:

$$V_0 = \int_{-x_p}^0 \frac{eN_A}{\epsilon\epsilon_0} (x + x_p) dx + \int_0^{x_n} \frac{eN_D}{\epsilon\epsilon_0} (x_n - x) dx \quad (\text{II-37})$$

Ce qui conduit à:

$$V_0 = \frac{eN_A}{2\epsilon\epsilon_0} x_p^2 + \frac{eN_D}{2\epsilon\epsilon_0} x_n^2 \quad (\text{II-38})$$

Une autre expression peut être utilisée pour évaluer ce potentiel (Daniel, 2012), elle se présente comme suit:

$$V_0 = \frac{E_g}{e} - \left(\frac{k_B T}{e} \right) \ln \left(\frac{N_A N_D}{n_i^2} \right) \quad (\text{II-39})$$

La barrière de potentielle V_0 génère un champ électrique qui maintient l'équilibre dans le semi-conducteur P-N. Ce qui crée une force électrostatique qui sépare les électrons porteurs majoritaires des électrons porteurs minoritaires, respectivement, dans les régions N et P. De

même, elle sépare les trous porteurs majoritaires des trous porteurs minoritaires, respectivement, dans les régions P et N.

La largeur de la région de déplétion $W = x_n + x_p$ est également liée au niveau de dopage des deux régions (Lavery, 2008). Elle peut être calculée en combinant les équations (II-35) et (II-38), ce qui conduit à :

$$W = (x_n + x_p) = \left[\left(\frac{2\epsilon\epsilon_0}{e} \right) \left(\frac{N_A + N_D}{N_A N_D} \right) V_0 \right]^{1/2} \quad (\text{II-40})$$

6. Principe de fonctionnement d'une photopile :

Le photo-courant est un courant électrique créé dans un matériau semi-conducteur exposé à un rayonnement lumineux. Les électrons du S/C absorbent les photons et acquièrent suffisamment d'énergie et quittent la BV vers la BC en franchissant la bande interdite du S/C laissant place à des trous dans la BV. Sous l'effet du champ électrique interne, ces porteurs de charge se déplacent générant ainsi un courant de conduction, ce dernier provoque à son tour un gradient de concentration de porteurs de charges à l'intérieure du S/C créant ainsi un courant de diffusion, jusqu'à atteindre l'équilibre électrostatique (Paul et Lynn, 2010).

Dans les deux régions neutres I et III (Figure II-11) le photon absorbé crée une paire d'électron-trou. L'absence du champ électrique dans ces deux régions implique l'absence du courant de conduction. Seule une partie de ces photo-porteurs ainsi produits se déplacent par diffusion jusqu'à la région de déplétion (Région II). Le champ électrique, présent dans cette région-II, oriente les électrons vers la zone N et les trous vers la zone P (c-à-d vers les régions où ils sont majoritaires). Ils créent ainsi un photo-courant de diffusion.

Le flux de diffusion des trous dans la région N s'exprime par :

$$\vec{J}_{diffusion} = \vec{J}_{trous} = -qD_h \vec{\nabla}_h \quad (\text{II-41})$$

Le flux de diffusion des électrons dans la région P correspond à :

$$\vec{J}_{diffusion} = \vec{J}_{électrons} = qD_e \vec{\nabla}_e \quad (\text{II-42})$$

1) Dans la zone de charge d'espace la paire électron-trou est séparée par un champ électrique de telle sorte que l'électron est propulsé vers la région N et le trou vers la région P. ces porteurs donnent naissance à un photo-courant de génération donné par :

$$\vec{J}_{conduction} = (q\mu_n n \vec{E} - q\mu_p p \vec{E}) = \sigma \vec{E} \quad (\text{II-43})$$

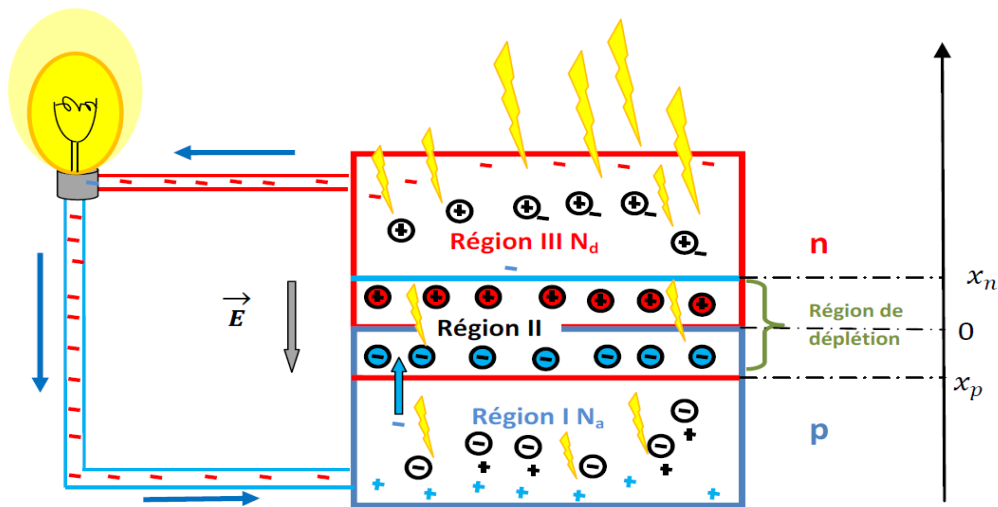


Figure II-11: Schéma de fonctionnement d'une photopile.

7. Composition et structure des cellules photovoltaïques

7.1 Matériaux destinés à la conversion photovoltaïque

La cellule photovoltaïque est composée de matériaux semi-conducteurs qui absorbent la lumière et la transforment en électricité. On distingue des semi-conducteurs simples tels que le Silicium (Si), le Germanium (Ge) et l'Étain gris (α -Sn) qui appartiennent à la quatrième colonne du tableau de classification des éléments de Mendeleïev, ou composites constitués d'une association de deux éléments chimiques issus de deux colonnes distinctes du tableau périodique, les plus courants sont conçus à partir des éléments des colonnes III-V et II-VI à savoir: l'Arséniure de Gallium (GaAs), l'Arséniure d'Indium (InAs) et le tellure de cadmium (CdTe). Le Silicium reste le matériau le plus utilisé dans le domaine des cellules photovoltaïque en raison de son abondance et de ses propriétés électronique et optique (Tableau II-2) intéressantes (Jianhua, 2004).

Semi-conducteur	Elément	Structure	Conductivité électrique (σ)	Conductivité thermique (λ)	Disponibilité Sur terre %	Stabilité	Toxicité
Si	IV	Diamant	$2,52 \cdot 10^{-4} \text{ S m}^{-1}$	$148 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$	25.7	Oui	Non
Ge	IV	Diamant	$1,45 \text{ S m}^{-1}$	$59,9 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$	$1,5 \cdot 10^{-4}$	Oui	Oui
Sn	IV	Diamant	$9,17 \cdot 10^6 \text{ S m}^{-1}$	$66,6 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$	$1,8 \cdot 10^{-4}$	Oui	Oui
SiC	Composite	tétraédrique	$10^{-6} - 10^{-2} \text{ S m}^{-1}$	$360 \text{ à } 490 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1} \text{ à } 20^\circ\text{C}$	Artificiel	Oui	Non

Tableau II-2: Propriétés optoélectriques des matériaux semi-conducteurs

7.2 Structure des semi-conducteurs

Le rendement d'une cellule solaire est fortement lié aux propriétés électriques et optiques du semi-conducteur qui la compose. Ces propriétés sont la conséquence de l'arrangement d'atomes dans le matériau : réseau cristallin ou amorphe.

7.2.1- Structure cristalline

Les semi-conducteurs se cristallisent généralement dans une structure diamant, caractérisée par un assemblage ordonné et périodique d'atomes aux nœuds d'un réseau cubique à faces centrées imbriquées (Figure II-12). Les atomes sont maintenus en cohésion à l'aide de liaisons métalliques covalentes et ioniques. Les liaisons métalliques sont constituées par un arrangement régulier des ions positifs baignant dans un gaz d'électrons. Les liaisons covalentes se forment entre deux électrons de valence de deux atomes voisins. Pour ce qui est des liaisons ioniques elles sont occasionnées par la migration d'électrons d'un atome vers un autre atome voisin sous influence externe d'origine thermique ou électrique.

La périodicité du matériau est à la base de la théorie des semi-conducteurs. En effet, l'application du théorème de Bloch et la résolution de l'équation de Schrödinger en utilisant un potentiel périodique (EPIA, 2010) permettent de définir l'existence d'une structure de bandes d'énergie au sein d'un matériau, on parle alors de phénomène Optoélectrique (Zachariasen, 1932).

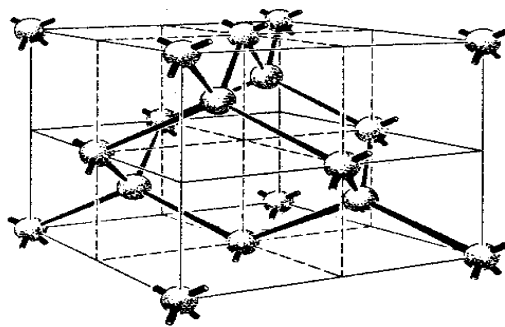


Figure II-12: Structure cristalline des semi-conducteurs

Pour les semi-conducteurs élémentaires, leur structure est formée par l'ensemble de deux réseaux cubiques à faces centrées. Ainsi, chaque atome du réseau constitue une liaison covalente avec ses quatre premiers voisins du même type (Figure II-13).

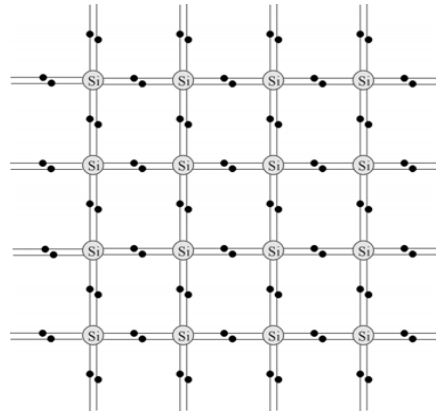


Figure II-13: Représentation bidimensionnelle du réseau cristallin de silicium.

S'agissant des semi-conducteurs composites, ils se cristallisent par un ensemble de deux réseaux cubiques à faces centrées de zinc-blende (Figure II-14) caractérisés par des liaisons covalentes formées entre un atome et ses quatre premiers voisins de type différent.

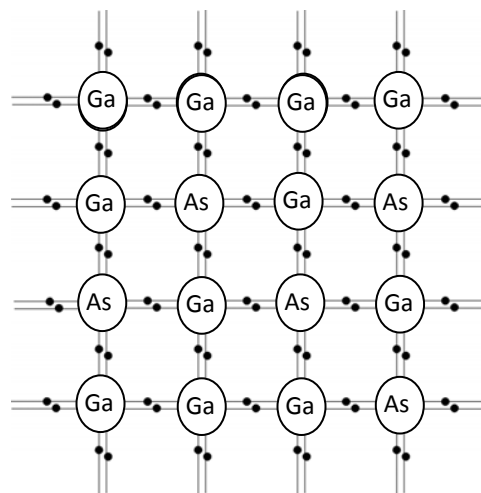


Figure II-14: Représentation bidimensionnelle du réseau cristallin de l'AsGa

Les semi-conducteurs monocristallins se cristallisent dans une structure diamant avec un grain ou un germe cristallin qui se répète dans tout le matériau (Street, 1991). Tandis que le polycristallin est formé par une superposition dans l'espace de plusieurs monocristaux de différentes tailles lesquels sont séparés par des défauts cristallins appelés joints de grains (Treble, 1998).

7.2.2. Structure amorphe

Le Silicium amorphe désigné par a-Si, est un matériau où la distribution des atomes de Silicium est désordonnée. En effet, autour d'un atome donné l'ordre des positions et des

angles ainsi que les liaisons covalentes sont maintenues avec les plus proches voisins (Diouf, 2010), tandis qu'à longues portée les liaisons covalentes entre les atomes sont brisées voire pendantes. Elles sont considérées comme des pièges à électrons qui rendent le matériau mauvais conducteur. Cependant, ces liaisons libres sont saturées par des atomes d'hydrogène (Wilfried *et al.*, 2014). Pour toutes ces raisons, les atomes du réseau amorphe ne sont pas caractérisés par leurs positions mais plutôt par le nombre de liaisons qu'ils ont avec leurs voisins (Figure II-15).

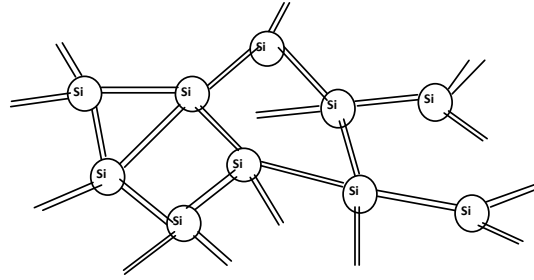


Figure II-15: Réseau aléatoire du Silicium amorphe (Poortmans *et al.*, 2007)

8. Procédé de fabrications des cellules solaires

Dans le procédé de fabrication des cellules solaires à partir de plaquettes ou de couches minces on distingue les techniques cristallographique, physique ou chimique dans lesquelles on utilise le silicium comme matériau de base. Pour ce qui concerne les plaquettes obtenues elles sont d'abord écrouie puis plongées dans un bain de KOH : 1-2% pour réduire la réflectivité de la face avant de la cellule solaire.

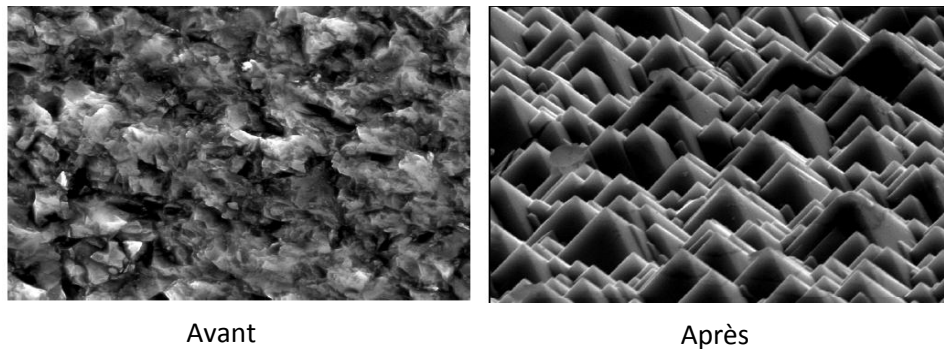


Figure II-16: Vue de la surface avant d'une plaquette de silicium avant et après l'application de bain de KOH.

La cellule ainsi constituée est dopée pour avoir un semi-conducteur de type P ou N. Le dopage consiste à substituer des éléments chimiques trivalents ou pentavalents pour améliorer la conductivité électriques (Roth et Anderson., 1977).

8.1 Techniques cristallographique

Le silicium est abondant dans la nature, mais il n'existe pas à l'état pur. Il est extrait essentiellement de la Silice qui représente 25,7% de notre croûte terrestre sous forme granuleuse (sable) ou solide (quartz). Grâce à une réaction chimique entre la silice et le graphite, réalisée à l'intérieur d'un four dont la température peut atteindre les 3000°C avec une puissance de 30MW, le Silicium se forme à l'état liquide accompagné d'émission de monoxyde de carbone (Franken *et al.*, 2004 ; Zeng *et al.*, 2011 ; Gribov *et al.*, 2003)



Le liquide de Silicium chaud obtenu est exploité en adoptant deux procédés pour la fabrication de deux types de cellules photovoltaïques de première génération.

- Procédé de solidification dirigée : Dans ce procédé de fabrication peu coûteux, on verse d'abord le silicium fondu dans un creuset de quartz préalablement chauffé. Ensuite on le refroidit par le bas. Le silicium liquide commence alors à se solidifier en formant des grains autour desquels plusieurs colonnes de silicium se superposent pour constituer un lingot de silicium polycristallin dont les propriétés électriques sont moyennes à cause des impuretés métallurgiques. Pour des applications photovoltaïques, les lingots sont découpés en plaquettes (d'épaisseur variant de 150 et 300 μm) à l'aide d'une scie à fil d'acier lubrifié.
- Procédé de Czochralski : Cette méthode est plus élaborée, quoique considérée coûteuse, le silicium fondu est transféré dans un creuset de silice mis en rotation. On incorpore ensuite un germe (monocristal de silicium) également en rotation dans le bain de silicium (Arnberg *et al.*, 2012) puis on entame le refroidissement. Le silicium fondu se solidifie autour du germe et se cristallise, formant ainsi un lingot de silicium monocristallin que l'on découpe en plaquettes de 200 μm d'épaisseur à l'aide d'une scie à fil (Oudjaout *et al.*, 2005).

8.2. Techniques physique et chimique

Ces deux techniques consomment moins d'énergies pour la conception de couches minces (de quelques dizaines de nanomètres à quelques microns d'épaisseurs) de silicium sur un substrat, puisque la température du réacteur ne dépasse pas généralement les 200°C.

Pour le procédé de dépôt physique en phase vapeur (PVD), le silicium est chauffé localement par effet Joule jusqu'à son évaporation pour ensuite se condenser à la surface d'un substrat sans réaction chimique jusqu'à obtenir un film mince (Tomasini, 2001). Ce procédé

d'évaporation peut se faire sous vide (Miyata *et al.*, 2003), par ablation Laser (Shim *et al.*, 2002) et par pulvérisation cathodique (Vossen et Kern, 1991).

On distingue aussi le procédé de dépôt chimique en phase vapeur (CVD) qui consiste à mettre en jeu des substances chimiques gazeuses qui s'adsorbent à la surface d'un substrat chauffé. Parmi les méthodes de dépôt CVD, on distingue la CVD à basse pression (LPCVD : Low Pressure Chemical Vapor Deposition) dont la réaction d'adsorption est activée thermiquement (Faÿ *et al.*, 2005), la CVD assistée par plasma (Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition PECVD) qui est activée par une décharge électrique (Haga *et al.*, 2000 ; Martin *et al.*, 2014) et le CVD à pression atmosphérique (AP-CVD) (Kashiwaba *et al.*, 2002) .

8.3. Dopage des semi-conducteurs

Pour une application photovoltaïque, on réalise des semi-conducteurs dopés. On remplace certains atomes de silicium du réseau cristallin par de faibles quantités d'éléments chimiques composés d'atomes pentavalents ou trivalents. Ce qui augmente le nombre d'électrons libres dans le matériau et rend le S/C bon conducteur. Plusieurs techniques de dopage sont utilisées :

Dopage par diffusion thermique: c'est la technique la plus utilisée pour réaliser le dopage, elle consiste à faire diffuser un gaz contenant un dopant à partir de la surface d'une plaquette de silicium soumises à un traitement thermique (Température allant de 850°C à 1100°C). En effet, avec le gaz PH_3 , qui assure le dopage en Phosphore, on obtient une plaquette de semi-conducteur de silicium de type N. Alors que le gaz de B_2H_3 , qui dope le S/C avec les atomes de Bohr, produit un semi-conducteur de silicium de type P.

Dopage par implantation ionique: Cette technique consiste à projeter, avec suffisamment d'énergie (3 kev à 500 kev), des atomes ionisés sur une plaquette d'un S/C pour permettre leurs pénétrations jusqu'à des profondeurs variant de 100°A à 1mm.

8.3.1. Dopage de type N

Quand une faible concentration d'impuretés d'atomes pentavalents (Arsenic, Antimoine ou Phosphore) est substituée aux atomes de silicium, il se forme quatre liaisons covalentes entre le silicium et l'atome pentavalent dont un électron reste plus ou moins libre (Figure II-17). Ainsi, la concentration des électrons libres augmente au détriment des trous. Ces électrons en

excès, sous l'effet d'une faible excitation externe, migrent facilement vers la bande de conduction.

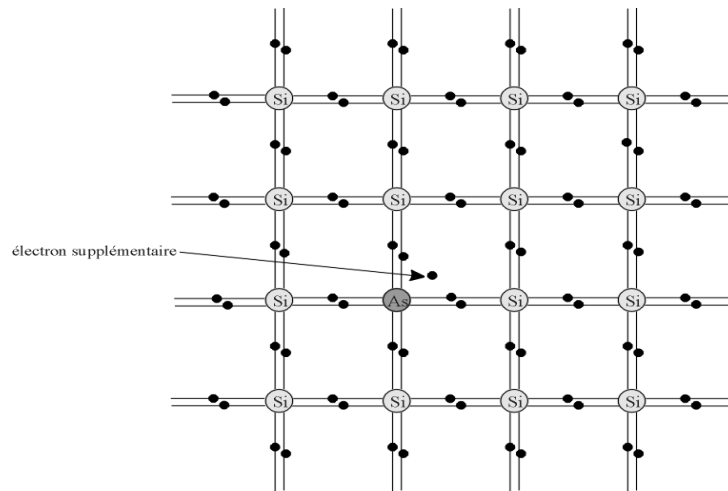


Figure II-17: Représentation schématique du dopage de type N du silicium cristallin

8.3.2 Dopage de type P

Dans ce cas de figure, dans le réseau cristallin du silicium pur, le silicium est remplacé par un atome trivalent (Indium, bore ou le gallium), conduisant à trois liaisons covalentes avec les atomes les plus proches voisins du silicium alors que la quatrième liaison déficitaire en électrons présente un trou. Ainsi, le nombre de trous est plus important que les électrons, ce qui définit un cristal dopé P (Figure II-18).

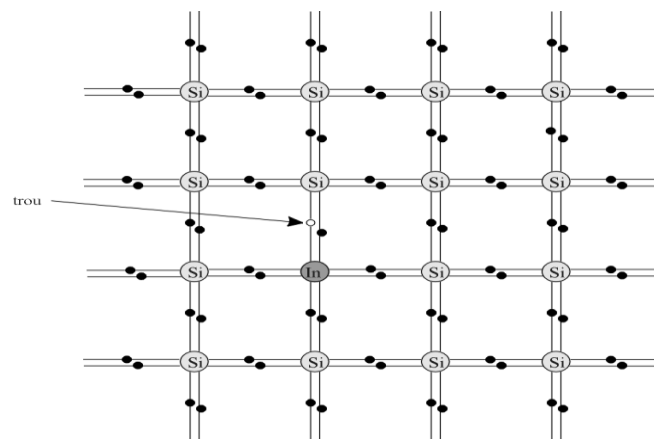


Figure II-18: Représentation schématique du dopage de type P du Silicium cristallin

9. Modèles électriques associés

Le courant induit par une cellule solaire est composé de deux termes : Le premier sous obscurité I_d est un courant de diode, qui résulte de la polarisation du composant alors que le second courant I_L est généré sous éclairissement. Sa courbe caractéristique I-V (Figure. II-19) se traduit par la relation suivante (Townsend ,1981; De Soto *et al.*, 2006):

$$I(V) = I_L - I_s \left(\exp\left(\frac{qV}{k_B T}\right) - 1 \right) \quad (\text{II-45})$$

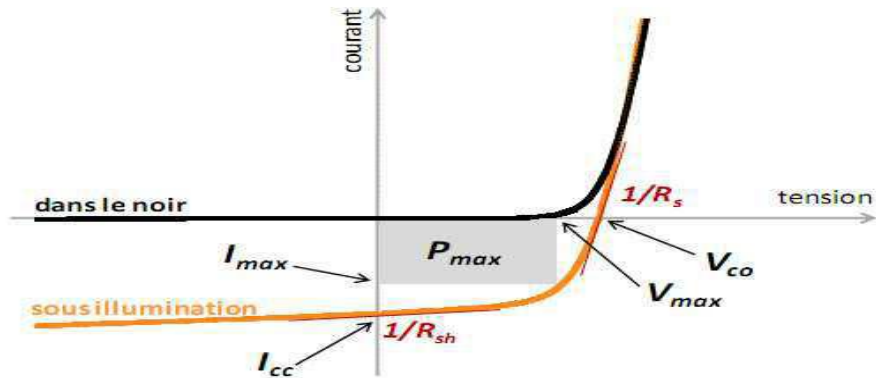


Figure II-19: Courbes caractéristiques I-V sous obscurité et sous éclairissement d'une cellule photovoltaïque.

Il existe plusieurs modèles de circuit électriques qui permettent de schématiser le comportement d'une cellule photovoltaïque. On distingue différents modèles mathématiques (Protin et Astier, ; Quasching,1996). Les modèles classiques les plus utilisés sont ceux à une et deux diodes.

9.1. Modèle électrique à une diode

Dans ce modèle la cellule solaire est constituée d'une diode de jonction P-N, d'une source de courant I_L , d'une résistance série R_s qui reflète directement la qualité de fabrication des cellules PV et qui tient compte des pertes par effets joule (Résistivité du matériau semi-conducteur, résistances de contact des électrodes, résistance de la grille collectrice, le bus de collecte de courant) et une résistance parallèle de shunt R_{sh} qui traduit les pertes internes ou le courant de fuite à travers la diode de Shockley.

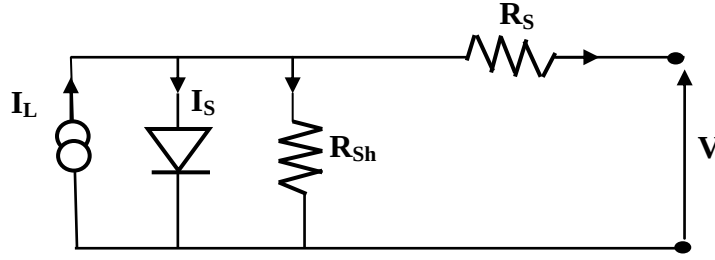


Figure.II-20 : Circuit équivalent d'une cellule solaire, modèle à une diode (Mukund et Patel, 1999; Charles et al, 1985; Pagliaro et al ., 2008).

Ce modèle implique cinq paramètres: photo-courant I_L , courant de saturation I_s , résistance série R_s , résistance de shunt R_{sh} , et paramètre de facteur d'idéalité a (Duffie et Beckman, 1991; Siddiqui, 2011; Tsai, 2013). Considérant que la valeur de la résistance shunt est infinie (Rauschenbach, 1980), la formulation analytique de ce modèle s'exprime par :

$$I = I_L - I_s \left[\exp\left(\frac{V + I.R_s}{a}\right) - 1 \right] \quad (\text{II-46})$$

Cette relation traduit la courbe caractéristique de la cellule solaire.

9.2. Modèle à deux diodes

Dans ce modèle à une diode supplémentaire vient compléter le modèle simple à une diode. Cette diode permet de mieux caractériser le comportement électrique de la cellule solaire aux faibles valeurs d'intensités de courant. La figure (II-21) illustre son circuit électrique.

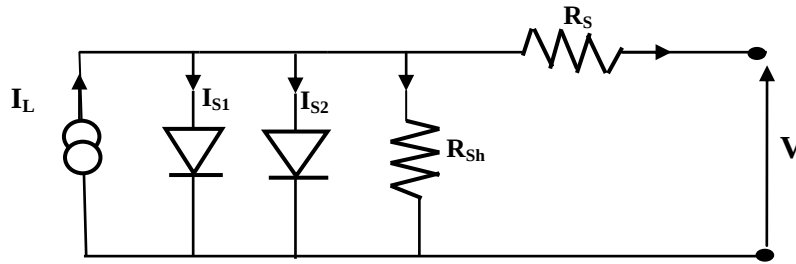


Figure II-21 : Circuit équivalent d'une cellule solaire, modèle à deux diodes (Veissid et al., 1995; Twidell et Weir, 2005; Underwood, 2002; Markvart et Castaner, 2003; Goetzberger et Hoffmann, 2005)

L'expression modifiée de la relation (II-45) s'exprime alors par:

$$I = I_L - I_{s1} \left[\exp\left(\frac{V + I.R_s}{a_1}\right) - 1 \right] - I_{s2} \left[\exp\left(\frac{V + I.R_s}{a_2}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (\text{II-47})$$

10. Puissance électrique d'une cellule solaire

Il est bien connu que la puissance délivrée par une cellule solaire est fortement conditionnée par la tension fournie (Kelly, 2013). Elle s'exprime par la relation suivante :

$$P = I.V \quad (\text{II-48})$$

Par ailleurs, il existe un point optimal du couple courant-tension correspondant aux valeurs $(I_{\text{opt}}, V_{\text{opt}})$ pour lesquelles elle délivre une puissance maximale (P_m) (Min et al, 2015). Ce point dit de crête est déterminé en résolvant l'égalité suivante:

$$\left. \frac{dP}{dI} \right|_{I=I_{\text{opt}}} = 0 \quad (\text{II-49})$$

Ce qui conduit à:

$$P_{\text{opt}} = V_{\text{opt}} \cdot I_{\text{opt}} \quad (\text{II-50})$$

La tension de circuit ouvert (open circuit) V_{oc} est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie, et décroît avec la température et change peu avec l'intensité lumineuse (Radziemska, 2003).

Le courant de court-circuit (short circuit) I_{sc} est le courant qui circule à travers la jonction sous illumination sans application de tension. Il est beaucoup plus sensible à l'éclairement de la cellule qu'à sa température (Roshanak, 2008).

10.1 Facteur de forme :

Le facteur de forme (FF) traduit la qualité d'une cellule solaire, il renseigne aussi sur le vieillissement de la cellule solaire. C'est le rapport entre la puissance maximale délivrée (P_m) et la puissance maximale que pourrait fournir cette cellule idéale (Benyoucef, 2008). Il s'exprime par:

$$FF = \frac{P_m}{V_{\text{oc}} I_{\text{sc}}} \quad (\text{II-51})$$

10.2 Rendement de conversion énergétique

Le rendement de conversion énergétique est le rapport entre la puissance électrique délivrée par la cellule solaire et l'intensité de rayonnement solaire qu'elle reçoit. Il s'exprime par la relation suivante:

$$\eta = \frac{P_m}{R_G S} \quad (\text{II-52})$$

Tenant compte de l'expression (II-50), on aboutit à :

$$\eta = FF \frac{V_{oc} I_{sc}}{R_G S} \quad (II-53)$$

11. Conclusion

Le rayonnement solaire constitue le catalyseur de l'effet photoélectrique dans les semi-conducteurs. Il fournit aux électrons l'énergie nécessaire pour leur permettre de passer vers la bande de conduction où ils deviennent mobiles. Ce qui génère un courant électrique. L'interaction entre le rayonnement solaire et le S/C fait ressortir un spectre d'onde qui favorise cet effet.

Il apparaît à travers ce chapitre que l'amélioration des rendements des cellules photovoltaïques constitue un objectif important. Ceci est possible en faisant appel à différents matériaux S/C, obtenus par différents procédés cristallographiques, physiques et chimiques, qui ont donnés lieu à trois générations de cellules photovoltaïques. Cependant, l'augmentation de la température de ces cellules affecte considérablement leurs performances d'où l'importance de leurs refroidissements.

Chapitre III

Simulation du panneau PV non refroidi

1. Introduction

Cette partie s'intéresse à l'étude d'un panneau PV monocristallin de taille réduite ($290\text{mm} \times 220\text{mm}$) et non refroidi. Elle a pour objectif de déterminer, d'abord, les paramètres du modèle électrique à une diode associés à ce panneau PV. Sa température d'équilibre, au regard des conditions climatiques auxquelles il est exposé, est ensuite évaluée à travers un bilan thermique. Pour ce faire, un dispositif expérimental a été réalisé.

2. Dispositif expérimental

Les mesures ont été effectuées sur un panneau photovoltaïque monocristallin non refroidi (Figure III-1-a, tableau III-1) exposé horizontalement aux conditions climatiques prévalant à Tizi-Ouzou (Nord de l'Algérie, latitude $36,70^\circ$ et longitude $4,06^\circ$), durant les journées d'équinoxes et de solstices. Chacun de ses côtés est naturellement refroidi par l'air ambiant en contact avec ce panneau (figure III-1-b), La température de la face avant du panneau non refroidi, considérée homogène, a été mesurée en son centre à l'aide d'un thermocouple de surface de type K, les conditions climatiques (rayonnement solaire, vitesse du vent et température de l'air), le courant et la tension ont été également mesurés. A cet effet, un anémomètre à fil chaud (PCE-423), un solarimètre (SPM72) et deux multimètres (DVM601-Velleman) ont été utilisés (Tableau III-2).

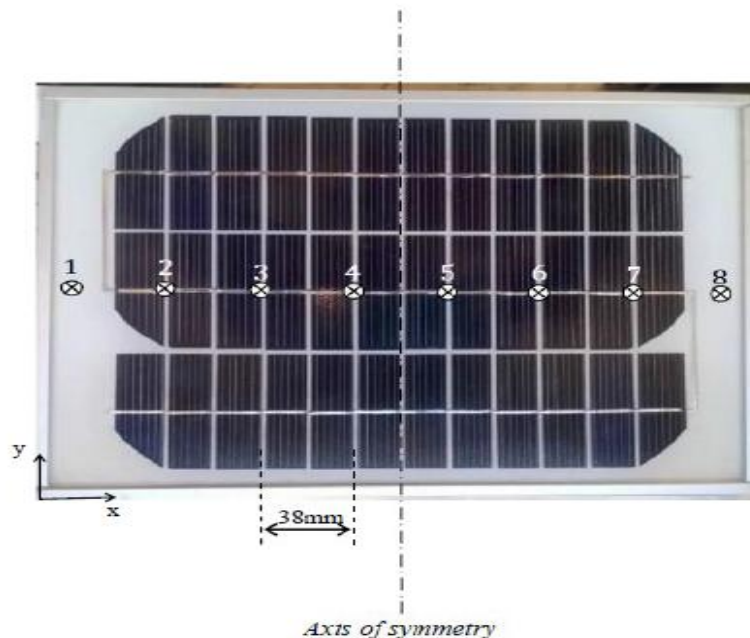


Figure III-1-a: Vue de dessus du panneau PV monocristallin ($290\text{mm} \times 220\text{mm} \times 25\text{mm}$) (la face supérieure du panneau PV).

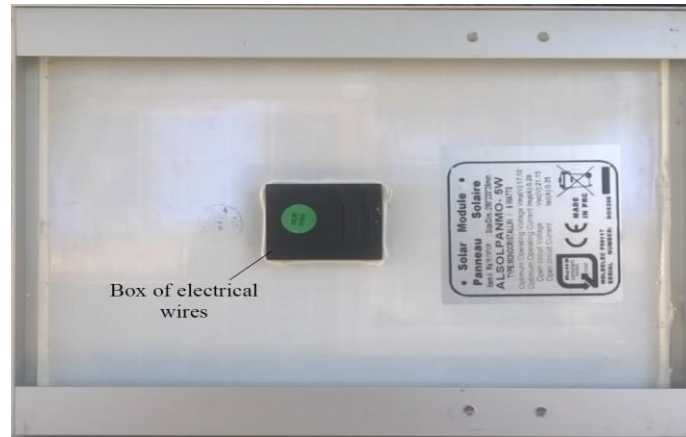


Figure III-1-b. Vue de dessous du panneau PV non refroidi (Côté inférieur du panneau).

Caractéristiques techniques pour $R_G=1000\text{W.m}^{-2}$ et $T_P=25^\circ\text{C}$	
Modèle	ALSOLPANMO - 5W
Nombre de cellules du panneau PV	36
Puissance maximale de sortie	$5\text{W} \pm 3\%$
Tension maximal/ Tension en circuit ouvert	17.10 V/21.15 V
Intensité maximale de courant/Courant de court circuit	0.29 A/0.35 A
Coefficient de température ($\mu_{I,sc}$)	$1.8 \cdot 10^{-4} \text{ A/K}$
Surface effective du panneau PV (290mm×220m×25mm)	0.0638 m^2

Tableau III-1:Caractéristiques générales du panneau PV.

1. Digital Multimeter DVM601 – Velleman		
Instrument	Full scale	Accuracy
K-type thermocouple surface	-20–1300°C	3% of rdg $\pm$ 5 digits / 1°C of resolution
DC voltage	400 mV/4 V/40 V/400 V/600 V	$\pm 1.0\%$ of rdg $\pm$ 4 digits for 0.4V–40V range $\pm 1.5\%$ of rdg $\pm$ 4 digits for 400V–600V range
DC current	400 μ A/4 mA/40 mA/10 A 4 to 400Ma	$\pm 1.0\%$ of rdg $\pm$ 2 digits for 400 μ A–4mA range $\pm 1.2\%$ of rdg $\pm$ 2 digits for 400mA range $\pm 2.0\%$ of rdg $\pm$ 5 digits for a range of 10A
2. Solarimetre SPM72	0–1999 W.m^{-2}	$\pm 5\%$
3. Hot wire anemometer PCE-423		
Wind speed	0.1–25.0 m/s	$\pm 5\%$ / 0.01 m/s of resolution
Air temperature	0–50°C	$\pm 1^\circ\text{C}$ / 0.1°C of resolution

Tableau III-2. Gammes et précisions des instruments de mesures.

3. Méthodologie

Les essais sur le panneau PV sont entamés vingt minutes après son exposition aux conditions climatiques environnantes prévalant sur le site. Ceci permet au panneau d'atteindre sa température d'équilibre. Les essais se déroulent dans un intervalle de temps de 10 minutes, durant lequel tous les paramètres environnant (Rayonnement solaire, température de l'air, vitesse du vent) peuvent être considérés comme étant stables. La température de la face avant du panneau photovoltaïque et les paramètres climatiques ont été mesurés (T_p , R_G , vitesse du vent W , T_{air}), suivis des mesures du courant électrique et de la tension fournies par le panneau PV pour chaque valeur de résistance du rhéostat (Figure III-2).

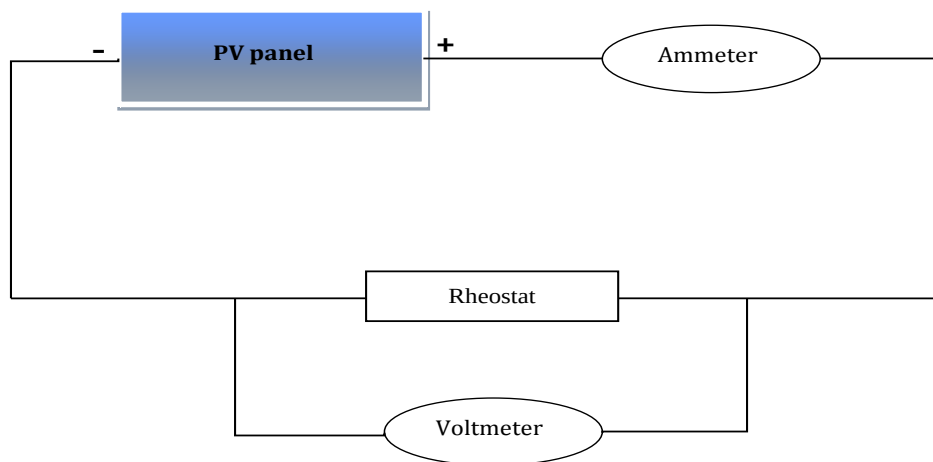


Figure III-2 : Vue schématique du dispositif expérimental.

4. Modélisation mathématique et simulations numériques

On adopte le modèle électrique à une diode afin d'évaluer le courant et la tension délivrés par le panneau PV. La température d'équilibre du panneau PV non refroidi, considérée homogène, a été déterminée en résolvant l'équation de l'énergie résultant du bilan thermique.

4.1. Modèle électrique à une diode

Dans la littérature, il existe plusieurs modèles mathématiques qui décrivent le fonctionnement et le comportement d'un générateur PV (Ishaque *et al.* 2011; Karamirad *et al.* 2013). Le modèle le plus largement utilisé et classique est le modèle électrique à une diode. Ce modèle, qui se traduit par la relation (II-46), tient compte de quatre paramètres (De Soto *et al.*, 2006; Khezzar *et al.*, 2014; Lim *et al.*, 2015) qui sont donnés dans un état de référence caractérisé par une température de 25°C du PV et un rayonnement solaire de 1000 W.m⁻².

Sous d'autres conditions climatiques, les corrélations suivantes sont utilisées pour évaluer ces paramètres :

$$a = a_{ref} \left(T_c / T_{c,ref} \right) \quad (III-1)$$

$$I_L = R_G / R_{G,ref} \left[I_{L,ref} + \mu_{I,sc} (T_c - T_{c,ref}) \right] \quad (III-2)$$

$$I_s = I_{s,ref} \left(T_c / T_{c,ref} \right)^3 \exp \left[E_{gs} N_s / a_{ref} \left(1 - T_{c,ref} / T_c \right) \right] \quad (III-3)$$

Il est bien connu que la puissance délivrée par le panneau PV est fortement conditionnée par la tension fournie (Kelly, 2013) et qu'il existe un point optimal du couple courant-tension correspondant aux valeurs (I_{opt} , V_{opt}) pour lesquelles un panneau PV délivre une puissance maximale (Ye *et al*, 2009). On utilise la relation (III-4) ci-dessous donnant la puissance générée par la cellule solaire.

$$P = V I \quad (III-4)$$

Tenant compte de la relation (III-1), on détermine la valeur optimale I_{opt} à partir de la relation suivante:

$$\frac{dP}{dI} \Big|_{I=I_{opt}} = 0 \quad (III-5)$$

Par conséquent, la puissance électrique maximale (P_m) délivrée par le panneau PV est donnée par:

$$P_m = V_{opt} I_{opt} \quad (III-6)$$

4.2 Modèle thermique du panneau photovoltaïque non refroidi

Il s'agit de déterminer la température d'équilibre du panneau PV non refroidi exposé au rayonnement solaire (R_G) sous la température T_{air} de l'air ambiant et un vent d'intensité W .

On a considéré l'échange de chaleur par convection entre les deux faces du panneau photovoltaïque et l'air ambiant alors que l'échange de chaleur par rayonnement se produit juste entre la face avant du panneau et le ciel et les parois environnantes. L'hypothèse d'un panneau PV à une seule couche (Siddiqui *et al*, 2012; Du *et al*, 2016; Hou *et al*, 2016) avec une absorptivité moyenne a été exploitée. Une fraction du rayonnement solaire absorbé ($\alpha R_G S$) par le panneau photovoltaïque génère un courant électrique, tandis que le reste (Φ_r) est transféré par les rayonnements de grandes longueurs d'ondes (GLO) et par convection (Φ_C) vers le milieu environnant. En supposant une distribution de température homogène sur les

différents milieux solides qui composent le panneau PV, le bilan thermique du panneau de surface (S) s'exprime, dans le cas d'un circuit ouvert, comme suit:

$$\alpha(R_g S) - \Phi_c - \Phi_r = 0 \quad (\text{III-7})$$

Où :

α est lié aux paramètres optiques (Tableau III-3) comme suit:

$$\alpha = \alpha_{PV} \tau_g + \alpha_g \quad (\text{III-8})$$

α_{PV}	τ_g	α_g	Reference
0.9	0.95	0.05	Barroso <i>et al.</i> , 2016
0.93	0.90	0.04	Notton <i>et al.</i> , 2005
--	0.75*	0.15*	Bournet <i>et al.</i> , 2007
*. valeurs moyennes pour un rayonnement diffus			

Tableau III-3 Paramètres optiques du panneau PV.

$$\Phi_c = hS(T_p - T_{air}) \quad (\text{III-9})$$

Le coefficient d'échange convectif h est corrélé par le nombre de Nusselt, dans le cas d'une plaque plane horizontale en situation de convection libre, par la relation suivante (Holman, 1997):

$$Nu = 0.54 R_a^{1/4} \quad \text{Pour} \quad 10^4 < R_a < 10^6 \quad (\text{III-10})$$

$$Nu = 0.15 R_a^{1/3} \quad \text{Pour} \quad 10^6 < R_a < 10^{11} \quad (\text{III-11})$$

Avec:

$$R_a = G_r P_r \quad (\text{III-12})$$

Alors que pour la convection forcée, nous avons utilisé la corrélation rapportée par (Barroso *et al.*, 2016).

$$Nu = 0.86 R_e^{1/2} P_r^{1/3} \quad (\text{III-13})$$

Les GLO échangés entre la surface du panneau PV et le ciel sont donnés par:

$$\Phi_r = \varepsilon_g \sigma F_{PV-sky} (T_p^4 - T_{sky}^4) + \varepsilon_g \sigma F_{PV-wall} (T_p^4 - T_{wall}^4) \quad (III-14)$$

Avec: $\varepsilon_g=0.91$ (Barroso *et al.*, 2016), $\varepsilon_g=0.94$ (Hegazy, 2000), $\varepsilon_g=0.86$ (Notton *et al.*, 2005), $\varepsilon_g=0.90$ (Bournet *et al.*, 2007).

La température du ciel est évaluée par la relation suivante (Montero *et al.*, 2004):

$$T_{sky} = 0.0552 T_{air}^{1.5} \quad (III-15)$$

Cependant, le site d'expérimentation n'étant pas complètement ouvert (entouré de murs), l'angle solide vers le ciel est fortement réduit. Ainsi, on a négligé le facteur de forme F_{PV-sky} et on a supposé que l'échange radiatif se produit uniquement entre le panneau PV et les parois environnantes. De plus, tel qu'adopté dans des travaux antérieurs (Notton *et al.*, 2005; Armstrong et Hurley, 2010; Siddiqui *et al.*, 2012), la température des parois est supposée égale à la température de l'air ambiant.

4.3. Efficacité du panneau PV non refroidi :

Compte tenu de la puissance maximale délivrée par le panneau photovoltaïque, l'efficacité énergétique du panneau photovoltaïque non refroidi, qui quantifie la part de l'énergie solaire convertie en électricité, est donnée par l'expression suivante :

$$\eta_0^{uncooled} = 100 \frac{P_m^{uncooled}}{(R_G S)} \quad (III-16)$$

4.4 Procédure numérique

La température T_p du panneau a été déterminée par itérations successives. L'algorithme de calcul adopté est illustré par la Figure (III-3). Après avoir introduit les dimensions du panneau, l'intensité du rayonnement solaire et la température de l'air, on initialise la température du panneau solaire à une valeur arbitraire T_{p0} supérieure à la température de l'air. Ensuite, on évalue les nombres sans dimension de Grashof, Reynolds, Prandtl et Rayleigh, qui permettent le calcul du nombre de Nusselt donné par les relations (III-10 à III-13) et donc du coefficient d'échange convectif (h). La température de la voûte céleste est ensuite calculée en utilisant la relation (III-15). Compte tenu des relations (III-8, III-9 et III-14), une nouvelle valeur de la température du panneau (T_{p1}) est calculée par l'expression suivante:

$$T_{P1} = \frac{(\alpha R_G S - \Phi_r)}{(hS)} + T_{air} \quad (III-17)$$

Laquelle est ensuite comparée à la valeur initiale T_{P0} . Le processus de calcul est répété jusqu'à convergence avec une différence de 0.01°C entre deux valeurs successives.

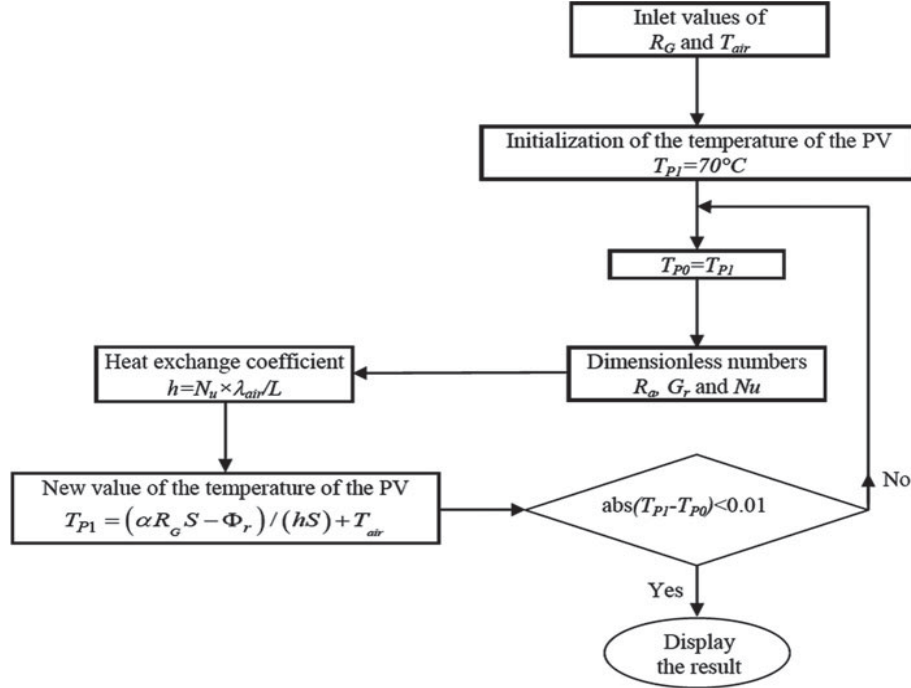


Figure III-3: Organigramme de calcul

5. Résultats et discussion

5.1. Identification des paramètres du modèle électrique

En considérant infinie la valeur de la résistance de shunt R_{sh} , les paramètres du modèle sont déterminés à l'aide des données expérimentales. L'algorithme génétique (Zagrouba *et al.*, 2010; Ishaque *et al.*, 2012) minimise l'erreur entre le courant évalué à l'aide de l'expression (III-1) et celui mesuré sous la même tension.

La fonctionnelle à minimiser est définie par :

$$\xi = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m 100 [|I_i^{exp} - I(V_i)| / I_i^{exp}] \quad (III-18)$$

Où I_i^{exp} est l'intensité de courant mesuré sous la tension V_i , alors que $I(V_i)$ correspond au courant calculé par la relation (II-46) et m le nombre de points de mesures.

Les paramètres ainsi identifiés, énumérés dans le tableau (III-4), sont obtenus sous les conditions suivantes : $R_G = 400 \text{ W.m}^{-2}$, $T_{\text{air}} = 27,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ et $T_p = 50 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

a	I_0	R_s	I_L
1.6809	$3.6621 \cdot 10^{-6}$	0.4725	0.1262

Tableau III-4. Paramètres du modèle dans des conditions expérimentales

Par ailleurs, compte tenu des relations (III-1 à III-3), ces paramètres sous les conditions de référence sont déterminés (Tableau III. 5).

a_{ref}	$I_{0,\text{ref}}$	R_s	$I_{L,\text{ref}}$
1.5510	$0.3850 \cdot 10^{-6}$	0.4725	0.3111

Tableau III-5. Valeurs des paramètres dans les conditions de référence.

5.2. Validation

Pour les besoins de validation des modèles électrique et thermique associés au panneau PV, une campagne de mesure des intensités de courant et de tension délivrées par le panneau PV ainsi que sa température frontale a été effectuée durant deux jours (24 Mars et 14 Août 2016).

Le tableau III-6 indique les valeurs calculées et mesurées des températures de la face avant du panneau PV non refroidi. On constate un bon accord entre les valeurs mesurées et simulées, l'écart relatif ne dépasse pas 6,3%.

Heure (GMT)	Paramètres climatiques			T_p ($^{\circ}\text{C}$)		
	R_G (W.m^{-2})	Vitesse du vent $\text{W(m.s}^{-1})$	T_{air} ($^{\circ}\text{C}$)	Mesurée	Simulée	Erreur relative (%)
16:30	350	0,92	34,5	45	47,82	6.27
11:00	900	1,49	35,1	62	63,43	2.30
12:30	945	1,49	31,8	61	62.95	3.20

Tableau III-6: Températures mesurées et simulées de la face supérieure du panneau PV non refroidi

Par ailleurs, le modèle électrique à une diode (équation (II-46, III-1 à 3), Tableau III-5) permet de définir les courbes caractéristiques du panneau PV non refroidi sous différentes conditions climatiques. Les figures (III-4 à 8) montrent une bonne concordance entre les valeurs mesurées et calculées. Notant que le plus grand nombre des points de mesures

correspondent aux valeurs élevées des tensions pour lesquelles les intensités de courant varient de manière significative.

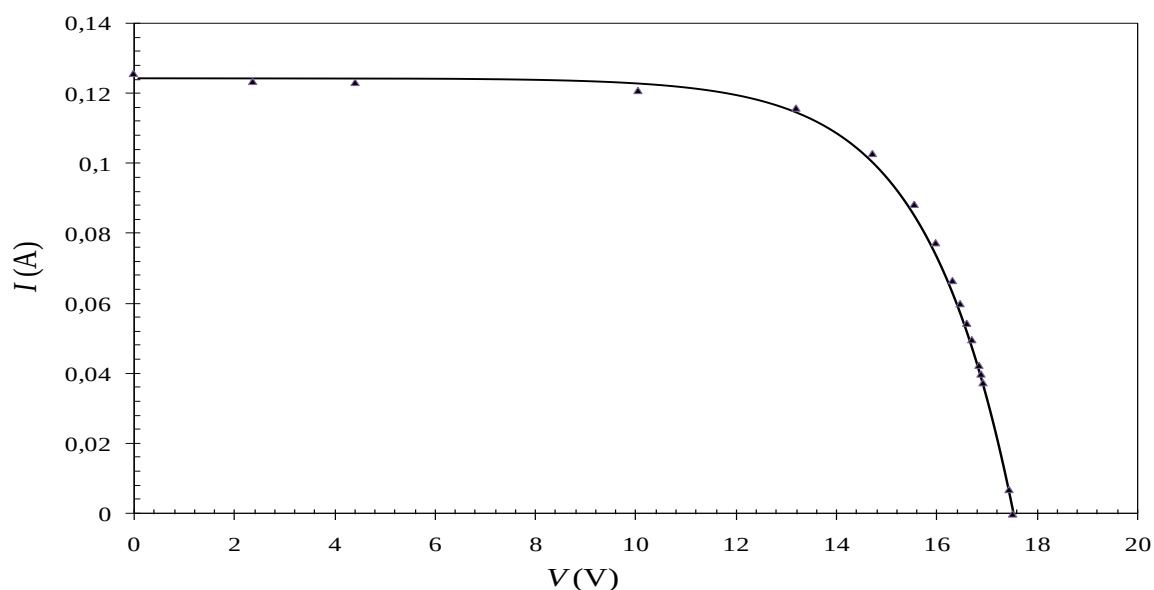


Figure III-4: Valeurs expérimentales (♦) et calculées (-) de la courbe caractéristique courant-tension du panneau PV non refroidi pour : $R_G=400\text{W.m}^{-2}$, $T_{\text{air}}=27.5^\circ\text{C}$ et $T_p=50^\circ\text{C}$ et sans vent. (24 mars 2016 à 13:00 GMT)

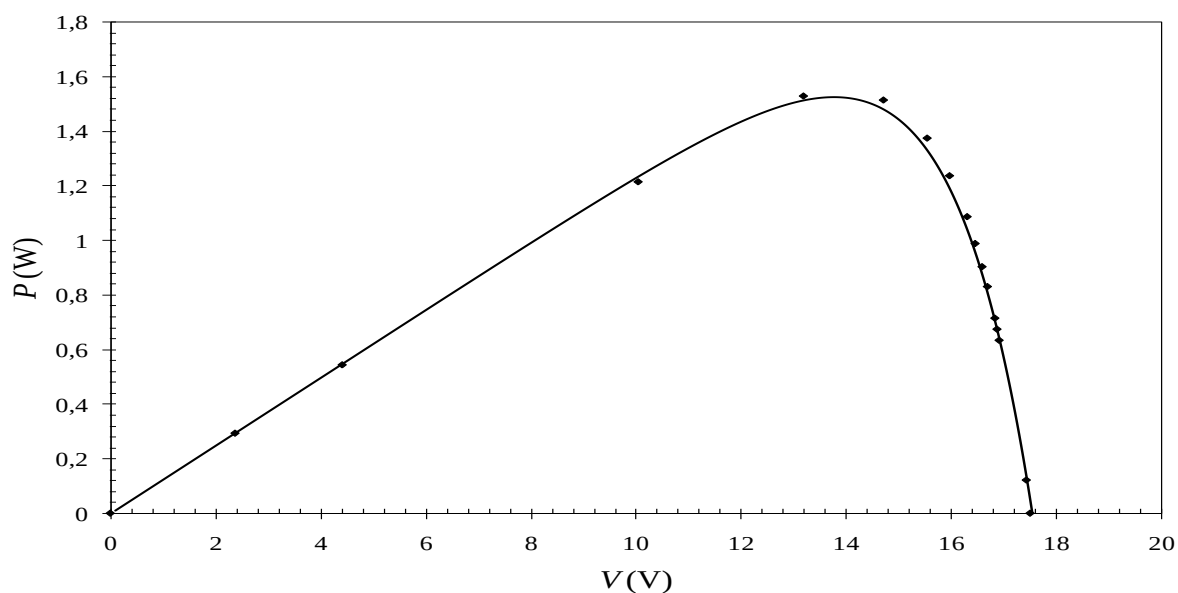


Figure III-5 : Valeurs expérimentales (♦) et calculées (-) de la puissance délivrée par le panneau PV non refroidi (24 Mars 2016 à 13:00 (GMT)).

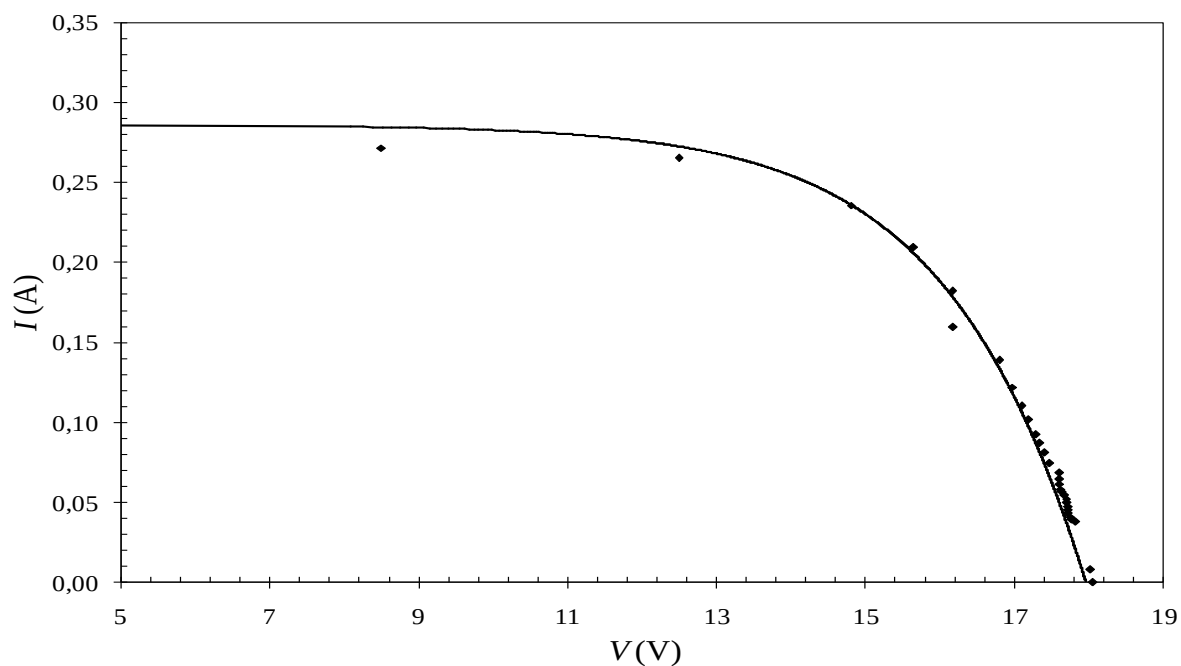


Figure III-6: Valeurs expérimentales (♦) et calculées (-) de la courbe caractéristique courant-tension du panneau PV non refroidi pour : $R_G=900\text{W.m}^{-2}$, $T_{\text{air}}=35.1^\circ\text{C}$, $T_p=62^\circ\text{C}$ et $W=1.49\text{m.s}^{-1}$. (14 Août 2016 à 11:00 GMT)

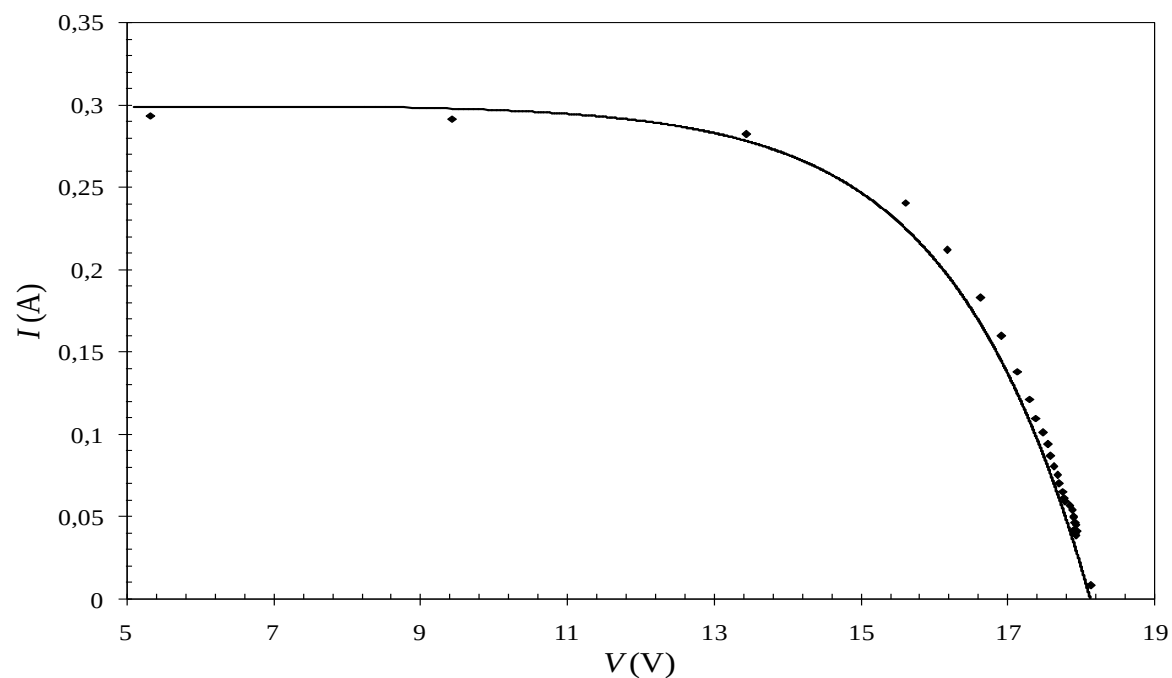


Figure III-7: Valeurs expérimentales (♦) et calculées (-) de la courbe caractéristique courant-tension du panneau PV non refroidi : $R_G=945\text{W.m}^{-2}$, $T_{\text{air}}=31.8^\circ\text{C}$ and $T_p=61^\circ\text{C}$ et $W=1.49\text{m.s}^{-1}$. (14 Août 2016 à 12:30 GMT)

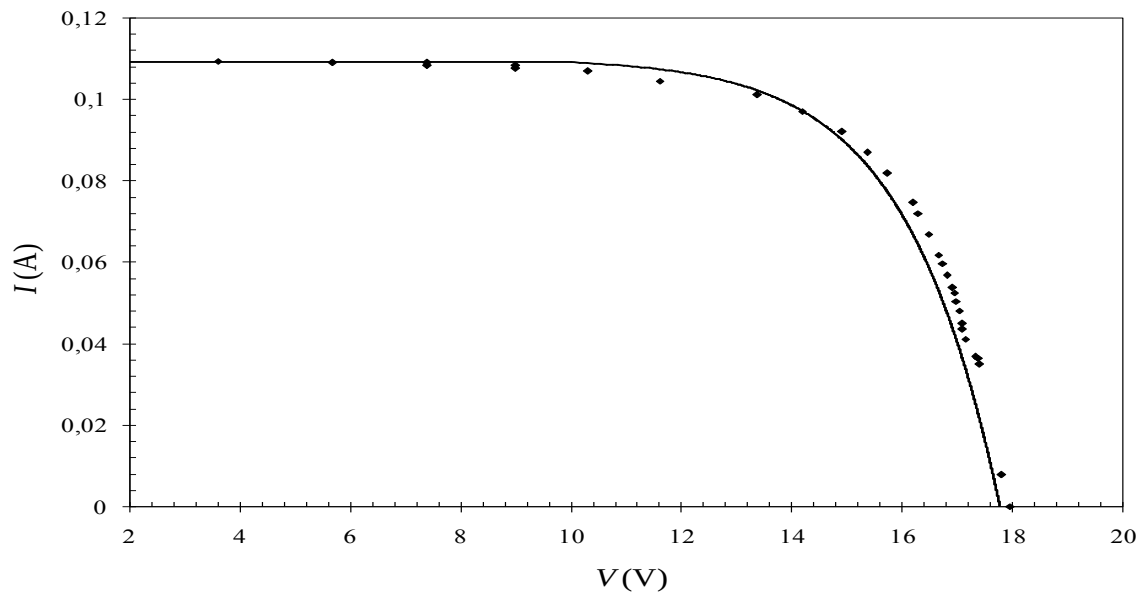


Figure III-8 : Valeurs expérimentales ($\blacklozenge$) et calculées (-) de la courbe caractéristique courant-tension du panneau PV non refroidi : $R_G=350\text{W.m}^{-2}$, $T_{\text{air}}=34.5^\circ\text{C}$, $T_p=45^\circ\text{C}$ et $W=0.92\text{m.s}^{-1}$. (14 août 2016 à 16:30 GMT)

6. Application

En considérant les relevés de températures de l'air et de rayonnement solaire prévalant à Tizi-Ouzou durant les journées d'équinoxes et de solstices d'été et d'hiver (Figures III-9 et 10) en absence de vent, on évalue les températures d'équilibres, la puissance électrique et le rendement du panneau PV.

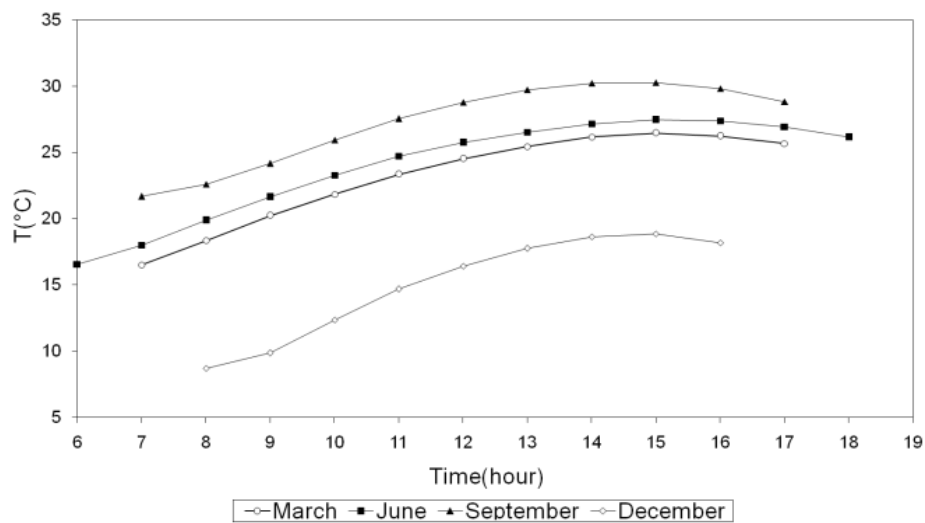


Figure III-9 : Température de l'air ambiant durant les journées d'équinoxes et de solstices.

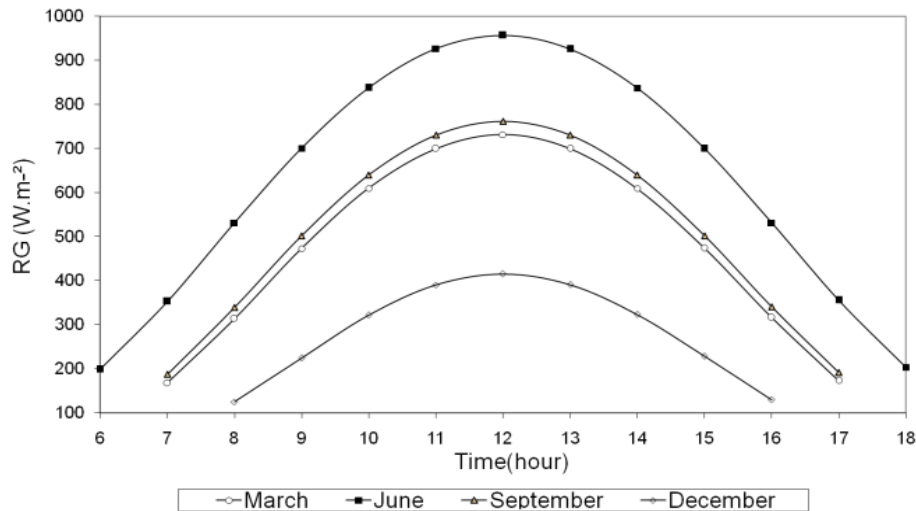


Figure III. 10: Rayonnement solaire durant les journées d'équinoxes et de solstices.

Il apparaît à travers la figure (III-11) que la température du panneau varie selon la saison. En effet, elle est plus importante en été à cause des valeurs élevées de la température de l'air et du rayonnement solaire. Elle est de l'ordre de 43, 70, 76 et 83°C, respectivement, au midi solaire des journées du 21 Décembre, Mars, Septembre et Juin.

Par ailleurs, en utilisant le modèle électrique associé à ce panneau PV, on détermine la puissance électrique qu'il délivre. On constate que la puissance électrique délivrée par ce panneau reste importante malgré que sa température soit importante en été, (Figure III-12). Cependant, son efficacité est plus faible (Figure III-13).

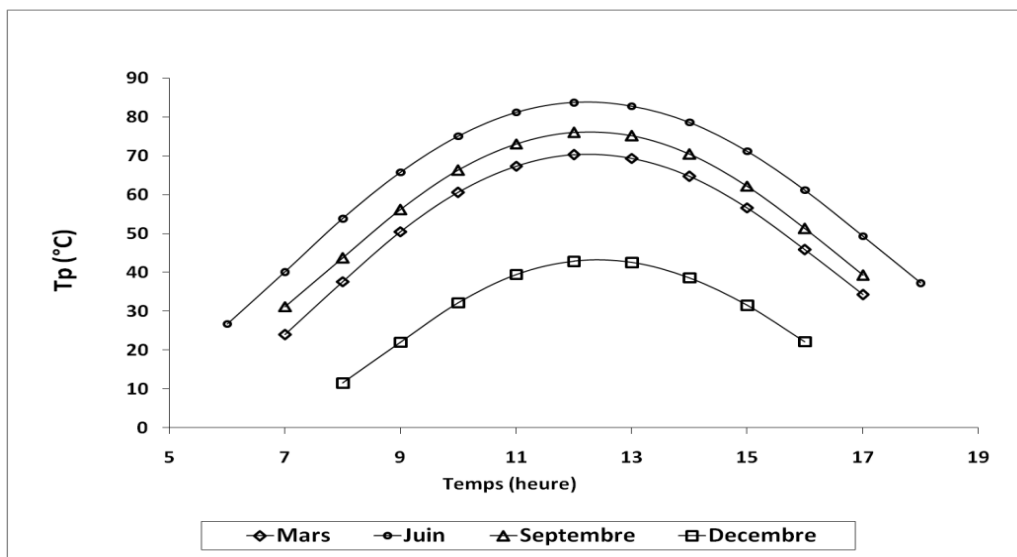


Figure III-11: Température d'équilibre du panneau PV aux journées d'équinoxes et de solstices

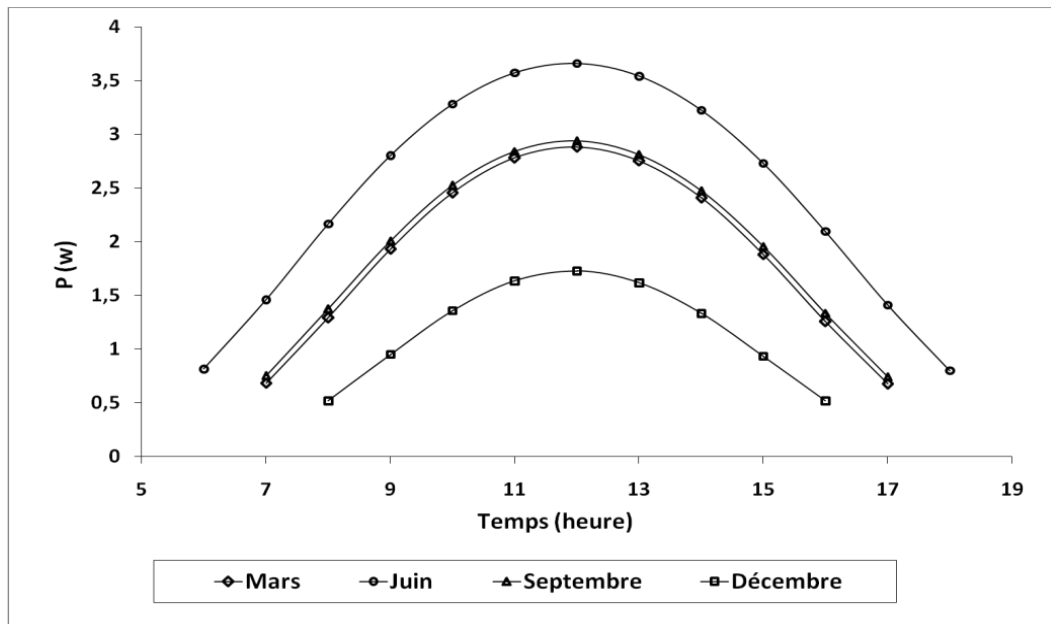


Figure III-12: Puissance électrique délivrée par le panneau PV durant les journées d'équinoxes et de solstices

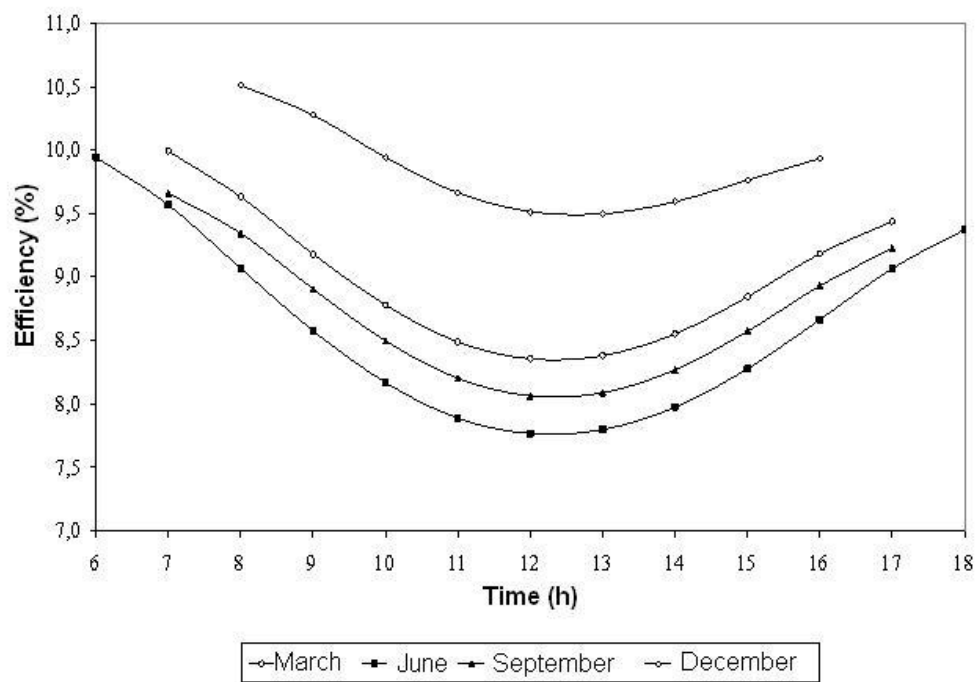


Figure III-13: Efficacité du panneau PV durant journées d'équinoxes et de solstices.

7. Conclusion

Afin de déterminer les paramètres associés au modèle électrique du panneau PV, on a exploité les intensités de courant et de tension mesurées aux bornes d'un panneau PV ainsi que de sa température d'équilibre. L'étude comparative des valeurs calculées et mesurées ont permis de valider les codes de calculs. En guise d'application, on a considéré ce panneau PV sous les conditions climatiques prévalant à Tizi-Ouzou.

Ces modèles électrique et thermique seront exploités dans le chapitre qui suit pour l'étude de ce même panneau couplé à un système de refroidissement.

Chapitre IV

Simulation du panneau PV refroidi

1. Introduction

Il s'agit dans ce chapitre de proposer un système autonome qui assure le refroidissement du panneau PV (Tableau III-1). Il consiste en un ventilateur qui insuffle l'air ambiant sur la face arrière du panneau PV. La capacité de conversion énergétique du panneau PV étant liée à sa température, il sera question de déterminer sa température d'équilibre et le maximum de puissance du panneau PV sous différentes conditions de rayonnement solaire incident et de débits d'air insufflé par le ventilateur. Par ailleurs, l'interaction de l'écoulement de l'air avec le panneau PV se traduit par des équations couplées de mouvement et d'énergie. La complexité de ces équations impose le recours à l'outil de calcul CFD-Fluent pour leurs résolutions.

2. Méthodologie

La puissance fournie par le panneau photovoltaïque au ventilateur étant proportionnelle au débit massique de l'air, il est nécessaire de déterminer le point de fonctionnement optimal du panneau photovoltaïque refroidi. À cet effet, un dispositif expérimental a été réalisé pour mesurer les intensités de courant et de tension délivrées par le panneau photovoltaïque à sa température d'équilibre résultant des conditions climatiques auxquelles il est exposé (rayonnement solaire, vitesse du vent et température de l'air ambiant). La détermination de la température d'équilibre nécessite la résolution d'un système couplé d'équations de mouvement et d'énergie. La complexité de ce système fait appel à l'outil de calcul CFD-Fluent. Ainsi, la simulation numérique est effectuée après validation du code de calcul au moyen de valeurs mesurées (température frontale, courant et tension). Par ailleurs, on considère que le verre et le silicium sont le siège de sources de chaleur internes résultant du bilan thermique des rayonnements de courtes et grandes longueurs d'ondes. La puissance électrique délivrée par le panneau photovoltaïque est ensuite calculée à l'aide du modèle électrique. En tenant compte de la puissance consommée par le ventilateur, on déduit la puissance nette de l'installation (Panneau PV et ventilateur). Afin d'évaluer l'amélioration de l'efficacité du panneau PV refroidi, on compare alors les puissances électriques nettes délivrées par les panneaux refroidi et non refroidi.

3. Partie expérimentale

3.1. Caractéristiques du panneau PV et conditions climatiques

Les mesures sont effectuées sur un panneau photovoltaïque monocristallin exposé horizontalement aux conditions climatiques prévalant à Tizi-Ouzou (nord de l'Algérie, latitude $36,70^\circ$ et longitude $4,06^\circ$). Les caractéristiques du panneau photovoltaïque étudié sont spécifiées dans le tableau IV-1. Le panneau photovoltaïque est constitué de cinq couches : Verre, silicium, ARC, EVA et Tedlar (Figure IV-1).

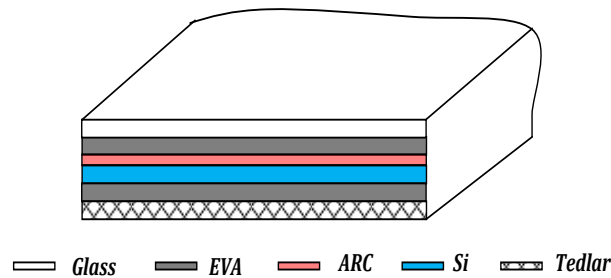


Figure IV-1: Matériaux constituant du panneau PV (Lu et Yao, 2007).

Matériau	Verre	EVA	ARC	Si	Tedlar
Conductivité thermique (W/m.k)	0.9	0.35	1.38	148	0.2
Épaisseur (mm)	3.0	0.5	$(0.06-0.1) \cdot 10^{-3}$	0.3	0.1

Tableau IV-1: Épaisseurs et conductivités thermiques de chaque matériau constituant le panneau PV (Lu et Yao, 2007).

Le panneau photovoltaïque est refroidi au moyen d'un ventilateur soufflant de l'air ambiant uniquement sur sa face arrière (Figure IV-2). alors que sa face avant est naturellement refroidie par l'air ambiant (Figure III-1-a).

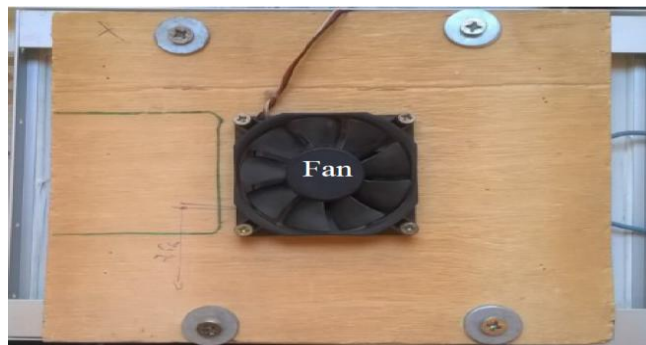


Figure IV-2: Vue de dessous du panneau photovoltaïque refroidi (Face arrière du panneau PV).

3.2. Description du système de refroidissement proposé

Il est proposé ici de refroidir le panneau PV en utilisant un ventilateur qui souffle de l'air ambiant sur sa face arrière. Ce panneau photovoltaïque fournit le courant électrique requis au ventilateur. La figure IV-3 montre les détails de l'installation. Le ventilateur de 0,08 m de diamètre est centré sur un contreplaqué monté à l'arrière du panneau photovoltaïque (Figure IV-2). L'air est soufflé sur la face arrière du panneau PV avant de s'écouler à travers la cavité constituée entre le contreplaqué et la surface inférieure du panneau PV. L'air chaud est ensuite évacué par deux sections de formes rectangulaires, situées aux extrémités de la cavité (0,02 m × 0,18 m).

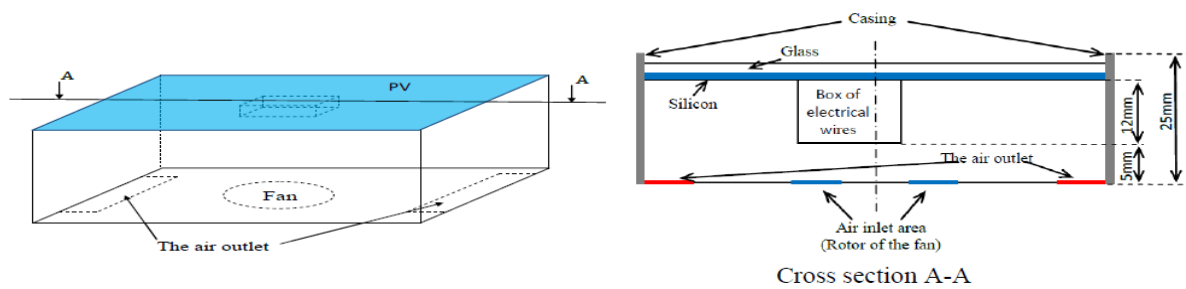


Figure IV-3: Croquis du PV refroidi par le ventilateur.

3.3. Mesures

Le débit d'air du ventilateur, la température de la face avant du panneau PV, les conditions climatiques (rayonnement solaire, vitesse du vent et température de l'air), le courant et la tension ont été mesurés. Un anémomètre à fil chaud (PCE-423), un thermocouple de surface de type K, un solarimètre (SPM72) et deux multimètres (DVM601-Velleman) ont été utilisés (Tableau III-2).

Dans un premier temps, il est nécessaire de caractériser le ventilateur. Pour ce faire, on a utilisé un transformateur AC-DC qui assure une sortie de 3 à 12 V permettant d'ajuster la puissance du ventilateur en fonction du débit d'air. Pour chaque valeur de la tension appliquée au ventilateur (Figure IV-4.a), on a mesuré l'intensité du courant, ce qui a permis de calculer la puissance électrique utilisée par le ventilateur à la température ambiante de l'air ambiant.

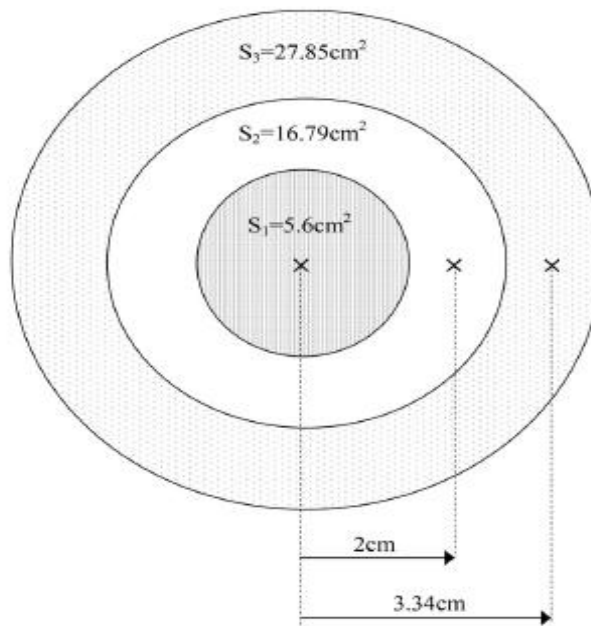
Au même moment, à l'aide de l'anémomètre à fil chaud, nous avons mesuré la vitesse de l'air à trois endroits de la surface de sortie du conduit, comme indiqué sur la figure IV-4.b. Par conséquent, le débit d'air a été évalué par la relation suivante:

$$Q = \sum_{i=1}^3 W_i S_i \quad (IV-1)$$

Où W_1 , W_2 et W_3 sont les vitesses de l'air aux sections correspondantes S_1 , S_2 et S_3 (Figure IV-4.b). Ainsi, on a obtenu la courbe caractéristique du ventilateur à la température ambiante mesurée (Puissance vs débit d'air, Figure IV-5).



a



b

Figure IV-4 : a- Dispositif expérimental pour la caractérisation du ventilateur.
b-schématisation des points de mesures de la vitesse de l'air à la sortie du conduit.

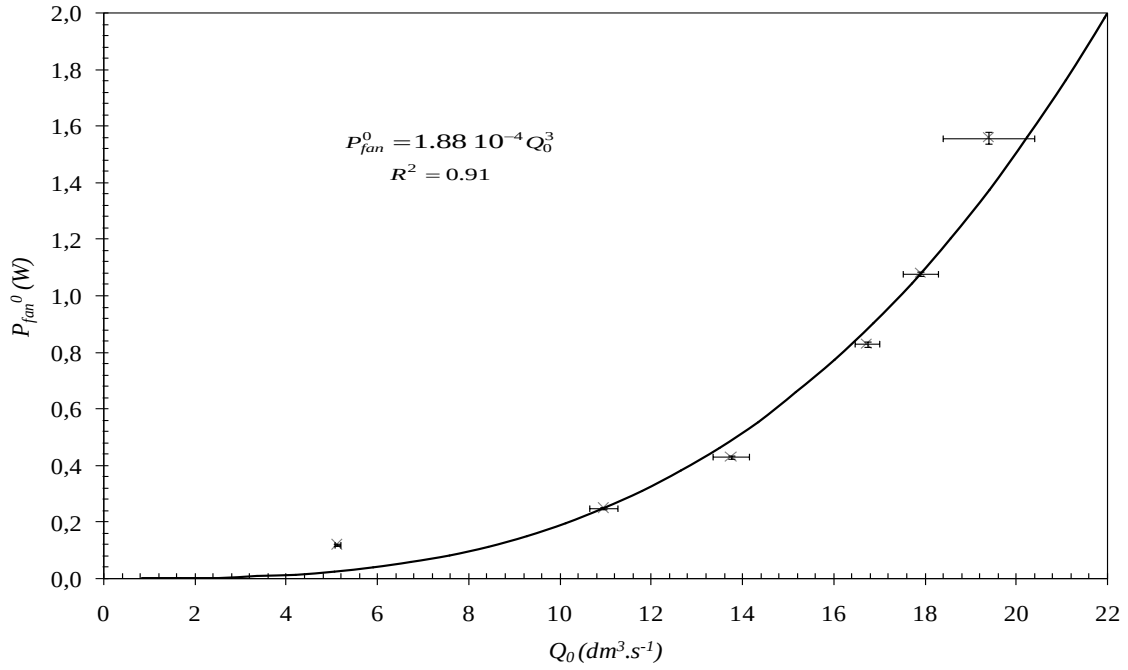


Figure IV-5. Courbe caractéristique du ventilateur axial à une température de l'air de 25°C.

Cette courbe caractéristique obtenue conduit à la relation (IV-2) entre le débit volumique et la puissance consommée par le ventilateur à une température $T_{air}^0 = 25^\circ C$ de l'air, avec un coefficient de détermination $R^2 = 0,91$:

$$P_{fan}^0 = 1.88 \cdot 10^{-4} Q^3 \quad (IV-2)$$

L'expérience a été réalisée dix fois afin d'évaluer l'écart type.

De plus, selon la loi de similitude, la puissance P_{fan} consommée par le ventilateur pour une température T_a de l'air ambiant est alors:

$$P_{fan} = P_{fan}^0 \left(\frac{T_{air}^0}{T_{air}} \right) \quad (IV-3)$$

Compte tenu de la relation (IV-2) avec (IV-3), on obtient l'équation suivante:

$$P_{fan} = 1.88 \cdot 10^{-4} \left(\frac{T_{air}^0}{T_{air}} \right) Q^3 \quad (IV-4)$$

De plus, sachant que:

$$Q = (q/\rho_{air}) \text{ et } \rho_{air} = \rho_{air}^0 \left(\frac{T_{air}^0}{T_{air}} \right) \quad (IV-5)$$

Il est alors facile d'obtenir la relation suivante permettant de déterminer P_{fan} pour un débit donné q et à la température T_{air} de l'air, c'est-à-dire.

$$P_{fan} = 1.88 \cdot 10^{-4} \left(\frac{T_{air}}{T_{air}^0} \right)^2 \left(\frac{q}{\rho_{air}^0} \right)^3 \quad (IV-6)$$

Le débit q est déterminé à partir de la relation (IV-7) ci-dessous, où P_{fan} est obtenu par des mesures des intensités de tension et de courant absorbées par le ventilateur pendant l'expérience:

$$q = \rho_{air}^0 \left[P_{fan} \left(\frac{T_{air}^0}{T_{air}} \right)^2 / (1.88 \cdot 10^{-4}) \right]^{1/3} \quad (IV-7)$$

Dans un deuxième temps, on procède à des expériences sur le panneau PV. Ce dernier a été exposé aux conditions climatiques dominantes vingt minutes avant les mesures afin d'atteindre sa température d'équilibre. Ensuite, les mesures sont réalisées pendant 10 minutes au cours desquelles tous les paramètres environnants peuvent être considérés comme étant stables. La température de la face avant du panneau PV refroidi a été mesurée sur huit points de la ligne médiane (Figure III-1.a) avec les paramètres climatiques (Rayonnement solaire, vitesse du vent W ,), suivis des mesures du courant électrique et de la tension fournies par le panneau PV pour chaque valeur de résistance du rhéostat (figure III-2). Simultanément, le courant électrique et la tension impliquant le ventilateur ont également été mesurés.

4. Modélisation mathématique et simulations numériques

On adopte le modèle électrique à une diode afin de calculer le courant et la tension délivrés par le panneau photovoltaïque. Par ailleurs, la distribution du champ de températures du panneau PV refroidi est déterminée en utilisant le code CFD Fluent, qui résout les équations d'énergie dans les milieux des solides (verre et silicium) et fluide.

Les caractéristiques des panneaux photovoltaïques sont déjà résumées dans le tableau IV-1. De plus, pour nos simulations, on considère que les couches EVA et ARC sont transparentes, tandis que la couche Tedlar est opaque. Ainsi, le bilan thermique radiatif ne concerne que les couches de verre et de silicium.

4.1. Équations associées

4.1.1. Milieu fluide

Le panneau photovoltaïque échange de la chaleur entre sa face avant et l'entourage externe par convection libre et rayonnement. Cependant, le flux de chaleur échangé à l'arrière du panneau est déterminé en résolvant les équations couplées d'énergie et de mouvement du fluide. Par ailleurs, l'air soufflé par le ventilateur provoque un écoulement turbulent qui favorise l'échange de chaleur avec le panneau photovoltaïque. La distribution de la température et les champs de vitesse sont déterminés en résolvant les équations de continuité, de quantité de mouvement, d'énergie cinétique turbulente, du taux de dissipation et d'énergie qui s'expriment par la relation suivante, dont les variables sont définies dans le tableau (IV-2):

$$\frac{\partial}{\partial x_k} (\overline{u_k} \cdot \varphi) = -\frac{\gamma}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\Gamma \cdot \frac{\partial \varphi}{\partial x_i} \right) + S_\varphi \quad (\text{IV-8})$$

Symboles	ϕ	γ	Γ	S_ϕ
Equation de Continuité	1	0	0	0
Equation de quantité de mouvement	u_i	1	0	$\nu \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\frac{\partial \overline{u_i}}{\partial x_j} + \frac{\partial \overline{u_j}}{\partial x_i} \right) + \frac{\rho}{\rho_0} g_i - \frac{\partial}{\partial x_j} (\overline{u_i' u_j'})$
Energie cinétique turbulente	k	0	$\nu + \frac{\nu_t}{\sigma_k}$	$\nu_t S^2 - \varepsilon - 2\varepsilon M_t^2$
Taux de dissipation	ε	0	$\nu + \frac{\nu_t}{\sigma_\varepsilon}$	$C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} (\nu_t S^2) - C_{2\varepsilon} \frac{\varepsilon^2}{k}$
Equation d'énergie	T	0	δ	0

$$-\overline{u_i' u_j'} = \nu_t \left(\frac{\partial \overline{u_i}}{\partial x_j} + \frac{\partial \overline{u_j}}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \left(k + \nu_t \frac{\partial \overline{u_i}}{\partial x_i} \right)$$

$$\nu_t = C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon}, \quad C_\mu = 0.09, \quad C_{1\varepsilon} = 1.44, \quad C_{2\varepsilon} = 1.92, \quad \sigma_k = 1.0, \quad \sigma_\varepsilon = 1.3, \quad s = \sqrt{2S_i S_j},$$

$$M_t = \sqrt{\frac{k}{c^2}}$$

Tableau IV-2: Equations associées dans le domaine de calculs
(Fluent Inc, 2001; Nebbali, 2008; Nebbali et al., 2012).

4.1.2 Milieux solides (verre et silicium).

Les champs de températures dans les couches de verre et de silicium sont déterminés en effectuant des bilans thermiques en régime permanent. Ce qui donne lieu à l'équation de Poisson qui s'écrit :

$$\Delta T + \Omega / \lambda = 0 \quad (\text{IV-9})$$

Où Δ est l'opérateur de Laplace, et Ω est un terme source qui correspond au flux de chaleur radiatif net de courtes et grandes longueurs d'ondes, exprimé comme suit:

$$\Omega = \frac{\alpha_g R_G - \varepsilon_g \sigma (T_g^4 - T_{Wall}^4)}{e_g}, \text{ pour le verre.} \quad (\text{IV-10})$$

$$\Omega = \frac{\alpha_{PV} \tau_g R_g}{e_g}, \text{ pour les couches de silicium.} \quad (\text{IV-11})$$

4.2. Maillage et conditions aux limites

Le domaine de calcul est maillé avec 4692681 volumes cubiques et tétraédriques (Figure IV.6).

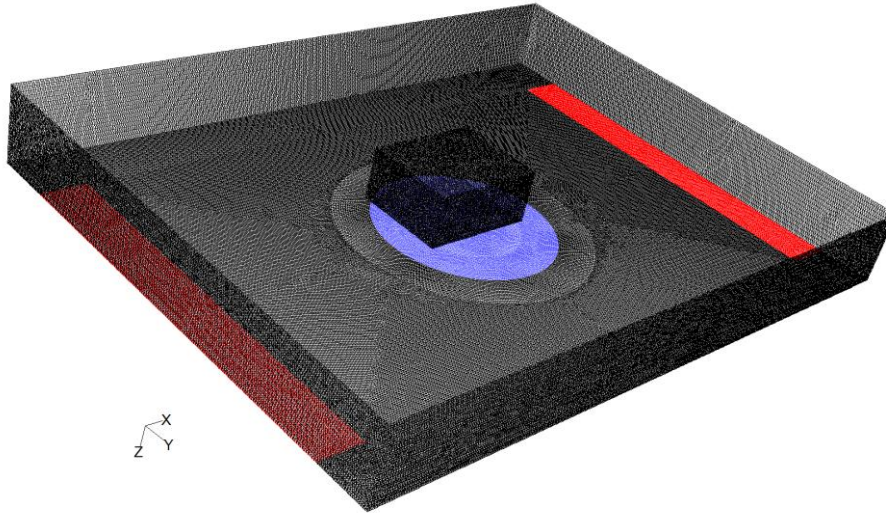


Figure IV.6 : Maillage du système du panneau PV refroidi. Les sorties d'air en rouge - Le ventilateur en bleu - La boîte de fils électriques en noir foncé- la cavité d'écoulement d'air en noire claire.

En négligeant l'effet de résistance thermique de l'ARC, on maille chaque couche solide (verre, silicium, EVA, tedlar) du panneau photovoltaïque en 144670 éléments cubiques de hauteurs égales à leurs épaisseurs respectives. La cavité à travers laquelle l'air s'écoule a été maillée

avec 3978918 éléments tétraédriques. De plus, la boîte de fils électriques (0,05 m × 0,04 m × 0,012 m) qui est le siège de mouvement d'air induit par les forces de flottabilité, est maillée en 135083 éléments tétraédriques. Le coefficient d'échange convectif, déduit des relations (II-10 à 13), est introduit sous forme d'UDF (User Defined Functions) pour la face avant du panneau PV, tandis qu'à l'arrière, près de l'interface air tedlar, le flux de chaleur convectif est déterminé, en résolvant les équations d'énergie, de quantité de mouvement, en tenant compte des effets de flottabilité et de la turbulence. Cependant, l'interface air-tedlar, sur laquelle la boîte de fils électriques est fixée avec une colle silicone, dont la résistance thermique est élevée, est considérée adiabatique. L'entrée d'air est matérialisée par une condition aux limites de type «mass-flow-inlet» qui définit la température et le débit d'air insufflé par le ventilateur. Les surfaces de sorties, à travers lesquelles l'air est expulsé, sont assimilées à la condition de type «Outflow» pour laquelle tous les gradients normaux de pression, de température et de vitesse sont négligés. Les autres frontières du domaine sont considérées comme des parois isolées sans glissement. De plus, l'air est assimilé à un gaz parfait incompressible.

4.3. Efficacité du panneau PV refroidi

Le rendement net η du panneau photovoltaïque refroidi, qui prend en compte la partie de l'énergie consommée par le ventilateur, est défini comme suit:

$$\eta = 100 \left(P_m^{cooled} - P_{fan} \right) / (R_G S) \quad (IV-12)$$

Où P_{fan} et P_m sont déterminés par les relations (IV-6) et (III-6)

5. Résultats et discussion

5.1. Précision du modèle

Les mesures de courants, de tensions et de la température frontale induites par le panneau PV ont été effectuées à Tizi-Ouzou durant deux jours (14 Août 2016 et 11 Juin 2017). Ces mesures ont ensuite été utilisées pour valider le code CFD et le modèle électrique. Dans le cas du panneau PV refroidi (Figure IV-7), on observe des variations similaires du courant en fonction de la tension avec une bonne concordance entre les valeurs calculées en utilisant la relation (IV-1) et celles mesurées. La distribution de température simulée, le long de l'axe médian du panneau PV, est comparée aux mesures expérimentales effectuées le long de cet axe. Les figures (IV-8) et (IV-9) montrent un bon accord entre ces deux distributions numériques et expérimentales le long de l'axe médian, notamment la figure (IV-10), permettant alors de valider le code CFD.

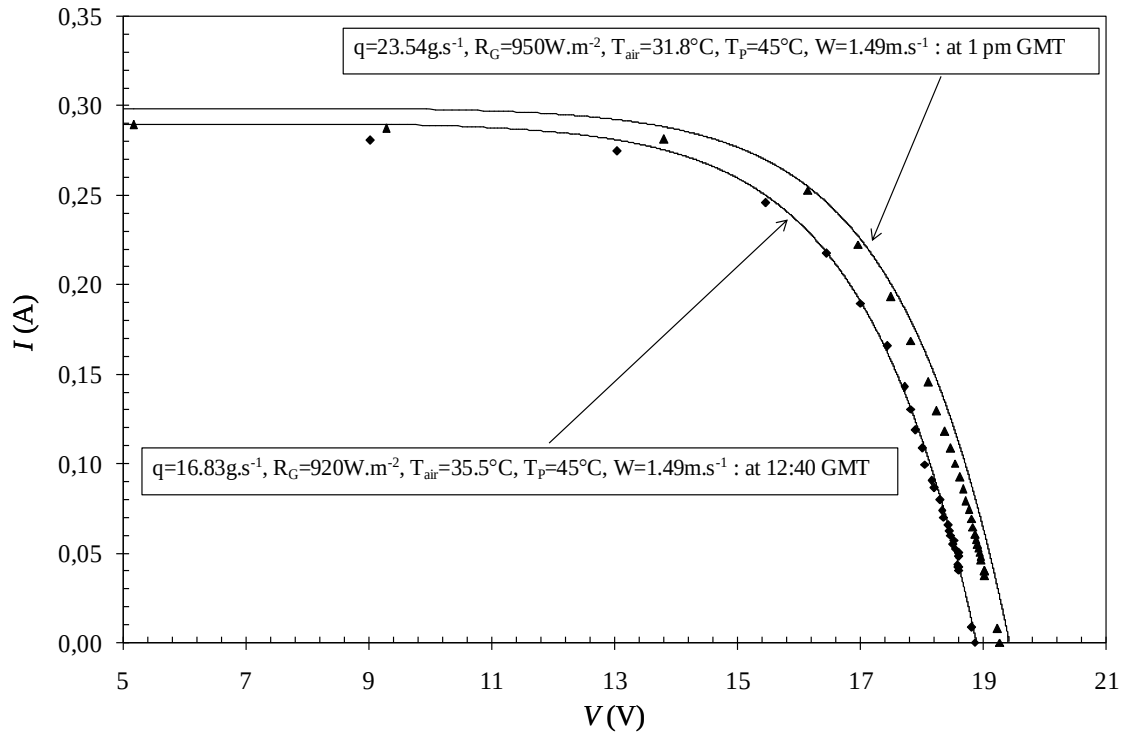


Figure IV-7: Courbes caractéristiques, expérimentale (♦, ▲) et calculé (—), de courant-tension du panneau PV refroidi sous différentes conditions climatiques du 14 Août 2016.

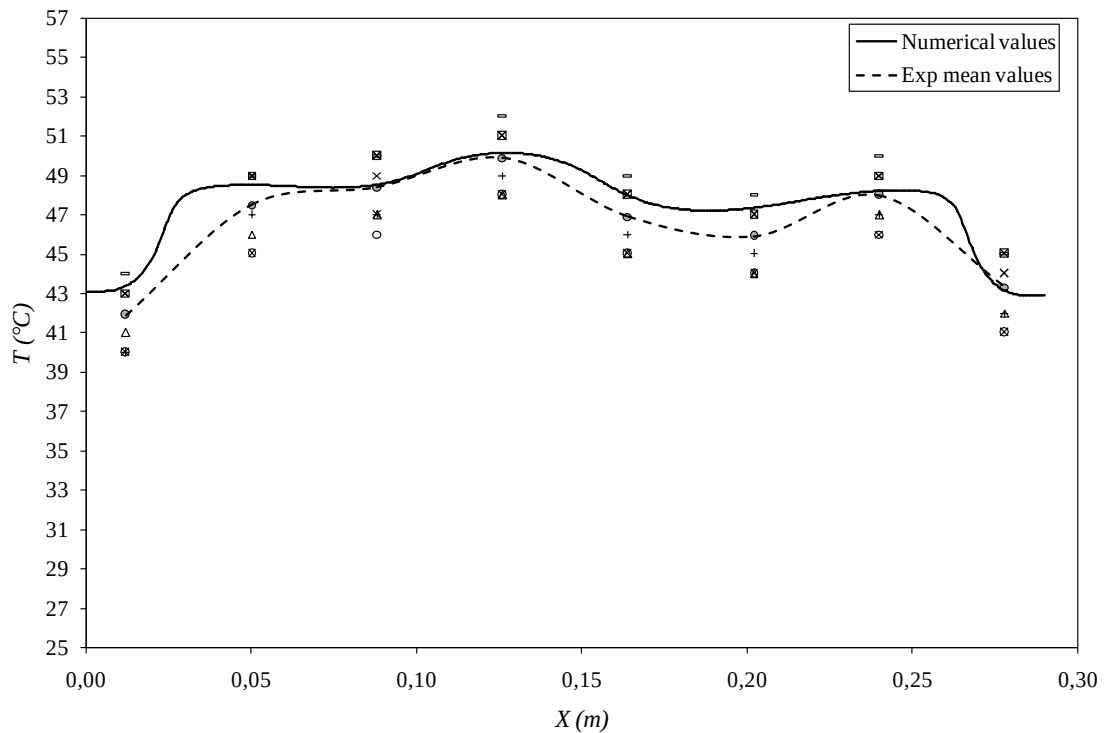


Figure IV-8: Température frontale, expérimentale (---) et calculée (—), du panneau PV refroidi par un débit d'air de 24.30 g.s^{-1} sous $R_G=980 \text{ W.m}^{-2}$, $T_{\text{air}}=38^\circ\text{C}$ et $W=0.40 \text{ m.s}^{-1}$ (11 Juin 2017 à 12:00 GMT).

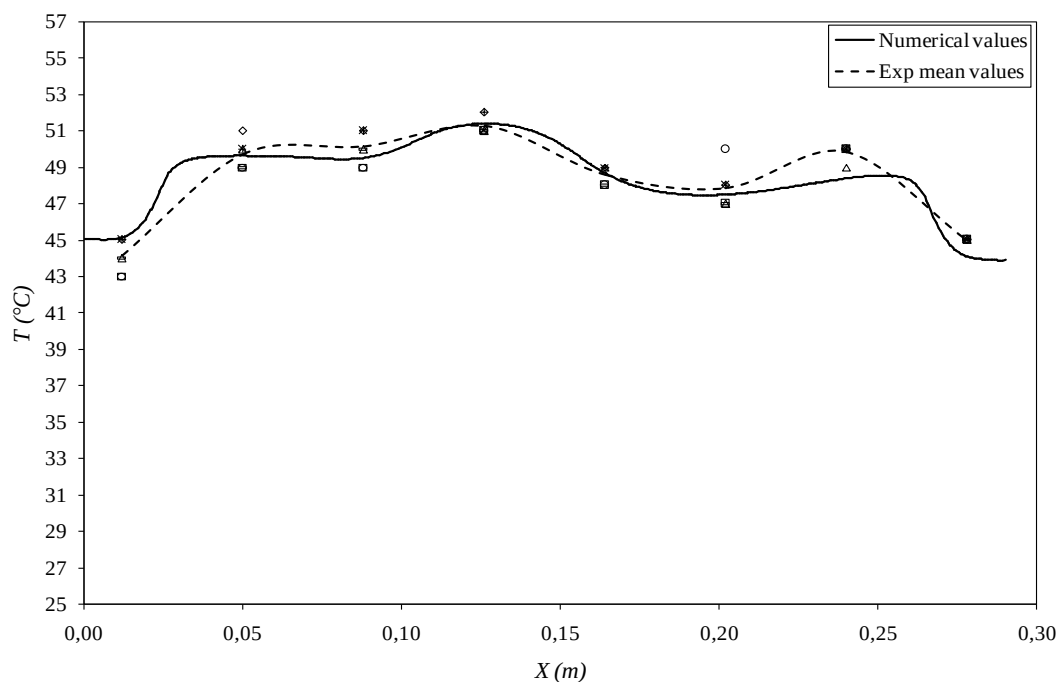


Figure IV-9: Température frontale, expérimentale (---) et calculée (—), du panneau PV refroidi par un débit d'air de 17.59 g.s^{-1} sous $R_G=900 \text{ W.m}^{-2}$, $T_{\text{air}}=38^\circ\text{C}$ and $W=0.40 \text{ m.s}^{-1}$ (11 Juin 2017 à 13:00 GMT).

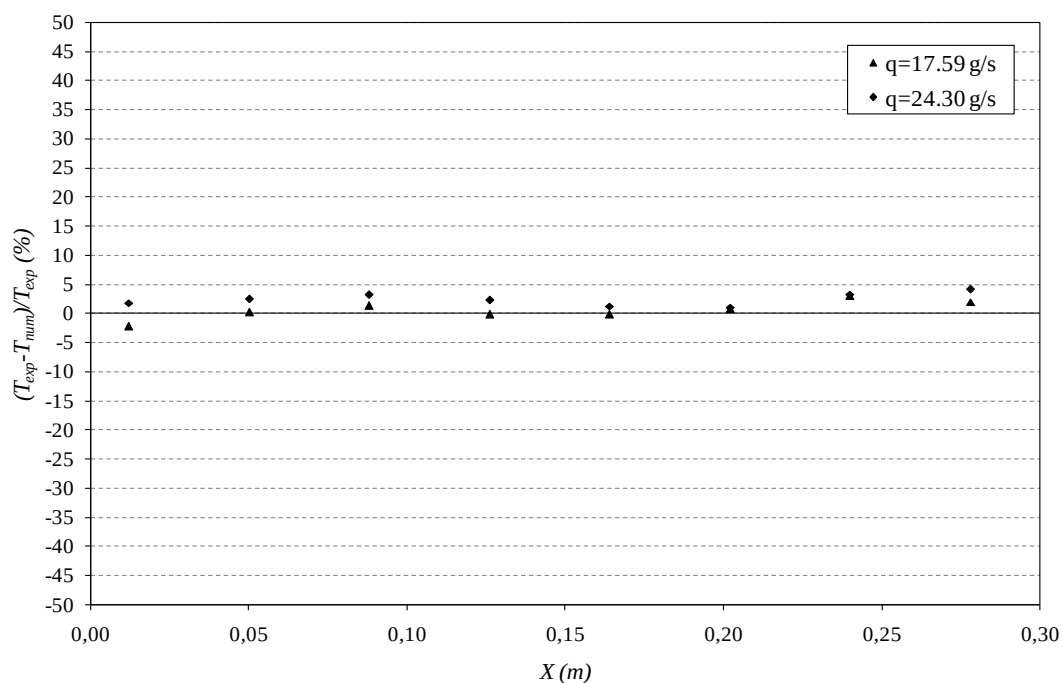


Figure IV-10: Erreur relative entre valeurs expérimentales et numériques de la température frontale du panneau PV le long de l'axe médian pour différents débits d'air.

Après validation de ces modèles numériques, on détermine ensuite le point de fonctionnement optimal du panneau PV refroidi.

5.2. Application

5.2.1. Le point de fonctionnement optimal

Afin de déterminer le point de fonctionnement optimal, on compare les efficacités du panneau PV refroidi et non refroidi sous les mêmes conditions climatiques ($R_G = 1000 \text{ W.m}^{-2}$, $T_{air} = 50^\circ\text{C}$ et en l'absence de vent). Alors que la température du panneau PV non refroidi est de $105,7^\circ\text{C}$ avec un rendement de $\eta_0 = 4,63\%$, on montre que le débit massique de l'air affecte de manière significative la température du panneau PV. En effet, l'augmentation du débit massique d'air de 1 à 20 g.s^{-1} abaisse la température moyenne du panneau PV d'environ 25°C (Figure IV-11). Cependant, l'efficacité donnée par la relation (IV-12) augmente avec le débit massique d'air jusqu'à une valeur maximale de 6% (Figure IV-11), au-delà de laquelle elle commence à diminuer.

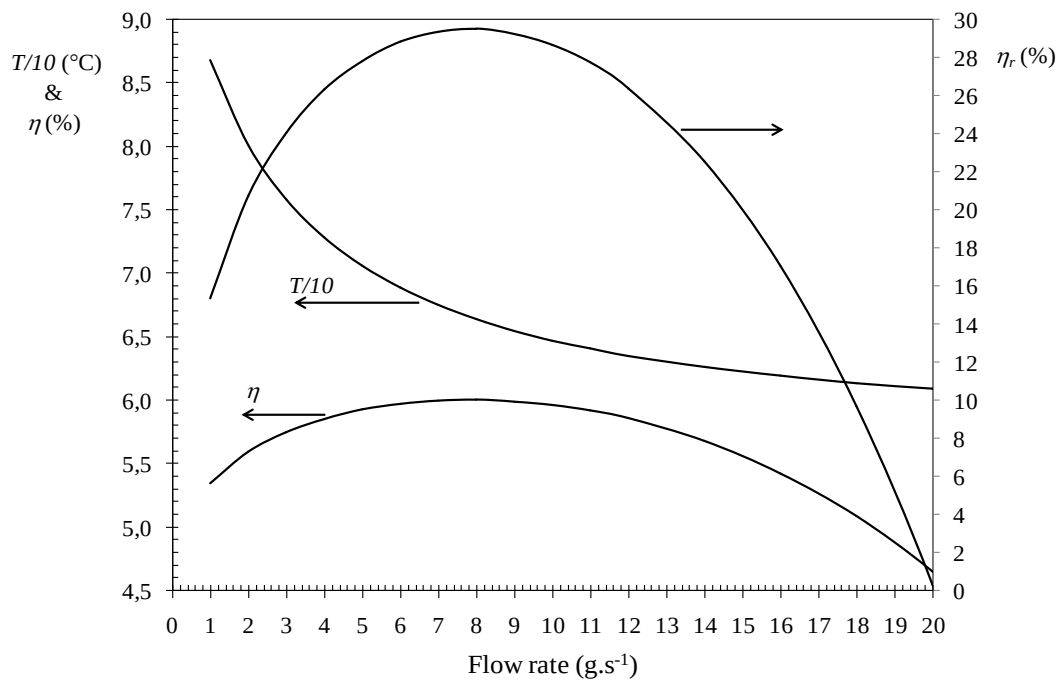


Figure IV.11: Efficacité relative (η_r), absolue (η) et température moyenne du panneau PV vs. Débit massique d'air pour $R_G = 1000 \text{ W/m}^2$ and $T_{air} = 50^\circ\text{C}$ en situation d'absence de vent.

En fait, la puissance consommée par le ventilateur après ce point devient importante. Cette efficacité maximale correspond à une valeur optimale de débit massique d'air de 8 g.s^{-1} et une

température d'équilibre de 66,41 °C du panneau PV. Par ailleurs, Afin de quantifier l'amélioration de l'efficacité du rendement du panneau PV on évalue l'efficacité relative par :

$$\eta_r = 100(\eta - \eta_o^{\text{uncooled}}) / \eta_o^{\text{uncooled}} \quad (\text{IV-13})$$

Pour saisir l'intérêt de cette méthode de refroidissement du panneau PV on donne dans le Tableau (IV-3), les principales puissances mises en jeu dans cette installation avec l'amélioration de l'efficacité.

Puissance délivrée par le panneau PV non refroidi P_m^{uncooled} (W)	Puissance délivrée par le panneau PV refroidi P_m^{cooled} (W)	Puissance fournie par le panneau PV au ventilateur P_{fan} (W)	Taux d'amélioration de l'efficacité de l'installation : $\eta_r = \frac{P_m^{\text{cooled}} - P_{\text{fan}} - P_m^{\text{uncooled}}}{P_m^{\text{uncooled}}}$
2.957	3.898	0.0679	29.52 %

Tableau IV-3: Puissances délivrées par les panneaux PV non refroidi et refroidi, et l'amélioration obtenue de l'efficacité.

On remarque une nette amélioration de 29,52% de la puissance produite par le panneau PV refroidi (Figure IV.11).

5.2.2 Répartition des champs de vitesse et de température de l'air soufflé

Le code CFD permet de déterminer la distribution du champ de températures sur le panneau PV (Figure IV-12). On observe que la surface recouverte par le silicium, dont le coefficient d'absorption est élevée, est la plus chaude avec des températures élevées au niveau des coins, où l'air est faiblement renouvelé. On remarque également que la boîte de jonction des fils électriques perturbe cette distribution du champ de températures (Figure IV-12). En effet, la colle de silicone, à haute résistance thermique, empêche la dissipation de la chaleur vers l'air confiné dans la boîte de fils électriques et élève ainsi localement la température de la couche de silicium à 68,5 °C. De plus, cette boîte étant légèrement décentrée, le refroidissement du panneau est plus efficace d'un côté de la boîte où le panneau PV est mieux exposé au flux d'air insufflé.

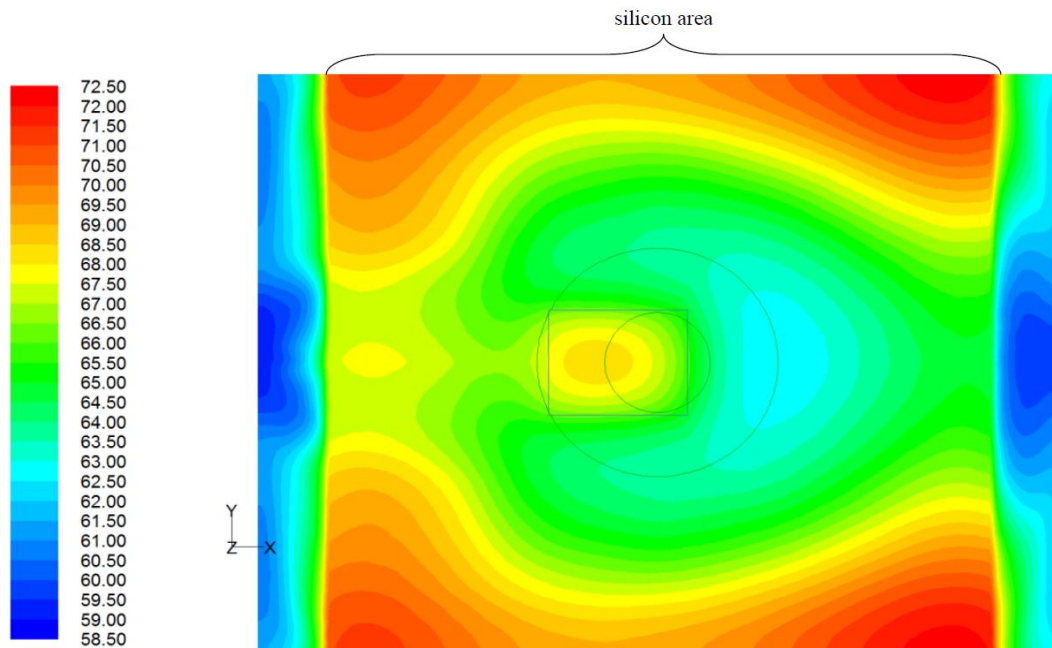


Figure IV-12 : Champ de températures ($^{\circ}\text{C}$) du silicium refroidi avec un débit d'air de 8g.s^{-1} sous $R_G=1000\text{W.m}^{-2}$ et $T_{\text{air}}=50^{\circ}\text{C}$ en situation d'absence de vent.

Par ailleurs, comme le montre la figure IV-13, l'air soufflé par le ventilateur est réparti en deux directions opposées et refroidi le panneau PV avant de quitter la cavité par les deux ouvertures latérales (Figure IV-14).

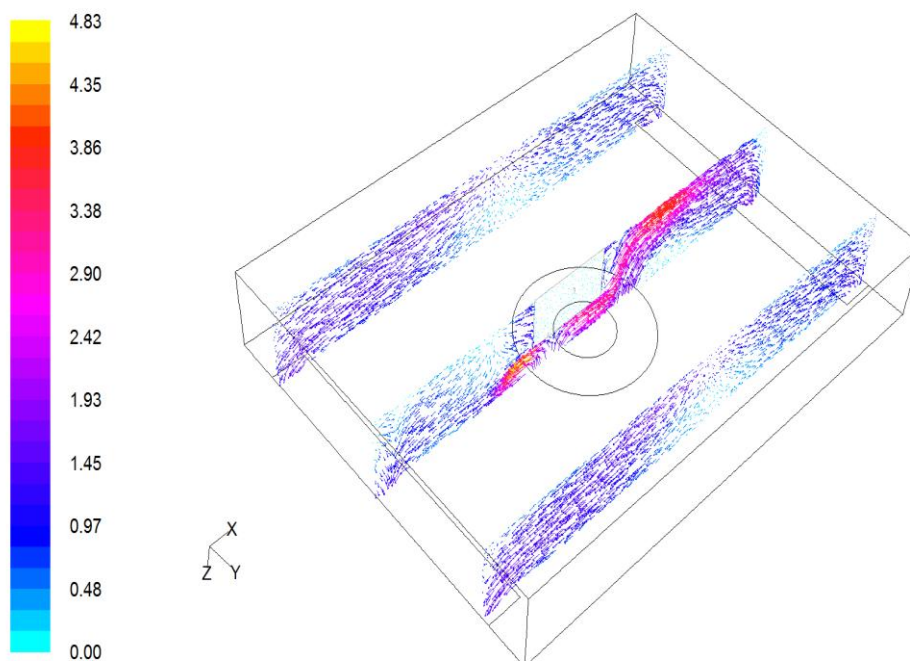


Figure IV.13 Champ des vitesses (m.s^{-1}) à différentes sections droites du panneau PV refroidi avec un débit d'air de 8g.s^{-1} .

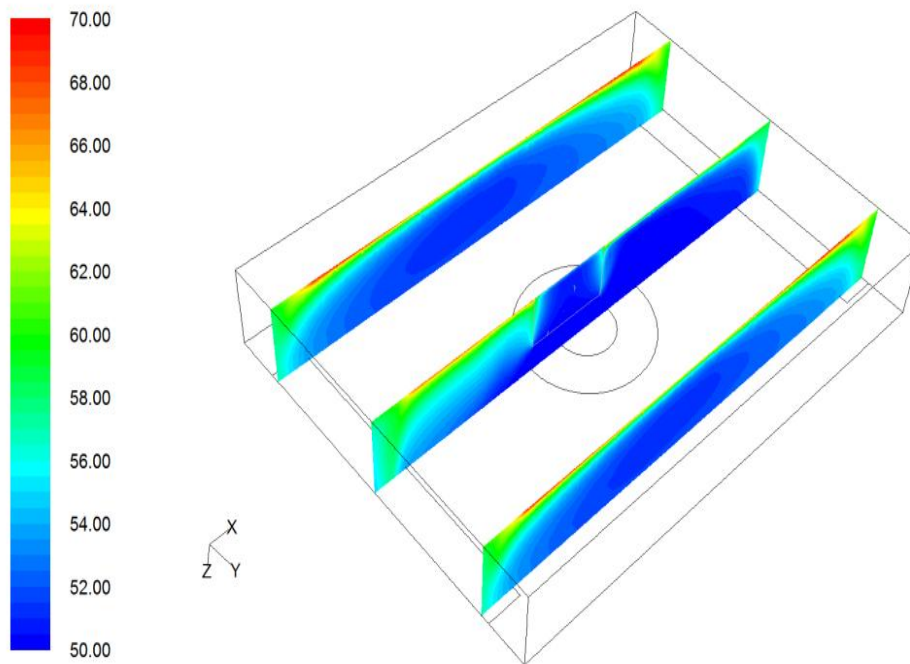


Figure IV.14. Champ de températures (°C) à différentes sections droites du panneau PV refroidi avec un débit d'air de 8g.s^{-1} .

6. Extension de la solution proposée pour un panneau photovoltaïque de dimensions réduites à un panneau photovoltaïque commercial de grandes dimensions

On démontre ci-dessous que ce système de refroidissement simple et autonome constitue une solution pour améliorer l'efficacité d'un panneau photovoltaïque commercial de taille standard dont les caractéristiques sont données par le tableau (IV-4).

Manufacturer / Brand	Cell type	Peak power (W)	Peak power voltage (V)	Peak power current (A)	η^*_{ref} (%)	Length (mm)	Width (mm)	Depth (mm)
Kyocera	Poly-KC130TM	130	17.6	7.39	14	1425	652	58

Tableau IV-4: Caractéristiques générales du panneau PV proposé

Le ventilateur sélectionné pour un tel panneau PV doit être suffisamment grand pour souffler l'air ambiant sur toute la surface arrière du panneau PV. Les caractéristiques du ventilateur retenu sont données dans le tableau (IV-5). On retient un ventilateur de 14 pouces (avec une puissance de 80W et un débit de $3230\text{ m}^3/\text{h}$).

Ventilateur	Dimensions	Puissance (W)	Débit d'air
	25.40 cm (10 ")	80	1445 m ³ /h (850 CFM)
	30.48 cm (12 ")	80	2380 m ³ /h (1400 CFM)
	35.56 cm (14 ")	80	3230 m ³ /h (1900 CFM)
	40.64 cm (16 ")	160	4250 m ³ /h (2500 CFM)

Tableau IV-5: Caractéristiques du ventilateur à la température d'air de 20 °C .

Le schéma associé à ce panneau PV avec le système de refroidissement est similaire à celui illustré par la figure IV-2.

Ensuite, en utilisant la relation (IV-2), il est facile de déterminer pour le ventilateur sélectionné sa courbe caractéristique, à $T_{air}^0 = 20^\circ C$ de la température de l'air, qui est exprimé par la relation suivante :

$$P_{fan}^{o*} = 1.108 \cdot 10^{-7} Q^3 \quad (IV-14)$$

De même que pour la relation (IV-3), la puissance consommée par le ventilateur de grandes dimensions pour une température T_{air} de l'air ambiant est alors:

$$P_{fan}^* = P_{fan}^{o*} (T_{air}^o / T_{air}) \quad (IV-15)$$

La relation (IV-5) permet de déterminer, avec les relations obtenues (IV-14, 15), la puissance électrique de ce ventilateur à la température ambiante, correspondant à:

$$P_{fan}^* = 1.108 \cdot 10^{-7} (T_{air} / T_{air}^o)^2 (q / \rho_{air}^o)^3 \quad (IV-16)$$

Le débit q est alors exprimé comme suit:

$$q = \rho_{air}^o \left[P_{fan}^* (T_{air}^o / T_{air})^2 / 1.108 \cdot 10^{-7} \right]^{1/3} \quad (IV-17)$$

Les simulations effectuées à l'aide du panneau photovoltaïque de grande dimensions couplé à ce système de refroidissement permettent d'obtenir les résultats illustrés sur la figure (IV-15).

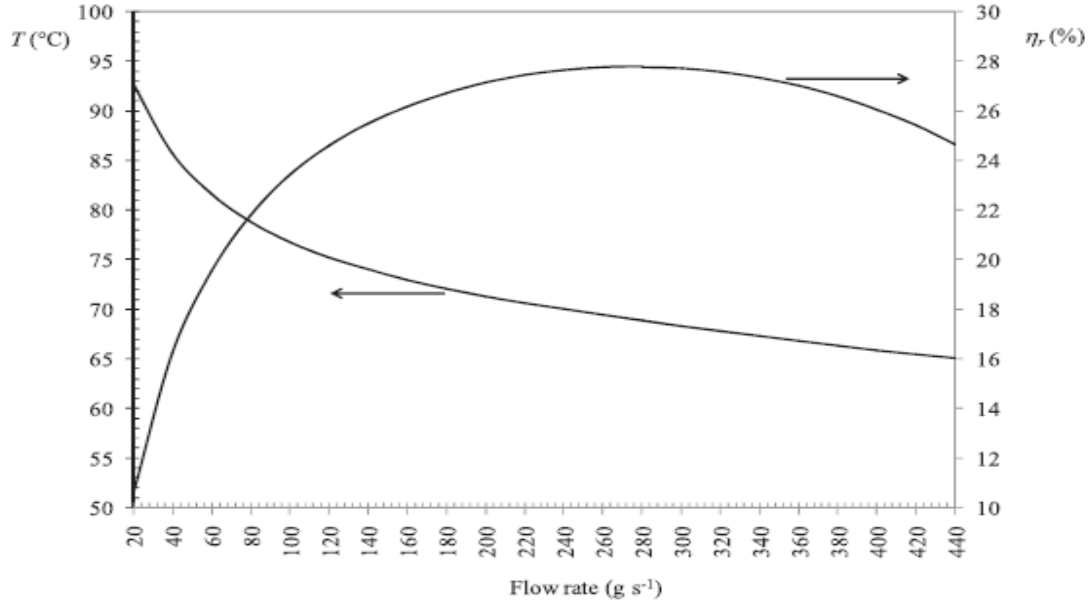


Figure IV-15 : efficacité relative et température moyenne du panneau PV de grandes dimensions.

Afin d'évaluer l'efficacité relative (η_r^*) de ce panneau PV, on doit connaître les paramètres du modèle électrique associé à ce panneau. À défaut de ces derniers, on considère que l'efficacité du panneau PV varie avec la température selon une forme linéaire (Skoplaki et Palyvos 2009). Ainsi, pour le panneau PV de taille réduite, elle s'exprime par :

$$\eta_o = \eta_{ref} [1 - \beta(T_P - T_{P,ref})] \quad (IV-18)$$

Où $\eta_{ref} = 7,66\%$ est déduit à partir de la figure (IV-11) tandis que $T_{cref} = 25^\circ\text{C}$ et $\beta = 0,0049$, un coefficient de température dont la relation avec la température est largement citée dans la littérature (Skoplaki et Palyvos 2009). En supposant que l'efficacité du panneau PV microcristallin de petite taille est analogue à celle du panneau PV polycristallin de taille standard, il en résulte que:

$$\eta_o^* = \eta_{ref}^* [1 - \beta(T_P - T_{P,ref})] \quad (IV-19)$$

Où : $\eta_{ref}^* = 14\%$ (Tableau IV-4).

Ensuite, l'efficacité relative donnée en (IV-11) permet de déterminer l'efficacité relative η_r^* associée à ce panneau PV polycristallin, c'est-à-dire:

$$\eta_r^* = 100(\eta_0^{*cooled} - P_{fan}^* / (R_G S^*) - \eta_0^{uncooled}) / \eta_0^{uncooled} \quad (IV-20)$$

À partir de cette relation, on obtient l'évolution de l'efficacité relative du panneau photovoltaïque avec le débit massique de l'air, comme l'illustre la figure (IV-15).

L'étape suivante consiste à déterminer le point de fonctionnement optimal associé. On observe sur la figure (IV-15) que le point de fonctionnement optimal est d'environ 280 g.s⁻¹ du débit massique d'air, ce qui correspond à une température d'équilibre $T_p = 68,86^\circ\text{C}$ du panneau PV, obtenue à l'aide de la figure (IV-15). Par ailleurs, ce point de fonctionnement optimal peut être efficacement déduit par similitude avec le panneau PV de dimensions réduites dont l'efficacité relative correspond à :

$$\eta_r = 100 \frac{\left(\eta_0^{\text{cooled}} - \frac{P_{fan}}{R_G S} - \eta_0^{\text{uncooled}} \right)}{\eta_0^{\text{uncooled}}} \quad (\text{IV-21})$$

Afin d'assurer pour chaque installation de panneau PV refroidi (de petite et grande dimensions) les mêmes efficacités relatives, les relations (IV-20) et (IV-21) doivent être égales. Ce qui conduit à :

$$P_{fan}^* = P_{fan} \left(S^* / S \right) \left(\eta_o^{*\text{uncooled}} / \eta_o^{\text{uncooled}} \right) + R_G S^* \eta_o^{*\text{uncooled}} \left(\eta_o^{*\text{cooled}} / \eta_o^{*\text{uncooled}} - \eta_o^{\text{cooled}} / \eta_o^{\text{uncooled}} \right) \quad (\text{IV-22})$$

De plus, du fait que les températures de ces deux panneaux PV étant supposées identiques, on en déduit que :

$$\eta_o^{*\text{cooled}} / \eta_o^{*\text{uncooled}} = \eta_o^{\text{cooled}} / \eta_o^{\text{uncooled}} \quad (\text{IV-23})$$

Alors, compte tenu de (IV-23), la relation (IV-22) devient

$$P_{fan}^* = P_{fan} \left(S^* / S \right) \left(\eta_o^{*\text{uncooled}} / \eta_o^{\text{uncooled}} \right) \quad (\text{IV-24})$$

Où : $S^* = 1.425 \times 0.652 = 0.9291 \text{ m}^2$ et $S = 0.22 \times 0.29 = 0.0638 \text{ m}^2$.

Par ailleurs, à la température d'équilibre du panneau PV non refroidi, c'est-à-dire $T_p = 105,70^\circ\text{C}$, les efficacités des deux panneaux PV sont donnés par les relations (IV-18) et (IV-19), soit :

$$\eta_0^{*\text{uncooled}} = 8.46 \% \text{ et } \eta_0^{\text{uncooled}} = 4.63 \% \quad (\text{IV-25})$$

En utilisant ensuite (IV-25) avec (IV-24) et les dimensions des panneaux PV, il est possible de déterminer la puissance consommée par le ventilateur pour le panneau PV de grande dimensions, laquelle correspondant à :

$$P_{fan}^* = 26.61 P_{fan} \quad (\text{IV-26})$$

Le point de fonctionnement optimal du panneau PV refroidi, de dimensions réduites, correspond à un débit massique d'air de 8 g/s à la température d'équilibre $T_P = 66,41^\circ\text{C}$, soit une puissance du ventilateur $P_{fan}=0,0679 \text{ W}$.

Ainsi, en utilisant l'équation (IV-26), pour le ventilateur de grande dimensions, on obtient $P_{fan}^*=1,807 \text{ W}$, selon l'équation (IV-17), le débit optimal est alors $q = 286,36 \text{ g.s}^{-1}$. En conclusion, grâce aux résultats obtenus et présentés ci-dessus pour le panneau PV commercial polycristallin de taille standard, on montre que la proposition d'un système de refroidissement autonome du panneau PV monocristallin de dimensions réduites peut être facilement appliquée au panneau PV commercial de taille standard. On constate que pour ce panneau PV, l'amélioration de l'efficacité atteint $\eta_r^* = 27,80\%$ (Figure IV-15) très proche de la valeur de $\eta_r = 29,52\%$ (Figure IV-11) obtenue pour le panneau PV de dimensions réduites.

7. Conclusion

L'objectif principal de cette étude est d'améliorer l'efficacité d'un panneau photovoltaïque affecté de manière significative par son élévation de température en fonctionnement. Un système simple et autonome est alors proposé pour refroidir le panneau. Ainsi, un ventilateur, fixé à l'arrière du panneau et activé par l'électricité produite par le panneau lui-même, refroidit celui-ci en soufflant de l'air ambiant sur la face arrière. Comme résultats principaux du système de refroidissement proposé, les simulations expérimentales et numériques effectuées sur un panneau photovoltaïque monocristallin non refroidi et refroidi, dans des conditions climatiques extrêmes caractérisées par un rayonnement solaire de 1000 W.m^{-2} , en absence de vent et une température ambiante de 50°C , ont montré une amélioration de l'efficacité de $29,52\%$ et une diminution de la température du panneau PV de $39,29^\circ\text{C}$. On a également étendu le système proposé pour refroidir un panneau PV de taille standard ($1425 \times 652 \text{ mm}$). A travers des simulations numériques, on montre que ce système de refroidissement simple et autonome constitue une solution pour améliorer l'efficacité des panneaux PV commerciaux de taille standard.

Conclusion générale

Conclusion générale

La température d'équilibre d'un panneau PV est éminemment liée aux conditions climatiques auxquelles il est exposé. L'élévation de cette température affecte l'efficacité du panneau. Afin de pallier à cet handicap, on a proposé dans le cadre de ce travail un système de refroidissement simple, autonome et pratique. Il consiste en un ventilateur qui, fixé sur la face arrière du panneau, souffle de l'air ambiant sur cette face arrière. De plus, l'énergie électrique nécessaire au fonctionnement du ventilateur est fournie par ce même panneau.

Une étude comparative des efficacités d'un même panneau PV en deux situations, non refroidi et refroidi, permet d'évaluer les performances de ce système de refroidissement.

Pour ce faire, on détermine, en premier lieu, la température d'équilibre d'un panneau PV non refroidi. Celle-ci résulte du bilan thermique incluant les flux de chaleur radiatifs (de courtes et de grandes longueurs d'ondes) et convectifs. Les paramètres du modèle électrique à une diode, associés à ce panneau PV, sont alors déduits en comparant les intensités de courants et de voltages mesurés et calculés via ce modèle. En second lieu, on fait appel au code de calcul CFD-Fluent pour la détermination de la température d'équilibre de ce même panneau PV refroidi. Le modèle électrique à une diode permet ensuite le calcul des efficacités de ce panneau PV dans les deux situations.

Une campagne de mesures de la température frontale du panneau PV et des intensités de courant et de tension qu'il délivre a ensuite permis de valider, d'une part, le modèle électrique et, d'autre part, les codes de calculs de la température d'équilibre du panneau PV.

La puissance délivrée par le panneau PV refroidi étant diminuée par la hausse de sa température et par l'énergie électrique qu'il fournit au ventilateur, il est nécessaire de déterminer le débit d'air optimal qui minimise ces effets et maximise l'efficacité du panneau. Des simulations en 3D de ce panneau PV de dimensions réduites sont alors effectuées pour déterminer le point de fonctionnement optimal de l'installation.

L'extension de ce système de refroidissement, au cas d'un panneau PV commercial de dimensions standards (1425×652mm), a ensuite été envisagée par deux approches. La première consiste en des simulations en 3D alors que la seconde utilise le principe de similitude. Il a été montré que les deux approches sont analogues. Elles permettent de déduire un même point de fonctionnement optimal.

Comme principaux résultats obtenus, on retient :

- Les modèles électriques et thermiques adoptés permettent l'évaluation des grandeurs électriques (courant, tension) et la température d'équilibre du panneau PV, qui sont en bon accord avec les valeurs expérimentales.
- Le point de fonctionnement optimal de l'installation correspond, pour le cas du panneau PV de dimensions réduites (220×290 mm) à un débit d'air de 8g/s, alors que pour le panneau PV commercial (1425×652mm), le débit d'air optimal est de 286,36 g/s.
- Sous des conditions climatiques extrêmes ($R_G=1000\text{Wm}^{-2}$, $T_{\text{air}}=50^\circ\text{C}$ et en absence de vent), l'amélioration de l'efficacité du panneau PV est de 27.80 à 29.52%.
- La distribution du champ de température est quasi homogène sur l'ensemble du panneau PV à l'exception des extrémités voisines des sections de sorties d'air et au niveau de la boîte de jonction des fils électriques.

En perspective, afin d'adapter ce système de refroidissement à un champ photovoltaïque de production d'électricité, il serait intéressant de déterminer à partir de quelle température du panneau PV ce système de refroidissement doit-il être activé. De la sorte, le ventilateur ne sera alors actionné qu'au moment opportun afin d'éviter des pertes inutiles de puissance qui altère la production électrique du panneau. Par ailleurs, afin d'améliorer l'homogénéisation de la distribution du champ de température sur un panneau PV refroidi, de grandes dimensions, il sera question d'étudier le refroidissement induit par deux ventilateurs. Il sera aussi question d'étudier le refroidissement de ce même panneau PV par ruissellement d'eau sur sa face avant.

Références bibliographiques

Références bibliographique

- Alami Abdul Hai., 2014.** "Effects of Evaporative Cooling on Efficiency of Photovoltaic Modules." *Energy Conversion and Management* Vol(77). pp 668–679.
- Amori K., Al-Najjar E.H.M.T, 2012.** "Analysis of thermal and electrical performance of a hybrid 11 (PV/T) air based solar collector for Iraq". *Appl. Energ*, vol(98). pp. 384–395. N°12
- Armani N., Abagnale G., Trespidi F., Cornelli M., Timò G., Malvisi E., Farin F., 2015.** "Low growth temperature MOCVD InGaP for multi-junction solar cells". *Energy Procedia* . Vol(84). pp 34-40.
- Armstrong S., Hurley W.G., 2010.** "A thermal model for photovoltaic panels under varying 18 atmospheric conditions". *Appl. Therm. Eng*, vol(30). pp. 1488–1495. N°19.
- Arnberg L., Di Sabatino M., Øvrelid E. J., 2012.** "State-of-the-art growth of silicon for PV application". *J. Cryst. Growth* 360. pp 56–60.
- Bahaidarah Haitham M.S., 2016.** "Experimental Performance Evaluation and Modeling of Jet Impingement Cooling for Thermal Management of Photovoltaics." *Solar Energy* vol(135). pp 605–617.
- Baloch A., Bahaidarah H., Gandhidasan P., Al-Sulaiman F., 2015.** "Experimental and numerical performance analysis of a converging channel heat exchanger for PV cooling". *Energy Conversion and Management*. Vol (103) . pp 14–27
- Bandou F., Hadj Arab A., Belkaid M.S., Logerais P.O., Riou O., Charki A., 2015.** "Evaluation 8 performance of photovoltaic modules after a long time operation in Saharan environment". *9 Int. J. Hydrogen Energ*, vol(40). pp. 13839–13848.
- Barroso, J. C. S., N. Barth, J. P. M. Correia, S. Ahzi, and M. A. Khaleel. 2016.** "A Computational Analysis of Coupled Thermal and Electrical Behavior of PV Panels." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 148: 73–86.
- Bayem H., 2009.** "Apport des méthodes probabilistes aux études d’insertion des énergies renouvelables dans les systèmes électriques".
- Becquerel A. E., 1839** Mémoire sur les effets électriques produits sous l’influence des rayons solaires. *Comptes Rendus*, 9, 561-567.
- Benyoucef A., 2008.** Développement de Surfaces a Base de Dioxyde de Titane par PVD pour une Application aux Cellules Solaires", Thèse Doctorat, Université Abou Bakr Belkid-Tlemcen.
- Bournet P. E., Ould Khaoua S. A., Boulard T., 2007.** "Numerical Prediction of the Effect of Vent Arrangements on the Ventilation and Energy Transfer in a Multi-Span Glasshouse Using a Bi-Band Radiation Model". *Biosystems Engineering* vol(98). pp 224–234.
- BP,(British Petroleum), 2018.** Statistical Review of World Energy. 67th edition

Chandrasekar M., Senthilkumar T. 2015. " Experimental demonstration of enhanced solar energy utilization in flat PV (photovoltaic) modules cooled by heat spreaders inconjunction with cotton wick structures". *Vol (90).* pp 1401-1410

Chandrasekar M., Suresh S., Senthilkumar T., Ganesh Karthikeyan M. 2013." Passive cooling of standalone flat PV module with cotton wick structures. *Energy Convers Manage. Vol (71)* pp 43–50.

Chapin D.M., Fuller C. S., Pearson G.L., 1954. "A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power". *Journal of Applied Physics* vol (25), 267.

Charles J.P., Mekkaoui-Alaoui I., Bordure G., Mialhe P., 1985. "A critical study of the effectiveness of the single and double exponential models for I-V characterization of solar cells ", *Solid-State Electronics. Vol(28). N° 8.* pp. 807-820.

Chenlo F., Cid M., 1987. "A linear concentrator photovoltaic module: analisis of non-uniform illumination and temperature effects on efficiency". *Solar Cells. Vol (20).* pp 27-39

Cuce E., Bali T., Sekucoglu SA., 2011. "Effects of passive cooling on performance of silicon photovoltaic cells". *Int J Low-Carbon Technol. Vol (6).* pp 299–308.

Cuce E., P. M. Cuce., 2014. "Improving Thermodynamic Performance Parameters of Silicon Photovoltaic Cells Via Air Cooling". *International Journal of Ambient Energy.vol(35).* pp 193–199.

Daniel E., 1967. « Structure des bandes et spectres optiques des solides non conducteurs ». *JOURNAL DE PHYSIQUE Colloque C 3*, supplément au no 5-6, Tome 28. pp 3-12

Daniel S., 2012. "Modeling radiation effect on a triple junction solar cell using silvaco atlas", Thesis Naval postgraduate school Monterey California.

De Soto W., Klein S. A., Beckman W. A., 2006. "Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance". *Solar Energy. vol(80).* pp 78–88.

Diouf D., 2010."Cellules photovoltaïques silicium à hétérojonctions et à structure interdigitée en face arrière". Thèse de Doctorat, Faculté des sciences d'Orsay. 158 p.

Du D., Darkwa J., Kokogiannakis G., 2013. "Thermal management systems for Photovoltaics (PV) installations: a critical review". *Solar Energy . Vol (97)* pp 238–54.

Duffie J A., Beckman W A., 1991. Book, *Solar Engineering Of Thermal Processes* university of Wisconsin-Madison, New York.

Edenhofer O.,2001. « Rapport spécial sur les sources des énergies renouvelables et l'atténuation du changement climatique ».

Einstein A., 1905. Generation and transformation of light. *Annalen der Physik.;vol(17).*

EPIA., Mars 2010. Photon International, EPIA Analysis

Evoy.A.M., Markavart T., Castener L.,2012. "Practical Handbook of Photovoltaics Fundamentals and Applications, Second Edition, Elsevier Ltd, ISBN: 978-0-12-3859334-1.

Favennec JP., 2011. “The Geopolitics of Energy” . Energy, Sustainability and Society. ISBN 978-7108-0970-8.

Faÿ S., Kroll U., Bucher C., Vallat-Sauvain E., Shah A., 2005. “Low pressure chemical vapour deposition of ZnO layers for thin-film solar cells: temperature-induced morphological changes”. Solar Energy Materials and Solar Cells. Vol(86). pp 385-397.

Fluent Inc. 2001. Fluent v.6.1 user’s guide.

Franken R. H., van der Werf M., Löffler J., Rath J. K., Schropp R. E. I. 2004. “Beneficial effects of sputtered ZnO:Al protection layer on SnO₂:F for high-deposition rate hot wire CVD p-i-n solar cells”. Proceedings of the 3rd International Conference on Hot-Wire CVD Process, Utrecht, p. 377.

Fraunhofer ISE., 2017 . "Photovoltaics report. Fraunhofer ISE, Freiburg.1, 12, 13, 15

Fritts C., 1883. *Proc. Am. Assoc. Adv. Sci.*, 33, 97.

Gang P., Huide F., Tao Z., Jie J., 2011. « A numerical and experimental study on a heat pipe PV/T system”. Solar Energy. Vol (85). pp 911–21.

Goetzberger A., Hoffmann V.U., “Photovoltaic Solar Energy Generation”, Springer vol(205), pp 33

Gow J.A., Manning C.D., 1999. “Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies“. IEE Proceedings-Electric Power Applications. vol(146). N°2. pp. 193-200.

Graefe O., 2008. La crise pétrolière : Quel discours dans l’ombre du réchauffement climatique?. Université Fribourg, CH-Département de Géosciences-Géographie Humaine.

Green M A., Emery K., Hishikawa Y., Warta W., Ewan D., 2013. “Solar cell efficiency tables ». Progress in photovoltaic: Research and application, Vol(21). pp 1-11.

Gribov B. G., Zinoviev K. V., 2003. *Preparation of high-purity silicon for solar cells*, Inorganic Materials Vol (39). pp. 653–662. DOI: 10.1023/A:1024553420534

Haga K., Kamidaira M., Kashiwaba Y., Sekiguchi T., Watanabe H., 2000. “ZnO thin films prepared by remote plasma-enhanced CVD method”. Journal of Crystal Growth. Vol(214–215). pp 77-80.

Harold J., Hovel., 1975. “Semiconductors and semimetal”. Solar cells, Academic Press. New York, San Fransisco.

Harrison W. A., 1989. “Electronic structure and the properties of solids : the physics of the chemical bond”. Dover Publications.

Hegazy, A. A. 2000. “Comparative Study of the Performances of Four Photovoltaic/ Thermal Solar air Collectors.” *Energy Conversion and Management* 41. pp 861–881.

Henry M., 1995. « Physique des semi-conducteurs et des composants électroniques ». Masson II, 3^{ième} édition. Paris.

Holman, J. P. 1997. *Heat Transfer*. 8th ed. McGraw-Hill, New York.

Hou, L., Z. Quan, Y. Zhao, L.Wang, G.Wang. 2016. “An Experimental and Simulative Study on a Novel Photovoltaic-Thermal Collector with Micro Heat Pipe Array (MHPA-PV/T).” *Energy and Buildings* 124: 60–69.

Huang MJ., Eames PC., Norton B., Hewitt NJ. 2011. " Natural convection in an internally finned phase change material heat sink for the thermal management of photovoltaics". *Solar Energy Mater Solar Cells. Vol (95) . pp:1598–603.*

Ishaque K., Salam Z., Mekhilef S., Shamsudin A., 2012. “Parameter Extraction of Solar Photovoltaic Modules Using Penalty-Based Differential Evolution.” *Applied Energy vol(99).* pp 297–308.

Ishaque K., Salam Z., Taheri H., Syafaruddin., 2011. “Modeling and Simulation of Photovoltaic (PV) System During Partial Shading Based on a Two- Q5 Diode Model.” *SimulationModelling Practice and Theory vol(19).* pp 1613–1626.

Jancovici JM., 2008. Ne suffit-il pas d'attendre d'avoir moins d'énergie fossile ? Disponible sur <http://www.manicore.com/documentation/serre/fossile.html>.

Jianhua Z., 2004 . Recent advances of high-efficiency single crystalline silicon solar cells in processing technologies and substrate materials. *Solar En. Mat. & Sol. Cells. Vol (82).* pp.53-64.

Kant A. Sharma., Biwole P.H., 2017. “Cooling Methodologies of Photovoltaic Module for Enhancing Electrical Efficiency: A Review.” *Solar EnergyMaterials and Solar Cells vol(160).* pp 275–286.

Karami N., Rahimi M., 2014. “Heat transfer enhancement in a PV cell using Boehmite nanofluid”. *Energy Convers Manage. Vol (86).* pp 275–85.

Karamirad M., Omid M., Alimardani R., Mousazadeh H., Heidari S. N., 2013. “ANN Based Simulation and Experimental Verification of Analytical Four- and Five-Parameters Models of PV Modules.” *Simulation Modelling Practice and Theory vol(34).* pp 86–98.

Kashiwaba Y., Sugawara K., Haga K., Watanabe H., Zhang B.P., Segawa Y., 2002., “Characteristics of c-axis oriented large grain ZnO films prepared by low-pressure MO-CVD method”, *Thin Solid Films . Vol (411).* pp 87–90.

Keane Wu X., Dhere JC., DeHart RG ., Duda A., Gessert TA., Asher S., Levi DH.,

Kelly N. A. 2013. “The Coupling Factor: A New Metric for Determining and Controlling the Efficiency of Solar Photovoltaic Power Utilization.” *International Journal of Hydrogen Energy vol(38).* pp 2079–2094.

Kety K., Amou K.A., Sagna K., Tepe K., Lare Y., Napo K. 2016. « Modélisation et simulation d'un générateur photovoltaïque: Cas du module polycristallin Ecoline LX-260P installé au dispensaire de Sévagan (Togo) ». *Revue des Energies Renouvelables Vol. 19 N°4 pp 633 – 645.*

Khezzar R., Zereg M., Khezzar A., 2014. "Modeling Improvement of the Four Parameter Model for Photovoltaic Modules." *Solar Energy* vol(110). pp 452–462.

Koch C., Ito M., Schubert M., 2001. "Low-temperature deposition of amorphous silicon solar cells". *Solar Energy Materials & Solar Cells*. vol(68). pp 227-236.

Krauter S. 2004." Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels". *Solar Energy Materials and Solar Cells* **Vol** (82), Issues 1–2. pp 131-137.

Lavery J., 2008. "Quantum tunneling model of a P-N junction in silvaco". Thesis Naval postgraduate school Monterey California.

Lim L H I., Ye Z., Ye J., Yang D., Du H., 2015. "A linear method to extract diode model parameters of solar panels from a single I-V curve, *Renw. Energ .* Vol(76). pp 135-142.

Lim L. H. I., Ye Z., Ye J., Yang D., Du H., 2015. "A Linear Method to Extract DiodeModel Parameters of Solar Panels From a Single I–V Curve." *Renewable Energy* vol(76). pp 135–142.

Lu Z. H., Yao Q., 2007. "Energy Analysis of Silicon Solar Cell Modules Based on an Optical Model for Arbitrary Layers." *Solar Energy* vol(81). pp 636–647.

Lynn PA., 2010. "Electricity from Sunlight: An Introduction to Photovoltaics", John Wiley & Sons.

Markowich P. A., Ringhofer C. A., Schmeiser C. 1989. "Semiconductor equations", Springer-Verlag, Wien-New York.

Markvart Tom., Castaner Luis., 2003 "Practical Handbook of Photovoltaic: Fundamentals and Applications", ELSEVIER vol(203). ISBN:18 56 17 39 09.

Mathieu H., 1998. « Physique des semi-conducteurs et des composants électroniques ». 4^{ème} éditions, Masson, Paris, 1998.

Mathieu H., Fanet H., 2009., « Physique des semi-conducteurs et des composants électroniques, cours et exercices corrigés ».. Dunod.Paris. ISBN 978-2-10-051643-8

Mazón-Hernández R., García-Cascales JR., Vera-García F., Káiser AS., Zamora B., 2013. Improving the electrical parameters of a photovoltaic panel by means of an induced or forced air stream. *Int J Photoenergy*, [Article ID 830968]

Min G., Singh T., Garcia-Canadas J., Ellor R., 2015. "Evaluation of thermoelectric generators by *I–V* Curves. *J. Electron. Mater.* pp 1–5.

Miyata T., Ida S., Minami T., 2003. « High-rate deposition of ZnO thin films by vacuum arc plasma evaporation ». *Journal of Vacuum Science & Technology*. Vol(21), 1404 .

Montero J.I., Munoz A., Anton A., Iglesias N., 2004. "Computational Fluid Dynamic Modeling of Night-Time Energy Fluxes in Unheated Greenhouses." *Acta Horticulturae* vol(691). pp 403–410.

- Moradgholi M., Mostafa S., Abrishamchi N. 2014.** "Application of heat pipe in an experimental investigation on a novel photovoltaic/thermal (PV/T) system". *Solar Energy Vol* (107). pp 82-88
- Nebbali R. 2008.** "Modelling of the Dynamics of the Distributed Internal Climate in a Greenhouse." Ph.D. thesis, University of Franche-Comte, France.
- Nebbali R., Roy J.C., Boulard T., 2012.** "Dynamic Simulation of the Distributed Radiative and Convective Climate Within a Cropped Greenhouse." *Renewable Energy vol*(43). pp. 111–129.
- Nižetić S., Čoko D., Yadav A., Grubišić-Čabo F., 2016.** "Water Spray Cooling Technique Applied on a Photovoltaic Panel: The Performance Response." *Energy Conversion and Management. vol*(108). pp 287–296.
- Nižetić S., Giama E., Papadopoulos A. M., 2018.** "Comprehensive Analysis and General Economic-Environmental Evaluation of Cooling Techniques for 7 Photovoltaic Panels, Part II: Active Cooling Techniques." *Energy Conversion and Management vol*(155). pp 301–323.
- Notton G., Cristofari C., Mattei M., Poggi P., 2005.** "Modelling of a Double- Glass Photovoltaic Module Using Finite Differences." *Applied Thermal Engineering vol*(25). pp 2854–2877.
- NREL, National Laboratory of the U.S.A Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, operated by the Alliance for Sustainable Energy LLC. 2016.** "Global Gathering Addresses PV Role in Energy Prosperity and Climate change Mitigation.
- Nunzi JM., 2002.** «Organic photovoltaic materials and devices ». Elsevier, C.R. Physique Vol (3). pp 523–542.
- O'Neill M., Walters R., Perry J., McDaniel A., Jackson M., Hesse W., 1990.** "Fabrication, installation and initial operation of the 2000 sq. m. linear Fresnel lens photovoltaic concentrator system at 3M/Austin (Texas)," in IEEE Conference on Photovoltaic Specialists, pp. 1147–1152.
- Odeh S., Behnia M., 2009.** "Improving photovoltaic module efficiency using water cooling, Heat Transfer Engineering". vol (30) N°06. pp. 499-505.
- Oudjaout D., Gritli Y., Zair L., Boumaour M., 2005.** "Growth by the Heat Exchanger Method and Characterization of Multi-crystalline Silicon ingots for PV". *Rev Energ Ren. Vol*(8). pp 49–54.
- Ozgoren M., Aksoy MH, Bakir C, Dogan S. 2013.** "Experimental performance investigation of photovoltaic/thermal (PV-T) system". In: EPJ web of conferences 45,01106;.
- Pagliaro M., Palmisano G., Ciriminna R., 2008.,** "Flexible Solar Cells ", WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim vol(208), pp 49-56
- Poortmans J. and Arkhipov V., 2007.** "Thin film solar cells, fabrication, characterization

Protin L., Astier S., 1990. « Convertisseurs photovoltaïques ». Techniques de l'ingénieur Génie Electrique, D3-360. pp 1-18.

Quasching V., 1996. "Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells", Solar Energy, Vol(56), N° 6. pp. 513-520.

Quéré Y., 1988. « PHYSIQUE DES MATERIAUX ». Edition MARKETING, 32 rue Bague 75015 PARIS. ISBN 2- 7298-8858-6.

Radziemska E., 2003. "The effect of temperature on the power drop in crystalline silicon solar Cells". Renewable Energy .vol(28). pp 1-12.

Rahimi M., Valeh-e-Sheyda P., Parsamoghadam M.A., Masahi M.M., Alsairafi A.A., 2014. "Design of a self-adjusted jet impingement system for cooling of photovoltaic cells". Energ. Convers. Manage. vol(83). pp. 48–57.

Rauschenbach H S., 1980. "Solar Cell Array Design Handbook: The Principles and Technology of Photovoltaic Energy Conversion".Van Nostrand Reinhold Company, 0442268424 (ISBN13: 9780442268428).

Riordan C., Hulstron R., 1990. « What is an air mass 1.5 spectrum? [solar cell performance calculations] »; Photovoltaic Specialists Conference, 1990, Conference Record of the Twenty First IEEE. vol(2), pp 21-25 pp 1085-1088 Digital Object Identifier 10.1109/PVSC.1990.111784.

Roosbroeck WV. Van., 1950. "Theory of flow of electrons and holes in germanium and other semiconductors", Bell Syst. Techn. Vol(29), pp. 560-607.

Rosa-Clot M., Rosa-Clot P., Tina GM., Scandura PF., 2010. "Submerged photovoltaic solar panel": SP2. Renew Energy. Vol (35) . pp 1862–5.

Roshanak R., 2008. « Réalisation et caractérisation de cellules solaires organiques à couches composites polymères incluant des nanotubes de carbones », Thèse de Doctorat, Université de Limoges.

Rossi C., Tagliafico LA., Scarpa F., Bianco V., 2013. "Experimental and numerical results from hybrid retrofitted photovoltaic panels". Energy Conversion and Management. Vol (76). pp 634-644.

Roth J A., Anderson C L., 1977. "Silicon epitaxy by solidphase crystallization of deposited amorphous films", Appl. Phys. Lett. Vol(31). pp 689-691.

Royne A., Dey C.J., 2007. "Design of a jet impingement cooling device for densely packed PV 1 cells under high concentration". Sol. Energy, vol. (81), pp. 1014–1024.

Royne A., Dey CJ., Mills DR., 2005. "Cooling of photovoltaic cells under concentrated illumination: a critical review" Solar Energy Materials and Solar Cells. Vol (86) . pp 451-483

Royo P, Ferreira V J, Lopez-Sabiron A M, Ferreira G., 2016. « Hybrid diagnosis to characterise the energy and environmental enhancement of photovoltaic modules using smart materials". Energy. Vol (101). pp 174–89.

RRDC.(Renewable Resource Data Center),2008.National Renewable Energy Laboratory, « Solar Spectra » [online], available: <http://rred:nred.gov/solar/spectra/2008>.

Sahal M., Marí B., Mollar M., Manj n F.J., 2010. “Zn_{1-x}Mg_xO thin films deposited by spray pyrolysis”. *Phys. Status Solidi C* 7, N° 9. pp 2306-2310.

Saliba M., Matsui T., Seo J., Domanski K., Correa-Baena J., Nazeeruddin M.,Zakeeruddin S.,Tress W.,Abate A.,Hagfeldt A., Grätzel M., 2016. "Cesium-containing triple cation perovskite solar cells: improved stability, reproducibility and high efficiency" *Energy Environ. Sci.* Vol (9). pp 1989-1997.

Santos B., 1990. “Beer’s Law Revisited”. *J. Chem.* Vol (67) pp 757-759.

Sarhaddi F., Farahat S., Ajam H., Behzadmehr A., Mahdavi Adeli M., 2010. “An Improved Thermal and Electrical Model for a Solar Photovoltaic Thermal (PV/T) Air Collector.” *Applied Energy* vol(87). pp 2328–2339.

Sari A., Benyoucef B., Chikh-Bled B., 2007. “Etude de la jonction PN d’un semiconducteur a l’équilibre thermodynamique”, *Journal of Electron Devices.* Vol(5). pp. 122-126 © JED [ISSN: 1682 -3427].

Setyo IY., Aryadi S., Yuseva PF., 2016." Improving photovoltaics performance by using yellow petroleum jelly as phase change material". *Int J Low-Carbon Technol.* Vol (11) . pp 333–7.

Sheldon P., 2001. “16.5%-efficient CdS/CdTe polycrystalline thin-film solar cell ”. *Proceedings of the 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, 22–26 October, 1995–1000.*

Shim E S., Kang H S., Kang J S., Kim J H., Lee S Y., 2002. “Effect of the variation of film thickness on the structural and optical properties of ZnO thin films deposited on sapphire substrate using PLD”. *Applied Surface Science.* *Applied Surface Science* Vol(186), pp 474-476.

Siddiqui M. U., Arif A. F. M., Kelley L., Dubowsky S., 2012. “Threedimensional Thermal Modeling of a Photovoltaic Module Under Varying Conditions.” *Solar Energy* vol(86). pp 2620–2631.

Siddiqui, M.U., 2011. “Multiphysics modeling of Photovoltaic panels and Arrays with auxiliary thermal collectors”. MS Thesis, King Fahd University of Petroleum & Minerals, Saudi Arabia.

Skoplaki E., playvos J.A., 2009."On the temperature dependence of photovoltaic module 3 electrical performance". *Review of efficiency/power correlations, Solar Energy.* vol(83),pp. 614–624.

Smith W., 1873a. "The Action of Light on Selenium". *J of the Soc. Telegraph Engineers,* Vol (1). pp 711-714.

Smith W., 1873b."Effect of light on Selenium during the passage of an Electric Current", *Nature.* pp 303.

- Street R.A., 1991.** “*Hydrogenated amorphous silicon*” Cambridge University Press.
- Streetman, Ben G .; 2000** .Solid State electronic Devices (5th edition.). New Jersey: Prentice Hall. p.524.ISBN 0-13-025538-6.
- Sze S. M., 1981.** Livre “Physics of Semiconductor Devices”, John Wiley & Sons, New York, , p.264.
- Sze. S. M., 2001.** “Physics of Semiconductors Devices”. 2nd Edition, John Wiley&Sons.
- Teo H. G., Lee P. S., Hawlader M. N. A., 2012.** “An Active Cooling System for Photovoltaic Modules.” Applied Energy vol(90) N°1. pp 309–315.
- Tiwari A., Sodha M.S., 2006.** Performance evaluation of solar PV/T system: an 16 experimental validation. Solar Energ. vol. (80). pp. 751–759.
- Tomasini L., 2001.**”Vacuum surface treatments”. Metallurgical Research and Technology. Vol(4). Pp 411-419.
- Townsend T.U., 1981.** “A Method for Estimating the Long Term Performance of Characteristics of Solar Cells.” Solar Cells vol(4) . pp 169–178.
- Treble F., 1998.**” Milestones in the development of crystalline silicon solar cells". Proc. World Renewable Energy Congress, Florence, Italy. Vol(15). pp 473 - 478.
- Tsai H., 2013.** “ Complete PV model considering its thermal dynamics”. J. Chin. Inst.Eng. Vol (36). pp 1073–1082
- Twidell J., Weir T., 2005.** “Renewable Energy Resources ”. Taylor & Francis 206, pp 220.
- UCIL.,2016.** Union des comités d'intérêts locaux LYON METROPOLE. « Le coût compare de l'électricité selon la filière pour un choix futé de l'énergie ». [www/http://cil-gerland-guillotiere.fr/wp-content/2016/](http://cil-gerland-guillotiere.fr/wp-content/2016/).
- Underwood J CP., 2002** “A modeling method for building-integrated PV systems”, Solar Energy 70 (4). pp 349-359.
- Veissid N., Bonnet D., Richter H., 1995.** “Experimental investigation of the double exponential model of a solar cell under illuminated conditions: considering the instrumental uncertainties in the current, voltage and temperature values”, Solid-State Electronics. Vol(38), N° 11. pp. 1937-1943
- Vossen JL., Kern W., 1991.** “Thin film processes II” . Livre. Academic Press, INC, Harcourt Brace Jovanovich Publishers. ISBN: 0-12-728251-3 (alk-paper).
- Wilfried von Ammon., Jochen Friedrich., Georg Müller., 2014.** “ Czochralski Growth of Silicon Crystals”.
- Williamson M., 1999.** “Watts in space”. Institution of Electrical Engineers, UK, Review, vol(45). pp 19-23.
- Yang K., Zuo C., 2015.** «A novel multi-layer manifold microchannel cooling system for

concentrating photovoltaic cells”. *Energy conversion and Management*. Vol (89). pp 214-221.

Ye M., Wang X., Xu Y., 2009. “Parameter extraction of solar cells using particle swarm optimization”. *J.Appl. Phys.* Vol(105). pp 1–8.

Yoann R., 2014. “Croissance et Physique de structure Photovoltaïque CuInSe₂.” Ph.D. thesis, The University of Montpellier 2 Sciences et Techniques, France.

Yu P.Y., Cardona M., 2001. “Fundamentals of semiconductors: physics and materials properties”. springer-Verlag, Berlin Heidelberg. New-York.

Zachariasen.W. H., 1932. “The atomic arrangement in glass, *Journal of American chemical society*”. Vol(54). pp. 3841-3851.

Zagrouba M., Sellami A., Bouaicha M., Ksouri M., 2010. “Identification of PV Solar Cells and Modules Parameters Using the Genetic Algorithms: Application to Maximum Power Extraction.” *Solar Energy* Vol(84). pp 860–866.

Zeng Z., Chen J., Zeng Y., Ma X., Yang D., 2011. Immobilization of dislocations by oxygen precipitates in Czochralski silicon: Feasibility of precipitation strengthening mechanism, *J. Cryst. Growth*. Vol(324), pp 93–97.

Annexes



Journal

International Journal of Ambient Energy >

Latest Articles

66 | 0

Views | CrossRef citations to date | Altmetric

0

Original Articles

Improving photovoltaic panel performance via an autonomous air cooling system – experimental and numerical simulations

Djamila Nebbali, Rezki Nebbali   & Ahmed Ouibrahim

Received 23 Mar 2018, Accepted 24 Aug 2018, Accepted author version posted online: 29 Aug 2018, Published online: 19 Sep 2018

 Download citation <https://doi.org/10.1080/01430750.2018.1517670>

Sélectionner une langue ▼

[Translator disclaimer](#)

ABSTRACT

The temperature rise of a PV panel during its functioning is known to induce losses of its performances. We propose to minimise these losses via a simple and autonomous air cooling system composed by a fan activated by the electricity produced by the panel. This fan blows ambient air on the rear face of the panel. Experimental measurements of the current intensity as well as voltage delivered by the panel and its front face temperature ensure the validation of the numerical code. Numerical and experimental results are in good agreement. As the main results of this autonomous cooling, when compared to the uncooled panel

situation, the efficiency for harsh climatic condition increases of 29.52% while the panel temperature lowered of 39.29°C. Such results achieved with this quite simple

Enhanced Efficiency of a Solar Photovoltaic Concentration System Cooled by a Pulsed Air

Djamila Nebbali, Rezki Nebbali, Ahmed Ouibrahim

Laboratoire d'Energétique, Mécanique et Matériaux
Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou, Algeria
r_nebbali@yahoo.fr

Abstract—Within the study of the behavior of a solar photovoltaic (PV) panel under different solar radiations intensities this investigation is devoted to the enhancement of the PV panel when combined with a cooling system into the functioning cycle. As a first step, a one-diode electrical model is used to evaluate, under fixed radiation and temperature, the potential, the amperage, the power and the performance of a monocrystalline silicon PV. In a second step, the temperature of the PV panel is determined by a balance energy which includes convective heat exchanges with long and short wave radiations. The final and main step considers the whole behavior of the PV panel along the variations of the amplitude radiations in order to overcome the negative aspects occurring from the loss of solar energy which leads to heat the solar panel and thereby to limit its performance. As a matter of fact, only a small portion of the total solar incident radiation is transformed into electricity. In fact, a large part is evacuated by convection and radiation towards the ambient air and the sky while the rest is absorbed by the PV panel which is then warming. In particular, at high solar energy incidents combined to the high air temperature with no wind, an excessive value of the PV panel temperature is produced which then decreases significantly its efficiency. To overcome this point, the PV panel is cooled by the ambient air pulsed from a fan activated by a part of the electrical energy delivered by the panel. We highlight that, under 2000W.m^{-2} solar radiation and 50°C air temperature with no wind, a cooling system allows a good compromise between the maximum power generated by the PV and the part used to activate the fan leading to an increase of the PV panel efficiency around 71%.

Keywords—Balance energy, CPV, energy conversion, efficiency, solar cell.

I. INTRODUCTION

Photovoltaic energy is the most promising renewable energy. It is produced by cells consisting of photosensitive materials which ensure the conversion of solar energy into electric energy. Various materials are used for their production, but the Silicon remains the most widespread and the most abundant one [1]. There are amorphous, polycrystalline or monocrystalline forms that offer, respectively, 7% [2], 14% and 20% [3] of efficiency. Other structures display different efficiencies, such as CdTe which presents an efficiency of 16.5%, while Copper-Indium-Selenium (CIS), Copper-Indium-Gallium-Selenium (CIGS) and Copper-Indium-Gallium-diSelenide-diSulphide (CIGSS) may reach an efficiency up to 20%, when the gallium arsenide (Ga-As) ensures an efficiency of 40% [4]. There exist also

multijunctions cells [5] characterized by a wide spectrum of absorption of solar radiation (0-1800nm). As a matter of fact, under an illuminance of 1000Wm^{-2} , a silicon cell (Si-C), with an absorption spectrum between 300 and 1100nm, provides an open circuit voltage of 0.6V, while the triple junctions cells (CTJ), such as InGaP (indium gallium phosphore), InGaAs (indium galliumarsenide) and Ge (Germanium), provide a higher voltage with a value of 2.6V [6]. This net increase of the voltage allows the CTJ to achieve a significant efficiency of 36% [7]. Unlike the silicon, these materials are not very abundant, which explains their high costs. To enhance their use, solar concentrators are associated. Indeed, the photovoltaic concentration (CPV) [8-11] consists in concentrating, with parabolic mirrors or Fresnel lenses, a high solar radiation intensity on small surface of solar panel. Otherwise, because of the dust and the moisture, which can cause the defocusing of the incident radiation, encapsulants are introduced in the cells [12].

Furthermore, the solar concentration requires the use of a cooling system to overcome the high rise of the panel temperature that may cause a consequent reduction of the cell performance or its deterioration [13]. Many studies suggest the hybrid systems to recover the heat dissipated by the solar panel for heating purposes [14, 15]. Other investigations propose to increase the exchange surface of the panel by disposing the fins which dissipate the heat by natural convection towards the ambient air [16, 17].

The objective of this work is to provide a cooling system, by forced circulation of ambient air, which limits the increase of the solar panel temperature and improves then its efficiency. Indeed, by disposing a fan underside the solar panel, it is possible to find a good compromise between the electrical energy delivered by the panel and a part of this energy consumed by the fan.

II. ELECTRICAL MODEL OF THE PANEL

We use the mathematical model of a one-diode [18,19] which involves a current I expressed by the following relation:

$$I = I_L - I_0 [\exp((V + R_s I) / a) - 1] \quad (1)$$

This relationship requires to known five parameters: the light current I_L , the diode reverse saturation current I_0 , the series resistance R_s , the shunt resistance R_{sh} , and a curve fitting parameter a . Usually these parameters (Table I) are given at these reference conditions [20]: 1000Wm^{-2} incident radiation

and a panel temperature of 25°C. The shunt resistance is taken as infinity [21].

Under other conditions than above mentioned, the following correlations permit to evaluate their values :

$$a = a_{ref} (T_p / T_{p,ref}) \quad (2)$$

$$I_L = (I_{L,ref} + \mu_{I_{sc}} (T_p - T_{p,ref})) R_G / R_{G,ref} \quad (3)$$

$$I_0 = I_{0,ref} (T_p / T_{p,ref})^3 \exp \left[(I - T_{p,ref} / T_p) E_g N_s / a_{ref} \right] \quad (4)$$

$$I_{L,ref} = I_{sc} \quad (5)$$

where:

$E_g = 1.12$ eV: the band gap energy.

I_{sc} : short circuit current (A)

$I_{L,ref}$: photocurrent at reference conditions ($R_G = 1000 \text{ Wm}^{-2}$ and $T_p = 25^\circ\text{C}$).

$I_{0,ref}$: saturation diode current at reference conditions.

$\mu_{I_{sc}} = 1.23 \cdot 10^{-3} \text{ A.K}^{-1}$: Temperature coefficient of the short circuit current [22].

$N_s = 36$: cells number in series.

R_G : solar radiation flux on module plane (Wm^{-2}).

T_p : cell operating temperature.

T_{air} : air temperature.

$T_{p,ref}$: cell operating temperature (25°C).

Moreover, the power generated by the solar cell is:

$$P = I V \quad (6)$$

Taking into account the relation (1) in (6), we obtain:

$$P = (I_L - I_0 [\exp((V + I \cdot R_s) / a) - 1]) V \quad (7)$$

To evaluate the power delivered by the PV, it is necessary to solve this equation:

$$\left. \frac{dP}{dI} \right|_{I=I_{opt}} = 0 \quad (8)$$

Then, the maximum electrical power (P_m) of a module is given by:

$$P_m = V_{opt} I_{opt} \quad (9)$$

where V_{opt} and I_{opt} are respectively the optimum voltage and current.

The energy efficiency of the solar cell is then defined by:

$$\eta_0 = 100 P_m / (R_G S) \quad (10)$$

III. THERMAL BEHAVIOUR OF THE UNCOOLED PANEL

For the case of the electrical open circuit, the heat balance at the surface panel (S) is given by the following expression:

$$\alpha(R_G S) - \Phi_c - \Phi_r = 0 \quad (11)$$

where:

α : Absorption coefficient of the surface of the PV.

σ : Boltzmann constant.

ε : Emissivity of the surface of the PV.

$\Phi_r = \varepsilon \sigma S (T_p^4 - T_v^4)$ is the net radiation of long wave radiations exchanged between the surface of the PV and the

sky.

Φ_c is the convective heat flux, expressed by Newton's law:

$$\Phi_c = h S (T_p - T_{air})$$

The heat transfer coefficient h is correlated, for the case of a horizontal flat plate under conditions of natural convection, by the following relationship [23]:

$$Nu = 0.54 (R_a)^{0.25} \text{ for } 10^4 < R_a < 10^6 \quad (12)$$

$$Nu = 0.15 (R_a)^{0.33} \text{ for } 10^6 < R_a < 10^{11} \quad (13)$$

where:

Nu and R_a are, respectively, the Nusselt and the Rayleigh numbers.

The temperature of the sky is evaluated by the following relation [24]:

$$T_v = 0.0552 \cdot T_{air}^{1.5} \quad (14)$$

IV. THERMAL BEHAVIOUR OF THE COOLED PANEL

A PV module with 36 cells and an area of 0.0638 m^2 is exposed to the air conditions of 50°C and no wind, but in order to simulate the effect of the solar concentration we consider various solar radiation intensities (1000, 1250, 1500, 1750 and 2000 W.m^{-2}). However, the temperature of the PV increases. To overcome this, we cooled the PV by air blowing, from the underside, by the fan which allows various flow rates (0 to 20 g.s^{-1}) (Fig. 1).

The heat balance performed on the surface of the PV, between the solid (Glass, Silicium) (Table II) and the fluid media, coupled to the electric model leads to a rather complex system of equations listed above.

Indeed, the resolution of these complex system of equations needs a numerical treatment performed by a CFD code. This numerical code calculates the equilibrium temperature of the panel which enables to the one-diode electrical model to determine the intensities of current and voltage that the solar cell delivers under the given radiation and air conditions for each value of air mass flow rate.

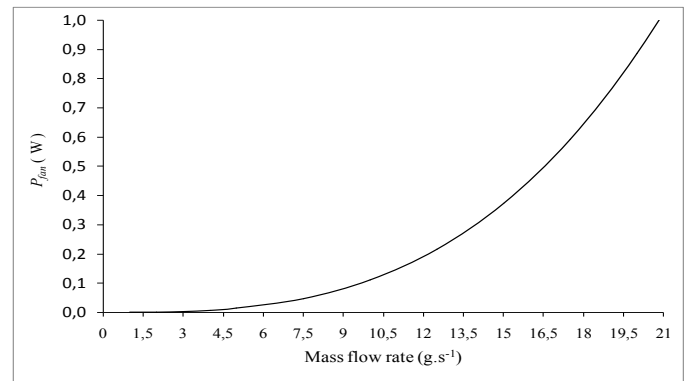


Figure 1. The fan characteristics.

TABLE I. PARAMETERS OF THE PV AT REFERENCES CONDITIONS.

a_{ref}	$I_{0,ref}$	R_s	I_{sc}
1.5613	$0.5447 \cdot 10^{-6}$	0.4725	0.35

The energy efficiency of the whole system (PV panel and fan, installation) is then given by:

$$\eta = 100(P_m - P_{fan}) / (R_G S) \quad (15)$$

The relative efficiency of this whole system is given by:

$$\eta_r = 100(\eta - \eta_o) / \eta_o \quad (16)$$

V. RESULTS

Under 1000 W.m^{-2} of radiation and 50°C of air temperature, for the case of uncooled process of the PV panel, we obtain a value of 102.03°C of the temperature of the PV panel and an efficiency of $\eta_o = 4.55\%$.

For the case of a cooling process occurred by the fan, the PV's temperature is highly conditioned by the mass flow rate of air. However, its optimum value corresponds to 7.5 g.s^{-1} . Indeed, this one increases the efficiency by 30.55% (Fig. 2) and limits the temperature of the PV panel to 63.85°C (Fig. 3).

This whole system of the PV panel, cooled by 7.5 g.s^{-1} of air flow rate under different solar radiations, can support a radiation of 2000 W.m^{-2} . Indeed, the temperature of the PV panel reaches 80.08°C (Fig. 3) and its efficiency increases by 71.43% (Fig. 4).

Furthermore, the increase of solar radiation improves the efficiency of the installation. Under 1250 , 1500 , 1750 and 2000 W.m^{-2} of solar radiation, we obtain acceptable temperatures of the PV panel with good efficiencies (Fig 4, Table III).

Fig. 5 and Fig. 6 are obtained by varying the intensity of the incident solar radiation on the surface of the PV panel cooled by 7.5 g.s^{-1} air mass flow rate. Moreover, the installation limits the equilibrium temperature of the panel (Fig. 3, Table III) and promotes the production of electric current and increases the maximum electrical power.

Indeed, when the solar radiation increases from 1000 to 2000 W.m^{-2} the temperature of the PV panel increases from 63.85 to 80.08°C , then the maximum power delivered by the panel increases from 4.74 to 10 W as shown in Fig. 5.

Fig. 6 clearly indicates that the voltage, at the maximum power point, is stabilized while the current intensity produced by the PV panel increases with the solar radiations. This result leads to reduce the required surface of the PV panel cell

VI. CONCLUSION

In this investigation, we were mainly interested how to enhance the efficiency of a PV Panel altered in fact by the increase of its temperature provided by the solar energy loss during its functioning. As preliminary steps, we were conducted to evaluate first, under fixed climate conditions of radiation and temperature, the potential, the amperage, the power and the performance of a monocrystalline silicon PV, and second, to determine the temperature of an uncooled monocrystalline PV panel ($0.22\text{m} \times 0.29\text{m} \times 0.025\text{m}$) by a heat balance which includes both radiatives (short and long wavelengths) and convective exchanges. Under solar radiation

TABLE II. MATERIAL PROPERTIES OF A PV PANEL [25].

Medium	ρ (kg.m^{-3})	λ ($\text{W.m}^{-1}\text{.}^\circ\text{C}^{-1}$)	C_p ($\text{J.kg}^{-1}\text{.}^\circ\text{C}^{-1}$)	e (mm)	$\epsilon = \alpha$
Glass	3000	2	500	3.0	0.7
Silicium	2330	130	677	0.3	

of 1000 W.m^{-2} , an ambient air temperature of 50°C and no wind, we found a PV panel temperature of 102.03°C while its efficiency was evaluated to reach the value of 4.55% .

In order to enhance this efficiency, we proceed to the cooling of the PV panel by pulsing, via a fan, the ambient air. However, the flow rate delivered by the fan is of course highly related to its power consumption. Therefore, it was necessary to determine the optimal functioning point of this installation such as the effect of the air flow rate on the variation of the PV panel efficiency. Under the above mentioned climate conditions of solar radiation, ambient air temperature and of no wind, we found an optimum value of 7.5 g.s^{-1} of the air flow rate which leads to reach an efficiency of 5.94% corresponding to an improve of 30.55% of the efficiency for a temperature of 63.85°C .

Under this value of the air flow rate, we investigated then the effect of solar concentrators on the performance of the PV panel. It was shown that this cooling system stabilizes the panel temperature to 80.08°C and allows to reach a PV panel efficiency of 7.80% , which means an improvement of 71.43% for solar radiation of 2000 W.m^{-2} .

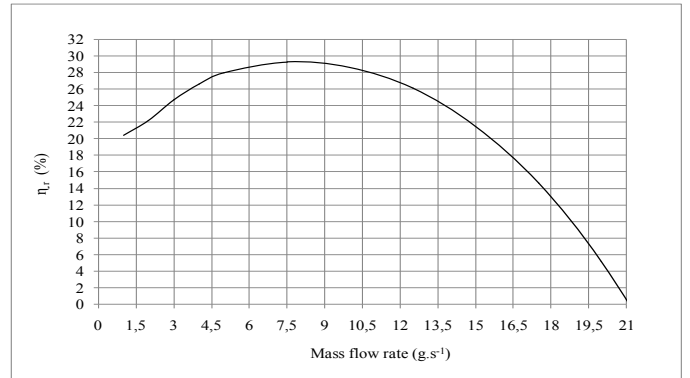


Figure 2. Evolution of the efficiency growth rate of the PV with the air mass flow rates at $R_G=1000 \text{ W.m}^{-2}$ and $T_{\text{air}}=50^\circ\text{C}$.

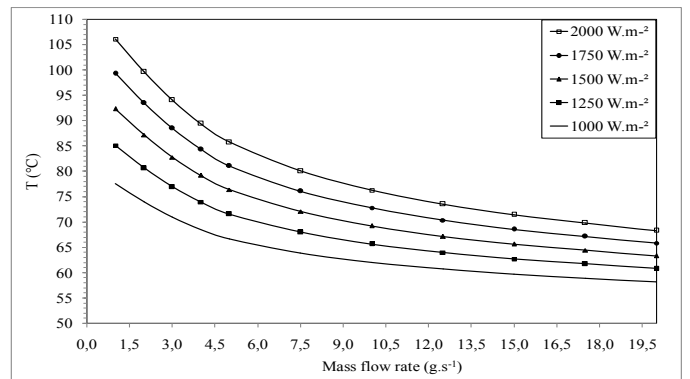


Figure 3. The mean temperature of the PV panel vs. the air mass flow rates at various solar radiations intensities and $T_{\text{air}}=50^\circ\text{C}$.

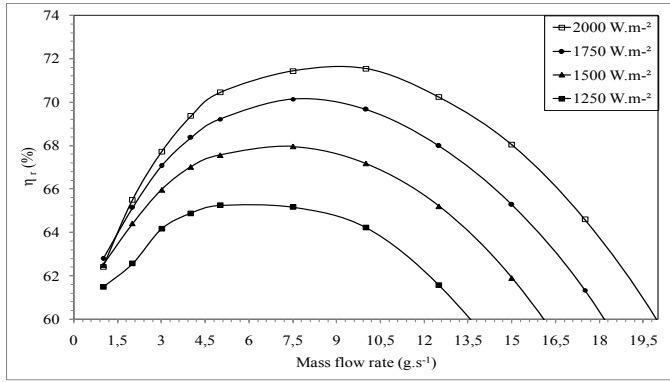


Figure 4. Evolution of the efficiency growth rate of the PV with the air mass flow rates at various solar radiations and $T_{air}=50^{\circ}\text{C}$.

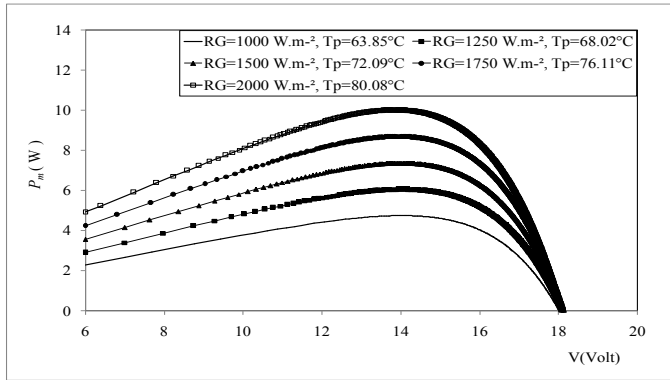


Figure 5. Power delivered by the PV panel, cooled by 7.5 g.s^{-1} air mass flow rate, for different solar radiation.

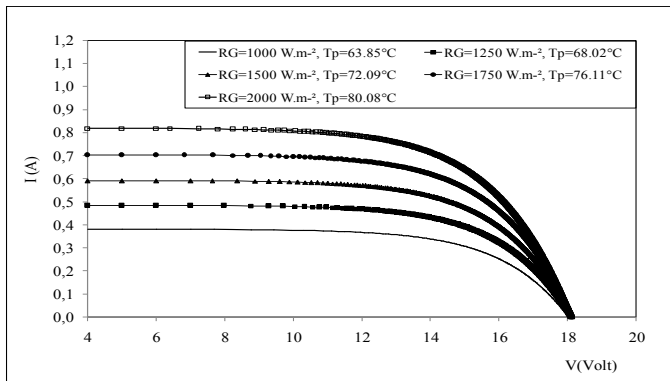


Figure 6. Influence of solar radiation on the current-voltage characteristic of the solar module cooled by 7.5 g.s^{-1} of air mass flow rate.

TABLE III. THE OPTIMAL VALUES OF THE PV PANEL

	Uncooled PV	PV cooled by the ambient flow rate of 7.5 g.s^{-1}				
$R_G (\text{W.m}^{-2})$	1000	1000	1250	1500	1750	2000
η (%)	4.55	5.94	7.52	7.64	7.74	7.80
η_r (%)	0.00	30.55	65.27	67.91	70.11	71.43
T_p ($^{\circ}\text{C}$)	102.03	63.85	68.02	72.09	76.11	80.08

REFERENCES

[1] F. Treble, "Milstones in the development of crystalline silicon solar cells," *Renewable Energy*, vol. 15(1), pp. 473–478, 1989.

[2] C. Koch, M. Ito and M. Schubert, "Low-temperature deposition of amorphous silicon solar cells," *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 68, pp. 227–236, 2001.

[3] S. M. Sze and K. K. Ng, *Physics of Semiconductor Devices*. John Wiley & Sons, New York, 2006.

[4] R. Yoann, "Croissance et physique de structure photovoltaïque CuInSe_2 ," Ph.D. dissertation, University of Montpellier II, France, 2014.

[5] H. Cotal, C. Fetzter, J. Boisvert, G. Kinsey, R. King, P. Hebert, H. Yoon, and N. Karam, "Iii-v multijunction solar cells for concentrating photovoltaics," *Energy & Environmental Science*, vol. 2(2), pp. 174–192, 2009.

[6] M. Yamaguchi, T. Takamoto, and K. Araki, "Super high-efficiency multijunction and concentrator solar cells," *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 90, pp. 3068–3077, 2006.

[7] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, and E. D. Dunlop, "Solar cell efficiency tables," *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, vol. 21(5), pp. 827–837, 2013.

[8] D. J. Friedman, J. F. Geisz, S. R. Kurtz, and J. M. Olson, "1-ev solar cells with gainas active layer," *Journal of Crystal Growth*, vol. 195(1–4), pp. 409 – 415, 1998.

[9] L. W. James and R. L. Moon, "GaAs concentrator solar cell," *Applied Physics Letters*, vol. 26(8), pp. 467–470, 1975.

[10] A. Luque, G. Sala, and J. Arboiro, "Electric and thermal model for non-uniformly illuminated concentration cells," *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 51(3), pp. 269–290, 1998.

[11] R. A. Sinton, Y. Kwark, J. Y. Gan, and R. M. Swanson, "27.5-percent silicon concentrator solar cells," *Electron Device Letters, IEEE*, vol. 7(10), pp. 567–569, 1986.

[12] A. W. Czanderna and F. J. Pern, "Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as a pottant: A critical review," *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 43(2), 1996, pp. 101–181.

[13] D. Nebbali, R. Nebbali and A. Ouibrahim, "Numerical simulation of a solar photovoltaic panel cooled by a forced air system," *International Science Index*, vol. 8(11), pp. 548–552, 2014.

[14] K. E. Amori and H. M. T. Al-Najjar, "Analysis of thermal and electrical performance of a hybrid (PV/T) air based solar collector for Iraq," *Applied Energy*, vol. 98, pp. 384–395, 2012.

[15] F. Sarhaddi, S. Farahat, H. Ajam, A. Behzadmehr, and M. M. Adeli, "An improved thermal and electrical model for a solar photovoltaic thermal (PV/T) air collector," *Applied Energy*, vol. 87(7), pp. 2328–2339, 2010.

[16] B. J. Brinkworth and M. Sandberg, "Design procedure for cooling ducts to minimize efficiency loss due to temperature rise in PV arrays," *Solar Energy*, vol. 80, pp.89-103, 2006.

[17] H. G. Teo, P. S. Lee, and M. N. A. Hawlader, "An active cooling system for photovoltaic modules," *Applied Energy*, vol. 90, pp. 309–315, 2012.

[18] V. Quaschingt and R. Hanitscht, "Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells," *Solar Energy Vol. 56(6)*, pp. 513–520, 1996.

[19] V. Quasching, "Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells," *Solar Energy, Vol. 56(6)*, pp. 513–520, 1996.

[20] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 3rd ed., John Wiley & Sons, New York, 2006.

[21] H. S. Rauschenbach, *Solar Cell Array Design Handbook: The Principles and Technology of Photovoltaic Energy conversion*. Van Nostrand Reinhold Co., New York, 1980.

[22] T. U. Townsend, "A method for estimating the long term performance of characteristics of solar cells," *Solar Cells*, vol. 4(2), pp.169–178, 1981.

[23] J. P. Holman, *Heat Transfer*, 8th ed., McGraw-Hill, New York, 1997.

[24] J. I. Montero, A. Muñoz, A. Antón, and N. Iglesias, "Computational fluid dynamic modeling of night-time energy fluxes in unheated greenhouses," *Acta Horticulturae*, vol. 691, pp. 403–410, 2004.

[25] M. U. Siddiqui and A. F. Arif, "Electrical, thermal and structural performance of a cooled PV module: Transient analysis using a multiphysics model," *Applied energy*, vol. 112, pp. 300–312, 2013.

Characterization of a Photovoltaic Solar Panel Cooled by the Ambient Air

Djamila Nebbali*, Rezki Nebbali, Ahmed Ouibrahim

Laboratoire d'Energétique, Mécanique et Matériaux - LEMM. University of Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou 15000, Algeria.

Abstract

This study focuses on the cooling of a photovoltaic solar panel (PV) by a forced flow air system. We propose a design that provides two objectives, the first one is a good cooling of the panel while the second one concerns a good compromise between the electrical energy delivered by the panel and a part of it consumed by the fan. Indeed, in summer the high incident solar energy on the panel combined to the high air temperature produce an excessive value of the PV panel temperature which then alters significantly its efficiency. To overcome this point, we cool the PV panel by the ambient air pulsed by a fan activated by a part of electrical energy delivered by the panel. 3D simulations are performed using a CFD code for the case of a monocrystalline PV ($0.22\text{m} \times 0.29\text{m} \times 0.025\text{m}$). The unfavorable case is considered for the situation of no wind. The net radiative heat flux occurred on the upper face is used as a source term in the solid media (Glass and Silicon) while the heat flux exchanged by natural convection is evaluated by a correlation. Then, the equations governing the flow of air through the underside of the solid media are solved. The results show, for an optimum value of airflow rate, a good compromise between the maximum power generated by the PV and the part used to activate the fan. Then, such a cooling system allows to increase the efficiency of the PV panel.

Keywords: Balance energy, energy conversion, efficiency, solar cell.

1. Introduction

The Silicon, which is copious and non-toxic material, is the most used in the solar cell industry [1]. To improve its performance, researches were interested to the amorphous, polycrystalline and monocrystalline structures. They ensure the efficiency of, respectively, 7% [2], 14% and 20% [3].

Other semiconductors, whose industrial production is not obvious, because of the limited raw materials, toxic and non-recyclable, enabled a significant improvement in their performance. CdTe, with acceptable manufacturing costs, offers a 16.5% efficiency, copper/indium/selenium (CIS) and the Copper/Indium/Gallium/Selenium (CIGS) and Copper/Indium/Gallium/diselenide/disulphide (CIGSS) reach to 20% but with higher cost, while the gallium arsenide (Ga-As), with excessive cost, ensures a 40% efficiency [4].

In addition, other studies have focused on cooling solar panels. Indeed, the good quality conversion of the solar cells is highly related to climatic conditions. The combined effect of solar radiation and high air temperatures, which characterize the Saharan climate, can bring the temperature of the solar panels to over 100 °C. This can greatly reduce their longevity and affect their performance.

We distinguish hybrid PV/T [5] systems where power consumption required for the pumps that ensure the circulation of the coolant (water or air), is negligible. Other systems provide cooling by natural circulation of air through panels [6].

The objective of this work is precisely to provide a solution that allows sufficient cooling of the solar panels while ensuring improved performance under extreme conditions characterized by a situation of no wind, high air temperature (50°C) and 1000Wm^{-2} of solar radiation. It consist to inject an ambient air through the bottom of the panel.

However, the power consumed by the fan being proportional to its air flow, it is necessary to determine the optimum operating point of the installation.

To do this, we perform a heat balance on each panel side. A part of solar radiation absorbed by the panel, at the glass and the silicon, is evacuated from the upper face by the long wave radiation and the natural convection, while the underside transmits the heat by forced convection to the air blown by the fan.

Moreover, we consider that the glass and silicon are the site of internal heat source resulting from the heat balance of short and long wave radiations.

Numerical simulations performed for the case of a monocrystalline solar panel ($0.22\text{m} \times 0.29\text{m} \times 0.025\text{m}$), highlight the improved performance of the solar cooled panel to the uncooled one.

* Corresponding Author: z_nebbali@yahoo.fr

2. Theory

2.1. Model of a one diode

We use a one diode model to describe the operations and the behavior of the photovoltaic generator. It relates a current generator generated by the illumination, reverse saturation current of the diode associated to the p-n junction and two resistors (series and shunt) for the losses [7, 8] by the following expression:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I \cdot R_s}{a} \right) - 1 \right] \quad (1)$$

Five parameters, which are highly related to the intensity of solar radiation and the temperature of the solar panel, are required for this equation: the light current I_L , the diode reverse saturation current I_0 , the series resistance R_s , the shunt resistance R_{sh} , and a curve fitting parameter a .

These parameters are given for each PV under reference conditions (1000 W.m⁻² incident radiation and 25°C ambient temperature) with the shunt resistance taken as infinity [9]. While for the other conditions we evaluate them by the following correlations:

$$a = a_{ref} \left(\frac{T_P}{T_{P,ref}} \right) \quad (2)$$

$$I_L = \frac{R_G}{R_{G,ref}} \left[I_{L,ref} + \mu_{L,cc} (T_P - T_{P,ref}) \right] \quad (3)$$

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_P}{T_{P,ref}} \right)^3 \exp \left[\frac{E_g N_s}{a_{ref}} \left(1 - \frac{T_{P,ref}}{T_P} \right) \right] \quad (4)$$

Where:

$$I_{L,ref} = I_{cc} \quad (5)$$

$$a_{ref} = \frac{\mu_{V,oc} T_{P,ref} - V_{oc,ref} + E_g N_s}{\frac{\mu_{L,cc} T_{P,ref}}{I_{L,ref}} - 3} \quad (6)$$

In addition, the open circuit voltage V_{co} is expressed by the following relationship [9]:

$$V_{co} = \frac{kT_C}{q} \cdot \left(1 + \frac{I_L}{I_0} \right) \quad (7)$$

2.2. Maximum power point (MPPT)

The power generated by the solar cell is given by the following expression :

$$P = I \cdot V \quad (8)$$

Taking into account the relation (1), we obtain:

$$P = \left(I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I \cdot R_s}{a} \right) - 1 \right] \right) \cdot V \quad (9)$$

However, the maximum electrical power MPPT (P_m) of a module is given by:

$$P_m = V_{opt} I_{opt} \quad (10)$$

Where V_{opt} and I_{opt} are respectively the optimum voltage and current. Their values are obtained, under a given weather condition, by solving this equation:

$$\left. \frac{dP}{dI} \right|_{I=I_{opt}} = 0 \quad (11)$$

Thus, the energy efficiency of the solar cell is defined by:

$$\eta_o = \frac{P_m}{R_G \times S} \quad (12)$$

while the absolute efficiency η of the cooling panel is defined by:

$$\eta = 100 \frac{P_m - P_{fan}}{R_G S} \quad (13)$$

and to evaluate the performances of the installation we use the relative efficiency as follow:

$$\eta_r = 100 \frac{\eta - \eta_o}{\eta_o} \quad (14)$$

3. Simulations

Two devices are used to highlight the improvement of the efficiency of PV. The first one (Fig. 1) relates the PV panel without cooling process, under a situation of no wind and $1000\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ solar radiation associated to the warm climate as 50°C air temperature. The second one (Fig. 2) considers the same PV with the same conditions but cooled by the ambient air pulsed by a fan below its lower face.

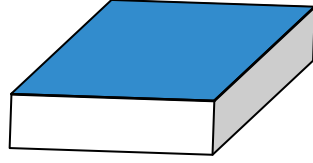


Figure 1. PV panel without cooling

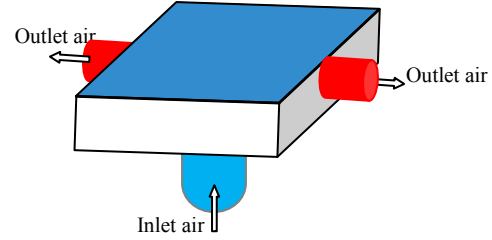


Figure 2. PV with cooling system.

3.1. Temperature of the panel without cooling process

3.1.1. Convective and radiative heat balance

A part of short wave solar radiation (R_G) activates the PV and raises its temperature, while the rest is discharged through long wave radiation (Φ_r) and convective flow (Φ_C) to the ambient air.

The heat balance performed at the panel surface (S) can be written, for the case of open circuit, as:

$$(R_G \cdot S) - \Phi_C - \Phi_r = 0 \quad (15)$$

Where:

Φ_C : the convective heat flux expressed by Newton's law as follows:

$$\Phi_C = h \cdot S \cdot (T_p - T_{air}) \quad (16)$$

The heat transfer coefficient h is correlated, for the case of a horizontal flat plate under conditions of natural convection, by the following relationship [10]:

$$Nu = 0.54 \times (Ra)^{0.25} \quad \text{for } 10^4 < Ra < 10^6$$

$$Nu = 0.15 \times (Ra)^{0.33} \quad \text{for } 10^6 < Ra < 10^{11}$$

Where :

$Ra = Gr \times Pr$: Rayleigh number

$\Phi_r = \sigma \cdot S \cdot (T_p^4 - T_v^4)$: Net radiation of long wave radiations exchanged between the surface of the PV and the sky.

The temperature of the sky is evaluated by the following relation [11] :

$$T_v = 0.0552 \cdot T_{air}^{1.5}$$

3.1.2. Heat balance in the solid media

The energy balance of heat transfer in the solid media (Silicium and glass, Table 1), is given by the Poisson's law:

$$\Delta T + \frac{Q}{\lambda} = 0 \quad (17)$$

where Q is a source term of the net radiative heat of long and short waves, given by :

$$Q = \alpha R_G S - \varepsilon \sigma (T_p^4 - T_v^4) \quad (18)$$

Table 1. Material properties of a PV [12].

	ρ ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)	λ ($\text{W} \cdot \text{m}^{-1} \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$)	C_p ($\text{J} \cdot \text{kg}^{-1} \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$)	e (mm)	$\varepsilon = \alpha$
Glass	3000	2	500	3	0.7
Silicium	2330	130	677	0.3	

3.2. Temperature of the cooled PV panel

The domain concerns the monocrystalline PV panel ($0.22\text{m} \times 0.29\text{m} \times 0.025\text{m}$). From its upper surface, the heat is exchanged by coupling the natural convection with radiative heat flux. At the lower face, the air blowing by the fan increases the turbulence and the heat exchanges. This one is determined by solving the coupling equations of energy in each media and the fluid motions. The complexity of these equations lets us to use the CFD code.

This code solves the 3D conservation equations for physical quantities of momentum, turbulence and energy transported in the flow coupled to the energy equation in the solid media. The governing equations are discretized in

the domain of interest and are transformed into a linear equations system using the finite volumes method. The linear equations system, together with the boundary conditions, is then solved with the SIMPLE algorithm: pressure and velocity components are first determined with a prediction-correction method followed by the determination of the temperature field.

4. Results and discussion

4.1. Identification of the model parameters

The five model parameters are determined using the experimental data. The genetic algorithm [13] minimizes the error between the current evaluated analytically by Eq.(1) and the measured one for the same voltage. The good agreement was found for these values of parameters:

a_{ref}	I_0	R_s	I_{cc}	V_{oc}	I_{mp}	V_{mp}
1.5613	$0.5446 \cdot 10^{-6}$	0.4725	0.35	21.15	0.29	17.1

4.2. The optimum functioning point

Under 1000 W.m^{-2} of radiation and 50°C of air temperature, for the case of no cooling process applied to the PV panel, we obtain a PV's temperature of 102.03°C and an efficiency of $\eta=4.55\%$.

For the case of a cooling process occurred by the fan (Fig. 3), the PV's temperature is highly conditioned by the mass flow rate of air. However, its optimum value corresponds to 7.5 g.s^{-1} .

Indeed, the efficiency of the panel increases with the air flow rate to reach a maximum value of 5.94% , beyond which it decreases again (Fig. 4). Therefore, the efficiency of the PV panel enhances by 30%

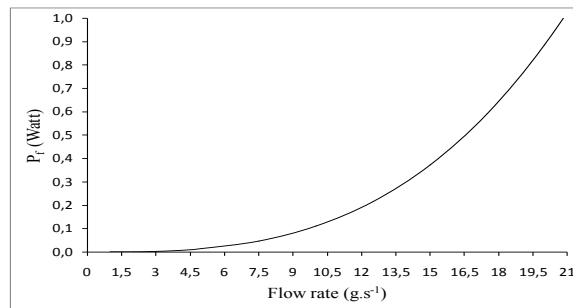


Figure 3. The fan characteristics.

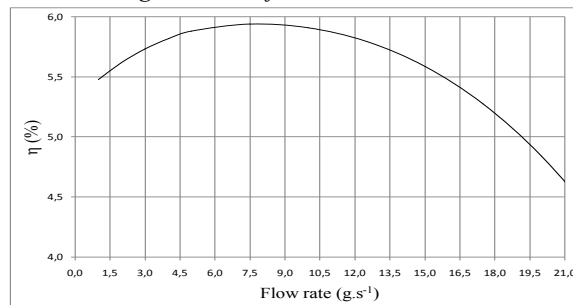


Figure 4. Evolution of the efficiency of the PV with the air mass flow rates at $R_G=1000 \text{ W.m}^{-2}$ and $T_{air}=50^\circ\text{C}$.

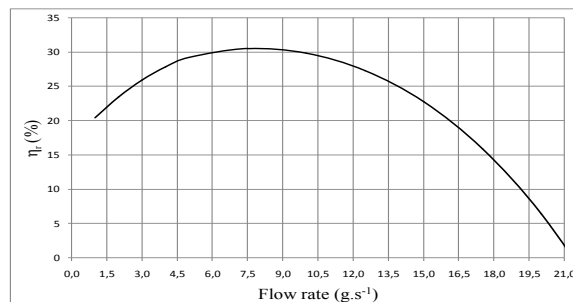


Figure 5. Evolution of the efficiency growth rate of the PV with the air mass flow rates at $R_G=1000 \text{ W.m}^{-2}$ and $T_{air}=50^\circ\text{C}$.

Moreover, its temperature which reaches 102.03 °C for the uncooled PV, stabilizes at 63.85 °C by the air flow blowing by the fan (Figure 6, Table 2).

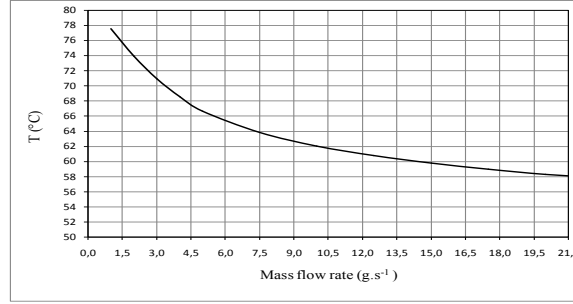


Figure 6. The mean temperature of the PV vs. the air mass flow rate at various solar radiations intensities and $T_{air}=50^{\circ}\text{C}$.

Table 2. The optimal values of the PV panel.

	Uncooled PV	PV cooled by the ambient flow rate of 7.5 g.s ⁻¹
R_G (W.m ⁻²)	1000	1000
η (%)	4.55	5.94
η_r (%)	0.00	30.55
T (°C)	102.03	63.85

5. Conclusion

In a first step, we performed a heat balance on the monocrystalline PV panel (0.22m×0.29m×0.025m) in order to evaluate its temperature. This one reach to 102.03°C under 1000 W.m⁻² solar radiation and 50°C of no wind ambient air temperature. Then, we evaluate a maximum power delivered by the panel as well as its efficiency which is 4.55%. In order to enhance this efficiency, we cool a PV by a pulsed ambient air. However, a flow rate delivered by a fan is highly related to its power consumption. Therefore, it's necessary to determine the optimal functioning point of this installation.

To do this, we studied the influence of the air flow rates on the efficiency. Under the same conditions of no wind, the air temperature and the solar radiation, we vary this flow rate from 0 to 20 g.s⁻¹. It appears an optimum value of 7.5 g.s⁻¹ for which the efficiency reach to 5.94%, corresponding to an improvement of 30.55% with a temperature of 63.85°C.

Notation

a	ideality factor	P	electrical power (W/m ²)
a_{ref}	ideality factor at reference condition ($R_G=1000\text{W.m}^{-2}$ et $T_p=25^{\circ}\text{C}$)	P_{opt}	maximum power (W)
α	absorption coefficient of the PV.	R_s	series resistance (Ω)
ε	Emissivity of the PV.	R_{sh}	shunt resistance (Ω)
E_g	band gap energy (J)	R_G	solar radiation flux (irradiance) on module plane (W/m ²).
h	convective heat transfer coefficient (W/m ² K)	S	area of the panel (m ²)
I_L	photocurrent generated (A)	σ	Boltzmann constant.
I_0	saturation diode current (A)	T_p	cell operating temperature (K).
I_{opt}	maximum power point current (A)	T_{pref}	cell operating temperature at reference condition ($R_G=1000\text{ W/m}^2$ et
I_{sc}	short circuit current (A)	T_{air}	air temperature (K)
I_{Lref}	photocurrent at reference conditions ($R_G=1000\text{W/m}^2$ et $T_p=25^{\circ}\text{C}$)	u_i	velocity components (m/s ¹)
K	Boltzmann constant (J/K)	V_{oc}	open circuit voltage (V)
$\mu_{I,cc}$	Temperature coefficient of the short circuit current (A/K).	V_{opt}	optimum voltage (V)

References

- [1] Treble, F., Milestones in the development of crystalline silicon solar cells. Proc. World Renewable Energy Congress, Florence, Italy, 473 - 478 (1998).
- [2] Sze, S. M., Physics of Semiconductor Devices, John Wiley & Sons, New York, , pp 0-264 (1981).
- [3] Koch, C., Ito, M., Schubert, M., Low-temperature deposition of amorphous silicon solar cells. Solar Energy Materials & Solar Cells, 68, 227-236 (2001).

- [4] Yoann, R., Croissance et Physique de structure Photovoltaïque CuInSe₂. Thèse université Montpellier 2 Sciences et Techniques, pp 0-141 (2014).
- [5] Amori, K, Al-Najjar, E. H. M. T., Analysis of thermal and electrical performance of a hybrid (PV/T) air based solar collector for Iraq. *Applied Energy* , 98, pp 384-395 (2012).
- [6] Brinkworth, B. J., Sandberg, M., Design procedure for cooling ducts to minimize efficiency loss due to temperature rise in PV arrays. *Solar Energy* , 80, pp 89-103 (2006).
- [7] King, D.L., Boyson, W.E., Kratochvil, J.A., Photovoltaic array performance model, New Mexico: Photovoltaic system R&D Department, Sandia National Laboratories, P.O. Box 5800, Albuquerque (2004).
- [8] DeSoto, W. Klein, S.A., Beckman, W.A., Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, 80, pp. 78–88 (2006).
- [9] Townsend, T.U., A Method for Estimating the Long Term Performance of Characteristics of Solar Cells. *Solar Cells*, 4, pp. 169-178 (1981).
- [10] Holman, J. P., Heat Transfer. 8th edition, McGraw-Hill (1997).
- [11] Montero, J. I., Muñoz, A., Antón, A., Iglesias, N., Computational fluid dynamic modeling of night-time energy fluxes in unheated greenhouses. *Acta Horticulturae* , 691, pp. 403-410 (2004).
- [12] Siddiqui, M.U., Arif, A.F., Electrical, thermal and structural performance of a cooled PV module: Transient analysis using a multiphysics model. *Applied energy*, 112, pp. 300–312 (2013).
- [13] Kulaksiz, A. A, Akkaya, R., A genetic algorithm for a stand-alone PV system with induction motor drive. *Solar energy*, 86, pp. 2366-2375 (2012).

Numerical Simulation of a Solar Photovoltaic Panel Cooled by a Forced Air System

D. Nebbali, R. Nebbali, A. Ouibrahim

Abstract—This study focuses on the cooling of a photovoltaic panel (PV). Indeed, the cooling improves the conversion capacity of this one and maintains, under extreme conditions of air temperature, the panel temperature at an appreciable level which avoids the altering. To do this, a fan provides forced circulation of air. Because the fan is supplied by the panel, it is necessary to determine the optimum operating point that unites efficiency of the PV with the consumption of the fan. For this matter, numerical simulations are performed at varying mass flow rates of air, under two extreme air temperatures (50°C, 25°C) and a fixed solar radiation (1000W.m²) in a case of no wind.

Keywords—Energy conversion, efficiency, balance energy, solar cell.

I. INTRODUCTION

MANY studies focuses on the cooled photovoltaic panels. Indeed, the efficiency of such systems is highlighted for hybrid systems as the solar photovoltaic thermal (PV/T), for which the energy consumption required for the air or water circulators are negligible [1]–[3]. To overcome the use of fan circulator, other systems use the cooling by natural circulation of air [4], [5].

The objective of this work is precisely to show that it is possible to cool the PV by forced air. However, an optimum air flow is necessary for a good balance between electric energy generated by the PV and the power consumed by air pump.

Moreover, the upper face of PV is exposed to the external environment where the exchanges take place by natural convection. While, on the underside, the heat exchange by forced convection is ensured by the air flow induced by the fan.

Furthermore, the glass and the silicon layer are the seat of an internal heat source resulting from a heat balance of short and long wave radiations. Numerical simulations are then performed for the case of a monocrystalline PV (0.22m×0.29m×0.025m). The efficiency of the cooling system is compared to the non-cooled one in a case of no wind.

II. A ONE DIODE MODEL

There are several mathematical models that describes the operations and the behavior of the photovoltaic generator, the most famous and classical of them is the one-diode model [6],

D. Nebbali, R. Nebbali and A. Ouibrahim are with the Laboratoire d'Energétique, Mécanique et Matériaux - LEMM (Energy, Mechanics and Materials laboratory), University of Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou 15000, Algeria (e-mail: z_nebbali@yahoo.fr).

[7] which involves: a current generator generated by the illumination, reverse saturation current of the diode associated to the p-n junction and two resistors (series and shunt) for the models that describes the operations and the behavior of the photovoltaic generator, the most famous and classical of them is the one-diode model [6], [7] which involves: a current generator generated by the illumination, reverse saturation current of the diode associated to the p-n junction and two resistors (series and shunt) losses. This model is shown in Fig. 1.

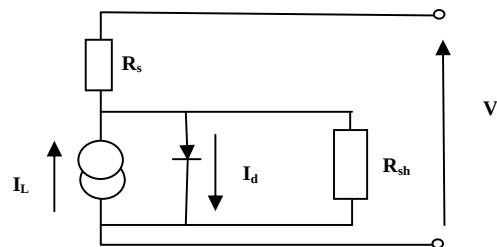


Fig. 1 Equivalent circuit of solar cell (1-diode model)

The analytical formulation of this model is expressed as follow:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{a} \right) - 1 \right] \quad (1)$$

A solution of the above equation requires to known five parameters: the light current I_L , the diode reverse saturation current I_0 , the series resistance R_s , the shunt resistance R_{sh} , and a curve fitting parameter a , which are highly related to the intensity of solar radiation and the temperature of the solar panel. These parameters are obtained indirectly using measurements of the current and voltage characteristics of a module at reference conditions (1000 W·m⁻² incident radiation and 25°C ambient air temperature) [8], with the shunt resistance taken as infinity [9]. Under other conditions, it operates the following correlations to evaluate them:

$$a = a_{ref} \frac{T_p}{T_{p,ref}} \quad (2)$$

$$I_L = \frac{R_G}{R_{G,ref}} \left[I_{L,ref} + \mu_{I,cc} (T_p - T_{p,ref}) \right] \quad (3)$$

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_p}{T_{p,ref}} \right)^3 \exp \left[\frac{\epsilon N_s}{a_{ref}} \left(1 - \frac{T_{p,ref}}{T_p} \right) \right] \quad (4)$$

where

$$I_{L,ref} = I_{cc} \quad (5)$$

$$a_{ref} = \frac{\mu_{V,oc} T_{P,ref} - V_{oc,ref} + \varepsilon N_s}{\frac{\mu_{I,cc} T_{P,ref}}{I_{L,ref}} - 3} \quad (6)$$

and

$\mu_{I,cc} = 1.10^{-4} A \cdot K^{-1}$: Temperature coefficient of the short circuit current.

$\mu_{V,oc} = -0.0804 V \cdot K^{-1}$: Temperature coefficient of the open circuit voltage.

$\varepsilon = 1.12 eV$: The band gap energy.

$N_s = 36$: Cells number in series.

In addition, the open circuit voltage V_{co} is expressed by the following relationship [9]:

$$V_{co} = \frac{kT_c}{q} \left(1 + \frac{I_L}{I_0} \right) \quad (7)$$

k : Boltzmann's constant ($J \cdot K^{-1}$)

Moreover, the power generated by the solar cell is:

$$P = IV \quad (8)$$

$$P = \left(I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I R_s}{a} \right) - 1 \right] \right) V \quad (9)$$

The maximum electrical power at MPP (P_m) of a module is given by:

$$P_m = V_{opt} I_{opt} \quad (10)$$

where V_{opt} and I_{opt} are respectively the optimum voltage and current.

To evaluate them, it is necessary to solve the following equations:

$$\left. \frac{dP}{dI} \right|_{I=I_{opt}} = 0 \quad (11)$$

The energy efficiency of the solar cell is then defined by:

$$\eta = \frac{P_m}{R_G S} \quad (12)$$

and the absolute efficiency of the installation is:

$$\eta_g = \frac{P_m - P_{fan}}{R_G S} = \eta - \frac{P_{fan}}{R_G S} \quad (13)$$

While the relative efficiency of the installation is expressed by:

$$\eta_r = \frac{\eta_g - \eta_o}{\eta_o} \quad (14)$$

where P_{fan} is the power of the fan and η_o is the efficiency of the PV without cooling system.

III. THERMAL MODEL

A. Heat Balance without Cooling Process

A part of short wave solar radiation (R_G) activates the PV and raises its temperature, while the rest is discharged through long wave radiation and convective heat flux to the ambient air. In the case of no wind, the heat exchanges occur by natural convection on the flat plate of the PV panel.

The heat balance performed at the panel surface (S) can be written as:

$$(R_G S) - \Phi_c - \Phi_r - P = 0 \quad (15)$$

where

Φ_c : the convective heat flux expressed by Newton's law as follows:

$$\Phi_c = hS(T_p - T_{air}) \quad (16)$$

The heat transfer coefficient h is correlated, for the case of a horizontal flat plate under conditions of natural convection, by the following relationship [10]:

$$Nu = 0.54 \times (Ra)^{0.25} \text{ for } 10^4 < Ra < 10^6 \quad (17)$$

$$Nu = 0.15 \times (Ra)^{0.33} \text{ for } 10^6 < Ra < 10^{11} \quad (18)$$

where

Nu : Nusselt number.

$G_r = \frac{\beta g |T_p - T_{air}| L^3}{\nu^2}$: Grashof number

$R_a = G_r P_r$: Rayleigh number.

β : coefficient of thermal expansion (equal to $1/T$ for the ideal gas).

$P_r = \frac{\mu C_p}{\lambda}$: Prandtl number.

$\Phi_r = \sigma S(T_p^4 - T_v^4)$: Net radiation of long wave radiations exchanged between the surface of the PV and the sky.

The temperature of the sky is evaluated by the following relation [11]:

$$T_v = 0.0552 T_{air}^{1.5} \quad (19)$$

TABLE I
MATERIAL PROPERTIES OF PV [12]

Symbol	Quantity	Glass	Silicium
ρ ($kg \cdot m^{-3}$)	Density	3000	2330
λ ($W \cdot m^{-1} \cdot ^\circ C^{-1}$)	Thermal conductivity	2	130
C_p ($J \cdot kg^{-1} \cdot ^\circ C^{-1}$)	Heat capacity	500	677
e (mm)	Thickness	3	0.3

B. Heat Balance with Cooling

1. Governing Equations

The energy balance of heat transfer in the solid media (Silicium and glass, Table I), is given by the Poisson's law:

$$\Delta T + \frac{Q}{\lambda} = 0 \quad (20)$$

where Q is a source term of the net radiative heat of long and short waves, then:

$$Q = R_G S - \varepsilon \sigma (T_p^4 - T_v^4) \quad (21)$$

λ is a thermal conductivity, $\varepsilon=0.7$ is the mean emissivity of the PV's surface while Δ is the Laplace operator.

The heat flux exchanged between the flow air and the wall of the PV panel is determined by solving the equations of continuity, momentum and energy. These equations can be gathered for the case of an incompressible fluid, in the following equation:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \nabla \cdot (\phi \vec{V}) = -\gamma \frac{\partial P}{\partial x_i} + \Gamma \Delta \phi \quad (22)$$

wherein the symbols are defined in the table below.

TABLE II VALUES ASSIGNED TO THE SYMBOLS FOR EACH EQUATION			
Symbol	Continuity	Momentum	Energy
Γ	0	ν	α
γ	0	1	0
ϕ	ρ	ρu_i	T

In which $\vec{\nabla}$ is the gradient operator, P the pressure, u_i is the velocity component of vector $\vec{V}$, ν is the kinematic viscosity, α the thermal diffusivity and T is the temperature.

2. CFD Code

The CFD code Fluent v. 6.1 has been used to perform simulations with the coupling of convective and conductive heat transfers. This code solves the 3D conservation equation energy in solid media with momentum and energy transported by the flow. A fine discretization of the domain studied is used to transform the governing transport equations into a linear equation system solved by the finite volume method.

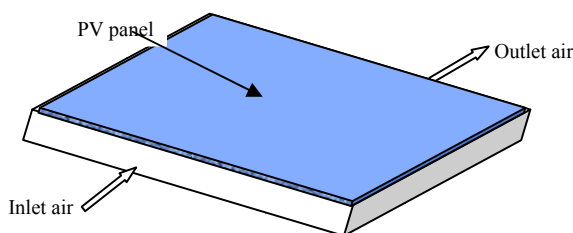


Fig. 2 Domain model with boundary conditions

IV. RESULTS

It appears in Fig. 3 that the temperature of the PV decreases with the increase of the air mass flow rate. Indeed, the velocity of the fluid increases and improves the convective heat exchange between the air and the inner surface of the PV. Beyond a flow of $30 \text{ g} \cdot \text{s}^{-1}$, the temperature of the PV decreases weakly and tends to the inlet air temperature.

However, this flow rate value is not recommended for optimum operation of a PV. Indeed, an increase in throughput is concomitant to an increase a fan's energy consumption (Fig. 4).

As shown in Figs. 5 and 6, the global efficiency of the system increases up to a maximum value corresponding to a flow rate value of $8 \text{ g} \cdot \text{s}^{-1}$, above which it begins to decrease.

This flow rate is the optimum functioning value of the PV. The PV panel is cooled until 41°C and 63°C , respectively, for the outdoor air temperatures of 25°C and 50°C (Fig. 3).

Under these temperature conditions, the characteristics curves of the PV take the shapes shown in Figs. 7 and 8.

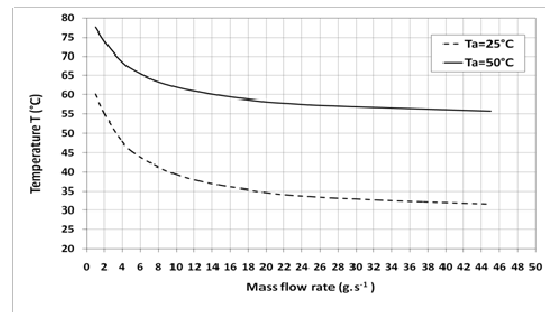


Fig. 3 Evolution of the PV temperature with the mass air flow for $T_a=25$ and 50°C

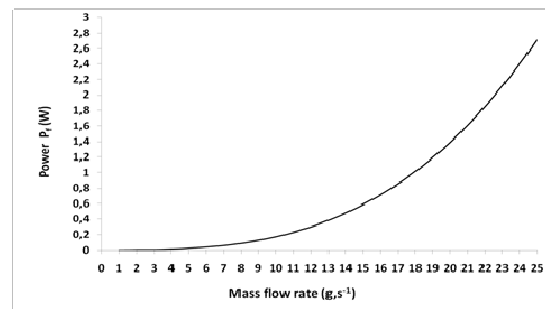


Fig. 4 Characteristic curve of the fan

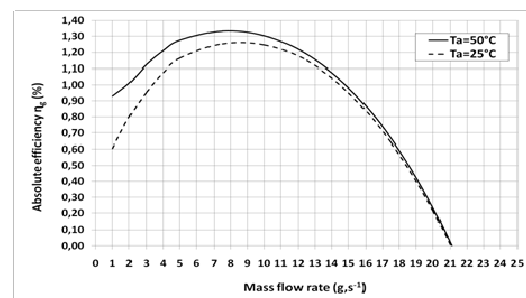


Fig. 5 Absolute efficiency of the system as a function of mass air flow

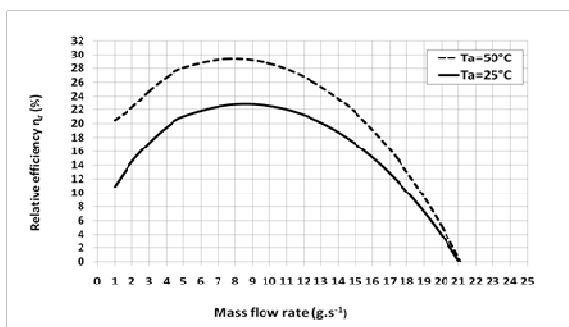


Fig. 6 Relative efficiency of the system as a function of mass flow rate

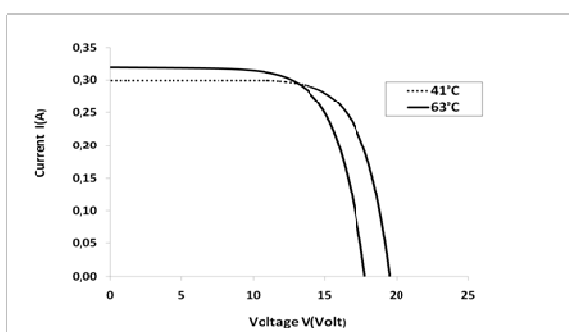


Fig. 7 Characteristic curve of PV at the temperatures $T_p = 41$ and 63°C

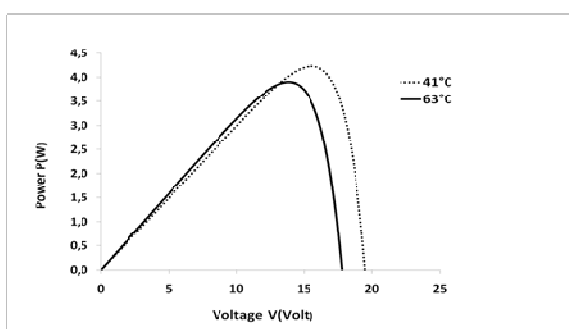


Fig. 8 Evolution of the power of the PV at the temperatures $T_p=41$ and 63°C

V.CONCLUSION

The influence of both solar radiation and temperature leads to the necessary use of an electrical model. Thus, on a first step, we begin to manage a one-diode electrical model.

Furthermore, in the case of no wind and without cooling system, the temperature of the PV is determined by a heat balance which includes both radiatives (short and long wavelengths) and convective exchanges. The equations obtained are then solved by successive iterations.

For the case of a PV cooled by a forced air, we use a CFD code to solve the coupled equations of continuity, motions and energy in different media. We highlight that the increase of mass flow rate, concomitant to the power consumed by of the fan, decreases the PV's temperature. Taking into account the characteristic curve of the fan, we show the influence of the

air mass flow rates on the overall efficiency of the installation.

However, the optimum value of the mass flow rate is obtained at $8\text{g}\cdot\text{s}^{-1}$ which ensures a mean temperature of 41 and 63°C for the PV, respectively, for 25 and 50°C of air temperature. At this optimum, the growth of the absolute efficiency is 1.25 and 1.35% , while the growth of the relative efficiency is 23 and 29% for each case.

REFERENCES

- [1] F. Sarhaddi, S. Farahat, H. Ajam, A. Behzadmehr and M. MahdaviAdeli, "An improved thermal and electrical model for a solar photovoltaic thermal (PV/T) air collector," *Applied Energy*, vol. 87, 2010, pp. 2328–2339.
- [2] A. Tiwari and MS. Sodha, «Performance evaluation of solar PV/T system: an experimental validation," *Solar energy*, Vol. 80, July 2006, pp. 751–759.
- [3] S. Armstrong and W.G. Hurley, "A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions," *Applied Thermal Engineering*, vol. 30, 2010, pp.1488–1495.
- [4] E. Skoplaki and J.A. playvos, "On the temperature dependance of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations," *Solar Energy*, vol. 83, 2009, pp. 614–624.
- [5] H.G. Teo, P.S. Lee and M.N.A. Hawlader, "An active cooling system for photovoltaic modules," *Applied Energy* 90, vol. 1, 2011, pp. 309–315.
- [6] D.L. King, W.E. Boyson and J.A. Kratochvil, "Photovoltaic array performance model," New Mexico: Photovoltaic system R&D Department, Sandia National Laboratories, P.O. Box 5800, Albuquerque, August 2004.
- [7] W. DeSoto, S.A. Klein and W.A. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Solar Energy*, vol.80, 2006, pp. 78–88.
- [8] T.U. Townsend, "A Method for Estimating the Long Term Performance of Characteristics of Solar Cells," *Solar Cells*, Vol. 4, N°2, 1981, pp. 169–178.
- [9] John A. Duffie, William A. Beckman, "Solar Engineering Of Thermal Processes," New York: University of Wisconsin-Madison, 1988, pp. 270–280.
- [10] J. P. Holman, "Heat Transfer," 8th edition, McGraw-Hill, 1997.
- [11] J. I. Montero, A. Muñoz, A. Antón and N. Iglesias, "Computational fluid dynamic modelling of night-time energy fluxes in unheated greenhouses," *ActaHorticulturae*, Vol. 691, 2004, pp. 403–410.
- [12] M.U. Siddiqui and A.F. Arif, "Electrical, thermal and structural performance of a cooled PV module: Transient analysis using a multiphysics model," *Applied energy*, vol. 112, 2013, pp. 300–312.

Energy Conversion Efficiency of a PV Amorphous Silicon Panel Under Different Climatic Conditions.

D. Nebbali and R. Nebbali

Laboratoire d'Energétique, Mécanique et Matériaux, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Algérie, Email: z_nebbali@yahoo.fr

Abstract - This study shows the behavior of a solar photovoltaic panel (PV) under different climatic conditions of solstices and equinoxes that characterize the region of Tizi-Ouzou (36°43'N latitude, 4°4'E longitude). In the first approach, we used a one-diode electrical model in order to evaluate under fixed radiation and temperature: The potential, amperage, power and performance of an amorphous silicon PV. In the second approach, the temperature of the PV panel is determined by a balance energy which includes convective heat exchanges with long and short wave radiations. Indeed, from the total solar incident radiation, just a small portion is transformed into electricity. In fact, a large part of solar energy is evacuated by convection and radiation toward the ambient air and the sky while the rest is absorbed by the PV panel which is warming. We show that the performances of the solar panel are affected during the summer solstice.

Keywords –

Energy conversion, efficiency, balance energy, solar cell.

I. INTRODUCTION

The first photovoltaic cell that has been developed is the silicon solar cell which is so far the most widely used in the industry [1]. In order to increase its energy efficiency, research has focused on improving the structure of the solar cell [2].

However, the smooth functioning of a photovoltaic remains dependent on weather conditions [3]. Its design must take into account climatic hazards related to the seasons and to the geographical location.

In this study, we focused on climate characterized by the days of the equinoxes and solstices of the region of Tizi-Ouzou (Latitude 36 ° 43'N, 4 ° 4 'E longitude). A heat balance, incorporating convective and radiative exchanges, is performed on the surface of the photovoltaic panel (PV). The nonlinear equations obtained, coupled to the electrical one-diode model [4], is solved by successive iterations. The results highlight the influence of temperature on the ability of the photovoltaic panel to convert the solar energy.

II. ELECTRICAL MODEL OF THE PANEL

A. Model of a one-diode

In the literature, there are several mathematical models that describes the operations and the behavior of the photovoltaic generator, the most famous and classical of them is the one-diode model [5,6] which involves: a current generator generated by the illumination, reverse saturation current of the diode

associated to the p-n junction and two resistors (series and shunt) for the losses. This model is shown in figure 1.

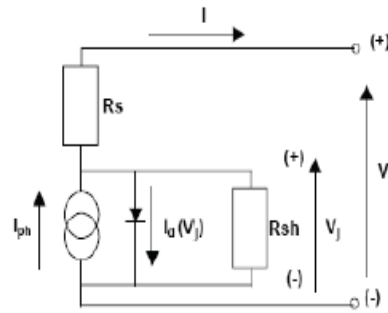


Fig. 1 Equivalent circuit of solar cell (1-diode model)

The analytical formulation of this model is expressed as follow:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I R_s}{a} \right) - 1 \right] \quad (1)$$

A solution of the above equation requires to known five parameters: the light current I_L , the diode reverse saturation current I_0 , the series resistance R_s , the shunt resistance R_{sh} , and a curve fitting parameter a , which are highly related to the intensity of solar radiation and the temperature of the solar panel. these parameters are obtained indirectly using measurements of the current and voltage characteristics of a module at reference conditions (1000 W.m⁻² incident radiation and 25°C ambient temperature) [7], with the shunt resistance taken as infinity [8]. Under other conditions, it operates the following correlations to evaluate them:

$$a = a_{ref} \left(\frac{T_p}{T_{p,ref}} \right) \quad (2)$$

$$I_L = \frac{R_G}{R_{G,ref}} \left[I_{L,ref} + \mu_{I,cc} (T_p - T_{p,ref}) \right] \quad (3)$$

$$I_0 = I_{0,ref} \left(\frac{T_p}{T_{p,ref}} \right)^3 \exp \left[\frac{\epsilon N_s}{a_{ref}} \left(1 - \frac{T_{p,ref}}{T_p} \right) \right] \quad (4)$$

Where:

$$I_{L,ref} = I_{cc} \quad (5)$$

$$a_{ref} = \frac{\mu_{V,oc} T_{P,ref} - V_{oc,ref} + \varepsilon N_s}{\frac{\mu_{I,cc} T_{P,ref}}{I_{L,ref}} - 3} \quad (6)$$

$\mu_{I,cc} = 1.23.10^{-3} A.K^{-1}$: Temperature coefficient of the short circuit current [4].

$\mu_{V,oc} = -0.0775 V.K^{-1}$: Temperature coefficient of the open circuit voltage [4].

$\varepsilon = 1.12$ eV: the bandgap energy.

$N_s = 36$: cells number in series.

In addition, the open circuit voltage V_{co} is expressed by the following relationship [9]:

$$V_{co} = \frac{kT_C}{q} \left(1 + \frac{I_L}{I_0} \right) \quad (7)$$

k : Boltzmann's constant (J.K⁻¹)

Moreover, the power generated by the solar cell is:

$$P = I.V \quad (8)$$

Taking into account the relation (1), we obtain:

$$P = \left(I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I.R_s}{a} \right) - 1 \right] \right). V \quad (9)$$

The maximum electrical power at MPP (P_m) of a module is given by:

$$P_m = V_{opt} \times I_{opt} \quad (10)$$

Where V_{opt} and I_{opt} are respectively the optimum voltage and current.

To evaluate them under a given weather condition, it is necessary to solve this equation:

$$\left. \frac{dP}{dI} \right|_{I=I_{opt}} = 0 \quad (11)$$

The energy efficiency of the solar cell is then defined by:

$$\eta = \frac{P_m}{R_G \times S} \quad (12)$$

B. Heat balance

A part of short wave solar radiation (R_G) activates the PV and raises its temperature, while the rest is discharged through long wave radiation (Φ_r) and convective flow (Φ_c) to the ambient air.

The heat balance performed at the panel surface (S) can be written as:

$$(R_G.S) - \Phi_c - \Phi_r - P = 0 \quad (13)$$

Where:

Φ_c : the convective heat flux expressed by Newton's law as follows:

$$\Phi_c = h.S.(T_p - T_{air}) \quad (14)$$

The heat transfer coefficient h is correlated, for the case of a horizontal flat plate under conditions of

natural convection, by the following relationship [12]:

$$Nu = 0.54 \times (R_a)^{0.25} \quad \text{for } 10^4 < Ra < 10^6$$

$$Nu = 0.15 \times (R_a)^{0.33} \quad \text{for } 10^6 < Ra < 10^{11}$$

Where :

Nu : Nusselt number.

$$G_r = \frac{\beta g |T_p - T_{air}| L^3}{\nu^2} : \text{Grashof number}$$

$$R_a = G_r \times P_r : \text{Rayleigh number}$$

β : coefficient of thermal expansion (equal to $1/T$ for the ideal gas).

$$P_r = \frac{\mu.C_p}{\lambda} : \text{Prandtl number}$$

$\Phi_r = \sigma.S.(T_p^4 - T_v^4)$: Net radiation of long wave radiations exchanged between the surface of the PV and the sky.

The temperature of the sky is evaluated by the following relation [12]:

$$T_v = 0.0552.T_{air}^{1.5}$$

III. RESULTS AND DISCUSSIONS

A. Influence of the PV's temperature and the solar radiation

The one-diode electrical model enables to determine the intensities of current and voltage that the solar cell outputs under radiation and temperature conditions. Indeed, Figure (2) shows that increasing the temperature of the PV affects its ability of conversion.

Figures (3 - 5) are obtained by varying the intensity of the incident solar radiation on the surface of the PV, which is maintained at a constant temperature.

Moreover, for a fixed temperature of the PV, the increase in irradiance (Figures 3 and 4) promotes the production of electric current and increases the maximum electrical power.

However, as shown in figure (5), the variation of solar intensity does not affect the performance of the PV panel but increases its temperature and causes yield losses. The performance of PV decreases linearly when the temperature increases (Fig. 6).

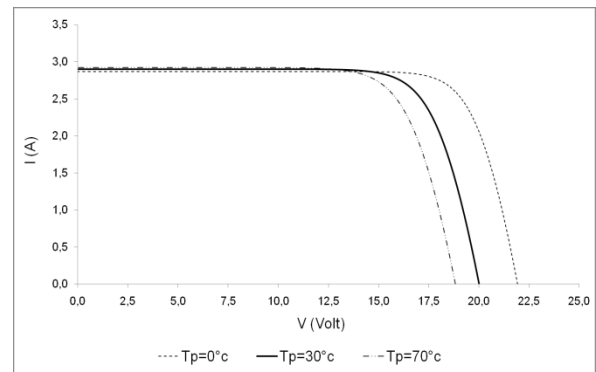


Fig. 2 influence of the temperature on the current-voltage characteristic $I(V)$ of the solar module at $R_G = 1000 W.m^{-2}$.

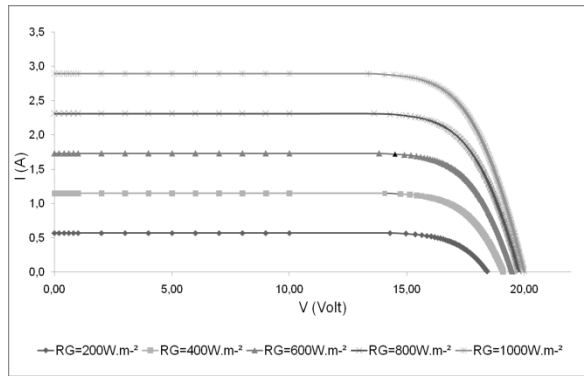


Fig. 3 influence of solar radiation on the current-voltage characteristic $I(V)$ of the solar module at 25°C.

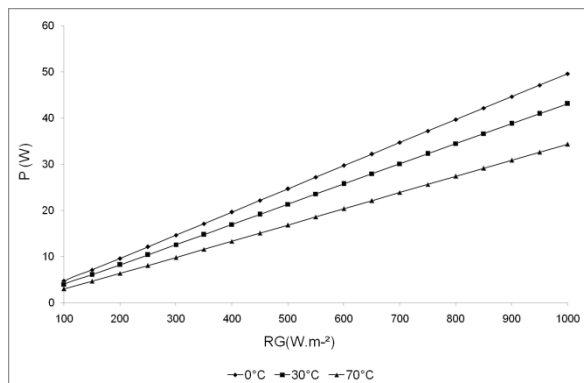


Fig. 4 Maximum electric power at MPP vs. the intensity of solar radiation at different temperature of the PV.

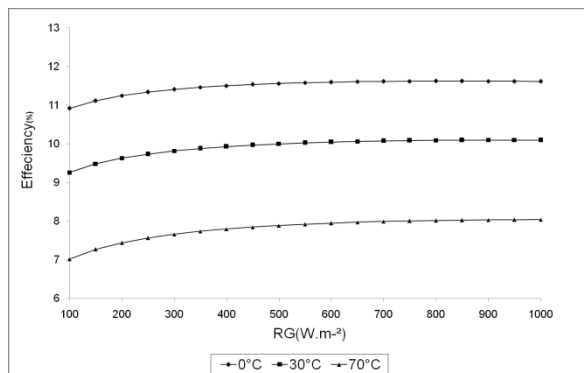


Fig. 5: Efficiency vs. intensity of solar radiation at different temperatures of the PV.

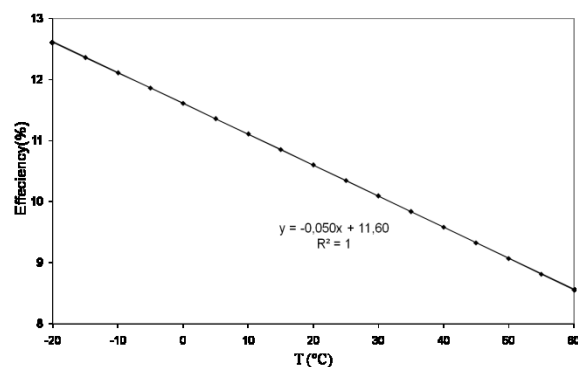


Fig 6: Evolution of the efficiency with the PV's temperature at $RG=1000 \text{ W.m}^{-2}$.

B. Behavior of the PV module under different climatic conditions

1) Boundary conditions

A PV module with 36 cells and an area of 0.427 m^2 [11], is exposed to the climatic conditions of the days of equinoxes and solstices that characterize the region of Tizi-Ouzou (Latitude $36^{\circ}43'N$, Longitude $4^{\circ}4'E$). Figures 7 and 8 shows the variations of air temperature and solar radiation during these days. The heat balance performed on the surface of PV coupled to the electric model leads to a rather complex system of equations. The resolution is performed by successive iterations.

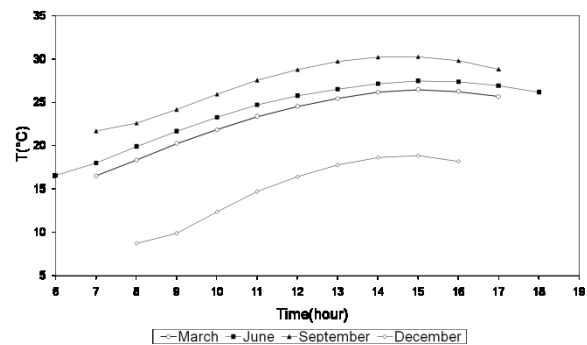


Fig 7: Day variations of air temperature during the equinoxes and solstices periods.

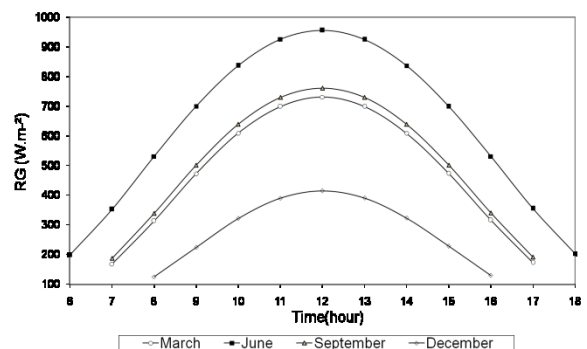


Fig 8: Day variations of the intensity of solar radiation during the equinoxes and the solstices periods.

2) Interpretation

It appears through figure (9) that the temperature of the panel is very sensitive to the solar radiation and the air temperature. It is high for the summer solstice and low for the winter solstice. At solar noon, it reaches temperatures of 30, 60, 65 and 75°C , respectively, during the days of December, March, September and June. This has consequences in terms of the performance of the PV (Figure 10). There was a decrease of about 3% between the days of December and June.

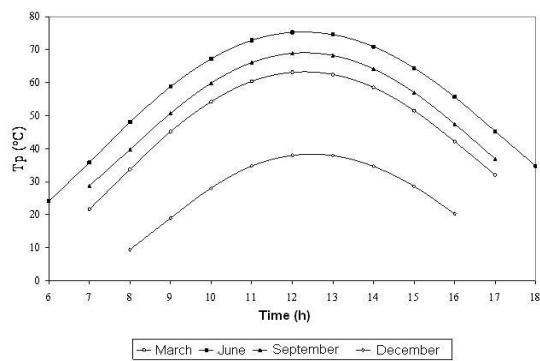


Fig 9: Evolution of the PV's temperature over time for different days of the year.

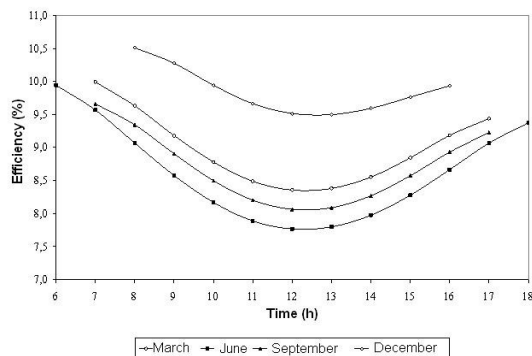


Fig 10: Evolution of the performance of PV during the equinoxes and the solstices periods.

IV. CONCLUSION

In a first step, we became interested in a one-diode electrical model. It showed the influence of solar radiation on the energy conversion efficiency of the PV panel maintained at a given temperature. It was found that the increase of PV's temperature affects greatly the panel performances. Moreover, increasing the intensity of radiation increases the power delivered by the PV panel without affecting its effectiveness.

The temperature of the PV panel results from the climate conditions. Therefore, its value is determined by a heat balance which includes both radiatives (short and long wavelengths) and convective exchanges. The equations obtained are then solved by successive iterations.

As an application, we consider the days of the equinoxes and solstices of Tizi-Ouzou. The results show that the performances of PV decrease 3% from December to June. Indeed, unlike the summer solstice, the low intensities of the air temperature and the solar radiation induce less warming for a PV. This finding concerns also PV systems installed in the northern and the southern regions characterized, respectively, by cold and hot climates.

This is why we must take into account these yield losses to design these installations.

V. REFERENCES

[1] F. Treble, Milestones in the development of crystalline silicon solar cells. Proc. World Renewable

Energy Congress, Florence, Italy, 1998:473 - 478

- [2] C. Koch, M. Ito, M. Schubert, Low-temperature deposition of amorphous silicon solar cells. Solar Energy Materials & Solar Cells 68 (2001) 227-236.
- [3] S. M. Sze, Physics of Semiconductor Devices, John Wiley & Sons, New York, 1981, p.264.
- [4] TU Townsend, 'A Method for Estimating the Long Term Performance of ... Characteristics of Solar Cells', Solar Cells, Vol. 4, No. 2, pp. 169-178, 1981.
- [5] L. PROTIN, S. ASTIER, Convertisseurs photovoltaïques, Techniques de l'ingénieur Génie Electrique, D3 360
- [6] V. QUASCHING, "Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells", Solar Energy, Vol. 56, No. 6, pp. 513-520, 1996.
- [7] J. A. Duffie, W. A. Beckman, Solar Engineering Of Thermal Processes. John Wiley & Sons, New York, 1988.
- [8] Hans. S. Rauschenbach, Solar Cell Array Design Handbook: The Principles and Technology of Photovoltaic Energy Conversion, Published April 1st 1980 by Van Nostrand Reinhold Company, 0442268424 (ISBN13: 9780442268428).
- [9] E. Radziemska, The effect of temperature on the power drop in crystalline silicon solar Cells, Renewable Energy 28 (2003) 1-12.
- [10] P. Singh, N. Mr. Ravindra, Temperature dependence of solar cell performance-an analysis. Solar Energy Materials and Solar Cells 101 (2012) 36-45.
- [11] J. P. Holman, Heat Transfer, 8th edition, McGraw-Hill, 1997.
- [12] J. I. Montero, A. Muñoz, A. Antón, N. Iglesias, Computational fluid dynamic modeling of night-time energy fluxes in unheated greenhouses. Acta Horticulturae, 2004, Vol 691. pp. 403-410.